

The background of the cover is a photograph of a suspension bridge with a wooden deck and green metal railings, stretching across a lush green forest. The sky is filled with dramatic, grey clouds, with a bright light source breaking through near the top center.

**BCG**

Gutachten für den



# KLIMAPFADE 2.0

Ein Wirtschaftsprogramm  
für Klima und Zukunft

Oktober 2021



# KLIMAPFADE 2.0

Ein Wirtschaftsprogramm  
für Klima und Zukunft

# Inhalt

1	Einleitung	4
2	Technische Maßnahmen – der Weg zum klimaneutralen Industrieland	10
2.1	Kontext – neue deutsche Klimaziele	10
2.2	Zielpfad 2045 – der schmale Pfad zu „Net Zero“	12
2.3	Zielpfad 2030 – nationale Transformation mit schmalem Pfad	30
3	Aktuelle Regulierung – Anspruch und Wirklichkeit	37
3.1	Internationaler und europäischer Kontext	37
3.2	Referenzpfad 2030 – eine klaffende Emissionslücke	39
4	Investitionen, Kosten – ein finanzieller Kraftakt	42
4.1	Investitionen – ein Billionenprogramm für Deutschland	42
4.2	Mehrkosten – Klimaschutz kostet	46
5	Politische Impulse für die deutsche Klimapolitik	50
5.1	Die Aufgabe – Ziele und Hürden für schnelleren Klimaschutz	50
5.2	Regulatorische Denkschulen – es braucht einen Instrumentenmix	51
5.3	Politische Impulse für die deutsche Klimapolitik	54
6	Aufbruch in ein klimaneutrales Industrieland?	77
7	Sektorbetrachtung Industrie	78
7.1	Ausgangslage	79
7.2	Klimapfad für die Industrie	81
7.3	Investitionen, Mehrkosten, Regulierungslücke	93
7.4	Politische Instrumente	94
8	Sektorbetrachtung Verkehr	105
8.1	Ausgangslage	106
8.2	Klimapfad für den Verkehr	110
8.3	Investitionen, Mehrkosten, Regulierungslücke	122
8.4	Politische Instrumente	124

9	Sektorbetrachtung Gebäude	132
9.1	Ausgangslage	133
9.2	Klimapfad für Gebäude	136
9.3	Investitionen, Mehrkosten, Regulierungslücke	145
9.4	Politische Instrumente	147
10	Sektorbetrachtung Energiewirtschaft	155
10.1	Ausgangslage	156
10.2	Klimapfad für die Energiewirtschaft	158
10.3	Investitionen, Mehrkosten, Regulierungslücke	168
10.4	Politische Instrumente	172
11	Appendix	179
11.1	Annahmen	179
11.2	Instrumentensteckbriefe	195
	Abbildungsverzeichnis	217
	Tabellenverzeichnis	220
	Glossar und Abkürzungsverzeichnis	221
	Quellen	231
	Über die Autoren	236
	Danksagung	237

# 1 Einleitung

Mit dem Klimaschutzgesetz 2021 hat die Bundesregierung ihre bisher gültigen Emissionsziele noch einmal deutlich verschärft und damit einen ehrgeizigen deutschen Beitrag zur Begrenzung des Klimawandels angekündigt. Deutschland hat sich damit verpflichtet, bis 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Die Verwirklichung dieser Zielsetzung ist ein politisches, wirtschaftliches und gesellschaftliches Großprojekt von historischer Tragweite. Gleichzeitig ist bereits der kurzfristige Handlungsdruck immens. Das Gesetz sieht vor, Emissionen bis 2030 um 65 Prozent im Vergleich zum Jahr 1990 zu senken – dies entspricht einer Emissionsreduktion bis 2030 gegenüber 2019 um fast die Hälfte.

Im Januar 2018 haben die Boston Consulting Group (BCG) und der Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI) zusammen mit der Prognos AG eine gemeinsame Studie „Klimapfade für Deutschland“ veröffentlicht, in der in verschiedenen Szenarien volkswirtschaftlich optimierte CO<sub>2</sub>-Reduktionspfade für alle Sektoren beschrieben wurden. Diese Studie ist im Grundsatz weiterhin gültig. Durch die seither verschärften deutschen Klimaziele ist der erforderliche Emissionsreduktionspfad allerdings noch einmal erheblich steiler geworden. Zugleich hat die klimapolitische Regulierung mit dieser Verschärfung nicht Schritt gehalten.

Vor diesem Hintergrund wurde BCG durch den BDI mit der Erarbeitung einer Folgestudie beauftragt. Ziel der Studie ist es, einen klimapolitischen Instrumentenmix zu erarbeiten, der in allen Sektoren die Erreichung der Klimaziele im Jahr 2030 ermöglichen würde und die wichtigsten Weichen in Richtung Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 stellt. Gleichzeitig sollen der Erhalt von Deutschlands Wettbewerbsfähigkeit und Industrie sowie eine sozial möglichst ausgewogene Kostenverteilung sichergestellt werden.

Zu diesem Zweck wurden zunächst eine umfassende und technologieoffene Analyse erforderlicher technischer Klimaschutzmaßnahmen zur Zielerreichung in den Jahren 2030 und 2045 sowie eine Bewertung der zur Umsetzung nötigen Investitionen und betriebswirtschaftlichen Kosten einzelner Akteure im Wirtschaftssystem erstellt. Aus einer Bewertung der Auswirkungen bestehender europäischer und nationaler Regulierungsinstrumente wurde im Anschluss eine „Regulierungslücke“ für das Jahr 2030 abgeleitet. Nicht zuletzt wurden Vorschläge für politische Instrumente entwickelt, die diese Lücke schließen und besondere Belastungen bei Industrieunternehmen und privaten Haushalten adressieren.

Zusätzlich wurden die fiskalischen Effekte detailliert analysiert – etwa staatliche Ausgaben infolge von Förderungen grüner Technologien oder von Ausgleichsmaßnahmen, Mindereinnahmen durch geringere Energiesteuern oder Mehreinnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Die Untersuchungsbreite und -tiefe der vorliegenden Studie geht somit weit über die Studie "Klimapfade für Deutschland" aus dem Jahr 2018 hinaus, in der aus volkswirtschaftlicher Sicht kosteneffiziente Pfade analysiert wurden, um die damaligen Klimaziele Deutschlands – eine Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) im Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 – zu erfüllen.

Naturgemäß bestehen vor allem längerfristig hohe Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung technologischer Fortschritte und Kosten. Zudem sind für viele Maßnahmen erhebliche Umsetzungs- und Akzeptanzhürden zu überwinden. Die vorliegende Studie beschreibt einen aus heutiger Perspektive kosteneffizienten Pfad. Die Ziele wären in Teilen auch mit einer anderen Technologiekombination erreichbar. Außerdem kann sich vor allem für die Zeit nach 2030 das Portfolio verfügbarer kosteneffizienter Technologien noch ändern – zum Beispiel durch Investitionsoffensiven anderer Länder in Technologien wie Wasserstoff. Um flexibel auf technologische Unsicherheiten sowie mögliche Umsetzungs- und Akzeptanzhürden reagieren zu können, sollte Deutschland das Technologie- und Maßnahmenportfolio auch für abweichende Entwicklungen offenhalten.

Die Studie nimmt eine weitgehend nationale Perspektive ein. Sie zielt auf die Erreichung der neuen nationalen CO<sub>2</sub>-Ziele – mit überwiegend nationalen Regulierungsinstrumenten. Natürlich ist effektiver Klimaschutz eine globale Aufgabe. Das erfordert einerseits langfristig international vergleichbarere Ziele und andererseits eine stärkere internationale, mindestens gesamteuropäische Steuerung. Wie die Bundesregierung auf eine stärkere Internationalisierung des Klimaschutzes hinwirken kann, steht nicht im Fokus der Studie.

Die Ergebnisse der Studie wurden in einem umfangreichen und intensiven „Bottom-up“-Prozess mit der deutschen Industrie erarbeitet und validiert. Mehr als 150 Experten von BCG, dem BDI sowie aus rund 80 Unternehmen und Verbänden waren von März bis September 2021 darin eingebunden. Ein Beirat aus Wissenschaftlern und Arbeitnehmervertretern stand dem Projekt in zentralen Fragen beratend zur Seite. Wesentliche Aspekte wurden darüber hinaus in zahlreichen Interviews mit führenden Experten plausibilisiert. Damit bietet die Studie eine objektive und breit abgesicherte Faktenbasis für den weiteren gesellschaftlichen und politischen Diskurs.

# Klimapfade 2.0 auf einen Blick

1

Deutschland steht vor der größten Transformation seiner Nachkriegsgeschichte. Die gesetzlich verankerte Erreichung der **Treibhausgasneutralität bis 2045** erfordert einen fundamentalen Umbau unseres Energiesystems, unserer internationalen Energieversorgung, unseres Gebäude- und Fahrzeugbestands, unserer Infrastruktur sowie großer Teile unserer produzierenden Wirtschaft.

2

Bereits die in diesem Jahrzehnt erforderlichen Veränderungen sind drastisch. Zur Erreichung der gesetzlich vereinbarten **Klimaschutzziele 2030** braucht Deutschland innerhalb der nächsten neun Jahre einen weitgehenden Verzicht auf Reinvestitionen in fossile Technologien – in manchen Sektoren sofort. Zudem muss die Kohleverstromung deutlich schneller zurückgehen als bisher geplant.

3

Die Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen erfordert bis 2030 **Mehrinvestitionen** in Höhe von rund 860 Mrd. Euro, etwa 100 Mrd. Euro pro Jahr. Das entspricht jährlich knapp 2,5 Prozent des deutschen Bruttoinlandsprodukts (BIP).

4

Die Erreichung der gesetzlich vereinbarten Klimaschutzziele im Jahr 2030 erfordert beinahe eine Halbierung der Emissionen gegenüber 2019. Die **aktuelle Klimapolitik** reicht dafür in keinem Sektor aus. Ohne Umsteuerungen würde Deutschland bis 2030 etwa 184 Mt CO<sub>2</sub> an jährlichen Emissionen einsparen – nur knapp halb so viel wie nötig. Bereits in der im Herbst 2021 beginnenden Legislaturperiode sind kritische Entscheidungen und Steuerungsimpulse erforderlich. Verzögern sich diese, wären die gesetzlich vereinbarten Klimaschutzziele nicht mehr oder nur noch unter Einsatz von deutlich höheren Investitionen zu erreichen.

5

Die Umsetzung der benötigten Klimaschutzmaßnahmen ist politisch und regulatorisch komplex. Einfache Antworten greifen zu kurz. Es braucht einen breiten **Instrumentenmix** mit übergreifenden und sektorspezifischen Maßnahmen, der zügigen Infrastrukturaufbau durchsetzt, die Nutzung fossiler Brennstoffe effektiv verteuert, erneuerbare Technologien günstiger macht, den erheblichen Investitionsbedarf für Bürger und Unternehmen tragbar macht und entscheidende Weichen für die Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 stellt.

6

„Klimapfade 2.0“ schlägt ein **Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft** aus rund 20 Instrumenten vor, welches den Aufbau zukunftsfähiger Infrastruktur vorantreibt, die Energie-, Verkehrs- und Wärmewenden deutlich beschleunigt sowie den treibhausgasneutralen Umbau von Deutschlands industrieller Basis einleitet.

Durch steigende CO<sub>2</sub>-, Energie- und Materialkosten entstehen Unternehmen im Jahr 2030 dabei etwa 15 bis 23 Mrd. Euro Mehrbelastungen. Zum **Erhalt industrieller Wettbewerbsfähigkeit** sind daher verlässliche Ausgleichsinstrumente für besonders betroffene Branchen erforderlich.

7

8

Die Umsetzung dieses Programms wird im Jahr 2030 zu 20 bis 30 Mrd. Euro Mehrbelastungen für private Haushalte führen, die nicht auf emissionsarme Technologien wechseln (können). Um eine faire Lastenverteilung sicherzustellen, sind daher **soziale Ausgleichsmaßnahmen** nötig.

9

Die staatliche Unterstützung der Transformation und der Ausgleich entstehender Belastungen für private Haushalte und Unternehmen werden im Jahr 2030 47 bis 50 Mrd. Euro zusätzliche **Ausgaben der öffentlichen Hand** erfordern, zwischen 2021 und 2030 insgesamt 230 bis 280 Mrd. Euro. Diese müssen mit Einsparungen im Bundeshaushalt, Abgaben, Steuern oder Schulden finanziert werden.

10

Diese nationale Anstrengung wird nur dann einen wesentlichen Einfluss auf das Weltklima haben, wenn sie international Nachahmer und Partner findet. Umso mehr sollte sich Deutschland stärker für eine europäisch und **international abgestimmte Klimapolitik** einsetzen. Zudem sollte Deutschland auf eine deutlich offenere Ausgestaltung des EU-Beihilferechts hinwirken, die die öffentliche Unterstützung der Transformation ermöglicht.

11

Um Deutschland auf den schmalen Pfad in Richtung Treibhausgasneutralität zu navigieren, muss die nächste Bundesregierung sehr schnell sehr viele Weichen stellen. Dafür benötigt Deutschland sowohl eine effektivere und politisch besser koordinierte **politische Steuerung** auf Bundes- und Länderebene als auch eine erhebliche Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren.

12

Die Erreichung der gesetzlich vereinbarten Klimaschutzziele ist eine gesamtgesellschaftliche Mammutaufgabe. Sie erfordert bereits in den ersten Monaten der neuen Legislaturperiode sofortige Umsteuerungen. Gleichzeitig bietet eine erfolgreiche Umsetzung des hier beschriebenen umfassenden Modernisierungsprogramms eine **historische Chance**, Deutschland zu einem klimaneutralen Industrieland zu transformieren, einen ambitionierten Beitrag zur Begrenzung der Auswirkungen des Klimawandels zu leisten und damit den Wohlstand dieser und kommender Generationen zu sichern.

# ABBILDUNG 1 | AUSBLICK: Klimaneutrales Deutschland im Jahr 2045

## CCS-Infrastruktur

für Transport und Speicherung von CO<sub>2</sub> an Land und auf See

~ 305 TWh PtL-Nachfrage für Netto-Nullemissionen im Luft- und Seeverkehr, in der Chemie sowie in den auf der Straße verbleibenden Verbrennern, davon ~ 295 TWh Importe

> 480 GW Wind und PV  
Ausbau von 2021 rund 110 GW bis an Potenzialgrenzen, um ~ 990 TWh Stromnachfrage zu bedienen

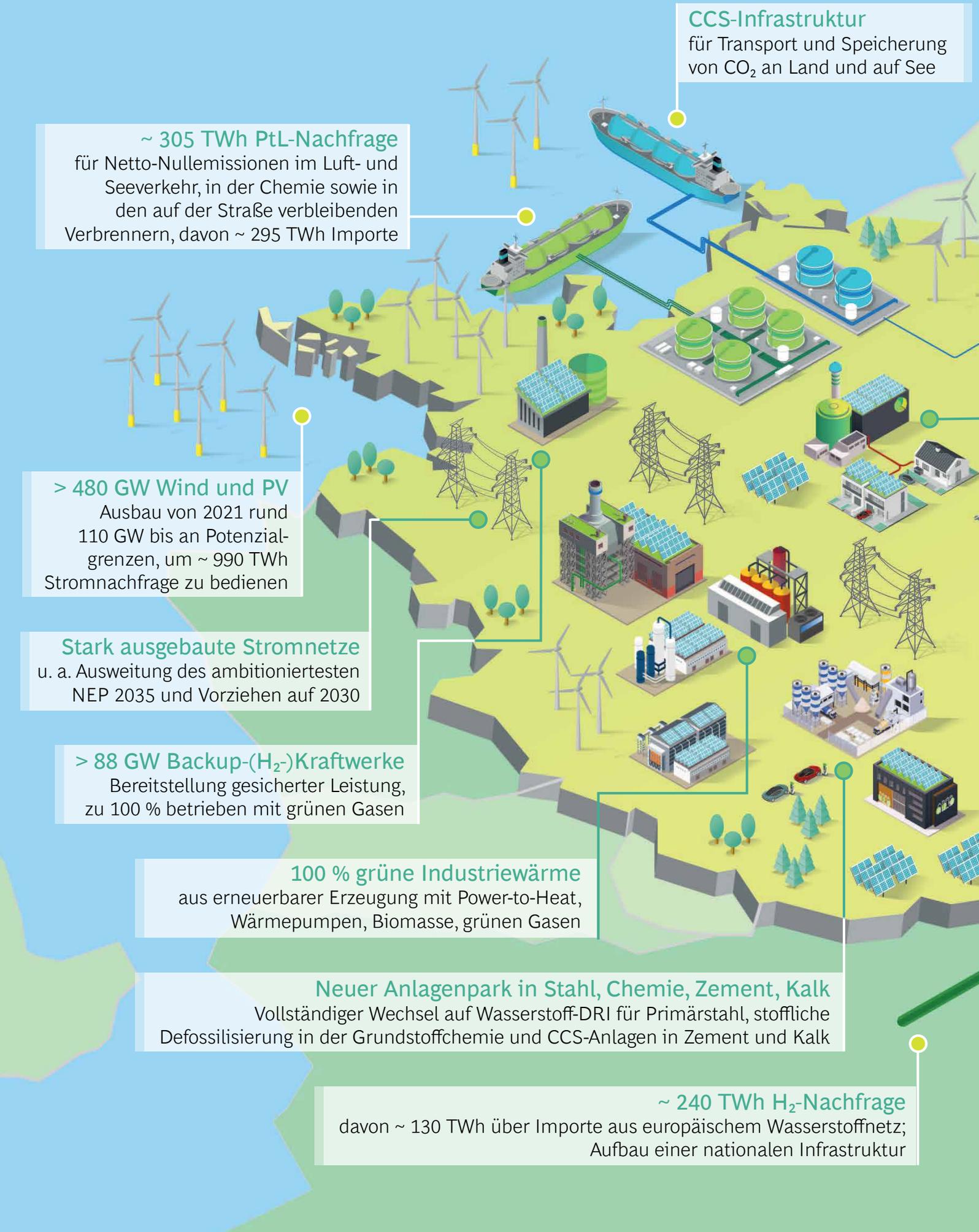
Stark ausgebaute Stromnetze  
u. a. Ausweitung des ambitioniertesten NEP 2035 und Vorziehen auf 2030

> 88 GW Backup-(H<sub>2</sub>-)Kraftwerke  
Bereitstellung gesicherter Leistung, zu 100 % betrieben mit grünen Gasen

100 % grüne Industriewärme  
aus erneuerbarer Erzeugung mit Power-to-Heat, Wärmepumpen, Biomasse, grünen Gasen

Neuer Anlagenpark in Stahl, Chemie, Zement, Kalk  
Vollständiger Wechsel auf Wasserstoff-DRI für Primärstahl, stoffliche Defossilisierung in der Grundstoffchemie und CCS-Anlagen in Zement und Kalk

~ 240 TWh H<sub>2</sub>-Nachfrage  
davon ~ 130 TWh über Importe aus europäischem Wasserstoffnetz;  
Aufbau einer nationalen Infrastruktur



## 100 % treibhausgasneutraler Luftverkehr

Umstellung auf 100 % grüne Kraftstoffe sowie alternative Antriebe

## 59 Mt negative Emissionen

durch Biomasse-CCUS und Direct Air Capture, zusätzlich 11 Mt CCUS bei fossilen Prozessemissionen in Baustoffen

## 100 % grüne Fernwärme und Quartierslösungen

4 Mio. angeschlossene Gebäude

## Starker Verkehrsmittelwechsel

Schienenverkehrsleistung wächst um 50 % für Personen und 70 % für Güter gegenüber 2019

## Dekarbonisierung im Straßenverkehr

39 Mio. batterieelektrische Pkw, damit > 85 % des Fahrzeugbestands; 480 Tsd. batterieelektrische und 115 Tsd. H<sub>2</sub>-betriebene Lkw

## Flächendeckende Lade- und H<sub>2</sub>-Infrastruktur

Zur Ermöglichung des Hochlaufs vor allem frühzeitiger Ausbau auf bereits 9 Mio. private und 6 Mio. öffentliche Ladepunkte bis 2030

## Nachhaltige Land- und Forstwirtschaft

Effizientere Landnutzung und Düngereinsatz, Schaffen von CO<sub>2</sub>-Senken durch LULUCF

## 2,1 % energetische Gebäudesanierungsrate

Gebäudesanierungen auf durchschnittlich ~ 70 kWh/(m<sup>2</sup> a)

## 100 % grüne Gebäudewärme

u. a. 15 Mio. Wärmepumpen

# 2

## Technische Maßnahmen – der Weg zum klimaneutralen Industrieland

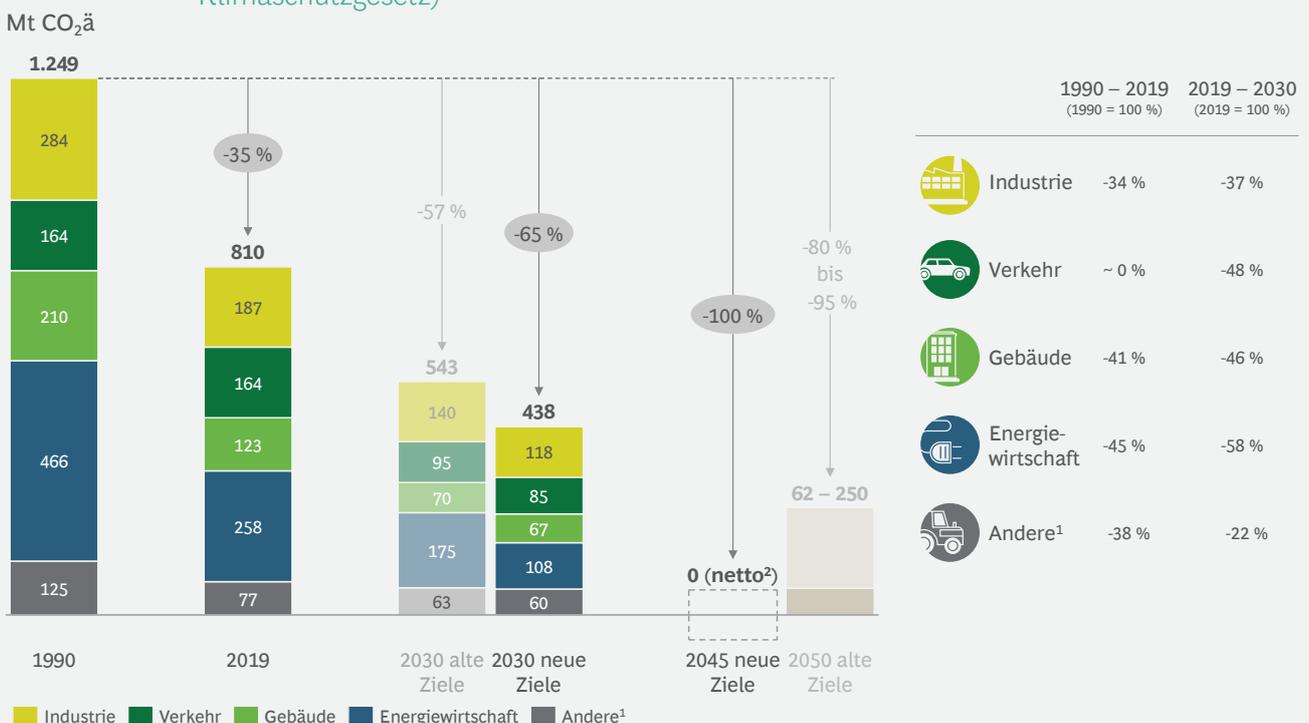
### 2.1 Kontext – neue deutsche Klimaziele

Die Klimapolitik in Deutschland und Europa hat 2021 mit neuen, ambitionierten Zielen eine historische Entwicklung genommen. Auf EU-Ebene wurde Mitte April im Rahmen des „EU Green Deal“ ein Klimagesetz verkündet, mit dem das 2030-Ziel der EU von 40 Prozent Reduktion der THG-Emissionen gegenüber 1990 auf 55 Prozent erhöht wurde. Außerdem sieht das Gesetz Treibhausgasneutralität in der EU bis spätestens 2050 vor und will Europa damit zum ersten klimaneutralen Kontinent machen. Etwa eine Woche später erklärte das Bundesverfassungsgericht das 2019 verabschiedete deutsche Klimaschutzgesetz für in Teilen verfas-

sungswidrig, da darin für die Zeit nach 2030 hinreichend klare Vorgaben für THG-Reduktionen zur Begrenzung der Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad Celsius fehlten. Als Reaktion darauf kündigte das Bundeskabinett zwei Wochen später sowohl ambitioniertere Klimaziele für 2030 als auch ein neues Langfristziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 an - fünf Jahre vor der EU. Mit dem neuen Klimaschutzgesetz wurden diese Ziele im Juni vom Bundestag verabschiedet. Über ein Gesetz, das in der Vergangenheit monate- oder gar jahrelanger Verhandlungen bedurft hätte, wurde also innerhalb von weniger als zwei Monaten entschieden.

### Klimaschutzgesetz erfordert Treibhausgasneutralität bis 2045

ABBILDUNG 2 | Emissionsverlauf in Deutschland 1990 – 2045/2050 (nach altem und neuem Klimaschutzgesetz)



1. Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges 2. Kompensation von Restemissionen, z. B. aus Landwirtschaft durch Direct Air Carbon Capture, Utilization and Storage (DACCUS) oder Land Use, Land-Use Change and Forestry (LULUCF)

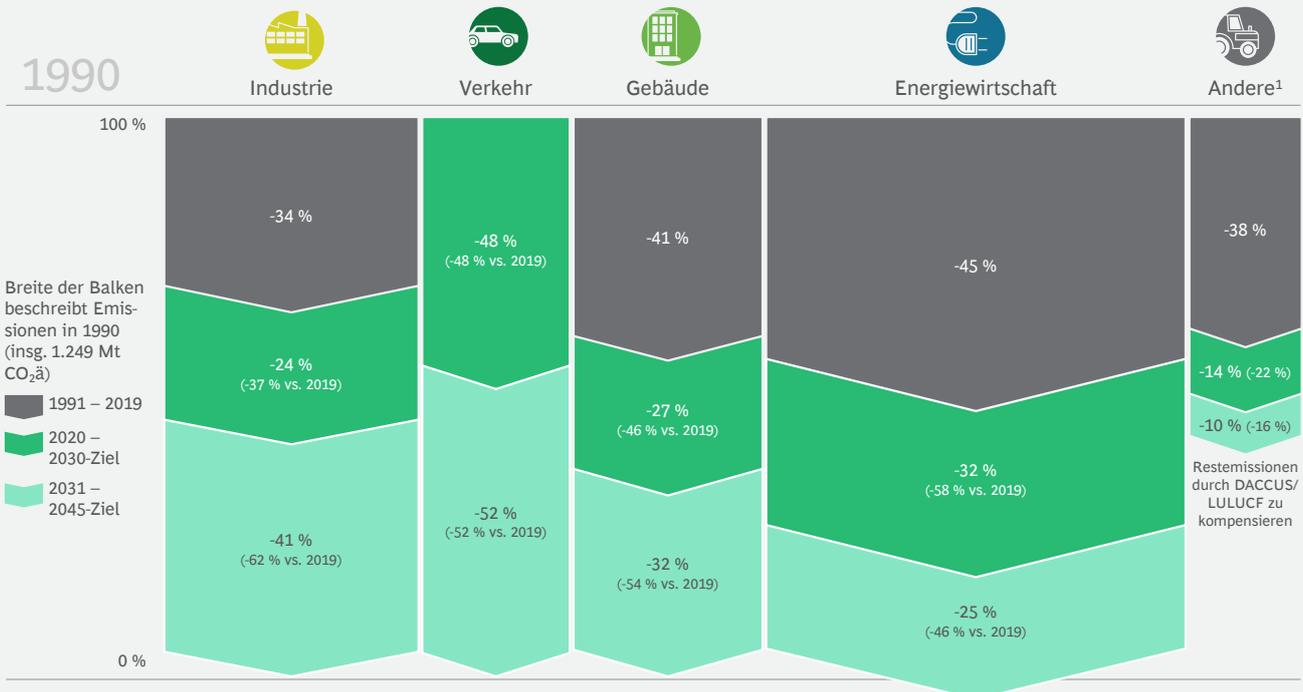
Anmerkung: Alte Ziele gemäß Klimaschutzgesetz von 2019; neue Ziele gemäß Novelle des Klimaschutzgesetzes von 2021

Quelle: UBA (2021); BCG-Analyse

# Klimaschutz: Sektorziele für 2030, Treibhausgasneutralität in 2045

ABBILDUNG 3 | Relative Emissionsentwicklung in Deutschland nach Sektoren 1990 – 2045

% der Emissionen von 1990



1. Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges

Anmerkung: Verkehr 2019 ungefähr konstant ggü. 1990; Bioenergy with Carbon Capture, Utilization and Storage (BECCUS) sind als negative Emissionen in Industrie und Energiewirtschaft enthalten; DACCUS = Direct Air Carbon Capture, Utilization and Storage; LULUCF = Land Use, Land-Use Change and Forestry  
Quelle: UBA (2021); BCG-Analyse

Das Klimaschutzgesetz sieht eine Erhöhung des 2030-Ziels von 55 Prozent THG-Reduktion gegenüber 1990 auf 65 Prozent vor. Außerdem soll 2045 Treibhausgasneutralität erreicht werden – anstelle eines bisher gültigen Ziels von 80 bis 95 Prozent THG-Reduktion bis 2050 (siehe Abbildung 2). Auch aus der noch zu verhandelnden Verteilung des höheren EU-Klimaziels für 2030 auf die Mitgliedsstaaten könnte sich theoretisch eine weitere Zielverschärfung ergeben, da Deutschland von der Erhöhung des europäischen Ziels um 15 Prozentpunkte (von 40 Prozent auf 55 Prozent) im ersten Schritt „nur“ 10 Prozentpunkte (von 55 Prozent auf 65 Prozent) übernommen hat. Aus heutiger Sicht ist eine solche Entwicklung allerdings sehr spekulativ.<sup>1</sup> Die Studie geht daher davon aus, dass die neu beschlossenen nationalen Ziele für 2030 nicht noch einmal erhöht werden.

Insgesamt ergibt sich aus dem Klimaschutzgesetz schon jetzt ein extrem ambitionierter THG-Reduktionspfad (siehe Abbildung 3). Die Gesamtemissionen müs-

sen bis 2030 im Vergleich zu 2019 fast halbiert werden. Für die einzelnen Sektoren bedeutet dies:<sup>2</sup>

- Die Energiewirtschaft hat seit 1990 von allen Sektoren mit 45 Prozent am meisten Emissionen reduziert. Mit 58 Prozent Minderung von 2019 bis 2030 gilt für sie auch jetzt das höchste Ziel, was vor dem Hintergrund steigender Stromnachfrage zur Dekarbonisierung anderer Sektoren umso herausfordernder ist (siehe Abbildung 3).
- Im Verkehr konnte seit 1990 keine Reduktion realisiert werden, unter anderem aufgrund gestiegener Verkehrsleistungen. Von 2019 bis 2030 muss der Sektor seine Emissionen um 48 Prozent reduzieren. Das ist relativ zur historischen Entwicklung das ambitionierteste Ziel aller Sektoren (siehe Abbildung 3).
- Die Industrie hat seit 1990 ihre Emissionen um etwa ein Drittel gesenkt, allerdings zu großen

<sup>1</sup> Mögliche Argumente gegen eine weitere Verschärfung der deutschen Klimaziele sind, dass Deutschland bisher bereits ein höheres Ziel hatte als von der EU gefordert, dass sich die Ziele aller EU-Mitgliedsstaaten im Rahmen des Effort Sharing über die kommenden Jahre etwas angleichen müssen, um alle Länder auf einen glaubhaften Nullemissionspfad zu bringen, und dass die EU-Ziele einen Beitrag aus LULUCF beinhalten, Deutschlands Ziele aber nicht.

<sup>2</sup> Im Rahmen dieser Studie werden THG-Emissionen als Quellenemissionen bilanziert, das heißt, sie werden den Sektoren zugerechnet, in denen die Emissionen entstehen.

Teilen aufgrund von Nachwendeeffekten. Das neue Ziel sieht von 2019 bis 2030 eine THG-Reduktion von weiteren 37 Prozent der Emissionen vor. Das ist im Vergleich zu anderen Sektoren etwas unterdurchschnittlich, aufgrund steigender industrieller Wertschöpfung aber als ebenfalls sehr ambitioniert einzuordnen (siehe Abbildung 3).

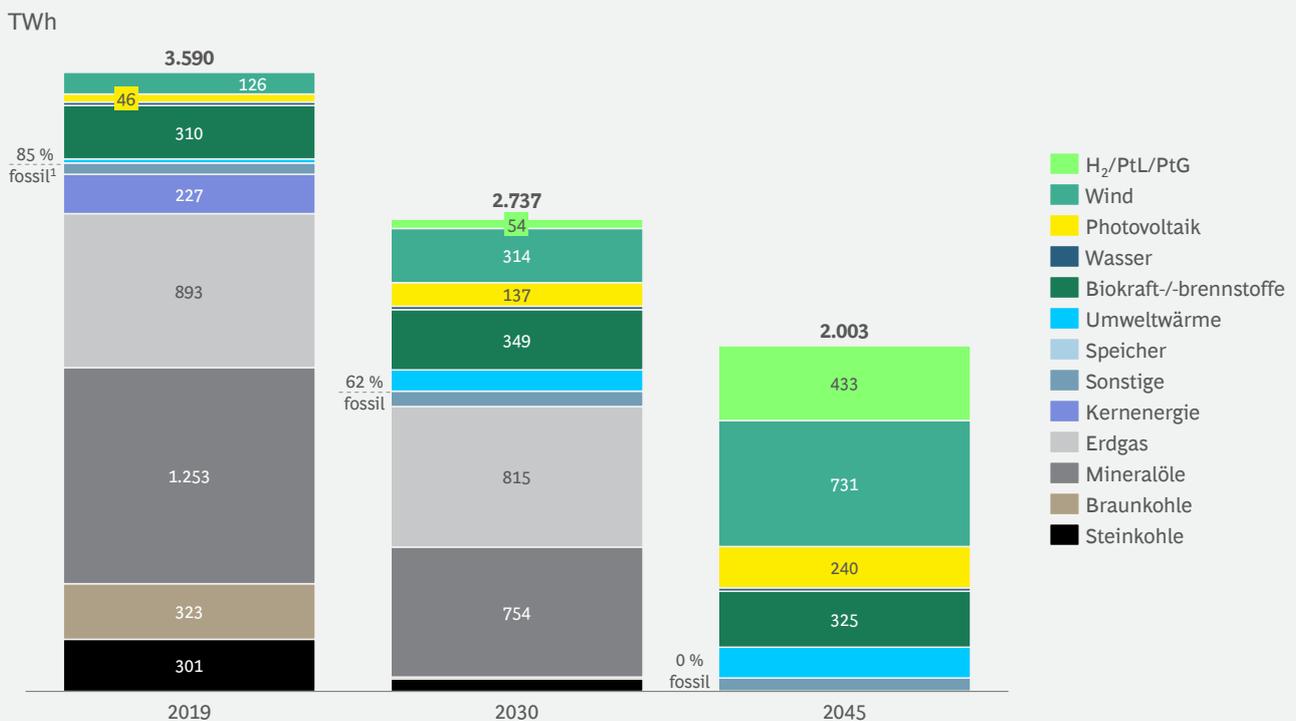
- In Gebäuden wurden seit 1990 41 Prozent der Emissionen eingespart. Bis etwa zum Jahr 2000 spielten hierbei Nachwendeeffekte eine erhebliche Rolle, danach hat sich die Entwicklung verlangsamt. Das neue Ziel schreibt eine THG-Reduktion um 46 Prozent zwischen 2019 und 2030 vor und stellt somit ebenfalls eine massive Beschleunigung dar (siehe Abbildung 3).
- Andere Sektoren wie Land- und Abfallwirtschaft weisen seit 1990 ebenfalls deutliche THG-Reduktionen auf. Da die verbleibenden Emissionen beispielsweise in der Landwirtschaft aber auf biologischen Prozessen beruhen und nur sehr schwer vermieden werden können, sind die weiteren Reduktionsziele von 2019 bis 2030 mit 22 Prozent geringer als in anderen Sektoren (siehe Abbildung 3).

## 2.2 Zielpfad 2045 – der schmale Pfad zu „Net Zero“

Die Erreichung dieser Ziele wird enorme Herausforderungen mit sich bringen: Deutschland steht vor der größten Transformation seiner Nachkriegsgeschichte. Das neue Klimaschutzgesetz sieht vor, dass Deutschland bis 2045 Treibhausgasneutralität erreicht. Der dafür nötige vollständige Verzicht auf fossile Brennstoffe erfordert einen fundamentalen Umbau unseres Gebäude- und Fahrzeugbestands, großer Teile unserer produzierenden Wirtschaft sowie unseres Energiesystems und unserer Energieinfrastruktur. Jeder fossile Energieerzeuger, fast jede industrielle Anlage, fast jedes motorisierte Fahrzeug und fast jeder Heizkessel müssen bis dahin ersetzt werden – in den meisten Fällen durch eine andere Technologie. Deutschland muss einen wesentlichen Teil seiner historisch gewachsenen industriellen Anlagenbasis vollständig ersetzen, die Erzeugung von erneuerbarem Strom bis zum heutigen Maßstäben realistischen Potenzial ausbauen und neue nationale Infrastrukturen für Elektromobilität, Wasserstoff und CO<sub>2</sub> aufbauen. Dieser Umbau muss innerhalb von nur 24 Jahren geschehen, also in einer einzigen Anlagengeneration. Das ist ein nationales Transformationsprojekt von historischer Tragweite.

## Vollständiger Verzicht auf fossile Brennstoffe bis 2045 erforderlich

ABBILDUNG 4 | Primärenergieverbrauch Deutschlands über alle Sektoren im Zielpfad 2019 – 2045



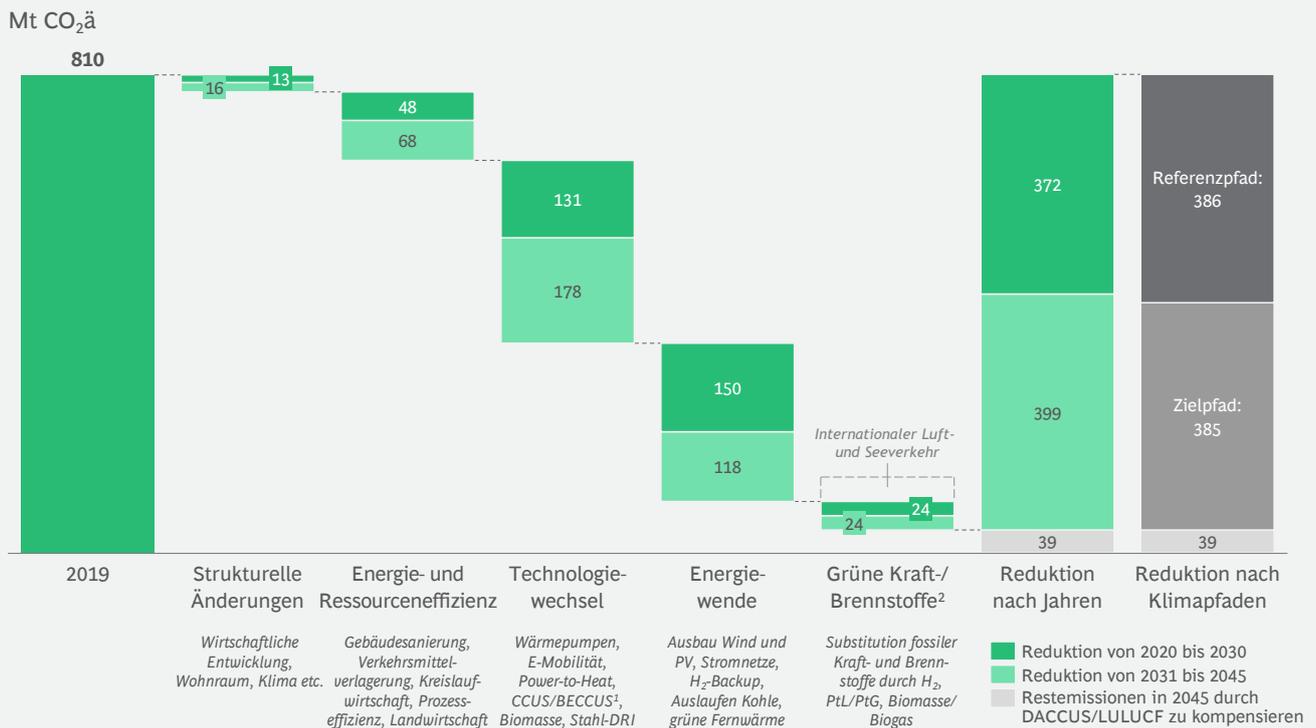
1. Fossil inkl. nuklear

Anmerkung: Inkl. Kraftstoffen für internationale Verkehre; inkl. stofflichen/nicht energetischen Verbrauchs von Energieträgern; exkl. Ein-/Ausfuhr von Strom und Fernwärme

Quelle: AGEB (2021c); BCG-Analyse

## Viele Hebel zur Erreichung von Nullemissionen notwendig

ABBILDUNG 5 | Reduktion der THG-Quellenemissionen in Deutschland 2019 – 2045



1. Gemeint ist die permanente Speicherung bzw. dauerhafte stoffliche Bindung von CO<sub>2</sub>. 2. Biomasse, Biomethan, Wasserstoff, synthetische Kraft- und Brennstoffe (hergestellt aus erneuerbarem CO<sub>2</sub> und grünem Wasserstoff); Kategorie enthält auch den THG-Reduktionseffekt des Ersatzes von Erdgas durch Wasserstoff in Stahl-DRI  
 Quelle: BCG-Analyse

Ein Treibhausgasneutralitätsziel erfordert einen vollständigen Verzicht auf fossile Brenn- und Rohstoffe. Es setzt damit ein sehr enges Korsett. Effizienzsteigerungen unterstützen die Erreichung der Klimaziele im Jahr 2030 in allen Sektoren und reduzieren insbesondere die Kosten für die Akteure. Die für die Klimaziele 2030 insgesamt benötigten Emissionsreduktionen und das Erreichen des Treibhausgasneutralitätsziels im Jahr 2045 erfordern jedoch einen vollständigen Wechsel von fossilen Energieträgern hin zu treibhausgasneutralen Technologien. Selbst Industrieprozesse, die mit Carbon-Capture-Anlagen kombiniert werden und deren Emissionen dauerhaft gespeichert oder stofflich gebunden werden, erzeugen immer noch Restemissionen, die teuer kompensiert werden müssen – etwa durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft. Somit ist die Nutzung von Carbon-Capture Utilization and Storage (CCUS) zur Reduktion fossiler Emissionen im Jahr 2045 mangels ausreichend skalierbarer Alternativen nur noch in Industrien mit unvermeidbaren Prozess-emissionen sinnvoll – vor allem in der Zement- und Kalkproduktion. In allen anderen Industrien und Sektoren muss Deutschland spätestens ab 2045 vollständig auf fossile Brenn- und Rohstoffe verzichten. Die Produktion von Stahl und chemischen Verbindungen wie Ammoniak und Methanol müsste gänzlich mit

CO<sub>2</sub>-neutralem Wasserstoff erfolgen, und die chemische Industrie müsste nicht nur ihre energetischen Emissionen reduzieren, sondern auch auf alle fossilen Rohstoffe verzichten – aktuell die fast ausschließliche Grundlage ihrer Produktion. Treibhausgasneutraler Wasserstoff dürfte nur noch aus komplett emissionsfreien Quellen stammen, was den Technologieraum für „blauen“ Wasserstoff verschließt. Dennoch muss Deutschland bereits im Jahr 2045 erhebliche Mengen „negativer Emissionen“ durch Bioenergie-CCUS (BECCUS) in der Industrie und Fernwärmeerzeugung, Direct Air CCUS (DACCUS) und mit natürlichen Senken (LULUCF) erzeugen, um etwa 5 Prozent nicht vermeidbare Restemissionen vor allem aus der Landwirtschaft zu kompensieren. Alle diese Maßnahmen müssen koordiniert geschehen und erfordern bereits sehr frühzeitige Weichenstellungen. Falls nur eine davon nicht umgesetzt wird, würde Deutschland seine Ziele verfehlen.

Der in dieser Studie beschriebene Zielpfad ist ein aus heutiger Sicht kosteneffizientes Szenario, in dem alle Sektoren der deutschen Wirtschaft im Zeitraum bis 2045 ihre gesetzlich festgelegten THG-Emissionsziele erreichen können. Dieser Zielpfad stellt keine Prognose dar, sondern sagt aus, wie viel mit welcher Technologiekombination getan werden müsste, um die

## Exkurs: Unterschiede zu „Klimapfade 1.0“

Die hier beschriebenen Pfade weichen in vielerlei Hinsicht von denen unserer 2018 mit der Prognos AG veröffentlichten Vorgängerstudie „Klimapfade für Deutschland“ ab:

- **Höheres Klimaziel:** In der Vorgängerstudie wurden Technologiepfade zur Erreichung der damals gültigen Klimaziele von 80 bis 95 Prozent THG-Reduktion bis zum Jahr 2050 modelliert. Das neue Ziel sieht eine Erreichung von Treibhausgasneutralität bis 2045 vor. Dadurch müssen einerseits viele Entwicklungen erheblich schneller erfolgen, andererseits wird der Technologiepfad eingeschränkt: Die Nutzung von CCUS in der Stahl-, Methanol- und Ammoniakproduktion ist aufgrund der verbleibenden Restemissionen nicht länger Teil des Lösungsraums. Fossile Brennstoffe sind auch für die stoffliche Nutzung in der Chemie ausgeschlossen. Als Konsequenz hat Deutschland unter anderem einen höheren Bedarf an Wasserstoff (Stahl, Methanol, Ammoniak) und synthetischen Kohlenwasserstoffen (Chemie). Außerdem werden negative Emissionen aus BECCUS, DACCUS und LULUCF benötigt, um jegliche verbleibenden Restemissionen auszugleichen.
- **Ziel 2030:** In der Vorgängerstudie wurden Technologiepfade auf eine volkswirtschaftlich kosteneffiziente Erreichung der Ziele im Jahr 2050 hin optimiert, ohne die Zwischenziele im Jahr 2030 erlangen zu müssen. Diese Studie bildet die Erreichung aller (neuen) Sektorziele im Jahr 2030 ebenfalls ab. Daher müssen schon sehr frühzeitig Investitionen in fossile Neuanlagen eingestellt werden.
- **Lkw-Oberleitungen als Teil der Ladeinfrastruktur:** In der Vorgängerstudie wurde der Aufbau von Lkw-Oberleitungen auf bis zu 8.000 km Autobahn als volkswirtschaftlich günstigste Dekarbonisierungsoption für den schweren Straßengüterverkehr identifiziert. Jedoch setzen Lkw-Hersteller auch bei Sattelschleppern inzwischen überwiegend auf Batterie- und Brennstoffzellenantriebe als Alternative zum Dieselmotor. Da sich insbesondere die Batterietechnologie schneller entwickelt hat als damals prognostiziert, ist nicht davon auszugehen, dass die Oberleitungsinfrastruktur ähnlich flächendeckend ausgebaut werden muss. Dennoch können Oberleitungen als Teil der Ladeinfrastruktur weiterhin komplementär zum Hochlauf alternativer Antriebe sein.
- **Diverserer industrieller Wärmemix:** Die volkswirtschaftlich kosteneffizienteste Option für industrielle Wärmeerzeugung bis 500 Grad Celsius ist die Nutzung von Biomasse. Diese hat daher in der Vorgängerstudie dominiert. Aufgrund der neuen Klimaziele muss ein großer Teil der Industriewärme bereits bis 2030 erneuerbar sein – und damit in einem Zeitraum, in dem große Teile der in Deutschland nachhaltig verfügbaren Biomasse noch in anderen Sektoren gebunden sind. In Konsequenz ergibt sich ein diverserer industrieller Wärmemix, in dem vor allem mehr Power-to-Heat eingesetzt werden muss.
- **Höherer Strombedarf:** Als Ergebnis der oben beschriebenen Anpassungen entsteht für Deutschland für den gesamten Untersuchungszeitraum ein erheblich höherer Strombedarf. Dieser stammt vor allem aus einer deutlich umfangreicheren Nutzung von Strom in der industriellen Wärmeproduktion entlang aller Temperaturniveaus, einem größeren Bedarf an heimischer Produktion von Wasserstoff und der Umstellung von Stahl auf H<sub>2</sub>-Direktreduktion mit Elektrolichtbogenöfen. Außerdem wurde in dieser Studie zusätzlicher Strombedarf für eine noch aufzubauende Batterieindustrie modelliert. Daraus ergeben sich entsprechende Konsequenzen für den Ausbau der Stromerzeugung, der Übertragungs- und Verteilnetze sowie der Flexibilisierung von Netzen und Verbrauchern.
- **Betriebswirtschaftliche Kosten:** Mehrkosten wurden in der letzten Studie aus volkswirtschaftlicher Perspektive modelliert, also ohne Steuern, Abgaben, Umlagen und sonstige Verteilungseffekte sowie mit einem volkswirtschaftlichen Kapitalverzinsungssatz von 2 Prozent. Da diese Studie die erforderliche Regulierung zur Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen bewertet, wurde hier eine betriebswirtschaftliche Perspektive gewählt.

Aus all diesen Faktoren resultieren in den Modellierungsergebnissen außerdem eine Reihe weiterer Detailänderungen. Diese können in den einzelnen Sektorkapiteln 7 bis 10 nachvollzogen werden.

deutschen Klimaziele zu erreichen. In der Methodik der vorliegenden Studie bildet der Zielpfad die Basis für die Ermittlung der notwendigen Investitionen und anfallenden Mehrkosten sowie für die Bestimmung der „Regulierungslücke“, die durch neue Klimaschutzinstrumente geschlossen werden muss.

Ein überraschend großer Teil des Zielpfades ist aus heutiger Sicht bereits weitgehend vorgezeichnet und die dafür erforderlichen Technologien sind bekannt. Jedoch können unerwartet schnelle Technologiefortschritte, wie sie in der vorherigen Dekade bei mehreren erneuerbaren Technologien zu beobachten waren, vor allem das langfristige Bild noch verändern. Erfolgreiche Regulierung sollte deswegen den bekannten Teil des Pfades so ambitioniert wie möglich ansteuern, ohne Technologien oder Infrastrukturen auszuschließen, die für die langfristige Zielerreichung dienlich sein könnten. Gleichzeitig sollte sie nicht zu lange auf das Eintreffen solcher Technologieoptionen warten und heute erforderliche Investitionen nicht aufschieben – dies wäre zur Erreichung der ambitionierten Ziele für das Jahr 2030 ohnehin nicht möglich.

## Die Industrie muss bis 2045 einen erheblichen Teil ihres Anlagenparks ersetzen

In der Industrie muss innerhalb einer Anlagengeneration die Wärmeerzeugung vollständig erneuerbar und ein großer Teil der Anlagen der Prozessindustrie komplett ausgetauscht werden. Industrielle Wärme wird heute noch fast vollständig durch fossile Gase oder Kohle erzeugt. Zukünftig muss sie vor allem auf Strom und Biomasse umgestellt werden. Allein die Umstellung auf Strom erfordert im Jahr 2045 eine zusätzliche Stromerzeugung von etwa 140 TWh; das entspricht rund 20 Prozent der deutschen Bruttostromerzeugung des Jahres 2019. In industriellen Prozessen, vor allem in Stahl und der Grundstoffchemie, sowie in Hochtemperaturanwendungen, zum Beispiel in der Metallverarbeitung, Glas, Keramik, Baustoffen und Papier, ist darüber hinaus der Einsatz von treibhausgasneutralem Wasserstoff sowie Biomethan erforderlich. In der Primärstahlindustrie ist innerhalb von kaum mehr als zwei Jahrzehnten ein fast vollständiger Rück- und Neubau bestehender Produktionskapazitäten erforderlich, da Hochofen durch Direktreduktionsanlagen ersetzt werden müssen. In der Grundstoffchemie werden je nach Technologieroute zumindest Komponenten aller Ammoniak- und Methanol-Produktionsanlagen nicht mehr benötigt. Zusätzlich muss die chemische Industrie ihre stoffliche Rohstoffbeschaffung vollständig von heute größtenteils fossilem Naphtha, einem Ölderivat, auf recycelte Materialien (chemisches Recycling) und erneuerbare Rohstoffe umstellen – und dabei alle noch benötigten Steamcracker elektrifizieren. In der Zement- und Kalkindustrie müssen Carbon-Capture-

Anlagen errichtet werden, die prozessbedingte Emissionen in der Kalkbrennung einfangen, damit diese an geeigneten Orten unterirdisch gespeichert werden können. Darüber hinaus ist Bioenergie-CCUS an allen Industriestandorten erforderlich, an denen in großem Umfang die Verbrennung von Biomasse stattfindet, um mit den daraus entstehenden negativen Emissionen Restemissionen aus industriellen Prozessen und der Landwirtschaft zu kompensieren.

In der gesamten Industrie muss jeder Wärmeerzeuger durch eine vollständig erneuerbare Lösung ersetzt werden. Zur Hochtemperaturerzeugung (mehr als 500 Grad Celsius) sollte perspektivisch vor allem Power-to-Heat zum Einsatz kommen. Außerdem ist die Nutzung grüner Gase wie Biomethan und Wasserstoff in mehreren Industriezweigen prozesstechnisch erforderlich, da sie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gebraucht werden oder strombasierte Alternativen derzeit nicht zur Verfügung stehen. Bei Mitteltemperaturanwendungen spielen grüne Gase nur eine geringe Rolle. Hier sollten vor allem Biomasse und Power-to-Heat zum Einsatz kommen. In Deutschland nachhaltig verfügbare und energetisch nutzbare feste Biomasse sollte dafür vor allem im Industriesektor konzentriert werden, weil sie hier am effizientesten eingesetzt werden und zukünftig zur Erzeugung negativer Emissionen einen systemischen Wert erbringen kann. Für niedrige Temperaturen bis etwa 130 Grad Celsius ist der Einsatz industrieller Wärmepumpen am günstigsten, wie auch der Anschluss an Fernwärme oder industrielle Abwärme. Im Zielpfad werden in der Industrierwärme im Jahr 2045 zu 47 Prozent Strom, zu 20 Prozent Biomasse, zu 26 Prozent grüne Gase wie Wasserstoff und Biomethan, zu 4 Prozent Fern- und Abwärme sowie zu 4 Prozent Umweltwärme genutzt.

Insbesondere die emissionsintensiven Prozessindustrien, die für insgesamt mehr als zwei Drittel der deutschen Industrieemissionen verantwortlich sind, stehen darüber hinaus noch vor zusätzlichen Herausforderungen:

Die Stahlindustrie in Deutschland muss innerhalb von 20 Jahren alle ihre Hochofen ersetzen. Anstelle der traditionellen Produktion im Hochofen-Konverter-Verfahren muss Primärstahl bis 2045 komplett in neuen Anlagen mit sogenannter Direktreduktionstechnologie produziert werden, die zur Reduktion statt Kohle und Koks anfänglich Erdgas und später grünen Wasserstoff verwenden. Zusätzlich sollte eine Maximierung der Nutzung von Stahlschrott zur Sekundärstahlproduktion angestrebt werden. Dieser ist allerdings nur in begrenzten Mengen verfügbar.

Die chemische Industrie muss sowohl zur Energieerzeugung als auch beim stofflichen Einsatz vollständig auf fossile Brennstoffe verzichten. Alle in Deutsch-

land existierenden Steamcracker in der Grundstoffchemie müssen elektrifiziert und alle aktuell fossil betriebenen Wärmeerzeuger für die zahllosen chemischen Umwandlungsprozesse zukünftig durch erneuerbare Lösungen, zum Beispiel Strom, Biomasse, Biogas und Wasserstoff, ersetzt werden. Auch bei der stofflichen Verwendung muss die Chemie vollständig auf fossile Ressourcen verzichten. Dafür muss vor allem die Kreislaufwirtschaft insbesondere bei Kunststoffen deutlich gesteigert werden (siehe Exkurs zur Kreislaufwirtschaft). Verfahren in der Ammoniak- und Methanolproduktion müssen vollständig durch Prozesse mit grünem Wasserstoff ersetzt werden. Außerdem muss die Chemie ihren kompletten verbleibenden Bedarf an Kohlenwasserstoffen durch erneuerbare oder recycelte Ressourcen decken, vor allem synthetisches Naphtha (im Steamcracker) oder E-Methanol (in neuen Produktionsrouten, „Methanol-to-Olefins“).<sup>3</sup>

**In der Zement- und Kalkindustrie ist nach heutigem Stand der Einsatz von CCUS erforderlich.** Emissionen der Baustoffindustrie können durch höhere Materialeffizienz, treibhausgasneutrale Baustoffe und eine weitere Senkung des Klinkeranteils im Zement gemindert werden. Zur Eliminierung energiebedingter Emissionen in der verbleibenden Produktion ist ein vollständiger Ersatz fossiler Energieträger durch Power-to-Heat, Biomasse und grünen Gasen notwendig. Dennoch verbleiben in der Industrie erhebliche rohstoffbedingte Prozessemissionen, für die aus heutiger Sicht nur Carbon-Capture-Technologie in Frage kommt. Eingefangene Emissionen könnten entweder dauerhaft stofflich gebunden (Carbon-Capture and Utilization, CCU) oder müssten unterirdisch gespeichert werden (Carbon-Capture and Storage, CCS).

## Der Verkehrssektor braucht einen Siegeszug der E-Mobilität – und grüne Kraftstoffe

**Die Transformation im Verkehr erfordert eine fast vollständige Erneuerung der Fahrzeugflotte, den Aufbau einer Lade- und Wasserstofftankstelleninfrastruktur und einen erheblichen Import grüner Kraftstoffe.** Die deutsche Fahrzeugflotte im Straßenverkehr muss bis 2045 weitgehend auf alternative Antriebe umgestellt sein. Bei Pkw werden Batteriefahrzeuge die überwiegende Mehrheit alternativer Neuzulassungen stellen – der Brennstoffzellenantrieb wird eine Nischenrolle spielen. Im Güterverkehr zeichnet sich derzeit eine höhere Vielfalt alternativer Antriebe ab. Hier sollte sich

aus heutiger Sicht ein Mix aus Elektro-Lkw für Anwendungen auf der Kurz- und Mittelstrecke sowie Brennstoffzellen-Lkw für die Langstrecke einstellen. Dafür ist der Aufbau einer flächendeckenden neuen Infrastruktur an Ladestationen und Wasserstofftankstellen erforderlich. Weiterhin müssen bis 2045 alle verbleibenden Verbrennungsmotoren im Straßen-, Schienen-, Luft- und Seeverkehr – einschließlich internationaler Verkehre – vollständig auf grüne Kraftstoffe umgestellt sein. Insgesamt entsteht bis 2045 ein Bedarf von rund 18 Mt, ein Großteil davon synthetische Kraftstoffe (circa 10 Mt), die fast vollständig importiert werden müssen. Zum Vergleich: Der Mineralölverbrauch im Verkehr (einschließlich internationaler Verkehre) betrug 2019 etwa 70 Mt.

**Verkehrsmittelwechsel kann die Transformation günstiger machen.** Eine Verlagerung von Personenverkehrsleistung auf klimaefizientere Verkehrsmittel wie Bahn und Busse sowie von Güterverkehr auf Bahn und Binnenschifffahrt könnte die Kosten der beschriebenen Transformation senken. Im Zielpfad geht der Anteil des Individual- und Güterstraßenverkehrs bis 2045 um 7 beziehungsweise 6 Prozentpunkte zurück. Der Schienenverkehr leistet in diesem Zusammenhang den größten Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung. Dennoch bleibt der Straßenverkehr auch langfristig dominant.

**Der deutsche Fahrzeugbestand muss weitgehend auf alternative Antriebe umgestellt werden.** Im Zielpfad entfällt im Individualverkehr der Löwenanteil auf Batterie-Pkw, die 86 Prozent (circa 39 Mio.) der Bestandsflotte im Jahr 2045 ausmachen. Brennstoffzellen-Pkw spielen aufgrund ihrer im Vergleich deutlich geringeren Systemeffizienz und den damit verbundenen und absehbar dauerhaft höheren Kosten eine Nischenrolle (etwa 1 Prozent).<sup>4</sup> Zur Erreichung des Zielpfades ist ein sehr schneller Anstieg des Neuzulassungsanteils elektrischer Fahrzeuge in diesem Jahrzehnt erforderlich.

Auch der Nutzfahrzeugbestand muss so vollständig wie möglich auf alternative Antriebe umgestellt werden. Bei leichten Nutzfahrzeugen erreichen Batterieantriebe im Zielpfad im Jahr 2045 einen Anteil an der Bestandsflotte von 85 Prozent. Bei schweren Nutzfahrzeugen ist der kostenoptimale Technologiemix aus heutiger Perspektive „bunter“. Von den 0,6 Mio. Lkw im Jahr 2045 fahren im Zielpfad 78 Prozent mit Batterieantrieb und 19 Prozent mit Wasserstoff – Letztere überwiegend im Langstreckengüterverkehr. Mit der Entwicklung von Feststoffbatterien und angesichts der derzeitigen erheblichen Investitionen in weitere Batte-

<sup>3</sup> Für die Herstellung von Bitumen, das derzeit aus speziellen Rohölen in Kuppelproduktion mit mit anderen Produkten gewonnen wird, ist eine technische Lösung derzeit noch unklar. Hier müssen alternative Herstellungsrouten entwickelt oder ein treibhausgasneutraler Ersatz gefunden werden.

<sup>4</sup> Wasserstoff-Pkw haben höhere Anschaffungskosten, die sich aufgrund erheblich niedrigerer Forschungsinvestitionen weniger dynamisch entwickeln. Außerdem haben sie aufgrund niedrigerer Systemeffizienz gegenüber reinen Batteriefahrzeugen höhere laufende Kosten, da sie pro gefahrenen Kilometer etwa 2,5-mal so viel Strom verbrauchen.

rieforschung kann sich dieses Bild in den kommenden Jahren allerdings noch zugunsten direkter Elektrifizierung verschieben.

Nullemissionen erfordern neue Antriebe und grüne Kraftstoffe. Bis 2045 muss der komplette verbleibende Kraftstoffbedarf durch grüne Kraftstoffe bedient werden – vor allem durch E-Fuels. Selbst bei sehr ambitionierter Umsetzung aller zuvor beschriebenen Maßnahmen verbleibt auch langfristig noch eine substantielle Nachfrage nach flüssigen Energieträgern. Im nationalen Luft- und Seeverkehr sind für einen Bedarf von rund 9 TWh großflächig keine tragfähigen Alternativen zu erwarten. Im Straßenverkehr erscheint eine Vollelektrifizierung des Bestands innerhalb von nur 24 Jahren aus heutiger Sicht unwahrscheinlich – hier verbleibt im Zielpfad eine Nachfrage von etwa 40 TWh.<sup>5</sup> Diese muss zukünftig durch grüne Kraftstoffe bedient werden. Da nachhaltige Biomasse nur eingeschränkt verfügbar ist und in anderen Sektoren effizienter und systemdienlicher eingesetzt werden kann, sollte der größte Teil davon durch sogenannte E-Fuels gedeckt

werden, die sich aus grünem Wasserstoff und nicht fossilem CO<sub>2</sub> synthetisieren lassen – vor allem E-Kerosin für den Flugverkehr, E-Methanol und grüner Ammoniak für den Seeverkehr sowie E-Benzin und E-Diesel auf der Straße.

## Sanierungen müssen sich verdoppeln – und Gebäude vollständig erneuerbar beheizt werden

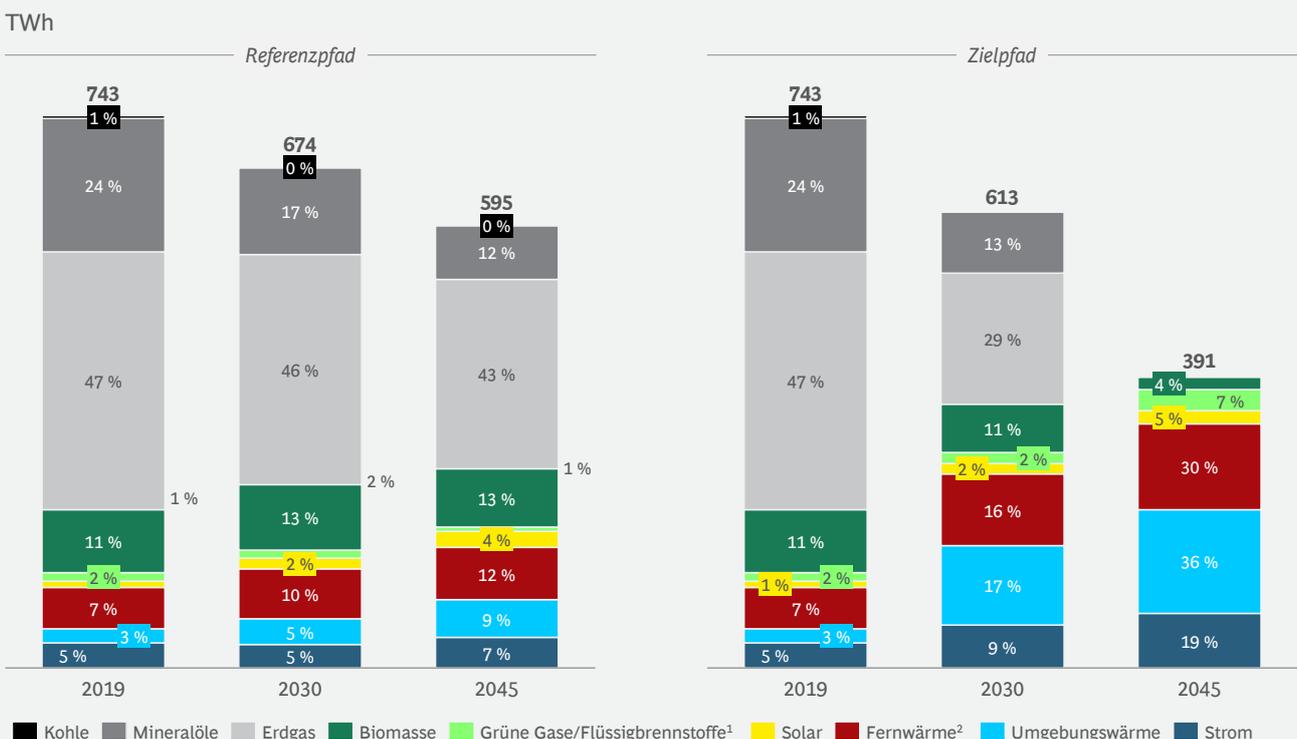
Zur Erreichung eines treibhausgasneutralen Gebäudesektors bis 2045 muss der Energiebedarf im Bestand deutlich sinken – und vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Fast jedes Gebäude in Deutschland wird innerhalb der kommenden 24 Jahre eine neue Wärmelösung brauchen. Für die Mehrheit der Gebäude ist dafür eine Mischung aus Wärmepumpen in weniger dicht besiedelten sowie grüner Fernwärme<sup>6</sup> und Quartierslösungen in urbanen Gebieten am kosteneffizientesten. Für sogenannte schwierige Gebäude kommen darüber hinaus Biomasse, Biogas,

<sup>5</sup> Etwa die Hälfte der deutschen Pkw verbleibt derzeit länger als 15 Jahre im Bestand. Viele der in diesem Jahrzehnt verkauften Verbrenner werden daher wahrscheinlich 2045 noch auf der Straße sein.

<sup>6</sup> Spätestens im Jahr 2045 dürfen auch Fernwärmesysteme keine fossilen Brennstoffe mehr nutzen. Dafür ist die Erschließung eines diversifizierten Wärmeerzeugungs- und -bezugsmix notwendig, der eine Kombination aus Wärmepumpen, Power-to-Heat, Wärmespeichern, Solarthermie, Geothermie, Biomasse, Abwärme und treibhausgasneutralem Wasserstoff in gemeinsamen Systemen integriert. Damit kann die Fernwärme einerseits komplementär zum Stromsystem reagieren, außerdem eignet sie sich beim Einsatz von Bioenergie-CCUS als zukünftige CO<sub>2</sub>-Senke.

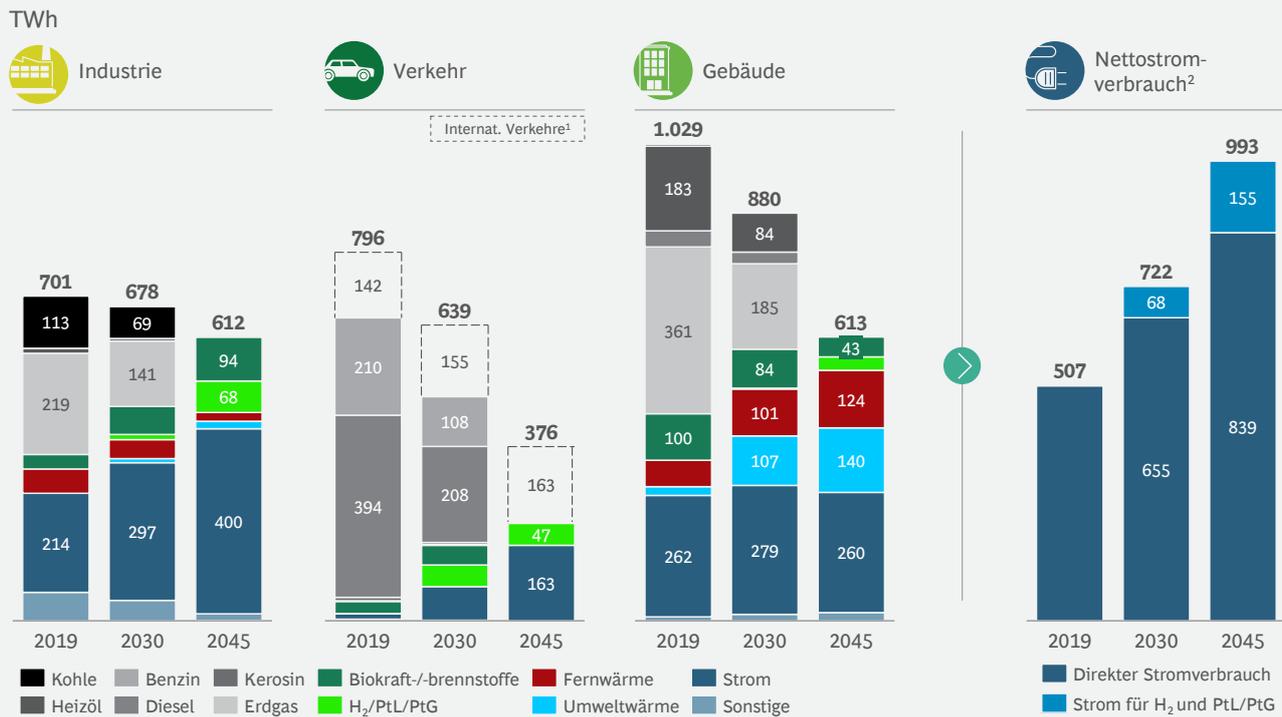
## Wärmepumpen und Fernwärme sind starke Treiber der Wärmewende

ABBILDUNG 6 | Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden und GHD 2019 – 2045



# Strom ist zentraler Energieträger der Transformation

ABBILDUNG 7 | Endenergieverbräuche und Nettostromverbrauch



1. Annahme: Internationale Verkehre von Deutschland ausgehend sollen bis 2045 ebenfalls auf treibhausgasneutrale Kraftstoffe umgestellt werden  
 2. Stromverbrauch aus den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude sowie für die Fernwärme; exkl. Kraftwerkseigenverbrauch oder Import/Export; inkl. inländische H<sub>2</sub>-Produktion  
 Anmerkung: Exkl. stofflicher Verbräuche H<sub>2</sub>/PtL/PtG für Naphtha und Bitumen  
 Quelle: BCG-Analyse

Wasserstoff und synthetische Brennstoffe zum Einsatz. Um die richtigen Voraussetzungen für diesen Wärmemix zu schaffen, muss der Gebäudebestand bis dahin 70 Prozent schneller und energetisch tiefer saniert werden als heute. Der Energieverbrauch von Bestandsgebäuden muss dabei je nach Gebäudezustand mit Hilfe individueller Sanierungsmaßnahmen ausreichend reduziert werden, um erneuerbare Wärmelösungen sinnvoll einsetzen zu können.

**Die energetische Gebäudesanierung muss sich verdoppeln.** Aktuell werden in Deutschland jedes Jahr zwischen 2,0 und 2,5 Prozent aller Gebäude saniert, davon etwa die Hälfte, also im Schnitt 1,1 Prozent, auch energetisch. Dieser Anteil muss bereits frühzeitig erheblich steigen, um innerhalb des natürlichen Sanierungszyklus einen weitgehend durchsanierten Gebäudebestand im Jahr 2045 zu erreichen. Verfehlungen in diesem Jahrzehnt würden nach 2030 vermehrt kostenintensive energetische Sanierungen außerhalb dieses Zyklus erforderlich machen und wären daher langfristig mit erheblichen Mehrkosten verbunden. Im Zielpfad steigt die energetische Sanierungsrate von 1,1 Prozent im Jahr 2019 auf 1,9 Prozent im Jahr 2030. Für Wohngebäude erhöht sich die energetische Sanierungsrate sogar auf knapp über 2 Prozent.

**Bis 2045 muss der gesamte Gebäudebestand erneuerbar beheizt werden.** Dafür ist in den meisten Gebäuden eine neue Wärmelösung nötig. Der Gebäudesektor ist extrem vielfältig. Aus diesem Grund kann sich ein breiter Mix an sehr gebäudeindividuellen Wärmelösungen ergeben. Aus heutiger Sicht haben Wärmepumpen und grüne Fernwärme im Gebäudesektor einen erheblichen Kostenvorteil gegenüber alternativen Nullemissionslösungen. Sie würden daher in einem Nullemissionspfad den größten Teil des Marktes bedienen.

Vor allem in schwer sanierbaren Gebäuden (zum Beispiel mit technischen Dämmrestriktionen und/oder unter Denkmalschutz) außerhalb von Fernwärmegebieten würden auch andere CO<sub>2</sub>-neutrale Wärmelösungen eingesetzt werden, etwa Biomasse, Biogas, Wasserstoff oder synthetische Brennstoffe. Im Zielpfad ergibt sich im Jahr 2045 ein „bunter“ Energieträgermix. Von den bis dahin 22 Mio. beheizten Gebäuden werden 15 Mio. durch Wärmepumpen versorgt, in urbanen Gebieten über 4 Mio. Gebäude mit Fernwärme und Quartierslösungen (2019 unter 2 Mio.). Biomasse, grüne Gase und grüne Brennstoffe versorgen insgesamt die restlichen 4 Mio. Gebäude. Im Verbund mit diesen Lösungen werden zunehmend Solarthermie und Photovoltaik eingesetzt. Grüner Wasserstoff in

eigenen Verteilnetzen wird aus heutiger Sicht aus Kosten- und Effizienzgründen im Gebäudesektor eine vergleichsweise geringe Rolle spielen.<sup>7</sup> Sollte dieser nach 2030 erheblich günstiger und in höheren Mengen verfügbar sein als erwartet, hätte er größeres Potenzial.

## Der deutsche Stromsektor steht vor dem größten Aufbauprojekt seiner Geschichte

Dem Stromsektor kommt für die Dekarbonisierung eine besondere Verantwortung zu. Einerseits erzeugt er derzeit die meisten Emissionen aller Sektoren in Deutschland und muss diese am schnellsten senken. Gleichzeitig produziert er mit Strom den wichtigsten heimischen Energieträger, der für die Dekarbonisierung der anderen Sektoren benötigt wird.

Beides zusammen erfordert das größte Auf- und Umbauprojekt in der Geschichte des deutschen Stromsektors: Um die neue Nachfrage aus industrieller Wärmeerzeugung, der Elektrifizierung von Verkehr und

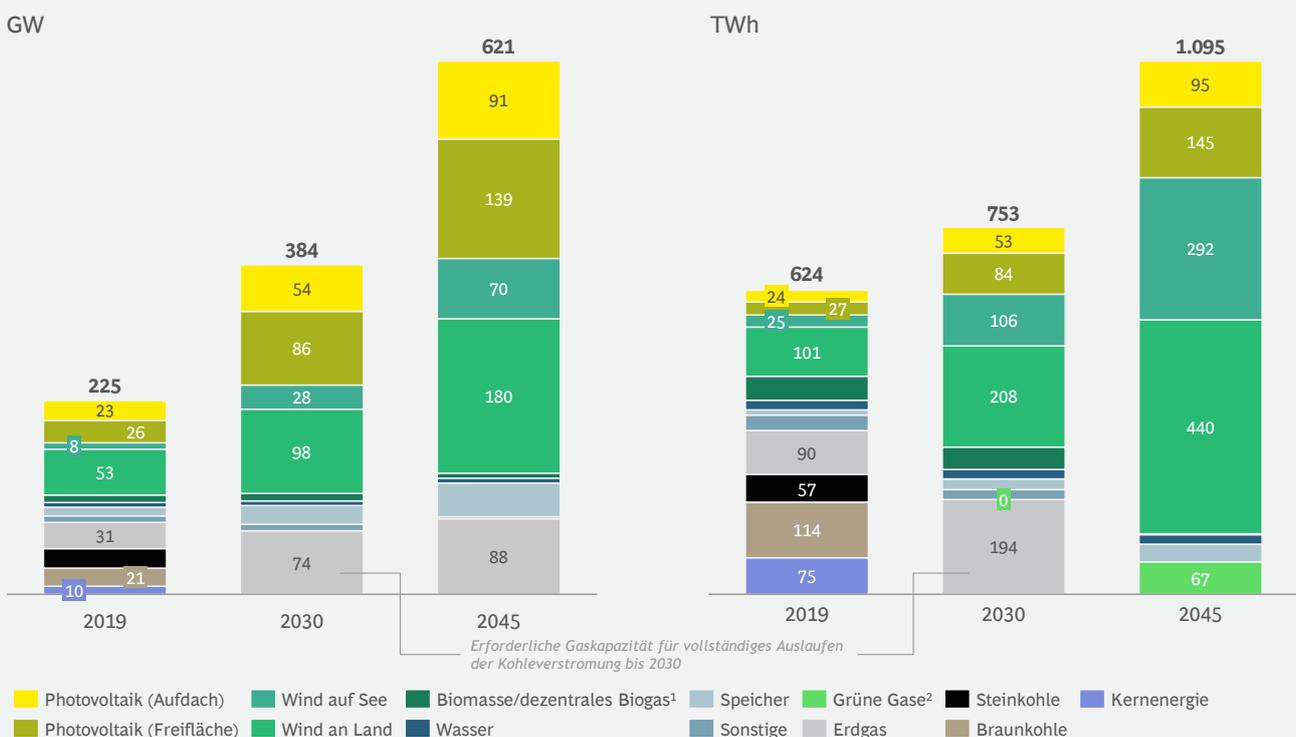
Gebäudewärme sowie aus der Produktion von Wasserstoff zu bedienen, müsste sich die deutsche Stromproduktion bis 2045 fast verdoppeln. Dafür sind eine Vervierfachung der Kapazitäten von Wind und Photovoltaik bis an realistische Potenzialgrenzen, der Ersatz von Kernkraft und Kohle durch Gaskraftwerke, der Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff in der thermischen Erzeugung sowie eine Verdoppelung des deutschen Stromnetzes nötig. Ein derartiger Aufbau ist in der deutschen Geschichte ohne Beispiel.

Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität muss sich die deutsche Stromproduktion annähernd verdoppeln. Die deutsche Nettostromnachfrage steigt im Zielpfad von 507 TWh im Jahr 2019 auf 993 TWh im Jahr 2045. Dies ist primär durch die Elektrifizierung anderer Sektoren, die nationale Produktion von grünem Wasserstoff, die Entstehung neuer Industriezweige wie der Batterieproduktion und durch Stromverbräuche aus neuen Anwendungen wie beispielsweise CCUS getrieben.

<sup>7</sup> Aufgrund der Umwandlungsverluste bei der Produktion von grünem Wasserstoff und der hohen Umwandlungseffizienz von Wärmepumpen ist für den Einsatz von Wasserstoff in der Beheizung ein um den Faktor von etwa 5 bis 8-fach höherer Stromeinsatz erforderlich. Das bedeutet vor allem bei Wasserstoff aus heimischer Produktion erhebliche Vollkostennachteile.

## Starke Zunahme der Erzeugung von erneuerbarem Strom bereits vor 2030

ABBILDUNG 8 | Nettoerzeugungsleistung und Nettostromerzeugung im Zielpfad



1. Feste Biomasse und dezentrale Verstromung von Biomethan in heute EEG-geförderten Anlagen 2. Grüner Wasserstoff, PtX, Biomethan in Gaskraftwerken  
Anmerkung: Nettostromerzeugung beschreibt die gesamte inländische Stromerzeugung mit Ausnahme der Kraftwerkseigenverbräuche  
Quelle: BCG-Analyse

Um diese Nachfrage mit erneuerbarem Strom zu bedienen, ist ein Ausbau von Wind und Photovoltaik bis an realistische Potenzialgrenzen nötig.<sup>8</sup> Insgesamt muss sich die erneuerbare Erzeugungslleistung bis 2045 gegenüber 2019 etwa vervierfachen. Konkret steigen die Erzeugungskapazitäten im Zielpfad bis 2045 auf 230 GW Photovoltaik, 180 GW Wind an Land und 70 GW Wind auf See. Die Kapazität zur Biomasseverstromung geht dagegen von 9 GW im Jahr 2019 auf 6 GW im Jahr 2045 zurück, da diese in anderen Sektoren effizienter eingesetzt werden kann. Bei entsprechender Flexibilisierung der Nachfrage können damit im Jahr 2045 etwa 94 Prozent der Stromnachfrage aus erneuerbarer Energie bedient werden – die restlichen 6 Prozent aus mit grünen Gasen betriebenen Gaskraftwerken.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit braucht Deutschland auch in Zukunft eine ebenso hohe gesicherte Leistung wie heute. Zusammen mit dem Aufbau von erneuerbaren Energien müssen auch der Aufbau

von Speicherkapazität und die Flexibilisierung elektrischer Verbraucher in allen Sektoren erfolgen. Zur Überbrückung längerer Dunkelflauten ist allerdings weiterhin eine erhebliche Kapazität an flexibler thermischer Leistung nötig. Die dafür kosteneffizienteste Lösung sind flexible Gaskraftwerke, die zur Erreichung der Treibhausgasneutralität langfristig mit grünen Gasen, vor allem Wasserstoff, befeuert werden müssen. Um die Leistung von Kernkraft und Kohle zu ersetzen, muss sich die Kapazität an Gaskraftwerken bis 2045 fast verdreifachen.

## Deutschland muss eine riesige Wasserstoffwirtschaft aufbauen

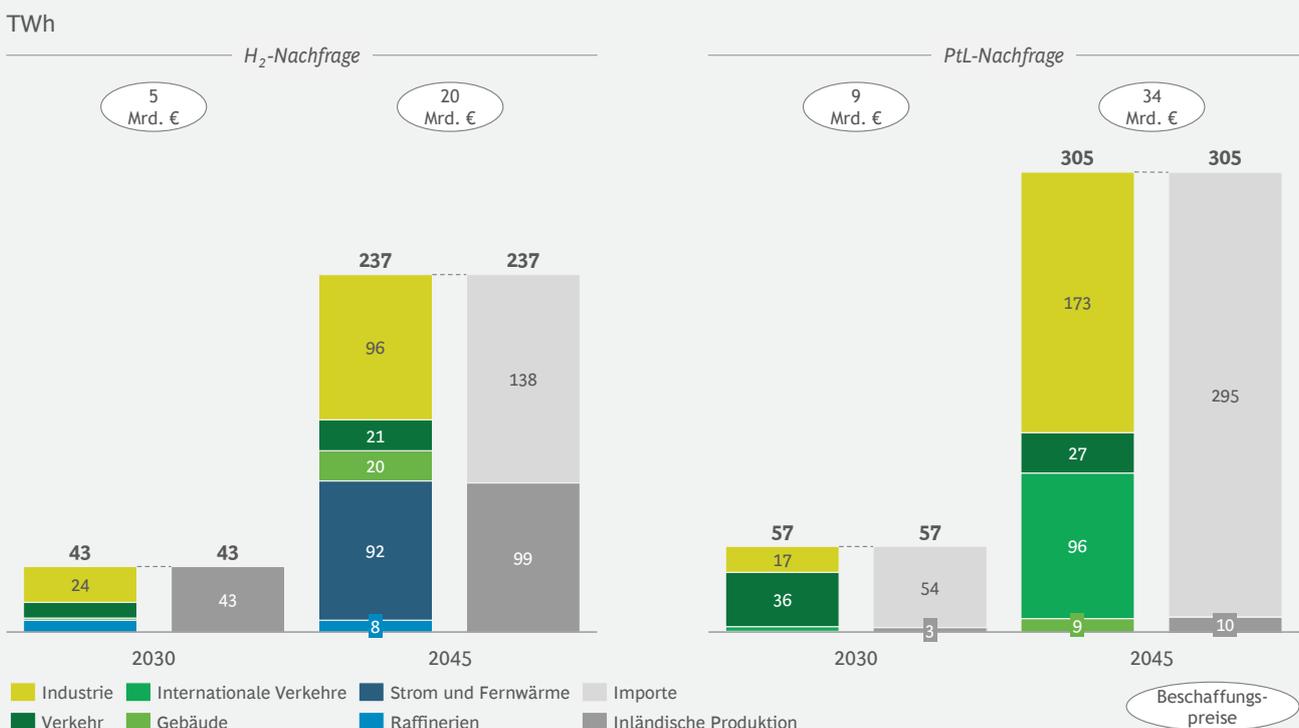
Deutschland muss eine riesige Wasserstoffwirtschaft mit internationalem Anschluss aufbauen. Im Zielpfad besteht in Deutschland im Jahr 2045 eine nationale Wasserstoffnachfrage von etwa 240 TWh. Das ist ein Wert von jährlich rund 20 Mrd. Euro.<sup>9</sup> Dieser Wasser-

<sup>8</sup> Realistische Ausbaugrenzen beschreiben in dieser Studie im Jahr 2045 bis zu 130 TWh Potenzial für Aufdach-Photovoltaik aufgrund begrenzter Verfügbarkeit von geeigneten Dachflächen (bei keiner Flächenkonkurrenz durch Solarthermie), bis zu 360 TWh für Freiflächen-Photovoltaik bei einer Nutzungsannahme von 1,1 Prozent der Fläche Deutschlands, bis zu 420 TWh für Wind an Land bei einer Nutzungsannahme von 2,2 Prozent der Fläche Deutschlands sowie bis zu 300 TWh für Wind auf See basierend auf genehmigten und in der Entwicklung befindlichen Flächen (mit Teilen bereits außerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone).

<sup>9</sup> Die Wasserstoffnachfrage umfasst nur die Nachfrage nach Wasserstoff zur direkten Nutzung. Derivate wie E-Fuels werden in dieser Studie aufgrund ökonomisch günstigerer Bedingungen nahezu vollständig aus dem Ausland importiert.

## Industrie, Verkehr und Energiewirtschaft treiben H<sub>2</sub>- und PtL-Nachfrage

ABBILDUNG 9 | Wasserstoff- und PtL-Nachfrage nach Sektoren und Anwendungen 2030 – 2045



Anmerkung: H<sub>2</sub> = Wasserstoff aus der Elektrolyse von erneuerbaren Energien (übergangsweise – vor 2040 – auch Bezug von blauem Wasserstoff denkbar);

PtL = erneuerbare synthetische Brenn- und Kraftstoffe aus grünem Wasserstoff (v. a. Syncrude, Methanol); internationale Verkehre = von Deutschland abgehender See- und Luftverkehr; im Jahr 2019 betrug der Wert fossiler Energieträgerimporte 91 Mrd. €

Quelle: BCG-Analyse

## Exkurs: Wasserstoff-Farbenlehre

Die Produktion von CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff ist mit vielen Technologiealternativen möglich, die einen Regenbogen verschiedener Farben abbilden. Dabei wird grundsätzlich unterschieden zwischen grünem, blauem, türkischem, pinkem und orangem Wasserstoff.

- **Grüner Wasserstoff** wird durch Elektrolyse von Wasser mit erneuerbarem Strom hergestellt. Dabei entstehen keine THG-Emissionen.
- **Blauer Wasserstoff** wird wie grauer Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen gewonnen, typischerweise mittels der Reformierung aus Erdgas. Das dabei entstehende CO<sub>2</sub> wird bei der Produktion abgetrennt und permanent gespeichert beziehungsweise stofflich gebunden (mit CCUS). Allerdings wird das entstehende CO<sub>2</sub> weder in der Produktion noch am Speicherort jemals vollständig eingefangen werden („CO<sub>2</sub>-Schlupf“). Die dabei entstehende Emissionsfracht wäre spätestens etwa 2040 nicht mehr mit einem deutschen Nullemissionspfad vereinbar. Für eine Produktion in Deutschland bedeutet dies, dass bereits eine heute geplante Anlage mit einer Lebensdauer von 20 Jahren nicht mehr das Ende ihrer ökonomischen Lebensdauer erreicht.<sup>10</sup>
- **Türkiser Wasserstoff** wird über die Hochtemperaturspaltung von Methan mit der sogenannten Methanpyrolyse gewonnen, bei der anstelle von CO<sub>2</sub> fester Kohlenstoff entsteht. Dieser ist im Vergleich zu gasförmigem CO<sub>2</sub> leichter dauerhaft zu lagern. Türkiser Wasserstoff weist zwar gegenüber blauem Wasserstoff geringere Vorkettenemissionen auf. Aus heutiger Sicht wäre er aber nur ökonomisch wettbewerbsfähig, solange der entstehende Kohlenstoff stofflich weiterverwendet werden kann („Carbon Black“) – auf einem dafür heute sehr begrenzten Markt und bei möglicher THG-Emission am Lebensende der Produkte. Die Technologie wird zudem nach jetzigem Stand erst ab ungefähr 2030 großtechnisch zur Verfügung stehen.
- **Pinker Wasserstoff** wird durch Elektrolyse von Wasser mittels Atomstrom oder überschüssigem Dampf aus Atomkraftwerken produziert. Die Produktion in Deutschland entfällt infolge des

Kernenergieausstiegs. In anderen Ländern stellt sich beim Bezug von existierenden Kernkraftwerken (die heute Endkunden für ihren Strom haben) die Frage der „Zusätzlichkeit“. Die Produktion aus neuen oder ertüchtigten Kernkraftwerken ist nicht absehbar wettbewerbsfähig gegenüber grünem Wasserstoff.

- **Oranger Wasserstoff** kann aus der Umwandlung von Biomasse und Biogas oder unter Verwendung von Energie aus Biomasse oder der Verbrennung von Siedlungsabfällen in Müllheizkraftwerken produziert werden. Angesichts alternativer Verwertungsoptionen von Biomasse dürfte dieser Nutzungspfad auch zukünftig eine Nischenoption darstellen.

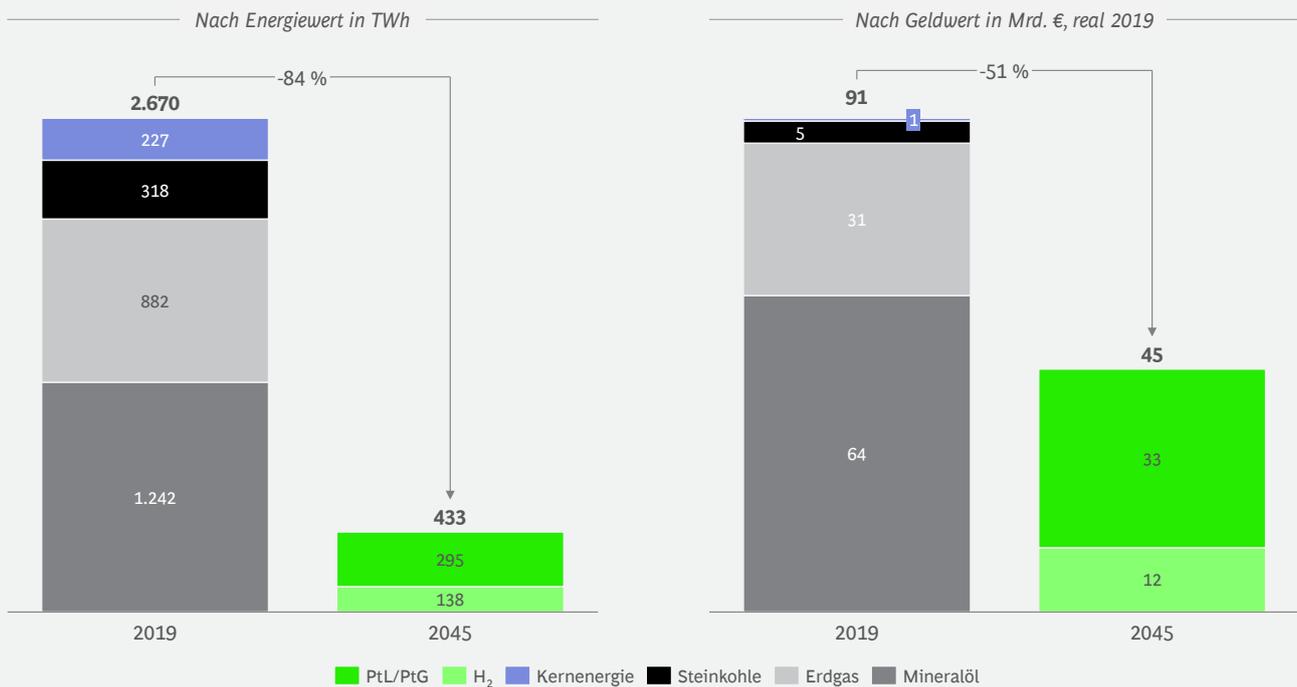
Für Deutschland kommt zur Versorgung mit Wasserstoff in großem Umfang in einem Nullemissionspfad daher aus heutiger Sicht langfristig nur grüner Wasserstoff in Frage. Entsprechend wird in der vorliegenden Studie im Zielpfad beim Hochlauf der Wasserstoffnutzung grüner Wasserstoff eingesetzt und in der Stromverbrauchs-, Import-, Investitions- und Mehrkostenrechnung sowie bei der Ausgestaltung der politischen Instrumente berücksichtigt. So wird sichergestellt, dass Deutschland im 2045-Nullemissionspfad keine Pfadabhängigkeiten mit Restemissionen schafft.

Um während der anstehenden Transition Flexibilität zu schaffen und den Marktakteuren übergangsweise CO<sub>2</sub>-ärmere „Wasserstofffarben“ ermöglichen zu können, ist ein robustes CO<sub>2</sub>-Monitoring über die gesamte Vorkette notwendig. Zur Vermeidung von Fehlinvestitionen und von langfristigen „Lockins“ in treibhausgasemittierende Technologien enthält die von dieser Studie vorgeschlagene Regulierung für den Klimaschutz nur Förderinstrumente für Wasserstofffarben, die mit dem vollständigen Nullemissionspfad vereinbar sind. Für blauen Wasserstoff bedeutet dies, dass dessen übergangsweise Nutzung nicht ausgeschlossen ist, sie sich jedoch allein über den CO<sub>2</sub>-Preis darstellen sollte.

<sup>10</sup> Die Emissionsfracht von blauem Wasserstoff beträgt je nach CC-Abscheiderate (65 – 90 Prozent) und CO<sub>2</sub>-Leckage während der Speicherung (1 – 10 Prozent) unter Berücksichtigung der Methanleckage in der Erdgasversorgung (hier: 1,7 Prozent) rund 70 bis 150 g CO<sub>2</sub>ä/kWh. Die zulässigen Emissionen pro genutzter kWh Primärenergie betragen im deutschen Emissionspfad 80 g CO<sub>2</sub>ä/kWh im Jahr 2040 und 0 g in 2045. Das bedeutet, dass die Nutzung von blauem Wasserstoff ungefähr ab dem Jahr 2040 zu mehr Emissionen führen würde und daher mit einem Nullemissionspfad nicht mehr vereinbar wäre. Bei importiertem Wasserstoff würden diese Emissionen die deutsche Klimabilanz nicht belasten, wären aber eine Form von „Carbon-Leakage“, die grundsätzlich vermieden werden sollte.

## 2045 importiert Deutschland H<sub>2</sub>/PtL/PtG im Wert von 45 Mrd. Euro

ABBILDUNG 10 | Nettoenergeträgerimporte nach Deutschland 2019 – 2045



Anmerkung: Inkl. PtX-Mengen für internationale Verkehre (von Deutschland ausgehend) und stoffliche Dekarbonisierung von Naphtha und Bitumen; 99 TWh inländische H<sub>2</sub>-Produktion in 2045 im Wert von ~ 8 Mrd. € (Beschaffungspreis); Geldwert 2019 nach Destatis-Außenhandelsstatistik, insb. Mineralöl roh und bearbeitet; Geldwert 2045 nach Beschaffungspreisen für H<sub>2</sub>/PtL/PtG  
Quelle: BMWi (2021b); Destatis (2021a); BCG-Analyse

stoff wird vor allem in der flexiblen Stromerzeugung und in Industrieprozessen wie der Stahl-, Ammoniak- und Methanolproduktion sowie zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme benötigt. Der Rest wird im Straßengüterverkehr und in Gebäuden eingesetzt. Aufgrund der Potenzialrestriktionen für erneuerbare Energien kann Deutschland im Zielpfad lediglich etwa 100 TWh (etwa 40 Prozent) inländisch produzieren, am günstigsten zentral in Offshore-Windparks an der deutschen Nordseeküste. Ein größerer Teil des deutschen Bedarfs müsste aus Ländern kommen, die mehr Platz und bessere Bedingungen für erneuerbare Stromproduktion haben. Da ein Import von Wasserstoff über den Seeweg selbst aus Billigstandorten aufgrund der hohen Umwandlungsverluste wahrscheinlich nicht wettbewerbsfähig wäre, sollte dieser stattdessen über eine internationale Pipeline-Infrastruktur erfolgen, zum Beispiel aus Südeuropa oder Nordafrika. Bis 2030 muss der Bedarf an Wasserstoff noch inländisch gedeckt werden. Wasserstoff sollte bis dahin also in Anwendungsfeldern mit den wenigsten technisch-ökonomischen Alternativen eingesetzt werden – wie der Industrie und dem Schwerlastverkehr.

Zudem muss Deutschland synthetische Kohlenwasserstoffe (E-Fuels) importieren. Energieimporte gehen insgesamt dennoch deutlich zurück. Zur Erreichung der

Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 sind auch erhebliche Mengen synthetischer Kohlenwasserstoffe erforderlich, die Deutschland aus Ländern mit geeigneteren Bedingungen für die Erzeugung erneuerbarer Energien importieren muss. Da diese ohne Umwandlungsverluste mit dem Schiff transportiert werden können, kommen dafür auch weiter entfernte Produktionsländer in Frage. Synthetische Kohlenwasserstoffe werden vor allem zum stofflichen Einsatz für die Produktion von Olefinen und Aromaten in der Chemie benötigt, wie auch für den internationalen Luft- und Seeverkehr. Außerdem muss bis 2045 jeglicher verbleibende Bedarf an fossilen Kraft- und Brennstoffen in Verkehr und Wärme durch vollständig erneuerbare Alternativen ersetzt werden. Im Zielpfad verbraucht Deutschland insgesamt E-Fuels von über 300 TWh im Wert von etwa 34 Mrd. Euro. Aufgrund des hohen erneuerbaren Strombedarfs für die Produktion dieser Kraftstoffe müssten diese aus Ländern mit besseren Bedingungen für die Erzeugung erneuerbarer Energien importiert werden, zum Beispiel aus Chile, Australien, Nord- und Südafrika oder dem Nahen Osten. Dabei sollten strenge Kriterien für die Nachhaltigkeit des verwendeten CO<sub>2</sub> gelten – bevorzugt sollte aus der Luft gefiltertes CO<sub>2</sub> (DAC) verwendet werden. Für die Deckung des deutschen Bedarfs ist im Ausland eine erneuerbare Stromproduktion von fast 600 TWh erforderlich, mehr

als die heutige Stromproduktion von ganz Deutschland. Dennoch würde Deutschland insgesamt seine Abhängigkeit von Energieträgerimporten bis 2045 stark reduzieren. Im Zielpfad werden weniger als ein Fünftel der heutigen Energieträger importiert. Der Wert der Importe sinkt allerdings lediglich um etwa die Hälfte.

## Das begrenzte Potenzial von nachhaltiger Biomasse in Deutschland muss systemdienlich eingesetzt werden

Nachhaltige Biomasse muss zukünftig bewusster systemdienlich genutzt werden. Dafür sollte ihre Verwendung sich auf die Industrie und die Fernwärme konzentrieren. Im Jahr 2019 wurden in Deutschland insgesamt 310 TWh an fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse als Energieträger verwendet.<sup>11</sup> Nachhaltige Biomasse unterliegt engen absoluten Potenzialrestriktionen und sollte daher systemdienlich priorisiert werden.

Vor diesem Hintergrund ist der aktuelle Einsatz mit Fokus auf Strom, Gebäudewärme (vor allem in Pellet-

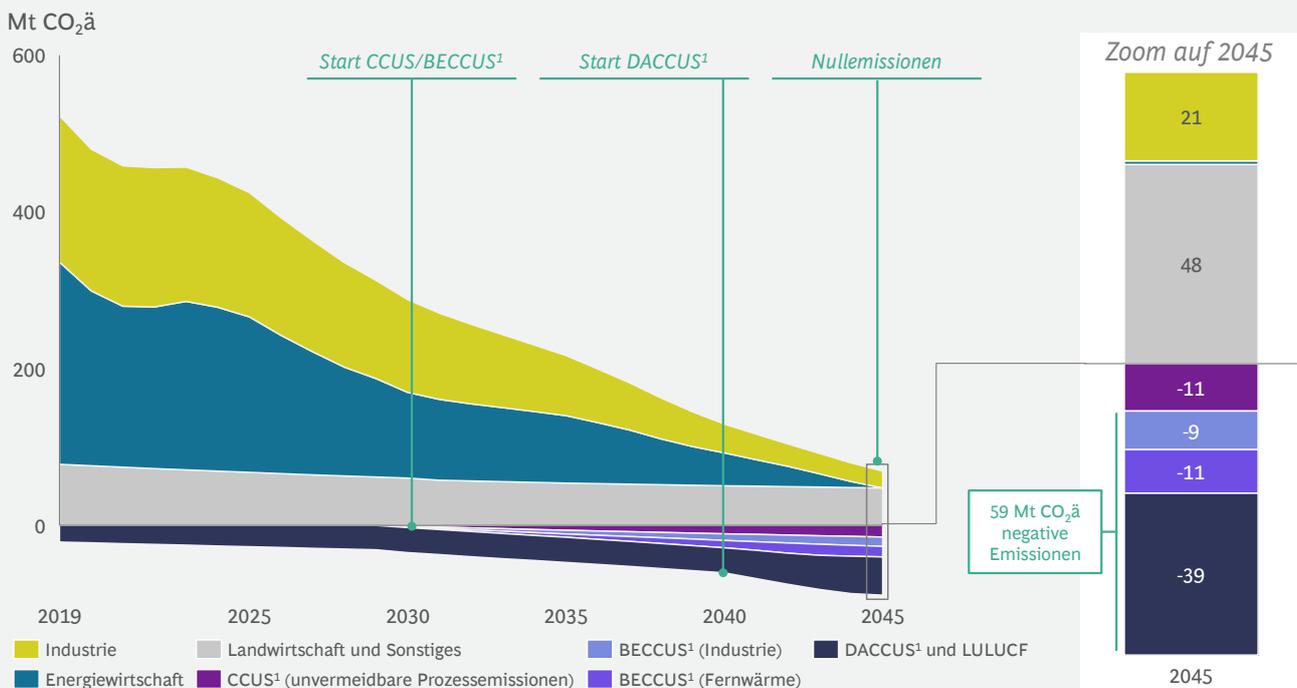
heizungen) und Biokraftstoffe nicht länger sinnvoll: In der Stromerzeugung wird Biomasse mit niedrigem Wirkungsgrad und geringer Flexibilität genutzt, für die meisten Gebäude existieren ähnlich günstige Alternativen (vor allem Wärmepumpen), und für nachhaltige Biokraftstoffe müssen hohe Umwandlungsverluste in Kauf genommen werden. Stattdessen sollte Biomasse zukünftig vor allem in der Industrie und der Fernwärme zum Einsatz kommen. Erstens kann sie hier mit sehr hohen Wirkungsgraden höhere Temperaturen erzeugen, zweitens wird sie im Zusammenspiel mit Power-to-Heat komplementär zum Stromsystem eingesetzt, und drittens eröffnet eine zentrale Verbrennung zukünftig die Möglichkeit, mit Bioenergie-CCUS negative Emissionen zu erzeugen, die Deutschland 2045 in erheblichem Umfang benötigt.

Existierende Materialressourcen müssen effizienter wiederverwertet werden, vor allem durch bessere Kunststoffkreisläufe. Für die kostengünstige Erreichung der Treibhausgasneutralität muss Deutschland zukünftig auch seine Materialressourcen erheblich effizienter einsetzen. Vor allem die Produktion von CO<sub>2</sub>-intensiven Primärmaterialien wie Kunststoffen,

<sup>11</sup> Die in den Abbildungen dieser Studie als „Biomasse“ aufgeführten Energieträger bezeichnen feste Biomasse. Darunter fallen feste biogene Stoffe wie Stroh, Erntereste, Waldrestholz, Industrieholz, andere Resthölzer, Kurzumtriebsplantagen und Klärschlamm sowie ein biogener Teil des Abfalls. Flüssige Biomasse wird hauptsächlich als „Biokraftstoffe“ ausgewiesen und gasförmige Biomasse (Bio-, Klär- und Deponiegas) als „grüne Gase“.

## Einsatz von CCUS für Nullemissionen in 2045 erforderlich

ABBILDUNG 11 | Verbleibende Emissionen und abgeschiedenes CO<sub>2</sub> 2019 – 2045



1. Gemeint ist die permanente Speicherung bzw. dauerhafte stoffliche Bindung von CO<sub>2</sub>.  
Anmerkung: Im Jahr 2045 verbleiben < 1 Mt CO<sub>2</sub>e sogenannte flüchtige Emissionen aus Biokraft-/brennstoffen, PtL und PtG, die in der Energiewirtschaft bilanziert werden; Verkehrs- und Gebäudeemissionen werden nicht gezeigt, da weder Restemissionen in 2045 vorhanden sind noch relevantes CCUS/BECCUS im Sektor betrieben wird; CCUS = Carbon-Capture, Utilization and Storage; BECCUS = Bioenergy with Carbon-Capture, Utilization and Storage; DACCUS = Direct Air Carbon-Capture, Utilization and Storage; LULUCF = Land Use, Land-Use Change and Forestry  
Quelle: BCG-Analyse

## Exkurs: Elektronen vs. Moleküle

In den vergangenen Jahren wurden in der öffentlichen Auseinandersetzung um die richtigen Strategien zum Klimaschutz teils emotionale Debatten darüber geführt, ob Elektrifizierung oder der Ersatz fossiler Energieträger durch „grüne Moleküle“ wie Wasserstoff und E-Fuels die bessere Strategie zur Senkung von Emissionen ist. Dieser Konflikt ist aus heutiger Perspektive zumindest teilweise überholt. Aus Sicht dieser Studie sind beide Elemente nötig.

Grundsätzlich ist erneuerbarer Strom als Energieträger in mehreren Anwendungen ökonomisch deutlich überlegen. Diese Anwendungen sollten daher so weitgehend wie möglich elektrifiziert werden. Das gilt vor allem für die Gebäudewärmeerzeugung mit Wärmepumpen, ebenso wie für den Pkw-Verkehr. Dennoch werden aus vielen Gründen zukünftig flüssige und gasförmige Energieträger benötigt, um einen Nullemissionspfad zu erreichen. Für weite Teile des Flug- und Schiffsverkehrs ist eine Elektrifizierung aus heutiger Sicht vollkommen unrealistisch. In der Industrie wird für

Zement, Stahl, Glas oder Papier wird absehbar teilweise erheblich teurer. Aus diesem Grund sollte eine höchstmögliche Kreislaufführung der Produktion angestrebt werden.

### Zur Erreichung von Netto-Nullemissionen sind bereits 2045 negative Emissionen nötig

In der Landwirtschaft sowie in der Abfallwirtschaft würden selbst bei einem Nullemissionspfad erhebliche Restemissionen verbleiben. Landwirtschaftliche Emissionen entstehen vor allem in Form von Methan aus tierischen Verdauungsprozessen, Lachgasemissionen aus der Nutzung landwirtschaftlicher Böden sowie der Behandlung von Wirtschaftsdünger. Teile dieser Emissionen lassen sich durch effizientere Landnutzung und neue Prozesse in der Düngerausbringung verhindern, zum Beispiel bei der Behandlung von Wirtschaftsdünger und durch den Einsatz von Nitrifikationsinhibitoren. Zur Reduktion der Emissionen des Tierbestands

Prozesse wie die Stahl- und Teile der chemischen Produktion zukünftig ebenso Wasserstoff benötigt wie für Teile der Hochtemperaturwärmeerzeugung. Die chemische Industrie benötigt weiterhin Kohlenwasserstoffe als Rohstoff für einen großen Teil ihrer Produkte. Darüber hinaus ist eine vollständige Elektrifizierung des deutschen Fahrzeug- und Gebäudebestands aus heutiger Sicht unwahrscheinlich.<sup>12</sup> Aus diesem Grund sollte Deutschland neben einem schnellen Umstieg auf strombasierte Technologien auch den Hochlauf von grünem Wasserstoff und synthetischen Energieträgern frühzeitig skalieren. Sollten diese aufgrund schnellerer Technologiesprünge zukünftig erheblich günstiger werden als heute absehbar, könnten sie außerdem in mehr Anwendungen den Optionenraum erweitern.

wäre entweder eine weniger fleisch- und milchbasierte Ernährung oder der Einsatz methanausstoßhemmender Futtermittelzusätze erforderlich. Aus heutiger Sicht ist es allerdings unrealistisch, dass sich damit auch nur annähernd alle landwirtschaftlichen Emissionen eliminieren ließen. Im Zielpfad ist die Landwirtschaft daher auch im Jahr 2045 noch für 45 Mt THG-Emissionen verantwortlich (2019: 68 Mt) – das entspricht 8 Prozent der heutigen und 78 Prozent der in einem Nullemissionspfad noch verbleibenden Emissionen.<sup>13</sup> Auch in der Abfallwirtschaft verbleiben im Zielpfad noch geringe Emissionen – im Jahr 2045 etwa 2,5 Mt aus Kompostierung und Vergärung, Abwasser in der Kanalisation sowie Restemissionen alter Mülldeponien. In einzelnen Industrieprozessen werden im Jahr 2045 ebenfalls nicht vermeidbare Restemissionen verbleiben. Für eine endgültige Eliminierung dieser verbleibenden Mengen existieren aus heutiger Sicht keine realistischen Hebel.

### Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität braucht Deutschland im Jahr 2045 etwa 59 Mt negative Emis-

<sup>12</sup> Im Zielpfad dieser Studie deckt Strom im Jahr 2045 etwa 60 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs über alle Sektoren ab, gefolgt von Biomasse und Wasserstoff (je etwa 7 Prozent) und synthetischen Kraft- und Brennstoffen (2 Prozent exkl. internationaler Verkehre). Dazu kommt ein Bedarf von 160 TWh synthetischer Kohlenwasserstoffe für die vollständige stoffliche Defossilisierung der Chemie.

<sup>13</sup> Neben den zuvor beschriebenen Maßnahmen hätte die Verbreitung von Fleischersatzprodukten (In-vitro-Fleisch, vegane Alternativen etc.) erhebliches Potenzial zur Reduktion landwirtschaftlicher Emissionen. Außerdem kann sie mit einer Strategie zur Steigerung der Kohlenstoffsenkeigenschaften landwirtschaftlicher Böden negative Emissionen schaffen. Aufgrund der enormen Unsicherheiten wurde beides in dieser Studie nicht angenommen.

## Exkurs: Kreislaufwirtschaft

Eine breitere Anwendung der Kreislaufwirtschaft kann nicht nur Ressourcen schonen, sondern leistet auch einen wichtigen Beitrag zur Emissionsvermeidung, vor allem in Sektoren, in denen die Produktion von Grundstoffen in einer Nullemissionswelt erheblich teurer wird, insbesondere von Kunststoffen aus erneuerbaren Rohstoffen und Metallen.

- Vor allem die Kreislaufführung von **Kunststoffen** muss sich zukünftig deutlich steigern. Dafür sind sowohl eine höhere Ausschöpfung der Potenziale von zunächst mechanischem als auch die stärkere Nutzung von chemischem Recycling erforderlich. Trotz hoher Sammelquoten wird in Deutschland nur ein geringer Anteil des konsumierten Plastiks tatsächlich recycelt, während ein Großteil in der Abfallverbrennung energetisch verwertet wird oder sogar auf Deponien im Ausland landet. Im Zielpfad steigt der Recyclinganteil der in Deutschland gesammelten Kunststoffabfälle bis 2045 auf 40 Prozent an (2019: rund 30 Prozent). Hierfür wird nicht nur ein Ausbau mechanischer Recyclingkapazitäten angenommen, sondern auch die Weiterentwicklung chemischer Recyclingtechnologien für den breitflächigen Einsatz. Rezyklate sind im Zielpfad im Jahr 2045 der Rohstoff für mehr als 20 Prozent der Produktion in der Petrochemie.
- Um die Ressource **Holz** und andere Biomassen möglichst werterhaltend und effizient einzusetzen, sollte das Prinzip der Kaskadennutzung angewandt werden, nach dem Rohstoffe erst mehrere stoffliche Nutzungsstufen durchlaufen, bevor sie zur Energieerzeugung eingesetzt werden. Um das Potenzial für negative Emissionen auszunutzen, sollte die energetische Nutzung von Holz verstärkt an die entsprechende Eignung des Einsatzes von CO<sub>2</sub>-Abscheidungs- und -Speichertechnologien gekoppelt werden.
- Obwohl **Stahl** grundsätzlich vollständig wiederverwendbar ist und Recycling deutlich weniger Energieeinsatz erfordert als Primärstahlproduktion, ist das Potenzial zum weiteren Ausbau von Stahlschrottrecycling begrenzt. Ähnliches gilt für Nichteisenmetalle wie **Aluminium**, **Kupfer**, **Zink** oder **Blei**.

Heute werden schon große Teile dieser Produktionen über Sekundärmaterialien aus Recycling abgedeckt. Ein limitierender Faktor ist deshalb vor allem die begrenzte Verfügbarkeit zusätzlicher Metallschrotte. Ein Hindernis stellt dabei zudem der illegale Export von Teilen dieser Stoffströme dar.

- Das Recycling von **Zement** ist derzeit keine Option, da eine Separierung des Zements aus Bauschutt technisch nicht umsetzbar ist und wiederverwendeter Bauschutt in den entsprechenden Anwendungen (z. B. im Straßenbau) nicht den Bedarf an Zement ersetzt.

Neben der Emissionsvermeidung sollten auch Nachhaltigkeitsaspekte wie **Ressourcenschonung und -verfügbarkeit** sektorübergreifend priorisiert werden. Beispielsweise sind **Batterien** in der Regel die teuerste Komponente von Elektrofahrzeugen. Neben dem hohen Herstellungsaufwand liegt das auch an der Verwendung wertvoller Rohstoffe wie Lithium, Kobalt und Granit. Sowohl aus Nachhaltigkeits- wie auch aus Wirtschaftlichkeitsgründen ist eine möglichst lange Nutzung mit anschließendem Recycling bei Autobatterien erstrebenswert. Aufgrund der Lebensdauer von E-Fahrzeugen von meist mehr als acht Jahren fallen derzeit noch keine großen Batteriemengen an. Es gibt entsprechend noch kaum Recyclinganlagen in industriellem Maßstab, und die Zerlegung der Komponenten in Deutschland ist auch nicht vollumfänglich abbildbar. Um sicherzustellen, dass Deutschland zukünftig über ausreichende Recyclingkapazitäten verfügt, kommen mehrere Optionen in Betracht: Zum einen könnten Innovationsförderungen die Weiterentwicklung entsprechender Recyclingtechnologien bereits in dieser Dekade vorantreiben und Pilotprojekte unterstützen. Zum anderen wäre eine Rücknahmepflicht denkbar, welche sich entweder an die Inverkehrbringer direkt wendet oder als breiteres Rücknahmesystem umgesetzt werden könnte. Die richtige Kombination dieser Instrumente gilt es zu diskutieren.

sionen. Negative Emissionen werden durch sogenannte CO<sub>2</sub>-Senken erzeugt, welche Treibhausgase (THG) aus der Atmosphäre entfernen und dauerhaft speichern. Diese Senken stellen die einzige Möglichkeit zum Ausgleich der verbleibenden Restemissionen dar. Der aus heutiger Sicht für Deutschland realistischste dauerhaft skalierbare Hebel ist die Sequestrierung von CO<sub>2</sub>, welches bei der zentralen Verbrennung von Biomasse entsteht (Bioenergy with Carbon-Capture, Utilization and Storage, BECCUS). Sequestrierung kann zukünftig vor allem in der Papierindustrie, der Zementproduktion sowie der Fernwärme eingesetzt werden, wo größere Mengen Biomasse zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Im Jahr 2045 werden im Zielpfad auf diesem Weg 20 Mt CO<sub>2</sub> abgeschieden.

Außerdem wird sogenanntes Direct Air Capture (DAC) eingesetzt, mit dem CO<sub>2</sub> mechanisch oder chemisch der Atmosphäre entzogen wird. Die benötigte Menge an DAC bestimmt sich über die Kombination mit natürlichen Lösungen (LULUCF).<sup>14</sup> Mit beiden Ansätzen müssen im Jahr 2045 noch 39 Mt negative Emissionen erzeugt werden. Langfristig wäre zumindest für DAC auch eine Kompensation in Ländern mit besserem Zugang zu erneuerbaren Energien und Speicherstätten denkbar.

## Deutschland braucht neue Infrastrukturen für Strom, E-Mobilität, Wasserstoff und CO<sub>2</sub>

Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität muss Deutschland in einen fundamentalen Umbau seiner Infrastruktur investieren.

**Die deutsche Stromnetzinfrasturktur muss sich fast verdoppeln.** Das Übertragungsnetz muss erheblich erweitert werden, um Erzeugungskapazitäten von Wind auf See an das Stromnetz anzuschließen und Windstrom von Nord- nach Süddeutschland zu transportieren. Gleichzeitig ist eine Stärkung der Grenzkuppelstellen zu europäischen Nachbarländern erforderlich. Im Verteilnetz sind erhebliche Investitionen in Leistungserhöhung, Flexibilisierung und Digitalisierung notwendig, um die Leistung für Industriestandorte mit Power-to-Heat auszubauen, neuen Verbrauch aus E-Mobilität und Wärmepumpen zu bedienen und mehr dezentrale Stromerzeugung zu integrieren.

**Für E-Mobilität muss eine flächendeckende Ladeinfrastruktur entstehen.** Vor allem für die Durchdringung von E-Mobilität stellt die Sorge um fehlende Lademöglichkeiten derzeit eine der größten Hürden dar. Gleich-

zeitig muss für Elektrofahrzeuge eine vollständig neue Ladeinfrastruktur entstehen, die Pkw- und Lkw-Fahrern sowohl privat als auch bei der Arbeit sowie im öffentlichen Raum und entlang von Autobahnen regelmäßiges und komfortables Laden ihrer Fahrzeuge ermöglicht. Für Wasserstoff wird vor allem ein flächendeckendes Tankstellennetz entlang der großen Güterverkehrstrassen benötigt.

**Deutschland braucht ein eigenes Wasserstofftransportnetz, angeschlossen an eine paneuropäische H<sub>2</sub>-Infrastruktur.** Um den kostengünstigen Transport und die Verteilung der zukünftig benötigten Wasserstoffmengen zu ermöglichen, ist der Aufbau einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur erforderlich, die mindestens alle großen Konsumzentren mit einer zentralen Produktion an der Nordseeküste verbindet. Da Deutschland seinen zukünftigen Wasserstoffbedarf nicht allein aus nationaler Produktion decken kann, müsste dieses Netz darüber hinaus als Teil einer eigenen paneuropäischen H<sub>2</sub>-Infrastruktur an zukünftige Exportregionen wie Südeuropa, Nordafrika und eventuell die Ukraine angeschlossen sein. Ein Großteil dieses nationalen Netzes kann durch Umwidmung und Nachrüstung bestehender Gas-Pipelines entstehen.

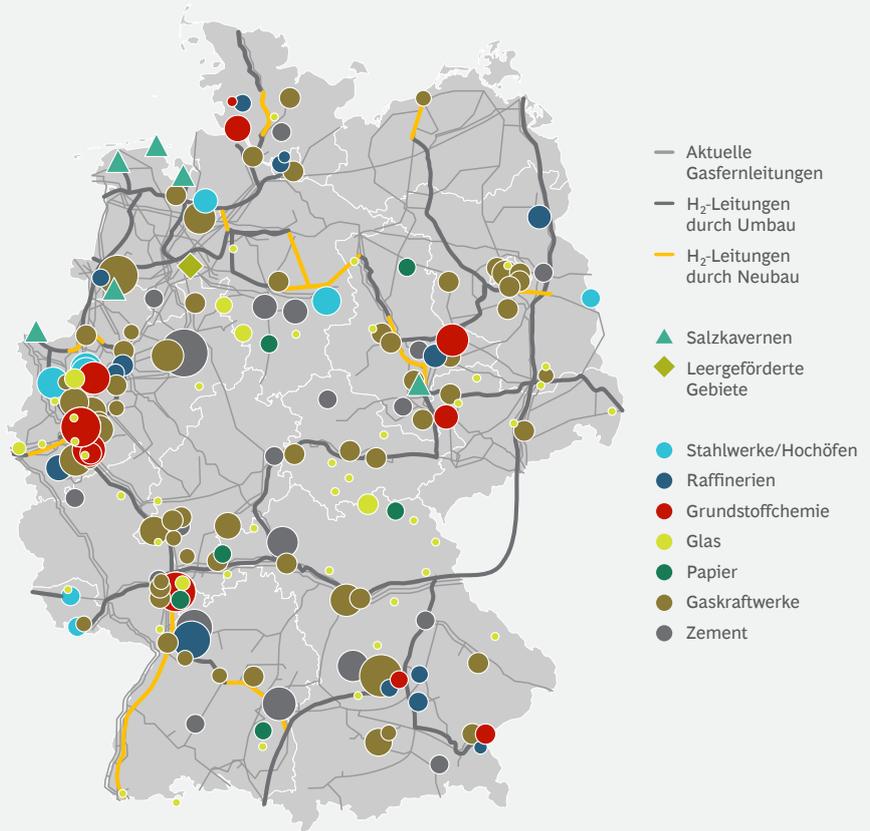
**Zur Nutzung von Carbon-Capture muss eine eigene CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur geschaffen werden.** Carbon-Capture, das Einfangen von CO<sub>2</sub>, wird gebraucht, um Prozessemissionen in der Zement- und Kalkproduktion zu eliminieren. Außerdem benötigt Deutschland zukünftig negative Emissionen aus Bioenergie-CCUS und Direct Air Capture, um verbleibende Restemissionen auszugleichen. Hierzu ist auch der Aufbau einer Infrastruktur für Transport und Speicherung von CO<sub>2</sub> erforderlich, die CO<sub>2</sub>-Quellen und -Speicherstätten miteinander verbindet. Neben der Binnenschifffahrt kommt dafür langfristig leitungsggebundene Infrastruktur in Frage. Ähnlich wie bei Wasserstoff könnte zumindest ein Teil durch die Umwidmung bestehender Gasnetze und Porenspeicher entstehen.

**Die Zukunft vieler Gasnetze ist in einem Nullemissionsszenario ungewiss.** Langfristig wird die Erdgasnachfrage in Deutschland deutlich sinken (im Zielpfad werden im Jahr 2045 nur noch 85 TWh Biomethan genutzt). Zudem wird die Nachfragedichte zurückgehen. Das setzt vor allem viele Verteilnetze mittelfristig unter kommerziellen Druck. Manche bestehenden Netze können durch Umbau in die H<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur integriert oder – besonders in ländlichen Gegenden – zur Anbindung von Biomethananlagen genutzt werden.

<sup>14</sup> Zu natürlichen Lösungen zählen Maßnahmen wie der Erhalt von Wäldern, Aufforstung, der Schutz von Mooren sowie deren Renaturierung und die Erhöhung der Kohlenstoffbindung landwirtschaftlicher Böden. Das Potenzial dieser Maßnahmen ist jedoch begrenzt. Zum einen sind Flächen nicht unbegrenzt verfügbar, zum anderen ist es wahrscheinlich, dass die Aufnahmefähigkeit natürlicher Senken durch klimawandelbedingte Witterungsextreme weiter verringert wird.

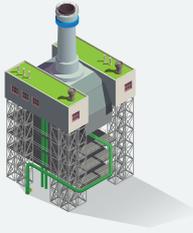
# Breiter Bedarf für ein deutsches Wasserstoffnetz

ABBILDUNG 12 | Übersicht der größten H<sub>2</sub>-Verbraucher und der bis 2040 geplanten Infrastruktur des European Hydrogen Backbone



Quelle: Gas for Climate (2021); BCG-Analyse





Ersatz von Hochöfen mit 10 Mt Produktionskapazität

durch Direktreduktionsanlagen (~ 30 % der Primärstahlproduktion)



100 % fossilfreie Wärme bei fast jeder Reinvestition

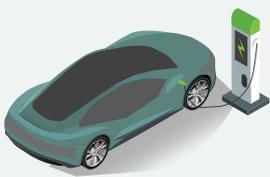
Vermeidung von Erdgas, Öl, Kohle, wo möglich



Emissionssenkung 6-mal schneller als letzte 20 Jahre

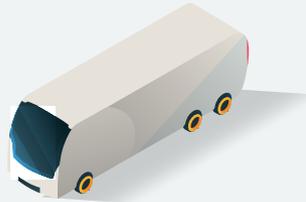
Jährliche Reduktion 2020 – 2030 gegenüber 2000 – 2019

Verkehr



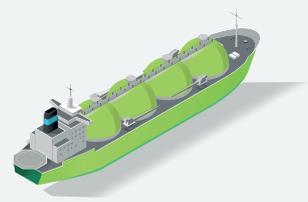
Weitgehende Elektrifizierung neuer Pkw bis 2030

~ 90 % vollelektrische Neuzulassungen



~ 70 % THG-neutrale-Lkw-Neuzulassungen

Heute: de facto null



> 3 Mt Importe synthetischer Kraftstoffe in 2030

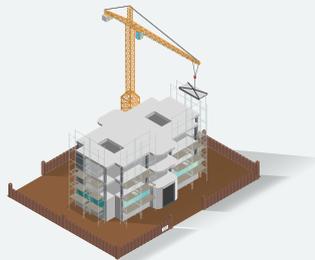
Heute: de facto null

Gebäude



~ 70 % mehr energetische Sanierungen ab 2023

Beschleunigung von jährlich 1,1 % auf 1,9 % in 2030



Sanierung auf halben Energieverbrauch

70 kWh/(m<sup>2</sup> a) in vollsanierten Gebäuden (~ 50 % akt. Durchschnitt)



Ab 2023: Keine neuen Öl- und Gaskessel, wo immer möglich

Einbau von Wärmepumpen, Fernwärme o. Ä. bei möglichst jeder Reinvestition

Energiewirtschaft



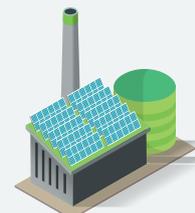
Verdoppelung Wind- und PV-Zubau

+ 65 GW Wind gesamt (auf See und Land) bis 2030



Beschleunigung Netzausbau und Flexibilisierung

NEP 2035 auf 2030, Digitalisierung im Verteilnetz, Flexibilisierung Verbrauch

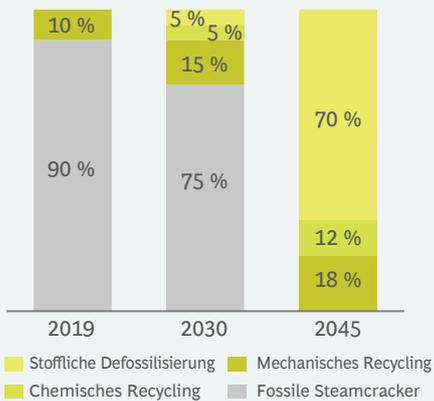


+ 43 GW Gas bis 2030, nötig für Auslaufen Kohle

Für Versorgungssicherheit (Gas 2019: 31 GW)

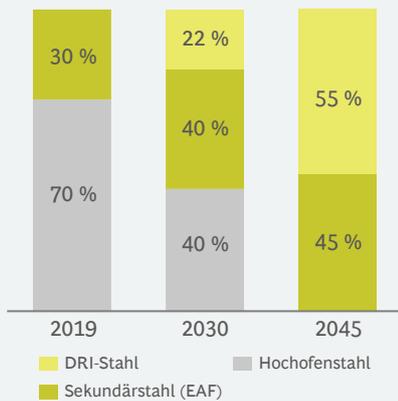
## Petrochemie

### Anteil Produktion



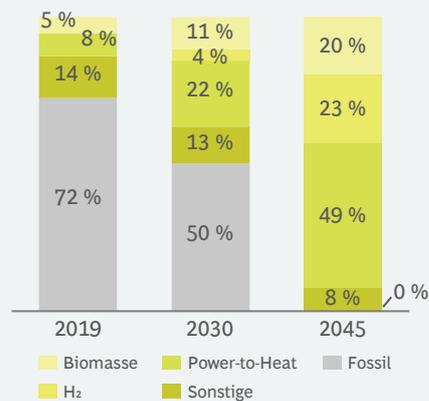
## Stahl

### Anteil Produktion



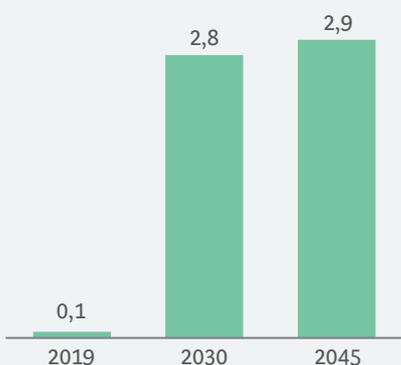
## Prozesswärmemix

### Anteil Wärmeverbrauch



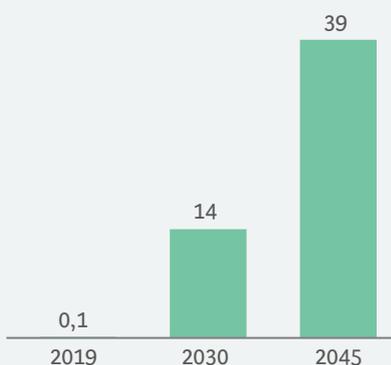
## Neuzulassungen E-Pkw

### Mio. vollelektrische Pkw



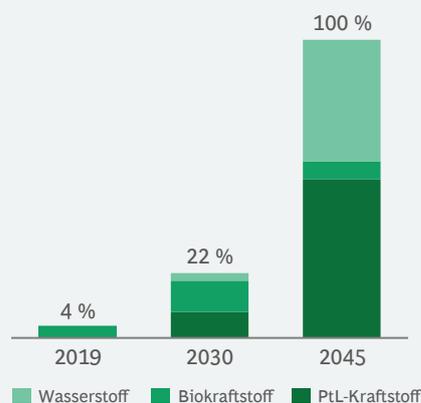
## Bestand E-Pkw

### Mio. vollelektrische Pkw



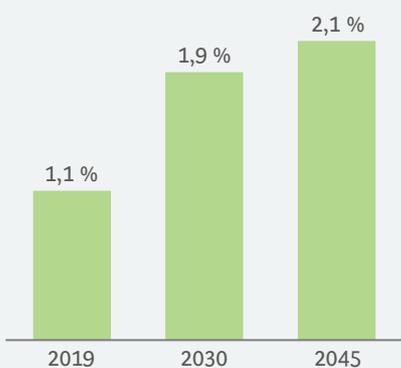
## Grüne Kraftstoffe

### Anteil verbleibender Kraftstoffe



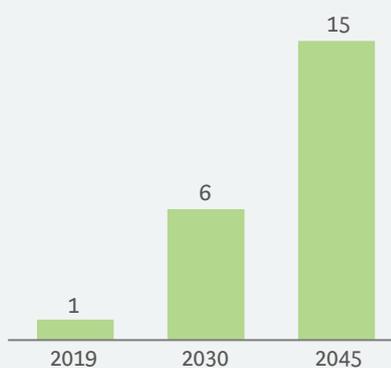
## Gebäudeeffizienz

### Energetische Sanierungsrate p. a.



## Wärmepumpen

### Mio.



## Wärmemix Gebäude

### Raumwärme- und Warmwasserverbrauch



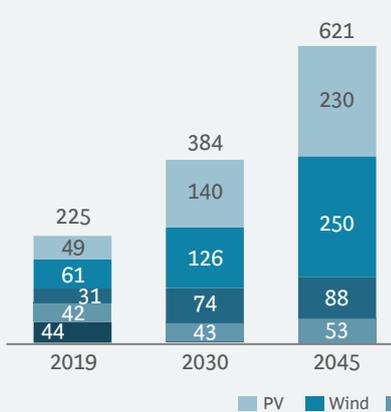
## Stromverbrauch

### TWh



## Installierte Leistung

### GW



## Nettostromerzeugung

### TWh



Was zur Klimaschutz-Zielerreichung bis 2030 passieren muss

## 2.3 Zielpfad 2030 – nationale Transformation mit schmalem Pfad

Der technologische Pfad zur Erreichung der Klimaziele im Jahr 2030 ist vergleichsweise klar. Gegenüber 2019 muss Deutschland 46 Prozent seiner Emissionen reduzieren. Das muss im Wesentlichen mit Technologien geschehen, die bereits heute am Markt verfügbar sind. Zukunftstechnologien wie Wasserstoff haben erhebliches Potenzial, zur Lösung der Klimakrise beizutragen. In den kommenden Jahren sind sie allerdings selbst im Falle eines sehr steilen Produktionshochlaufs nur in eingeschränkten Mengen verfügbar.

Das wird in vielen Fällen bedeuten, dass Anlagen, die irgendwann durch grüne Kraft- oder Brennstoffe betrieben werden könnten, bei einer Investition in der kommenden Dekade noch fossile Assets sind – und damit ersetzt werden müssten, wenn das THG-Budget in ihrem Sektor keinen Raum mehr für sie lässt. Gleichzeitig ist das neue Ziel in den meisten Sektoren so ambitioniert, dass eine Erreichung ohne Einsatz aller in dieser Dekade denkbaren Hebel ohnehin außer Reichweite scheint. Das erzeugt eine bessere Sichtbarkeit des Zielpfades bis 2030, es macht ihn aber auch ausgesprochen schmal.

Deutschland braucht bereits in dieser Dekade einen weitgehenden Verzicht auf Investitionen in fossile Technologien – in manchen Sektoren sofort. Wenn ein Vorziehen von Investitionszyklen vermieden werden soll, sind möglichen Einsparungen in einem einzelnen Jahr enge Grenzen gesetzt. Das Ziel von 46 Prozent THG-Reduktion bis 2030 gegenüber 2019 bedeutet, dass in den kommenden neun Jahren ein signifikanter Teil der Investitionsentscheidungen für einen Technologiewechsel genutzt werden muss. Dafür sind bereits kurzfristig fundamentale Umsteuerungen nötig, die teilweise in diametralem Kontrast zur Politik der letzten Jahre stehen.

Die Industrie muss, wo immer möglich, Investitionen in fossile Anlagen einstellen und einen erheblichen Teil ihres historisch gewachsenen Anlagenparks in Grundstoffindustrien ersetzen. Im Verkehrssektor dürfen bereits fünf Jahre vor dem von der EU für 2035 vorgeschlagenen und sehr kontrovers diskutierten Verbrennerverbot fast nur noch Fahrzeuge mit alternativen Antrieben verkauft werden – während Deutschland gleichzeitig erhebliche Mengen grüner Kraftstoffe importieren muss. Im Gebäudesektor muss sich die Sanierungsaktivität deutlich beschleunigen. Gleichzeitig muss bei fast jedem Heizungstausch bereits ab sofort in eine erneuerbare Wärmetechnologie investiert werden. Die erforderlichen Maßnahmen im Stromsektor sind historisch ohne Beispiel: Deutschland müsste den Ausbau der Erzeugung von erneuerbarem Strom verdoppeln, in den kommenden Jahren

parallel aus Kernenergie und Kohle aussteigen, dafür mehr flexible Stromerzeugungsleistung – vor allem Gaskraftwerke – zubauen als jemals zuvor in seiner Geschichte und bereits heute ambitionierte Netzentwicklungspläne für 2035 noch einmal erweitern und auf 2030 vorziehen. Gleichzeitig muss rund um die Wasserwirtschaft eine vollständig neue Produktion und Infrastruktur entstehen.

Deutschland steht vor einem entscheidenden Jahrzehnt, in dem die Klimawende endgültig „beim Bürger“ ankommt. Während bisher ein großer Teil der technologischen Transformation eher anonym im Energiesystem passiert ist, rücken die jetzt nötigen Maßnahmen sehr nah an die Lebensrealität fast jedes einzelnen Bürgers. Wenn die Klimaziele erreicht werden sollen, müssen in den kommenden neun Jahren Millionen einzelner Entscheidungsträger andere Entscheidungen treffen, als sie es bisher getan haben. Um diese Entscheidungen überhaupt möglich zu machen, muss Deutschland gleichzeitig Milliarden von Euro in den Aufbau neuer Infrastrukturen für Strom, Elektromobilität, Wasserstoff und CO<sub>2</sub> investieren. Außerdem sind für die Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 entscheidende Weichen zu stellen, ohne die Deutschland wahrscheinlich bereits jetzt die Erreichung seines Langfristziels gefährden würde. Zu den wichtigsten Weichenstellungen zählen die Planung und der beginnende Aufbau einer eigenen Wasserstoffinfrastruktur, die Planung eines CO<sub>2</sub>-Transportnetzes, eine frühzeitige Steuerung von Biomasse zur späteren Ermöglichung negativer Emissionen, die Skalierung internationaler Power-to-X-Produktion sowie die fokussiertere Förderung von Forschung an möglichen „Game Changer“-Technologien (siehe auch Kapitel 5.3.4).

### Die Industrie muss, wo immer möglich, in treibhausgasneutrale Technologien (re-)investieren

Das deutsche Klimaziel 2030 verlangt von der Industrie bei Reinvestitionen und bei neuen Investitionsvorhaben, wo immer möglich von fossilen Technologien abzusehen. Das bedeutet beispielsweise, dass bei jeder anstehenden Reinvestition in einen Wärmeerzeuger von derzeit vor allem Erdgas beziehungsweise Kohle, wo immer möglich, entweder auf Power-to-Heat oder Biomasse umgestellt werden muss. In den großen Prozessindustrien muss bereits mindestens ein Drittel der deutschen Primärstahlproduktion ersetzt, erste Steamcracker in der Chemie müssen elektrifiziert und erste Demonstrationsprojekte für Carbon-Capture in Zement, Kalk und Papier umgesetzt werden. Für diese Transformation benötigt die Industrie bereits im Jahr 2030 etwa 24 TWh treibhausgasneutralen Wasserstoff, vor allem in der Stahlproduktion und der Chemie, aber auch in Pilotprojekten anderer Industrien.

Industriewärme muss, wo immer möglich, auf eine erneuerbare Technologie umgestellt werden. In den nächsten neun Jahren müssen bereits etwa 30 Prozent der heutigen fossilen Wärmeerzeuger durch erneuerbare Industriewärme ersetzt werden. Dafür müssen Unternehmen bei fast jeder Reinvestition ihre Wärmetechnologie wechseln. Nachhaltig verfügbare Biomasse ist zu großen Teilen noch in anderen Sektoren gebunden, treibhausgasneutraler Wasserstoff nur in geringen Mengen verfügbar. Daher muss ein wesentlicher Teil der jetzigen Wärmeerzeugung elektrifiziert werden (Power-to-Heat). Insgesamt entsteht dadurch ein erhöhter Strombedarf, im Jahr 2030 von zusätzlich etwa 63 TWh. Nötig wären zudem fossile Reinvestitionen, wo entweder Infrastruktur oder Technologien noch nicht verfügbar sind, zum Beispiel für einige Hochtemperaturprozesse.

Die Stahlindustrie muss ein Drittel ihres Anlagenparks ersetzen. Bis 2030 ist die Umstellung von etwa einem Drittel der Primärstahlproduktion – rund 10 Mt jährlich – auf neue Anlagen mit Direktreduktionstechnologie erforderlich. Etwa die Hälfte davon sollte bereits mit grünem Wasserstoff betrieben werden. Darüber hinaus muss die Industrie alle verfügbaren wirtschaftlichen Effizienzen heben und die jährliche Produktion von Sekundärstahl um etwa 10 Prozentpunkte erhö-

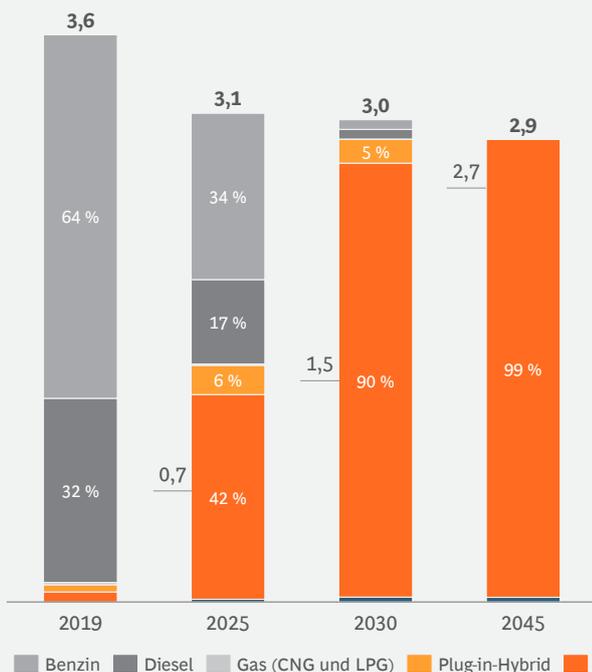
hen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die erforderlichen zusätzlichen Mengen an Stahlschrott derzeit an Verfügbarkeitsgrenzen stoßen.

In der Chemie muss der Einsatz fossiler Rohstoffe und Energieträger reduziert werden – mit mehr Kreislaufwirtschaft, synthetischen Kohlenwasserstoffen, grünem Strom und Wasserstoff. Die stoffliche Wiederverwertungsquote von Kunststoffabfällen sollte sich im kommenden Jahrzehnt von heute etwa 30 Prozent auf rund 55 Prozent erhöhen. Dafür sind voraussichtlich eine aufwendigere Trennung und Verwertung, aber auch der Aufbau neuer chemischer Recyclingprozesse nötig. Im selben Zeitraum muss die Chemie bereits auf über 30 Prozent erneuerbare Wärmeerzeugung umstellen. Das bedeutet auch, dass bis 2030 die ersten elektrischen Steamcracker in Betrieb gehen müssen. Zu guter Letzt müssen bis 2030 bereits rund 30 Prozent der Ammoniak- und knapp 75 Prozent der Methanolproduktion auf neue Prozesse mit grünem Wasserstoff umgestellt sowie erste Piloten für den Ersatz fossiler Rohstoffe umgesetzt werden. Allein durch den zusätzlichen Bedarf an elektrischer Wärmeenergie und an Wasserstoff in der Chemie steigt die Stromnachfrage in Deutschland im Zielpfad um 50 TWh, etwa 8 Prozent der deutschen Bruttostromerzeugung im Jahr 2019.

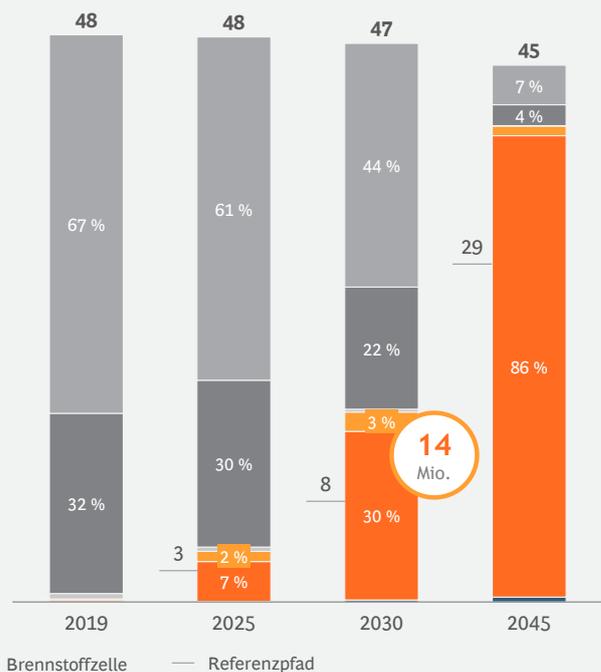
## 14 Mio. E-Pkw 2030 im Bestand bei 90 % Neuzulassungen

ABBILDUNG 14 | Pkw-Neuzulassungen und Pkw-Bestand 2019 – 2045

Mio. in Deutschland neu zugelassene Fahrzeuge im Zielpfad



Mio. in Deutschland zugelassene Fahrzeuge im Zielpfad



Anmerkung: Im Zielpfad werden verbleibende Verbrennerfahrzeuge im Bestand mit 100 % grünen Kraftstoffen angetrieben  
Quelle: KBA (2020a); KBA (2020b); BCG-Analyse

In der Baustoffindustrie sind bereits erste Carbon-Capture-Demonstrationsanlagen erforderlich. Neben einer Erhöhung von Material- und Wärmeeffizienz muss der Klinkerfaktor in der Zementproduktion gesenkt (im Zielpfad von 72 Prozent im Jahr 2019 auf 63 Prozent in 2030) und bereits ein großer Teil der aktuell oft noch mit Kohle erzeugten Wärmeproduktion elektrifiziert werden (im Zielpfad: 9 Prozent). Bereits um 2030 müssten in der Zement- und Kalkindustrie Carbon-Capture-Demonstrationsanlagen in Betrieb genommen werden. Im Zielpfad wird eine jährliche CO<sub>2</sub>-Abscheidung von etwa 1 Mt in der Zement- und Kalkindustrie angenommen. Um dies zu ermöglichen, muss bis 2030 der Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur, welche CO<sub>2</sub>-Quellen und -Speicherstätten verbindet, vorangetrieben werden.

## Schon 2030 werden fast nur noch Batteriefahrzeuge verkauft – und E-Fuels importiert

Die Erreichung der Sektorziele im Verkehr erfordert den Einsatz aller technisch verfügbaren Hebel. Die Verkehrsleistung der Schiene erhöht sich im Zielpfad bis 2030 im Personenverkehr um knapp 30 Prozent

und im Güterverkehr um 40 Prozent gegenüber 2019. Dennoch macht die Straße im Jahr 2030 noch über 80 Prozent des Personen- und über 70 Prozent des Güterverkehrs aus. Die wesentlichen Maßnahmen zur Erreichung des Emissionsziels im Verkehr müssen daher den Straßenverkehr adressieren.

Alternative Antriebe müssen bereits 2030 die Neuzulassungsstatistiken dominieren. Dafür muss schon in den nächsten neun Jahren eine massive, koordinierte Investition in flächendeckende Ladeinfrastruktur und Wasserstofftankstellen entlang aller großen Verkehrstrassen sowie in der Fläche erfolgen. Außerdem reduzieren im Zielpfad mehr als 7 Mt grüner Kraftstoffe (Biokraftstoffe, synthetische Kraftstoffe, Wasserstoff – zusammen etwa 22 Prozent) Emissionen im nationalen Bestand.

Bereits 2030 müssen 9 von 10 verkauften Pkw vollelektrisch sein – und 7 von 10 verkauften Lkw einen Batterie- oder Brennstoffzellenantrieb haben. Ein in Deutschland neu verkaufter Pkw verbleibt durchschnittlich etwa 15 Jahre im Bestand. Damit der Fahrzeugbestand im Jahr 2045 weitgehend auf alternative Antriebe umgestellt ist, müssen diese bereits 15 Jahre früher, also im Jahr 2030, den Großteil der Fahrzeug-

## Exkurs: Alternative Pfade zur Erreichung der Sektorziele im Verkehr

In der Vergangenheit wurden Diskussionen über den Klimaschutz im Verkehr häufig entlang der Fronten „Batteriemobilität“ vs. „grüne Kraftstoffe“ geführt. Dieser Konflikt ist aus heutiger Sicht überholt. Stattdessen sollten E-Mobilität und grüne Kraftstoffe als komplementäre Lösungsansätze verstanden werden – beide Vorhaben sind zum Erreichen der deutschen Klimaziele ambitioniert zu verfolgen.

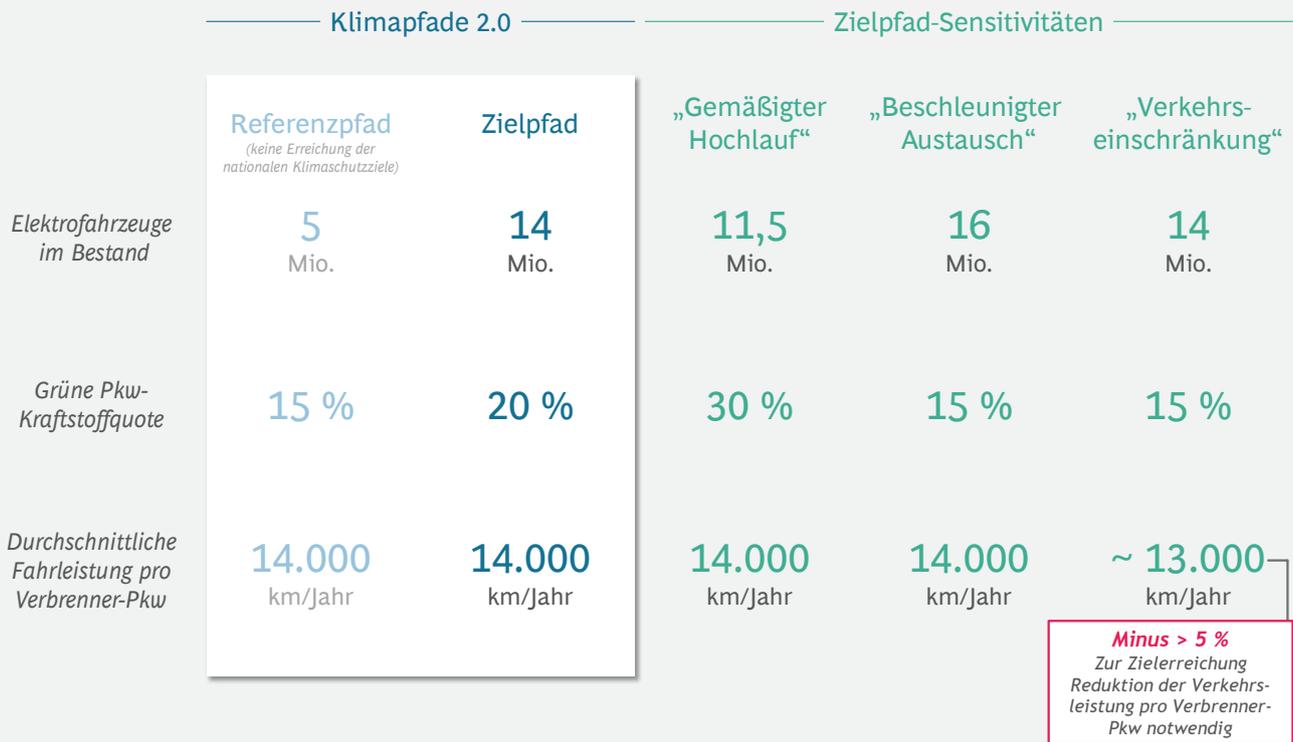
Emissionen im deutschen Verkehrssektor sind seit 2010 um über 6 Prozent gestiegen, in den kommenden neun Jahren müssen sie um fast die Hälfte sinken. Dieses Ziel ist aus Sicht der vorliegenden Studie nur dann zu erreichen, wenn alle technisch verfügbaren Hebel so ambitioniert wie möglich eingesetzt werden. Selbst bei einer weitgehenden Elektrifizierung von Neuwagenflotten (90 Prozent Batterie-Pkw, 75 Prozent Batterie- und H<sub>2</sub>-Lkw in 2030) verbleibt eine erhebliche Emissionslücke. Um das Sektorziel zu erreichen, wird diese Lücke in der vorliegenden Studie mit synthetischen Kraftstoffen, Biokraftstoffen und Wasserstoff geschlossen (22 Prozent in 2030).

Alternative Pfade zur Zielerreichung erscheinen allesamt weniger wahrscheinlich. Sollte Deutschland einen derart steilen Marktzuwachs an Elektromobilität verfehlen und im Jahr 2030 zum Beispiel nur einen Bestand von 11,5 Mio. Batterie-Pkw erreichen, wäre bereits im Jahr 2030 eine Quote grüner Kraftstoffe in Höhe von 30 Prozent erforderlich. In einem Szenario ohne zusätzliche Mengen grüner Kraftstoffe wäre entweder ein vorzeitiger Austausch von mehr als 2 Mio. Verbrenner-Bestandsfahrzeugen (zum Beispiel über entsprechende Prämien) oder eine mehr als 5-prozentige Einschränkung der gesamten deutschen (Verbrenner-)Verkehrsleistung nötig.

Die Details unterschiedlicher Szenarien zur Erreichung des Zielpfads bei Pkw sind in Abbildung 15 dargestellt.

# E-Mobilität und grüne Kraftstoffe: Sensitivitätsanalyse 2030

ABBILDUNG 15 | Sensitivität der PtL-Nachfrage in Abhängigkeit des E-Mobilitätshochlaufs in Pkw



Quelle: BCG-Analyse

neuzulassungen ausmachen. Gleichzeitig erfordert bereits das extrem ambitionierte Einsparziel für 2030 einen sehr steilen Hochlauf elektrischer Neuzulassungen – die überwiegende Mehrheit davon vollelektrisch.

Im Güterverkehr darf – trotz weniger etablierter Technologie – dieser Hochlauf nur mit wenigen Jahren Verzögerung erfolgen. Im Zielpfad werden im Jahr 2030 bereits 76 Prozent der neu zugelassenen Lkw einen Batterie- oder Brennstoffzellenantrieb besitzen. Im Ergebnis sind 2030 bereits 14 Mio. Batterie-Pkw, 120 Tsd. vollelektrische leichte Nutzfahrzeuge, 175 Tsd. Batterie-Lkw und 50 Tsd. Brennstoffzellen-Lkw im Bestand. Um diesen extrem steilen Hochlauf neuer Antriebe zu ermöglichen, muss neue Infrastruktur aufgebaut werden, die bereits 2030 die Breite an Fahr- und Nutzungsprofilen bedienen kann. Im Zielpfad ist daher bis 2030 bereits der Aufbau von 9,3 Mio. privaten Ladestationen, fast 5 Mio. Ladepunkten am Arbeitsplatz sowie von 1 Mio. weiteren öffentlichen („langsamen“) Ladepunkten nötig. Dazu kommen 240 Tsd. Schnellladesäulen und 500 Wasserstofftankstellen vor allem entlang deutscher Autobahnen.

Um Emissionen im Bestand zu adressieren, muss Deutschland bereits 2030 erhebliche Mengen an grünen Kraftstoffen importieren – vor allem E-Fuels. Die zuvor beschriebenen Maßnahmen allein reichen zur Erfüllung des Emissionsziels im Verkehr nicht aus. Daher sollte ein umfassendes Klimaprogramm im Verkehr nicht nur die Durchdringung alternativer Antriebe beinhalten, sondern über grüne Kraftstoffe auch Emissionen im Bestand adressieren. Dafür werden im Zielpfad bereits im Jahr 2030 3,3 Mt (rund 40 TWh) synthetischer Kraftstoffe importiert – davon allein 3 Mt in nationalen Verkehren. Das entspricht etwa 10 Prozent des dann verbleibenden Kraftstoffbedarfs. Zusammen mit dem eingesetzten Wasserstoff und Biokraftstoffen wird 2030 ein Anteil grüner Kraftstoffe an den eingesetzten Flüssigkraftstoffen im nationalen Verkehr in Höhe von etwa 22 Prozent erreicht.

## Deutschland braucht mehr Gebäudesanierung – und eine drastische Wärmewende

Der Gebäudesektor muss in den kommenden neun Jahren seine Emissionen fast um die Hälfte senken (46 Prozent gegenüber 2019). Gleichzeitig sollten alle

Investitionen ab sofort mit einem robusten Pfad in Richtung Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 in Einklang stehen. Dafür muss sich das Investitionsverhalten der Akteure in diesem Sektor bereits in den nächsten wenigen Jahren fundamental verändern. De facto ab sofort sollte jeder Neubau nur noch mit vollständig lokal emissionsfreien Wärmelösungen ausgestattet werden. Die energetische Sanierungsrate muss bereits kurzfristig erheblich steigen, um mindestens 70 Prozent bis 2030 (gradueller Anstieg auf 1,9 Prozent gegenüber 1,1 Prozent in 2019) bei gleichzeitig wachsender Sanierungstiefe auf durchschnittlich rund 70 kWh pro Quadratmeter und Jahr an Raumwärme- und Warmwasserverbrauch. Außerdem sollte, wo immer möglich, auch in Bestandsgebäuden bei jedem Heizungstausch eine Umstellung auf Wärmepumpen, Fernwärme oder zumindest auf eine hybride Wärmelösung mit hohem erneuerbaren Anteil, beispielsweise Solarthermie oder Wärmepumpen in hybridem Verbund mit Gas-Spitzenlastkesseln, erfolgen.

**Neubauten sollten schon heute geeignet sein, Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 zu erreichen.** Neubauten haben im Vergleich zum Bestand schon heute sehr geringe Energiebedarfe. Obwohl der Einsatz lokal vollständig emissionsfreier Wärme hier bereits wirtschaftlich ist, wurden im Jahr 2020 noch in 33 Prozent der Neubauten Gaskessel eingebaut, die mit fossilem Erdgas betrieben werden, ohne dass in den meisten Fällen eine klare Perspektive für eine spätere lokale Umstellung auf grünes Gas vorhanden ist. Um das Risiko einer Reinvestition vor 2045 zu vermeiden, sollten in Neubauten ab sofort nur Wärmelösungen eingebaut werden, die nachweisbar ohne fossile Brennstoffe betrieben werden, vor allem Wärmepumpen in Ein-/Zweifamilienhäusern und Fernwärme in urbanen Gebieten.

**Der Anteil energetischer Gebäudesanierungen muss um über 70 Prozent steigen.** Aktuell werden in Deutschland jedes Jahr zwischen 2,0 und 2,5 Prozent aller Gebäude saniert, davon allerdings im Schnitt nur rund die Hälfte (1,1 Prozent) energetisch. Um das Emissionsziel im Jahr 2030 zu erreichen und Gebäude frühzeitig auf eine kosteneffiziente Umstellung auf neue Wärmeversorger vorzubereiten, muss dieser Anteil schon in diesem Jahrzehnt erheblich steigen. Im Zielpfad erhöht sich die energetische Sanierungsrate bis 2030 von 1,1 auf 1,9 Prozent<sup>15</sup>, bei gleichzeitiger Erhöhung der Sanierungstiefe, sodass Gebäude durch

individuell abgestimmte Sanierungsmaßnahmen auf ein für den Einsatz erneuerbarer Wärmelösungen ausreichendes Energieverbrauchs-niveau gebracht werden.<sup>16</sup> Ein frühzeitiger Anstieg ist auch deswegen nötig, um einen weitgehend durchsanierten Gebäudebestand im Jahr 2045 innerhalb des natürlichen Sanierungszyklus zu erreichen und die Gebäude für einen effizienten Einsatz erneuerbarer Wärmelösungen zu ertüchtigen. Verfehlungen in diesem Jahrzehnt würden nach 2030 vermehrt kostenintensive energetische Sanierungen außerhalb dieses Zyklus erfordern und wären daher langfristig mit erheblichen Mehrkosten verbunden.

**Um das Emissionsziel im Jahr 2030 zu erreichen, ist de facto ab sofort, wo immer möglich, bei zukünftigem Heizungstausch eine erneuerbare Wärmelösung nötig.** Bis 2030 stehen dabei in größeren Mengen nur Wärmepumpen und Quartiers-/Nah-/Fernwärme zur Verfügung, während grüner Wasserstoff und synthetische Brennstoffe nur sehr begrenzt verfügbar sind. Sofern Gebäude für den Einsatz dieser erneuerbaren Wärmelösungen ausreichend ertüchtigt sind, stellen diese gleichzeitig die aus Vollkostensicht günstigsten Technologieoptionen dar. Hybride Gaskessel mit Solarthermie bieten im Regelfall eine unzureichende CO<sub>2</sub>-Einsparung. Biomasse ist sektorübergreifend nicht in ausreichenden Mengen verfügbar und kann zentral in Industrie und Fernwärme effizienter und zukunftsfähiger eingesetzt werden. Wasserstoff hat mit einem fünf- bis achtfachen Strombedarf pro Wärmeeinheit einen erheblichen Effizienz- und Kostennachteil gegenüber Wärmepumpen, der aufgrund fehlender Importperspektiven bis 2030 kaum durch günstigere Bedingungen für erneuerbare Stromproduktion im Ausland ausgeglichen werden kann. Aus diesen Gründen muss auch in Bestandsgebäuden de facto ab sofort bei möglichst jedem Wärmeträgertausch eine Umstellung auf Wärmepumpen oder ein Anschluss an ein bestehendes Fernwärmenetz erfolgen. In Gebäuden, die für die Vollbeheizung durch Wärmepumpen oder Fernwärme noch nicht ausgestattet sind, ist eine hybride Lösung mit einem möglichst hohen Anteil an erneuerbaren Energien erforderlich, in der Regel Wärmepumpen mit Spitzenlastkesseln.<sup>17</sup> Durch eine erhöhte Durchdringung im Bestand werden im Zielpfad im Jahr 2030 insgesamt 6 Mio. Gebäude mit Wärmepumpen versorgt (2019: 1 Mio.).

<sup>15</sup> Eine Steigerung der Sanierungsrate ist dabei für alle Gebäudetypen, also Ein-/Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Gewerbeimmobilien und GHD-Gebäude, erforderlich, wobei das GHD-Segment mit den historisch niedrigsten Sanierungsraten die größte Herausforderung darstellen wird.

<sup>16</sup> Gebäudeflächen und -komponenten haben nach Sanierung ein Energieverbrauchs-niveau für Raumwärme und Warmwasser von durchschnittlich 70 kWh/(m<sup>2</sup> a). Dies entspricht etwa KfW-Effizienzhaus-Stufe 70 für Ein-/Zweifamilienhäuser.

<sup>17</sup> Der Fokus hybrider Anwendungen sollte dabei auf bestehenden Heizkesseln liegen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kann es bei notwendigem Austausch von Wärmelösungen in sanierungsbedürftigen Gebäuden auch des Einsatzes neuer Hybridlösungen bedürfen, diese müssten aber mit hohem erneuerbaren Wärmeanteil ausgestattet sein und mit der Aussicht, dass im Zuge folgender Gebäudesanierung der fossil betriebene Anteil entfällt.

Die Fernwärme muss grüner werden – mit einem viel diverseren Wärmemix. Stand 2019 war die Fernwärme zwar für Gebäudebesitzer lokal emissionsfrei, aber kein „grüner“ Wärmeträger: Über 70 Prozent der benötigten Wärme wurden aus fossilen Brennstoffen erzeugt, davon 30 Prozent aus mit Kohle betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK). Bereits bis 2030 muss sich dieser Mix deutlich verändern. Anlagen zur Wärmeerzeugung mit Kohle werden im Zielpfad gleichzeitig mit dem Kohleausstieg im Jahr 2030 stillgelegt. Die entstehende Lücke muss durch einen deutlichen Zubau von („H<sub>2</sub>-ready“) Gas-KWK geschlossen werden, in Kombination mit einer Erschließung neuer Wärmequellen wie Biomasse, Power-to-Heat, Wärmespeichern und der Nutzung von Abwärme.

## Der Stromsektor muss um mehr als 40 Prozent wachsen – mit fast 60 Prozent weniger CO<sub>2</sub>

Das deutsche Stromsystem steht in dieser Dekade vor einer immensen Herausforderung. Der Sektor muss bis 2030 eine mehr als 40 Prozent höhere Stromnachfrage bedienen, während er gleichzeitig seine absoluten Emissionen um fast 60 Prozent senkt. Dafür muss sich der jährliche Zubau von erneuerbaren Energien verdoppeln. Zur Erreichung der gesetzlichen Klimaziele läuft parallel zum Ausstieg aus der Kernenergie unter den im Zielpfad getroffenen Annahmen bereits 2030 die Kohleverstromung aus. Um diese Stromerzeugungskapazitäten bei Aufrechterhaltung einer gesicherten Stromversorgung vom Netz nehmen zu können, ist der Zubau von mehr als 40 GW neuer („H<sub>2</sub>-ready“) Gaskraftwerke nötig – der größte thermische Zubau, der in Deutschland je geplant wurde. Der Ausbau der Netzinfrastruktur muss radikal beschleunigt werden, unter anderem durch eine Aufstockung und ein Vorziehen des aktuell ambitioniertesten Ausbaupfades im Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur um fünf Jahre (von 2035 auf 2030). Gleichzeitig muss mit dem Bau eines neuen Wasserstoffnetzes begonnen werden, um einen Teil der im Jahr 2030 produzierten 43 TWh grünen Wasserstoffs von der Nordseeküste zu großen Industriezentren zu transportieren.

Durch die CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen in anderen Sektoren steigt die Stromnachfrage um mehr als 40 Prozent. Statt 507 TWh im Jahr 2019 werden durch mehr Power-to-Heat in der Industrie, das Wachstum der Elektromobilität, mehr elektrische Wärme in Gebäuden und die steigende Produktion von grünem Wasserstoff<sup>18</sup> im Jahr 2030 bereits 722 TWh Strom benötigt. Das ist ein Wachstum von 42 Prozent – zum Vergleich: Seit 1990 ist der deutsche Stromverbrauch etwa konstant geblieben.

Der jährliche Zubau von erneuerbaren Energien muss sich in den kommenden Jahren verdoppeln. Deutschland benötigt einen erheblichen Ausbau der Erzeugung von erneuerbarem Strom: Im Zielpfad wachsen erneuerbare Kapazitäten bis 2030 auf 140 GW Photovoltaik, 98 GW Wind an Land und 28 GW Wind auf See. Das erfordert mehr als eine Verdoppelung des durchschnittlichen jährlichen Zubaus im Vergleich zu den Jahren 2018 bis 2020. Hierfür müssten sehr zeitnah die derzeit teils erheblichen Umsetzungshindernisse in der Planung und Genehmigung solcher Anlagen überwunden werden. Um diese Kapazitäten kosteneffizient integrieren zu können, sind außerdem zusätzliche Speicherkapazitäten nötig (21 GW gegenüber 10 GW in 2019, davon ein Großteil Batteriespeicher<sup>19</sup>).

Unter den getroffenen Annahmen läuft im Zielpfad bis 2030 die Kohleverstromung aus. Das ist nur mit einem historischen Ausbau von Gaskraftwerken möglich. Parallel zum Aufbau der Erneuerbaren ist im Zielpfad für die Einhaltung des CO<sub>2</sub>-Budgets ein erheblich steilerer Rückgang der Kohleverstromung erforderlich.<sup>20</sup> Unter den getroffenen Annahmen des Zielpfades laufen dafür in Deutschland in nur neun Jahren gleichzeitig die Kernkraft und die Kohleverstromung aus, die im Jahr 2019 noch mehr als die Hälfte der gesicherten Leistung stellten. Um trotz eines parallelen Anstiegs der Spitzenlast Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, müsste sich die Kapazität von Gaskraftwerken im selben Zeitraum mit einem Zubau von 43 GW mehr als verdoppeln.<sup>21</sup> Das wäre der größte Zubau thermischer Kraftwerke, den es in Deutschland innerhalb eines Jahrzehnts jemals gegeben hat. Sollte dieser Zubau nicht im vorausgesetzten Umfang erfolgen,

<sup>18</sup> Im Jahr 2030 benötigt Deutschland im Zielpfad insgesamt 43 TWh grünen Wasserstoff, vor allem in den großen Prozessindustrien. Davon entfallen 24 TWh auf die Industrie und 8 TWh auf Raffinerien. Außerdem verbraucht der Verkehr 10 TWh, vor allem in Wasserstoff-Lkw. Der Rest kommt in anderen Sektoren vor allem für Pilotprojekte zum Einsatz.

<sup>19</sup> Elektrische Pkw werden im vorliegenden Modell aus der Sicht des Stromsystems als flexible Verbraucher berücksichtigt.

<sup>20</sup> Deutschland muss im Zielpfad mit 194 TWh verbleibender thermischer Erzeugung unter einem THG-Budget von 89 Mt CO<sub>2</sub>ä in der Strom- und Fernwärmeerzeugung bleiben. Das bedeutet, dass ein thermisches Kraftwerk im Mittel nicht mehr als 460 g CO<sub>2</sub> pro kWh ausstoßen darf – in etwa der Emissionsfaktor von Erdgasverstromung (zum Vergleich: Ein Gas- und Dampfkraftwerk stößt unter 400 g CO<sub>2</sub> pro kWh Strom aus, ein Steinkohlekraftwerk im Mittel knapp 800 g CO<sub>2</sub> pro kWh Strom und ein Braunkohlekraftwerk etwa 1.000 g CO<sub>2</sub> pro kWh Strom). Kohleverstromung wäre daher nur dann in größerem Umfang innerhalb des Emissionsziels abbildbar, wenn entweder noch mehr Erzeugung von erneuerbarem Strom ausgebaut, mehr als die aktuell modellierten 40 TWh Stromimporte realisiert oder bereits in größerem Umfang grüne Gase wie Wasserstoff in der Gasverstromung genutzt würden.

<sup>21</sup> Alle neuen Gaskraftwerke sollten bereits „H<sub>2</sub>-ready“ sein und an Standorten errichtet werden, die an ein zukünftiges Wasserstoffnetz angeschlossen werden können. Sollte sich der Ausbau dieser Gaskapazitäten verzögern, müssten stattdessen existierende Kohlekraftwerke am Netz bleiben. Zur Einhaltung des THG-Budgets dürften sie allerdings kaum Strom produzieren.

könnten auch nach 2030 Kohlekraftwerke zur Aufrechterhaltung einer gesicherten Stromversorgung am Netz bleiben müssen.

**Der Stromnetzausbau muss sich in den kommenden neun Jahren radikal beschleunigen.** Im Übertragungsnetz muss der aktuell ambitionierteste Ausbaupfad im Netzentwicklungsplan<sup>22</sup> von 2035 auf 2030 vorgezogen werden. Auch hier sind die fundamentalen Hemmnisse nicht primär finanzieller Natur, sondern liegen in der schleppenden operativen Umsetzung der Vorhaben begründet. Dem Verteilnetz steht ein ähnlich ambitionierter Ausbau bevor: Es muss eine Vielzahl neuer Verbraucher anschließen, auf die es derzeit zumindest in dieser Geschwindigkeit nicht vorbereitet ist – vor allem neue Power-to-Heat-Anlagen in der Industrie, Ladestationen für den Ausbau von Elektromobilität sowie Wärmepumpen.

Deutschland muss in dieser Dekade mit dem Aufbau eines nationalen Wasserstoffnetzes beginnen. Bereits bis 2030 entsteht im Zielpfad eine jährliche Wasserstoffnachfrage von 43 TWh. Ein großer Teil dieses Bedarfs sollte an zentralen Produktionsstandorten an der Küste produziert werden. Um diese Mengen zu Nachfragern im Inland zu transportieren, sollte bereits in dieser Dekade mit dem Aufbau einer Transportinfrastruktur begonnen werden, welche die ersten großen Nachfragezentren mit den Produktionsstätten an der Küste verbindet. Gleichzeitig muss an Standorten ohne Infrastrukturanbindung für frühzeitige Projekte eine dezentrale Wasserstoffproduktion skaliert werden.

<sup>22</sup> 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021).



## 3.1 Internationaler und europäischer Kontext

Die Welt hat seit 2015 ein kollektives Klimaziel, dessen individuelle Umsetzung jedoch hakt. Mit dem Pariser Klimaabkommen 2015 haben sich 191 Staaten vorgenommen, die Erderwärmung bis Ende des Jahrhunderts auf deutlich unter 2 Grad Celsius und möglichst unter 1,5 Grad Celsius gegenüber dem Beginn der Industrialisierung zu begrenzen. Für das Einhalten eines 2-Grad-Pfades müsste bis etwa 2070 globale Treibhausgasneutralität erreicht werden, für einen 1,5-Grad-Pfad sogar bereits bis etwa 2050.<sup>23</sup> Aktuell reichen die individuellen Selbstverpflichtungen der einzelnen Länder allerdings nicht annähernd aus, um das kollektive Ziel zu erreichen. Sollten alle Länder bei ihren derzeitigen Emissionszielen bleiben, würde das nach aktuellem Stand eine Erwärmung von 1,9 bis 3,0 Grad Celsius nach sich ziehen.<sup>24</sup> Gleichzeitig bedeuten die unterschiedlichen Ambitionen beim globalen Klimaschutz ein mögliches wirtschaftliches Risiko für Teile der Industrie in Regionen, die besonders hohe Ziele verfolgen.

Die EU ist globaler Vorreiter der Klimawende. Regulierung auf europäischer Ebene reicht derzeit dennoch nicht zur Erreichung des deutschen Klimaziels aus. Mit dem „Green Deal“ hat die EU sich zum Ziel gesetzt, Europa 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent der Welt zu machen und auf dem Weg dorthin bereits 2030 eine substanzielle THG-Reduktion zu erzielen. Um diese zu realisieren, hat die EU-Kommission im Juli 2021 mit dem „Fit for 55“-Paket ein umfangreiches Bündel an Regulierungsvorschlägen entwickelt. Wenn dieses umgesetzt wird, hätte Europa damit die wohl ambitionierteste CO<sub>2</sub>-Regulierung der Welt. Dennoch würde diese nicht genügen, um Deutschlands nationale Ziele zu erreichen. Das hat vor allem zwei Gründe: Zum einen ist es gemäß Subsidiaritätsprinzip gar nicht Ziel der EU-Politik, nationale Gesetzgebung durch europäische verzichtbar zu machen. Zum anderen reflektieren paneuropäische Regulierungsinstrumente in der Regel das durchschnittliche

EU-Ambitionsniveau und können sich nicht an teils deutlich ambitionierteren nationalen Zielen orientieren, die beispielsweise in Deutschland, Frankreich und den skandinavischen Ländern gelten.

Zur Erreichung der deutschen Ziele sind viele EU-Instrumente relevant. Um Verzerrungen im EU-Binnenmarkt zu vermeiden, sollten diese Instrumente also auf europäischer Ebene gestärkt werden, wo möglich, und national ergänzt werden, wo nötig. Die wichtigsten Instrumente sind:

- Das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS, kurz ETS) reguliert seit etwa 15 Jahren EU-übergreifend die CO<sub>2</sub>-Bepreisung für den europäischen Stromsektor, große Industrieanlagen und den innereuropäischen Flugverkehr. Das ETS hat in den vergangenen Jahren vor allem über einen Rückgang der Kohleverstromung und die Motivation zu Effizienzinvestitionen in der Industrie signifikant zur Senkung europäischer Emissionen beigetragen. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie liegt der Zertifikatepreis für eine Tonne CO<sub>2</sub>ä bei etwa 60 Euro. Es wird erwartet, dass dieser durch die Maßnahmen im „Fit for 55“-Paket in den kommenden Jahren weiter steigt, während gleichzeitig die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten an abwanderungsgefährdete Industrieunternehmen zurückgeht. Das macht zukünftig den Betrieb fossiler Anlagen immer unattraktiver. Anreize für Neuinvestitionen in grüne Technologien setzt der Zertifikatehandel deswegen aber noch nicht oder nur sehr indirekt. Außerdem kann die Verteuerung der Industrieproduktion gegenüber Nicht-EU-Ländern zu Wettbewerbsnachteilen für die deutsche Industrie führen.
- Um dieser Gefahr zu begegnen, hat die EU-Kommission die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichs vorgeschlagen (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM), der Importe CO<sub>2</sub>-intensiver Grundstoffe in die EU ähnlich wie heimische Produktion bepreist und damit die durch das ETS entstehen-

<sup>23</sup> IEA (2020); IEA (2021a).

<sup>24</sup> Climate Action Tracker (2021).

den Wettbewerbsnachteile ausgleichen soll.<sup>25</sup> Aufgrund offener Fragen über die Vereinbarkeit mit WTO-Recht, des Risikos handelspolitischer Gegenreaktionen und von Schwierigkeiten in der Umsetzung einer nachvollziehbaren CO<sub>2</sub>-Bilanzierung ist die Umsetzung des CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichs derzeit unsicher. Unabhängig davon wäre die Schutzwirkung des CBAM sehr lückenhaft, da beispielsweise Exporte aus der EU ebenfalls keinem Schutz unterliegen. Außerdem kann derzeit nicht abgesehen werden, ob damit tatsächlich ganze Wertschöpfungsketten vor Carbon-Leakage geschützt werden können.

- Mit dem „New ETS“ schlägt die EU-Kommission vor, neben dem bestehenden ETS ein weiteres Emissionshandelssystem für den Straßenverkehr und Gebäude einzuführen. Eine solche europäische CO<sub>2</sub>-Bepreisung ist grundsätzlich sinnvoller als eine nationale Lösung. Allerdings wäre das System laut aktuellem Vorschlag weniger umfassend als die bereits für Deutschland bestehende und im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) geregelte CO<sub>2</sub>-Bepreisung dieser Sektoren. Zum einen sollen die Nicht-ETS-Industrien nicht im neuen System enthalten sein, zum anderen ist aus aktueller Sicht sehr unsicher, ob sich dort in den kommenden neun Jahren ein CO<sub>2</sub>-Preisniveau einstellt, das zur Erreichung der im Vergleich höheren deutschen Klimaziele ausreichen könnte.
- Die bereits existierende **Energiesteuerrichtlinie** gibt den EU-Mitgliedsstaaten Mindeststeuersätze für Energieträger wie Benzin oder Strom vor. Mit dem Vorschlag der EU-Kommission für die anstehende Neufassung der Energiesteuerrichtlinie sollen diese Mindestsätze angehoben und Energieträger nach ihrem Energiegehalt und ihrer Nachhaltigkeit besteuert werden.<sup>26</sup>
- **Ziele für CO<sub>2</sub>-Reduktion, Energieeffizienz und Ausbau erneuerbarer Energien** aus der Lastenteilungsverordnung, der Energieeffizienzrichtlinie beziehungsweise der Erneuerbare-Energien-Richtlinie sind an sich mit dem jeweiligen Ambitionsniveau der Mitgliedsstaaten harmonisiert. Aus ihnen ergibt sich jedoch eine Verpflichtung für Regierungen der Mitgliedsstaaten, nicht aber für wirtschaftliche Akteure. Die festgelegten Ziele sollen also ausdrücklich durch nationale Instrumente erreicht werden.
- Die **EU-Flottengrenzwerte** für Pkw und Lkw verpflichten Autohersteller zu einer kontinuierlichen Senkung der durchschnittlichen Emissionen ihrer neu zu verkaufenden Fahrzeuge. Die aktuell definierten Grenzwerte<sup>27</sup> waren allerdings bereits nicht ausreichend, um Deutschlands alte Klimaziele im Verkehrssektor zu erreichen. Nun schlägt das „Fit for 55“-Paket vor, mit neuen Grenzwerten Flottenemissionen für neu zugelassene Pkw und leichte Nutzfahrzeuge ab 2035 auf null zu senken – ein De-facto-Verbot von Verbrennern und Plug-in-Hybriden.<sup>28</sup>
- Die **Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive, RED II)** verpflichtet Kraftstofflieferanten im Verkehrssektor zur Beimischung erneuerbarer Kraftstoffe. Zum Erreichen der deutschen Klimaziele im Verkehrssektor ist das definierte Quotenniveau allerdings nicht ausreichend. Weiterhin besteht die Herausforderung, die Nachhaltigkeit der angerechneten (Bio-)Kraftstoffe verlässlich zu regulieren. In der nationalen Umsetzung werden Kraftstoffinverkehrbringer zu einer THG-Reduktionsquote verpflichtet, die neben der Beimischung alternativer Kraftstoffe auch durch Stromzertifikate erbracht werden kann. Damit hängt der Bedarf an grünen Kraftstoffen auch vom marktbedingt unsicheren Hochlauf der Elektromobilität ab. Diese Unsicherheit stellt wiederum ein Hemmnis für Investitionen in grüne Kraftstoffe dar. Eine Reform im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets könnte diese Probleme teilweise lösen.
- Angesichts des sehr hohen deutschen Sektorziels im Verkehr wäre jedoch nicht einmal die derzeit diskutierte Kombination aus höherem EU-Flottengrenzwert und einer wahrscheinlich höheren europäischen Quote für erneuerbare Kraftstoffe zur Zielerfüllung ausreichend.
- Die **Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe** (Alternative Fuels Infrastructure Directive, AFID) reguliert unter anderem den Ausbau von Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität. Die darin verankerten Ziele bleiben jedoch hinter dem in Deutschland zur Zielerreichung benötigten Infrastrukturohchlauf deutlich zurück, auch unter Berücksichtigung der Vorschläge im „Fit for 55“-Paket.

<sup>25</sup> In die EU importierter Stahl, Zement, Düngemittel, Aluminium und Strom sollen dafür mit einem an der CO<sub>2</sub>-Intensität orientierten Preiszuschlag belegt werden, der der effektiven Bepreisung im ETS entspricht.

<sup>26</sup> Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Studie befand sich der Vorschlag für die neue Energiesteuerrichtlinie noch in Abstimmung zwischen EU-Kommission, EU-Parlament und EU-Rat.

<sup>27</sup> Das durchschnittliche Reduktionsziel für die zugelassene Neuwagenflotte liegt bis 2030 derzeit bei 37,5 Prozent für Pkw (gegenüber 2019) und 30 Prozent für Lkw (gegenüber 2021).

<sup>28</sup> Die EU-Flottengrenzwerte verfolgen den Tank-to-Wheel-Ansatz, weshalb nur lokale Emissionen berücksichtigt werden.

- Zu guter Letzt soll das **EU-Beihilferecht** im Sinne eines fairen Wettbewerbs im Binnenmarkt verhindern, dass Staaten ihren Unternehmen unfaire Vorteile gewähren. Diese Regelung ist grundsätzlich sinnvoll, hat allerdings in der Vergangenheit auch die Förderung von Klimaschutzmaßnahmen und Ausnahmeregelungen zum Ausgleich unfairer Kostennachteile, z. B. aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), erschwert. Aktuell besteht Unsicherheit hinsichtlich des Erhalts von Entlastungsmaßnahmen vor allem für energieintensive Unternehmen sowie der Vereinbarkeit der Beihilfeleitlinien mit der Förderung von Betriebsmehrkosten von Klimaschutztechnologien.

### 3.2 Referenzpfad 2030 – eine klaffende Emissionslücke

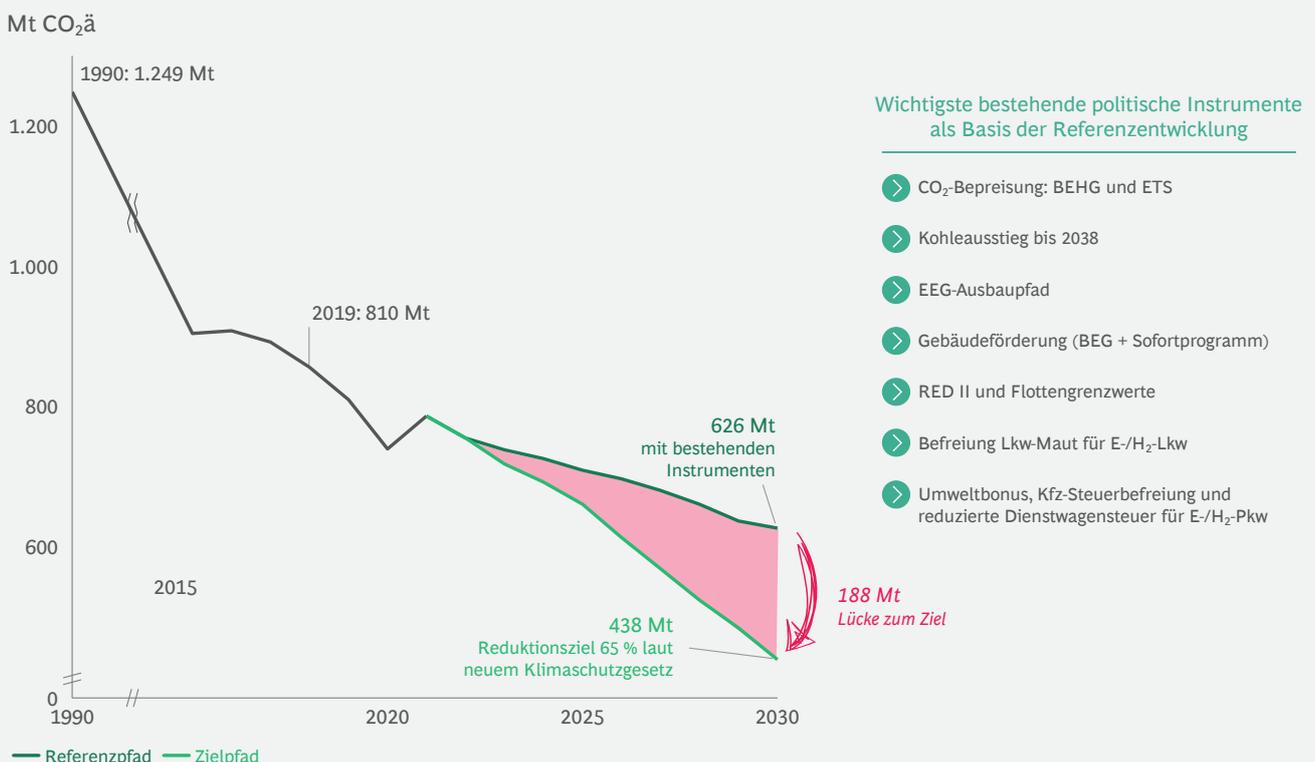
Die deutsche Klimapolitik reicht derzeit in keinem Sektor aus, um die Lücke zwischen nationalen Zielen und europäischer Regulierung zu schließen. Der in dieser Studie beschriebene Referenzpfad ist ein Szenario, das die zu erwartenden Entwicklungen basierend auf der aktuell geltenden Klimapolitik beschreibt. Zwar wurde mit dem Klimapaket bereits

eine ganze Reihe von Instrumenten angelegt – vom nationalen Emissionshandel im BEHG bis zu einer Vielzahl sektorspezifischer Förderprogramme und ordnungsrechtlicher Vorgaben. Diese sind jedoch meist nicht ambitioniert genug ausgestaltet oder adressieren nicht alle zu überwindenden Hürden. Im Referenzpfad sinken die deutschen Gesamtemissionen von 2019 bis 2030 um 184 Mt CO<sub>2</sub>ä. Ohne Umsteuerungen verfehlt Deutschland sein 2030-Ziel damit trotzdem noch um 188 Mt CO<sub>2</sub>ä.

In der Industrie sind Investitionsanreize in CO<sub>2</sub>-arme Technologien derzeit auf allen Ebenen unzureichend. Industrielle THG-Emissionen werden vor allem auf EU-Ebene reguliert. Die Architektur der CO<sub>2</sub>-Bepreisung im ETS animiert zwar zu kontinuierlichen Effizienzmaßnahmen, setzt aber kaum Anreize für strukturelle Investitionen in Prozesse wie DRI-Stahl, grünen Wasserstoff, elektrische Steamcracker und den Ersatz von fossilem Gas in industrieller Wärmeerzeugung. Einerseits ist das gegenwärtige CO<sub>2</sub>-Preissignal für viele dieser Investitionen zu niedrig, andererseits verlieren Unternehmen bei einem Wechsel auf neue Produktionsprozesse derzeit die meisten ihrer kostenlosen Zertifikatszuteilungen, was den effektiven CO<sub>2</sub>-Preisanzreiz deutlich senkt. Auch die Rahmenbedingungen

## 188 Mt CO<sub>2</sub>ä Emissionslücke im Jahr 2030 mit heutigen Instrumenten

ABBILDUNG 16 | Treibhausgasemissionen in Deutschland 1990 – 2030



Anmerkung: Emissionen 2021 basierend auf Agora-Energiewende-Analyse  
Quelle: UBA (2021); Agora Energiewende (2021a); BCG-Analyse

für Nicht-ETS-Unternehmen, zum Beispiel über das BEHG, setzen nicht genügend Anreize für erforderliche Investitionen zum Wärmeträgerwechsel. Im Ergebnis senkt der Industriesektor seine Emissionen im Referenzpfad bis 2030 um lediglich 17 Mt CO<sub>2</sub>ä. Zur Zielerreichung verbleibt eine Lücke von 52 Mt CO<sub>2</sub>ä.

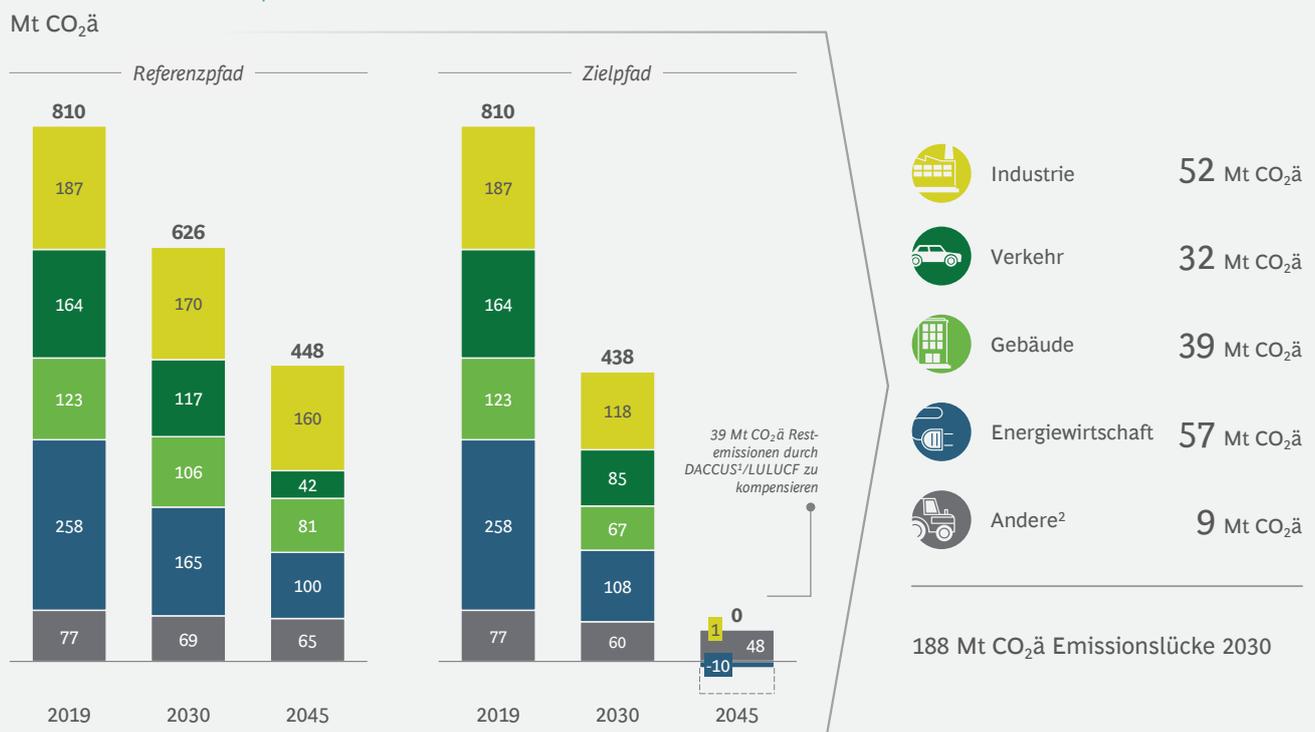
Im Verkehr wurde in den letzten Jahren ein umfassendes Regulierungspaket entwickelt, welches jedoch für das sehr ambitionierte Sektorziel noch immer nicht ausreicht. Die Elektromobilität hat bereits im vergangenen Jahr durch Förderinstrumente wie die Umweltprämie und die Verteuerung von Benzin und Diesel durch das BEHG spürbaren Aufwind bekommen. Dies wird auch in den kommenden Jahren zu einem Anstieg von Neuzulassungen elektrischer Fahrzeuge führen. Das aktuelle Fördervolumen der neuen Programme ist jedoch für den tatsächlich erforderlichen Markthochlauf zu klein. Außerdem wird der Ausbau von Ladeinfrastruktur – die derzeit größte Hürde für Autokäufer – nicht ausreichend beschleunigt. Für erneuerbare Energien im Verkehrssektor gelten in Deutschland bereits doppelt so hohe Quoten wie in der europäischen RED-II-Regulierung vorgesehen. Diese setzen allerdings keinen ausreichenden Impuls für Investitionen

in (bereits im Jahr 2030 erforderliche) zukunftsfähige PtX-Kraftstoffe. In Summe gehen im Referenzpfad die Verkehrsemissionen bis 2030 um 47 Mt CO<sub>2</sub>ä zurück. Dieser Rückgang verfehlt das deutsche Sektorziel um 32 Mt CO<sub>2</sub>ä.

Neue Regulierungsinitiativen beschleunigen den CO<sub>2</sub>-Fortschritt im Gebäudesektor, aber auch hier nicht hinreichend schnell. In den letzten Jahren hat die Bundesregierung mehrere Regulierungsinitiativen umgesetzt, die CO<sub>2</sub>-Einsparungen im Gebäudesektor zukünftig beschleunigen sollen. Die umfangreiche Bundesförderung für Bau und Sanierung zum Zweck der Effizienzsteigerung wird wahrscheinlich zu einer Steigerung energetischer Sanierungen führen. Die Fördervolumina sind jedoch zu gering, um die Sanierungsmaßnahmen im nötigen Umfang und mit der erforderlichen Geschwindigkeit anzureizen. CO<sub>2</sub>-Preise im BEHG verteuern zwar die Nutzung fossiler Brennstoffe in Öl- und Gaskesseln, reichen aber nicht aus, um auch im Bestand Anreize für Energieträgerwechsel zu schaffen. Schließlich macht das Gebäudeenergiegesetz ordnungsrechtliche Vorgaben für Neubauten, Energieträgerwechsel und Effizienz – auch diese führen nicht die benötigten CO<sub>2</sub>-Einsparungen

## Energiewirtschaft und Industrie mit größten Lücken zu 2030-Zielen

ABBILDUNG 17 | Entwicklung der deutschen THG-Quellenemissionen im Referenz- und Zielpfad 2019 – 2045



1. Gemeint ist die permanente Speicherung bzw. dauerhafte stoffliche Bindung von CO<sub>2</sub>. 2. Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Sonstiges  
Quelle: BCG-Analyse

herbei. Im Referenzpfad gehen die Emissionen bis 2030 um 17 Mt CO<sub>2</sub>ä auf 106 Mt CO<sub>2</sub>ä zurück. Es verbleibt eine Lücke von 39 Mt CO<sub>2</sub>ä zum Klimaziel.

Die Energiewirtschaft reduziert ihre Emissionen bis 2030 um 94 Mt CO<sub>2</sub>ä, hat aber trotzdem die größte Emissionslücke aller Sektoren. Die wichtigsten Instrumente zur Dekarbonisierung des Stromsektors sind bereits heute angelegt: Steigende CO<sub>2</sub>-Preise im ETS verschieben Marktanteile von der stärker emittierenden Kohle- hin zur CO<sub>2</sub>-ärmeren Gasverstromung. Das Kohleausstiegsgesetz legt einen Pfad zur schrittweisen Stilllegung der Kohlekraftwerke bis 2038 fest. Parallel fördert das EEG den Ausbau der Erzeugung von erneuerbarem Strom. Dennoch reicht das aktuelle Ambitionsniveau dieser Instrumente nicht aus, um

Emissionen im Einklang mit dem 2030-Ziel zu reduzieren. Insbesondere der Zubau CO<sub>2</sub>-ärmerer Erzeugungskapazitäten – Strom aus erneuerbaren Energieträgern und Gaskraftwerke zur Absicherung – erfolgt nicht ausreichend ambitioniert. Außerdem wird sogar die Umsetzung bestehender Ausbaupläne durch erhebliche operative Hürden verlangsamt, etwa in Planungs- und Genehmigungsverfahren. Im Ergebnis verbleibt im Energiesektor eine Regulierungslücke von 57 Mt CO<sub>2</sub>ä – die größte aller Sektoren.



# 4

## Investitionen, Kosten – ein finanzieller Kraftakt

### 4.1 Investitionen – ein Billionenprogramm für Deutschland

Die Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen erfordert zwischen 2021 und 2030 Investitionen in Höhe von rund 860 Mrd. Euro. Das entspricht jährlichen Mehrinvestitionen von durchschnittlich etwa 100 Mrd. Euro – und damit ungefähr 2,5 Prozent des deutschen Bruttoinlandsprodukts.

Die Energiewirtschaft nimmt mit 415 Mrd. Euro die höchsten Investitionen aller Sektoren in Anspruch. Das deutsche Stromsystem steht in den kommenden neun Jahren vor einem fundamentalen Umbau – und muss gleichzeitig eine bis 2030 um mehr als 40 Prozent steigende Nachfrage bedienen. Der größte Investitionsbedarf entfällt mit rund 170 Mrd. Euro auf die Errichtung von kombiniert knapp 160 GW Wind- und Photovoltaikanlagen. Rund 155 Mrd. Euro entfallen auf den Übertragungs- und Verteilnetzaufbau sowie den notwendigen Vorlauf der neu zu errichtenden H<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>-Infrastrukturen. Darüber hinaus sind zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit etwa 50 Mrd. Euro für „H<sub>2</sub>-ready“-Gaskraftwerke und etwa 20 Mrd. Euro unter anderem für Speicher sowie rund 20 Mrd. Euro für den Aus- und Umbau der Fernwärme nötig.

Auf den Verkehr entfällt mit rund 220 Mrd. Euro Investitionen der zweithöchste Anteil. Hiervon fließt mit rund 75 Mrd. Euro der größte Betrag in die private und (teil-)öffentliche Ladeinfrastruktur sowie in H<sub>2</sub>-Tankstellen – Letztere insbesondere für schwere Lkw. Annähernd ebenso viele Mehrinvestitionen entfallen auf die Beschaffung von Pkw und Lkw mit alternativen Antrieben gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor (circa 70 Mrd. Euro). Rund 40 Mrd. Euro werden in den vornehmlich im Ausland stattfindenden Hochlauf von Produktionskapazitäten für den Import von jährlich über 3 Mt synthetischen Kraftstoffen aus Ländern mit besseren Bedingungen für die erneuerbare Stromproduktion investiert – wo Anlagen für erneuerbare Energieerzeugung, Entsalzung, Elektro-

lyse, CO<sub>2</sub>-Abscheidung, Kraftstoffsynthese sowie logistische Anbindung neu errichtet werden müssen. Die Ausweitung der Schieneninfrastruktur nimmt schließlich etwa 25 Mrd. Euro in Anspruch.

Im Gebäudesektor sind rund 175 Mrd. Euro Mehrinvestitionen nötig. Hiervon entfallen rund 80 Mrd. Euro<sup>29</sup> auf die Steigerung der energetischen Sanierungsrate im Gebäudebestand auf 1,9 Prozent bei ebenfalls steigender Sanierungstiefe, rund 70 Mrd. Euro auf den Ersatz von Öl- und Gaskesseln durch alternative Beheizungstechnologien sowie weitere rund 25 Mrd. Euro auf effiziente Geräte und die Umstellung der Prozesse und Sonderverkehre auf alternative Technologien im Teilssektor für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD).

Die Industrie hat mit rund 50 Mrd. Euro bis 2030 den geringsten Anteil der Mehrinvestitionen zu tragen. Sie hat aufgrund des teuren Energieträgerwechsels allerdings die höchste Mehrkostenherausforderung zu bewältigen. Der Großteil der Investitionen konzentriert sich dabei in ausgewählten Sektoren. Die Stahlindustrie allein hat mit bis zu 10 Mrd. Euro den höchsten Investitionsbedarf der betrachteten Industriezweige zu stemmen, erheblich mehr, als die Stahlindustrie jemals in den letzten Jahrzehnten in einem solchen Zeitraum investiert hat. Von den Gesamtinvestitionen fließen rund 20 Mrd. Euro in die Produktion von grünem Wasserstoff und ersten Anlagen zur ausländischen Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe als Rohstoff für die chemische Industrie. Weitere rund 20 Mrd. Euro entfallen auf die Hebung von Energieeffizienzen durch Ersatzinvestitionen in Anlagen auf dem neuesten Stand der Technik, der Rest auf die Dekarbonisierung von Prozesswärme sowie neue Anlagen in Stahl, Grundstoffchemie sowie Zement und Kalk.

<sup>29</sup> 80 Mrd. Euro stellen dabei notwendige Mehrinvestitionen dar, die sich aus den energiebedingten Mehrkosten einer Sanierung ergeben und dabei typischerweise deutlich geringer sind als die insgesamt anfallenden Sanierungsvollkosten. Beispielsweise können sich die energiebedingten Mehrkosten einer energetischen Sanierung auf 70 kWh/(m<sup>2</sup> a) Raumwärme- und Warmwasserverbrauch für ein Ein-/Zweifamilienhaus mit 150 m<sup>2</sup> durchschnittlich auf rund 25 Tsd. Euro nach Abzug heutiger Fördersätze belaufen gegenüber Vollkosten von rund 70 Tsd. Euro. Durch Koppelung von energetischen Sanierungsmaßnahmen an den üblichen Sanierungszyklus eines Gebäudes (unterstützt durch Sanierungsfahrpläne) können Mehrinvestitionen optimiert und zusätzlich anfallende Vollkosten minimiert werden.

## Exkurs: Mehrinvestitionen, Mehrkosten und Regulierungslücke der Klimaschutzmaßnahmen

„**Mehrinvestitionen**“ umfassen alle Investitionen für Klimaschutzmaßnahmen, die bereits in der Referenz getätigt werden, und überdies alle Investitionen zur Erreichung des Zielpfades für Maßnahmen über die Referenz hinaus. Sie beinhalten einerseits direkte Mehrinvestitionen in teurere Geräte, Fahrzeuge oder Anlagen (beispielsweise die Differenzkosten zwischen einem Elektroauto und einem gleichwertigen Verbrenner) und andererseits zusätzliche Investitionen in Infrastruktur, die durch diese neuen Geräte, Fahrzeuge oder Anlagen induziert werden (beim Elektroauto beispielsweise zusätzliche Lade- und Verteilnetzinfrastuktur). Alle angegebenen Investitionen zeigen reale 2019er Preise kumuliert über den Zeitraum von 2021 bis 2030. Sie sind weder annuisiert noch diskontiert. Nicht explizit enthalten sind Investitionen in Forschung und Entwicklung (diese sind nur indirekt über die späteren Mehrkosten der Anlagen abgebildet) sowie Restrukturierungskosten. Ebenfalls nicht enthalten sind Anlagen im Bau, die nach 2030 in Betrieb genommen werden.

„**Mehrkosten**“ der Klimaschutzmaßnahmen beinhalten alle Investitionen, annuisiert über die Lebenszeit der jeweiligen Anlagen, sowie eingesparte (zum Beispiel durch Effizienzinvestitionen) und zusätzliche (zum Beispiel beim Wechsel von Erdgas auf Wasserstoff) Energieträger- und Betriebskosten. Dabei wurde eine betriebswirtschaftliche Perspektive der jeweiligen Investoren und Käufer im Zielpfad eingenommen, mit den jeweiligen Realzinssätzen (beispielsweise 7,5 Prozent für die Industrie und GHD sowie 2 Prozent für private Haushalte) und den jeweiligen Energieträgerkosten inklusive Steuern, Abgaben und Umlagen. Sie beinhalten ebenfalls Maßnahmen in der Referenz, welche über das Niveau des Basisjahres 2019 hinausgehen (zum Beispiel eine durch die Bundesförderung für effiziente Gebäude [BEG] ausgelöste höhere Sanierungsrate), wie auch zur Erreichung des Zielpfades. Für die in den Mehrkosten enthaltenen Energieträgerkosten wurden Großhandelspreise für Erdgas, Mineralöl und Kohle sowie CO<sub>2</sub>-Kosten durch das ETS entsprechend dem „IEA Sustainable Development Scenario 2020“ angenommen – dem aktuellsten Kostensatz der International Energy Agency (IEA) zum Zeitpunkt der Studiererstellung. Für BEHG-Sektoren wurde im Referenzpfad ein CO<sub>2</sub>-Preisanstieg auf nominal 55 Euro pro Tonne bis 2025 und im Anschluss eine lineare Entwicklung auf 80 Euro pro Tonne im Jahr 2030 angenommen.

Die „**Regulierungslücke**“ beschreibt die nach der Fortschreibung der heute bestehenden politischen Instrumente verbleibende Mehrinvestitions- und Mehrkostenlücke zwischen Referenz und Zielpfad. Die modellierte Wirkung der heute geltenden politischen Instrumente auf die gesamten klimaschutzbedingten Mehrinvestitionen und -kosten in der Referenz beschränkt sich auf die umfangreichsten Maßnahmen:

- Den aktuell geplanten Ausbaupfad erneuerbarer Energien im Stromsystem
- Die seit 2019 eingeführten zusätzlichen Fördermaßnahmen zur Beschleunigung von energetischer Sanierung und Energieträgerwechsel in Gebäuden
- Die seit 2019 eingeführten Kaufzuschüsse für elektrische Antriebe
- RED II und EU-Flottengrenzwerte im Verkehr
- Den BEHG-CO<sub>2</sub>-Preisanstieg auf 55 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä (nominal) im Jahr 2025 – inklusive des in der Referenz angenommenen moderaten Hochlaufs bis 2030 auf 80 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä (nominal)
- Den unterstellten Hochlauf des ETS-Preises auf 90 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä im Jahr 2030 bei einer kostenlosen Zuteilung an die betreffenden Industrien von 80 Prozent im Jahr 2030<sup>30</sup>

Die Mehrkosten im Energiesystem werden in dieser Rechnung von den Energieträgernutzern sowie CO<sub>2</sub>-Entsorgern in den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr getragen. Somit ist das Energiesystem in der vorliegenden „Verursachungssicht“ nicht explizit aufgeführt.

Nicht in den Mehrinvestitionen und Mehrkosten berücksichtigt sind vermiedene Anpassungskosten des Klimawandels sowie von Klimaschutzmaßnahmen in der Land- und der Abfallwirtschaft.

Die angegebenen Investitionen und Kosten sind in realen Werten angegeben, mit Preisbasis im Jahr 2019 und ohne Diskontierung.

**Mehrbelastungen** beschreiben die nach Umsetzung aller politischen Instrumente entstehenden tatsächlichen jährlichen Mehrausgaben privater Haushalte und Unternehmen gegenüber dem Zustand im Jahr

<sup>30</sup> Die kostenlose Zuteilung von 100 Prozent der Zertifikate des Benchmarks im Jahr 2030 entspricht etwa 80 Prozent der Emissionen, die alle Unternehmen im Mittel noch produzieren, da der Benchmark sich jeweils an den effizientesten Anlagen orientiert.

2019. Diese Mehrbelastungen entstehen durch nicht von der öffentlichen Hand getragene Mehrkosten bei der regulatorisch induzierten Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen (zum Beispiel Mehrausgaben für grüne Kraftstoffe bei Einführung einer Quote) oder aus politischen Instrumenten selbst (zum Beispiel CO<sub>2</sub>-Bepreisung fossiler Brennstoffe).

Die **fiskalische Belastung** beschreibt den Saldo aus durch die Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen entstehenden zusätzlichen Einnahmen (zum Beispiel aus CO<sub>2</sub>-Bepreisung), Ausgaben (zum Beispiel Förderungen und Zuschüsse) und Einnahmeverlusten (zum Beispiel aus fossilen Energieträgersteuern) der öffentlichen Hand gegenüber dem Zustand im Jahr 2019. Sie enthält alle wesentlichen Effekte der in dieser Studie vorgeschlagenen Instrumente für Klimaschutz, die Entlastung von Unternehmen sowie sozialen Ausgleich.

Mehrkosten, Regulierungslücken, Mehrbelastungen und die fiskalische Belastung sind in dieser Studie als **jährlich wiederkehrende Größen** definiert. Diese entstehen in jedem einzelnen Jahr und skalieren mit dem Umfang der Instrumente zum Klimaschutz, der vorgesehenen Entlastung von Unternehmen und dem sozialen Ausgleich. Aufgrund des Fokus der vorliegenden Studie wird der Wert des Jahres 2030 in den Erläuterungen explizit hervorgehoben.

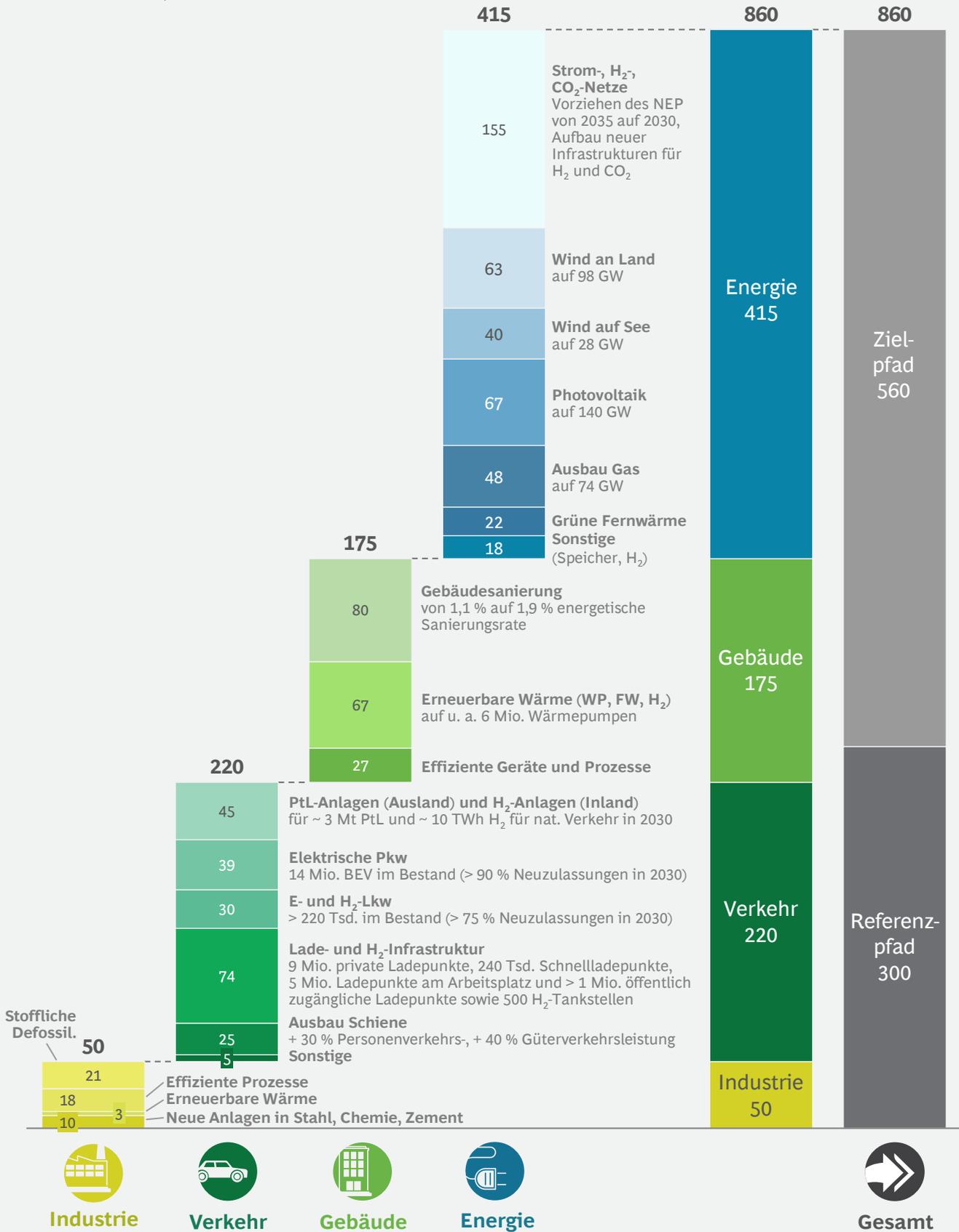
**Von den insgesamt 860 Mrd. Euro Mehrinvestitionen bis 2030 wird bereits gut ein Drittel – rund 300 Mrd. Euro – durch aktuelle Regulierung ausgelöst.** Unter bestehender Regulierung werden rund 200 Mrd. Euro für die Fortschreibung der Energiewende, rund 100 Mrd. Euro für die beginnende Umstellung auf Elektromobilität und alternative Kraftstoffe zur RED-II-Erfüllung im Verkehr sowie rund 10 Mrd. Euro für seit 2019 eingeführte Maßnahmen zur Beschleunigung der Wärmewende im Gebäudesektor investiert. In der Industrie hingegen werden ohne zusätzliche Regulierung kaum notwendige Investitionen zur Klimazielerreichung aufgebracht.

Es existiert eine Investitionslücke von rund 560 Mrd. Euro, die zur Erreichung der deutschen Klimaziele für 2030 durch neue politische Instrumente geschlossen werden muss.

# 860 Mrd. Euro Mehrinvestitionen für Klimaschutz bis 2030

ABBILDUNG 18 | Kumulierte Mehrinvestitionen 2021 – 2030

Mrd. € kumuliert, real 2019



Anmerkung: Bei erneuerbarer Wärme sowie alternativen Antrieben im Verkehr beschreiben die Mehrinvestitionen die Anschaffungskosten ggü. konventionellen Technologien; kumulierte Mehrinvestitionen beinhalten keine Investitionen in Projekte im Bauzustand, welche vor 2030 angestoßen, aber erst nach 2030 in Betrieb gehen werden  
Quelle: BCG-Analyse

## 4.2 Mehrkosten – Klimaschutz kostet

Durch die Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen entstehen im Jahr 2030 Nettomehrkosten von 16 Mrd. Euro. Die Bruttomehrkosten betragen allerdings 41 Mrd. Euro. Die Klimaschutzmaßnahmen mit „positiven“ Mehrkosten – zum Beispiel die Dekarbonisierung in der Industrie, die Nutzung grüner Kraftstoffe oder der Aufbau einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur – summieren sich auf insgesamt 41 Mrd. Euro Mehrkosten im Jahr 2030. Gleichzeitig führen energetische Gebäudesanierung und der Wechsel zu Pkw und Lkw mit alternativen Antrieben zu Einsparungen (also „negativen“ Mehrkosten) von insgesamt 25 Mrd. Euro. Im Falle dieser Einsparungen werden die annuisierten Kapitalkosten der Klimaschutzinvestitionen (beispielsweise in Anlagentechnik und Fahrzeuge) von den Einsparungen durch den Wegfall fossiler Energieträger, geringere Betriebs- und Wartungskosten sowie bereits heute bestehende Regulierungsvorteile überkompensiert (zum Beispiel Steuer- und Mautvorteile von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben). Trotz eines bereits unter bestehender Regulierung positiven betriebswirtschaftlichen „Business Case“ werden viele dieser Maßnahmen von den Akteuren im Referenzpfad nicht durchgeführt. Hier bedarf es einer zusätzlichen Regulierung im Zielpfad, um die verbleibenden Hürden, wie zum Beispiel Kaufpreinsnachteile von Batteriefahrzeugen und hohe Investitionen für energetische Gebäudesanierung (siehe nächster Abschnitt), zu überwinden.

Die durch neue politische Instrumente zu schließende Regulierungslücke ist etwa doppelt so groß wie die Nettomehrkosten. Sie beträgt im Jahr 2030 insgesamt 28 Mrd. Euro. Um die Klimaziele volkswirtschaftlich effizient zu erreichen, müssen die Mehrkostenlücken aller Maßnahmen mit positiven Mehrkosten geschlossen werden. So erhalten die Akteure die notwendigen Marktanreize für Investitionen in neue Technologien. In Summe betragen die Mehrkostenlücken im Zielpfad im Jahr 2030 etwa 41 Mrd. Euro. Davon werden Mehrkosten in Höhe von 13 Mrd. Euro bereits durch verschiedene seit dem betrachteten Basisjahr 2019 zusätzlich eingeführte Fördermaßnahmen (zum Beispiel BEG und Kaufprämien), ordnungsrechtliche Vorgaben (beispielsweise EU-Flottengrenzwerte, RED II) und CO<sub>2</sub>-Bepreisung (insbesondere BEHG) regulatorisch angereizt. Es verbleibt daher im Jahr 2030 eine Regulierungslücke in Höhe von 28 Mrd. Euro, die durch neue Klimaschutzmaßnahmen geschlossen werden muss.<sup>31</sup> Darüber hinaus kann für Maßnahmen, die

betriebswirtschaftlichen Entscheidern bereits heute Nettoeinsparungen bringen, trotzdem öffentliche Steuerung nötig sein, um andere Umsetzungshürden zu überwinden (siehe vorheriger Abschnitt). Die dafür erforderlichen Anreize sind in der Regulierungslücke ebenfalls enthalten.

Zwischen den einzelnen Sektoren ergibt sich ein sehr differenziertes Bild:

In der Industrie entstehen bis zu 11 Mrd. Euro an Mehrkosten im Jahr 2030. Diese resultieren aus den Kapitalkosten der Klimaschutzmaßnahmen sowie aus dem Einsatz teurerer Energieträger und Einsatzstoffe in der neuen Anlagentechnik (zum Beispiel Wasserstoff-Direktreduktion in Stahl, grüner Wasserstoff in der Chemie oder Power-to-Heat in der Industriewärme) sowie CCUS in Zement, Kalk und Papier. In der Industrie sind erneuerbare Energieträger wie Strom und Wasserstoff derzeit oft erheblich teurer als Erdgas. Gleichzeitig verursacht die Transformation der Grundstoffindustrie hohe Kosten. Da der CO<sub>2</sub>-Preis in der Referenz infolge kostenloser Zuteilungen sowie bestehenden Carbon-Leakage-Schutzes lediglich zu einem geringen Teil auf die Schließung der Mehrkostenlücke wirkt und darüber hinaus derzeit noch wenige Instrumente zur Unterstützung der industriellen Klimawende existieren, ergibt sich eine Regulierungslücke in der Industrie von 11 Mrd. Euro im Jahr 2030. Um die Klimaziele in der Industrie zu erreichen, müsste zukünftige Regulierung vor allem diese erhebliche Mehrkostenlücke adressieren und Unternehmen bei ihren Investitions Herausforderungen unterstützen – in einer Art und Weise, die ihre Wettbewerbsfähigkeit erhält.

Im Verkehr entstehen über alle Klimaschutzmaßnahmen hinweg sogar Nettoeinsparungen – in Höhe von 3 Mrd. Euro. Diese Einsparungen entstehen vor allem aus der Fortschreibung heute bestehender Steuer- und Mautvorteile von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben im Straßenverkehr (18 Mrd. Euro) sowie durch deren weitere Vollkostenvorteile<sup>32</sup> (6 Mrd. Euro). Der Wechsel auf elektrische Pkw und Lkw sowie brennstoffbetriebene Lkw ist damit in Summe bereits unter bestehender Regulierung wirtschaftlich. Aufgrund der nach wie vor höheren Anschaffungskosten benötigen zumindest Pkw-Käufer dennoch weitere Kaufanreize. Diese könnten entsprechend der tatsächlichen Kostendegression von Batterien rückläufig gestaltet werden. Investitionen in Lade- und H<sub>2</sub>-Infrastruktur verursachen Mehrkosten in Höhe von 13 Mrd.

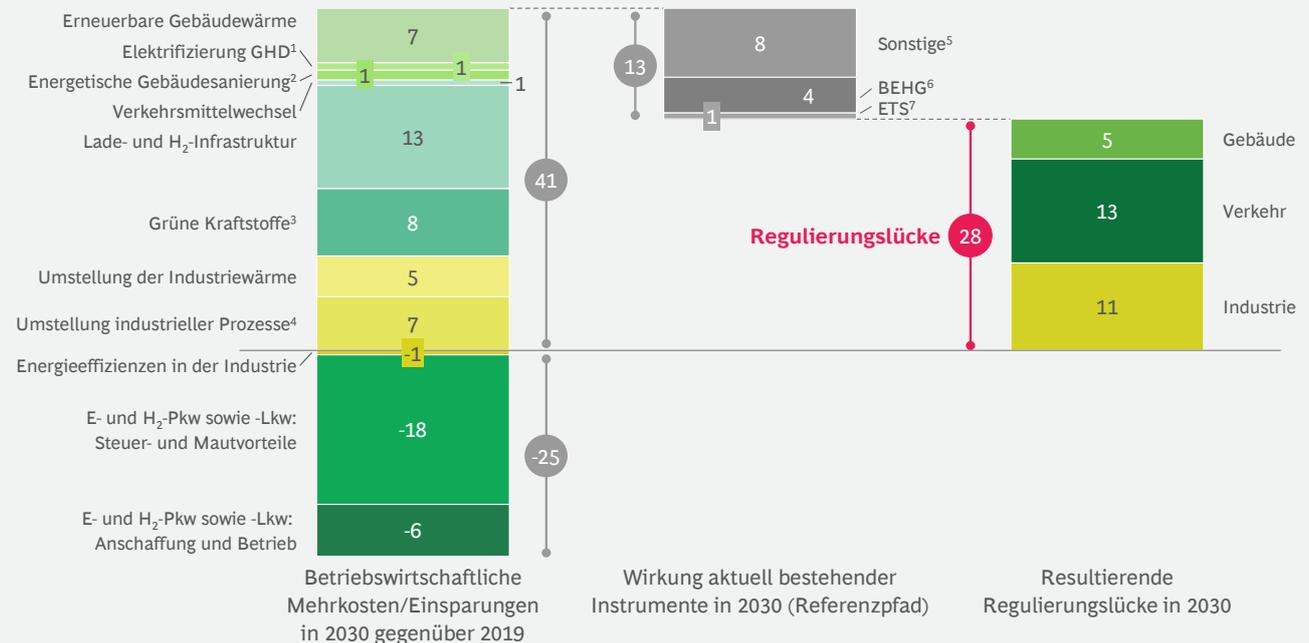
<sup>31</sup> In der Regulierungslücke für das Jahr 2030 sind die annuisierten Kosten für alle Investitionen enthalten, die im Zielpfad bis einschließlich 2030 getätigt werden müssen.

<sup>32</sup> „Vollkosten“ bezieht sich auf die Summe aller Investitionen sowie Kapital-, Betriebs-, Wartungs- und Energieträgerkosten über die Lebenszeit eines Autos. Steuervorteile der Pkw inkludieren vor allem die reduzierte Kfz- und Dienstwagensteuer. Die Mautvorteile der Lkw beziehen sich auf die Befreiung von der Lkw-Maut für alternative Antriebe. Weitere Vollkostenvorteile beinhalten insbesondere die Kostenvorteile von Strom im Vergleich zu (fossilen) Kraftstoffen.

## Regulierungslücke von 28 Mrd. Euro in 2030

ABBILDUNG 19 | Akteursperspektive: Betriebswirtschaftliche Mehrkosten der Klimaschutzmaßnahmen im Jahr 2030

Mrd. €, real 2019



1. Elektrifizierung von Geräten und Prozessen in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) 2. Inkl. Gebäudeautomation und effizientem Neubau  
 3. Biokraftstoffe, treibhausgasneutrale synthetische Kraftstoffe, grüner Wasserstoff 4. In Stahl, Chemie, Zement 5. Im Verkehr: RED II, Umweltbonus, CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerte, bestehende Fördermittel für alternative Antriebe und Ladeinfrastruktur; in Gebäuden: v. a. BEG-Fördermittel 6. BEHG-Preis von 80 €/t CO<sub>2</sub> in 2030 7. ETS-Preis von 90 €/t CO<sub>2</sub> in 2030 (für über kostenlose Zuteilungen hinausgehende Emissionen)  
 Quelle: BCG-Analyse

Euro im Jahr 2030.<sup>33</sup> Der Einsatz grüner Kraftstoffe erzeugt bei Nutzern von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor Mehrkosten von 8 Mrd. Euro im Jahr 2030, auch weil diese derzeit genauso hoch besteuert werden wie fossile. Unter Berücksichtigung der angenommenen notwendigen Kaufanreize<sup>34</sup> ergibt sich für das Jahr 2030 im **Verkehr eine Regulierungslücke von 13 Mrd. Euro**. Zur Erreichung der Sektorziele ist daher bei alternativen Antrieben nur eine leichte Ausweitung der Anreize erforderlich, die eher höhere Investitionskosten überwindet. Für den Aufbau von Infrastruktur und die Inverkehrbringung grüner Kraftstoffe müssen hingegen Mehrkostenlücken geschlossen werden.

**In Gebäuden entstehen im Jahr 2030 Mehrkosten von 9 Mrd. Euro.** Investitionen in Gebäudesanierung und -automation generieren im Laufe ihrer langen Nutzungsdauer erhebliche Energieeinsparungen und resultieren lediglich in Mehrkosten in Höhe von insgesamt rund 1 Mrd. Euro. Allerdings sind hohe Anfangsinvesti-

tionen<sup>35</sup> und lange Amortisationszeiten für viele Gebäudeeigentümer große Investitionshemmnisse. Um diese Hemmnisse zu überwinden, sind trotz bestehender Förderinstrumente weitere Anreize nötig. Darüber hinaus ist der Wechsel zu erneuerbaren Wärmetechnologien im Bestand derzeit mit Mehrkosten verbunden, da die meisten alternativen Wärmelösungen einerseits höhere Anschaffungskosten als Gas- und Ölkessel haben, andererseits vor allem Strom für Wärmepumpen im Gebäudebestand mit gegebenen Umlagen auch im Betrieb teurer ist als Erdgas. Unter Berücksichtigung der zusätzlich erforderlichen Investitionsanreize für Gebäudesanierung besteht in **Gebäuden eine Regulierungslücke von 5 Mrd. Euro jährlich im Jahr 2030**. Zur Erreichung der Sektorziele muss daher bei Sanierungen und Gebäudeautomation vor allem eine Investitionslücke überwunden werden. Für die Anreizschaffung für zusätzliche Energieträgerwechsel im Bestand muss die öffentliche Hand insbesondere eine Mehrkostenlücke schließen.

<sup>33</sup> Diese Summe setzt sich im Wesentlichen aus den Kapitalkosten/Annuität der bis 2030 errichteten Lade- und H<sub>2</sub>-Infrastruktur zusammen.

<sup>34</sup> Rückläufig von 9.000 Euro pro Fahrzeug in 2025 auf 4.000 Euro in 2030, um die Kaufpreisdifferenz zu Verbrennern zu reduzieren. Die gesamten notwendigen Anreize betragen 3,1 Mrd. Euro in 2030 und sind in der Regulierungslücke mit 1,9 Mrd. Euro enthalten, während weitere 1,2 Mrd. Euro für E-Pkw aufgewendet werden, die bereits in der Referenzentwicklung eingeschlossen sind.

<sup>35</sup> Bei energiebedingten Mehrkosten von rund 25 Tsd. Euro nach Abzug heutiger Fördersätze können sich die Vollkosten einer energetischen Sanierung auf 70 kWh/(m<sup>2</sup> a) Raumwärme- und Warmwasserverbrauch für ein Ein-/Zweifamilienhaus mit 150 m<sup>2</sup> durchschnittlich auf rund 70 Tsd. Euro und in Einzelfällen auch auf höhere Beträge belaufen. Eine Kopplung energetischer Sanierungsmaßnahmen an den Sanierungszyklus eines Gebäudes kann zusätzliche Kosten dabei vermeiden.

Die Gesamtkosten des deutschen Stromsystems in 2030 steigen durch die notwendige Beschleunigung der Energiewende von 73 Mrd. auf 104 Mrd. Euro.

Dieser Anstieg wird zum größten Teil durch steigende Stromnetzkosten verursacht (13 Mrd. Euro), gefolgt von der Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien (13 Mrd. Euro) und neuer „H<sub>2</sub>-ready“-Gaskraftwerke (5 Mrd. Euro). Die Mehrkosten des Stromgesamtsystems werden bei bestehender Regulierung fast vollständig auf die Endkunden umgelegt.<sup>36</sup> In den zuvor dargestellten Mehrkosten der Sektoren Energie, Gebäude und Industrie sind sie vollständig enthalten.

Endkundenstrompreise würden unter der aktuellen Umlagen- und Abgabensystematik bis 2030 leicht steigen. Die höheren Stromsystemkosten verteilen sich im Jahr 2030 auf einen um 42 Prozent höheren Stromverbrauch als 2019. Außerdem entfällt bis dahin ein sehr großer Teil des „EEG-Rucksacks“ der frühen Ausbaujahre der erneuerbaren Energien. Trotzdem steigen die Strompreise für alle Verbraucher im Zielpfad leicht

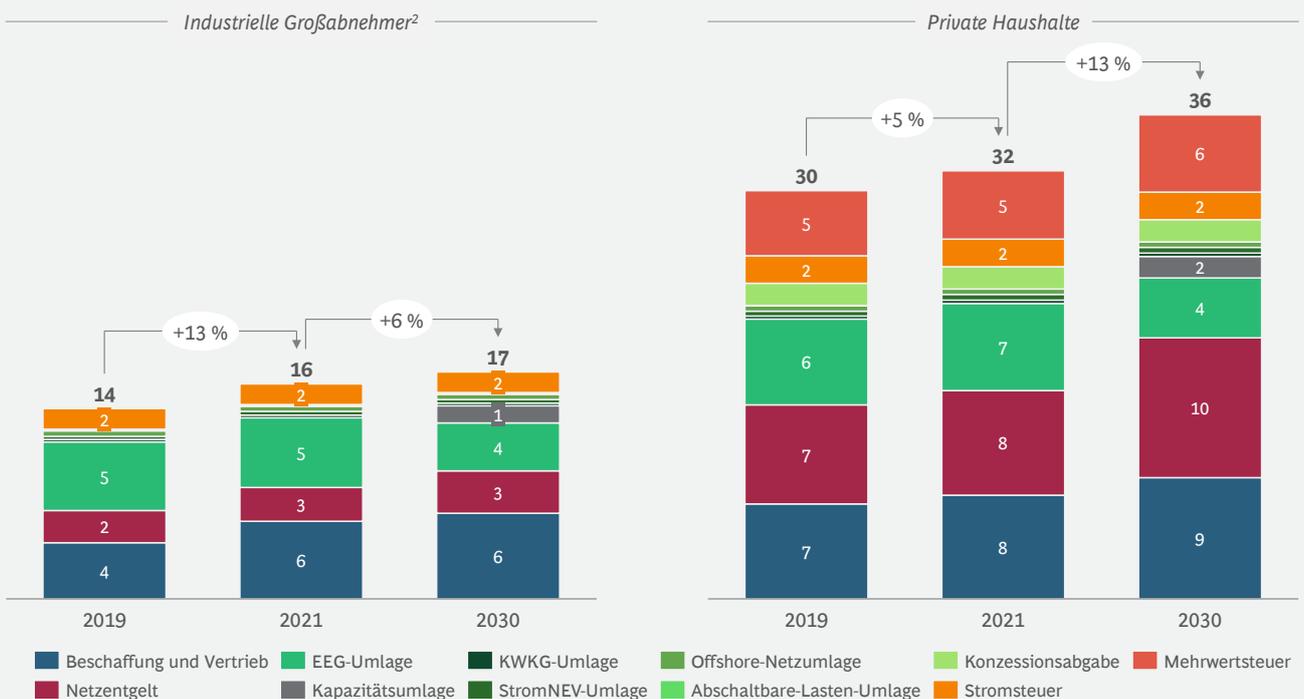
an. Unter der Regulierung aus dem Jahr 2019 – zusätzlich einer unterstellten Sonderumlage für den Zubau gesicherter Leistung – betrüge dieser Anstieg zum Beispiel bis 2030 6 ct pro kWh für private Verbraucher und 3 ct pro kWh für industrielle Großabnehmer (jeweils gegenüber 2019). Stromkostenintensive Industrien, die nach geltenden Entlastungsregelungen annähernd den Stromgroßhandelspreis bezahlen, sehen sich dem Risiko hoher prozentualer Preissteigerungen ausgesetzt – unter gegebenen Annahmen ein Anstieg von 2 ct pro kWh (knapp 50 Prozent Preisanstieg). Ein Teil dieses Anstiegs ist bereits bis 2021 erfolgt.

<sup>36</sup> Einzige Ausnahme sind unter derzeitiger Regulierung die Kosten der neuen Gaskraftwerke. Diese würden sich unter dem bestehenden Energy-Only-Marktregime zu großen Teilen nicht refinanzieren und brauchen daher einen neuen Marktmechanismus. Für die Berechnung der Mehrkosten wurde dennoch ihr vollständiger Anteil an den Stromsystemkosten zur Berechnung herangezogen.

## Endkundenpreise für Strom steigen leicht an

ABBILDUNG 20 | Durchschnittliche Stromtarife nach Verbrauchern bei aktueller Regulierung<sup>1</sup> 2019 – 2030

ct/kWh, real 2019; Zielpfad



1. Aktuelle Regulierung aus dem Jahr 2019 ohne staatliche Förderung der EEG-Umlage 2. Großabnehmer nach BDEW mit 100 GWh Stromverbrauch p. a. Quelle: BDEW (2021d); BCG-Analyse

## Exkurs: Mehrkosten und makroökonomische Wachstumsimpulse

Aus der Perspektive einzelner Unternehmen oder Bürger ist die Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen mit zusätzlichen Ausgaben verbunden, die entweder durch öffentliche Förderung oder aus Krediten, dem angesparten Vermögensbestand oder dem laufenden Einkommen finanziert werden müssen. Diese „Mehrkosten“ der Klimaschutzmaßnahmen betragen im Zielpfad über alle Sektoren hinweg netto etwa 17 Mrd. Euro. Die Bruttomehrkosten aller Maßnahmen mit negativem betriebswirtschaftlichen „Business Case“ betragen sogar 41 Mrd. Euro (siehe Abbildung 19).

Die Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Wirkung dieser Maßnahmen ist komplizierter. Auf der einen Seite belasten die Mehrkosten tendenziell die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen und reduzieren den privaten Konsum. Auf der anderen Seite erzeugen viele der Maßnahmen zusätzliche Investitionen, die für Sektoren wie die Investitionsgüterindustrie und das Baugewerbe – teilweise mit Multiplikatoreffekt durch lokalisierte Wertschöpfungsketten – eine unmittelbare Erhöhung von Nachfrage, Umsatz und Einkommen bedeuten. Sie reduzieren außerdem den Bedarf an Energieträgerimporten, was das inländische Einkommen und das Bruttoinlandsprodukt erhöht.

In unserer Vorgängerstudie „Klimapfade für Deutschland“ (2018) wurde die volkswirtschaftliche Wirkung dieser Effekte für einen der damals modellierten Klimapfade berechnet. Das Ergebnis war, dass die modellierten Klimaschutzmaßnahmen trotz der Mehrkosten einen leicht positiven Nettoeffekt auf das Bruttoinlandsprodukt erzeugen würden. In dieser Studie wurde eine solche Modellierung nicht erneut vorgenommen. Da sich die wesentlichen Treiber wenig verändert haben, sind keine deutlich abweichenden makroökonomischen Effekte zu erwarten. Deutschland ist ein Land mit sehr niedrigen, sogar teils negativen volkswirtschaftlichen Kapitalkosten. Investitionen sind für Deutschlands Volkswirtschaft daher verhältnismäßig

günstig. Auf der anderen Seite muss Deutschland derzeit mehr als 90 Prozent seiner fossilen Energieträger aus anderen Ländern importieren. Zusätzlich ergeben sich neue Exportchancen deutscher Technologieführer in Klimaschutztechnologien. In Summe hat Deutschland damit voraussichtlich – auch im Vergleich zu anderen Ländern – durch diese Transformation mehr zu gewinnen als zu verlieren. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass es gelingt, die volkswirtschaftlichen Risiken der Transformation regulatorisch zu begrenzen. Durch die neuen Klimaziele müssen unter anderem in der Industrie bereits in dieser Dekade viel höhere Klimaschutzinvestitionen umgesetzt werden, die dort unter aktueller Regulierung teils hohe Mehrkosten auslösen können. Für eine insgesamt positive volkswirtschaftliche Wirkung der Transformation ist es daher auch erforderlich, jene Unternehmen angemessen zu schützen, die in ihren Sektoren diese Mehrkosten wettbewerbsfähig nicht durchsetzen könnten. Nicht zuletzt hängen die makroökonomischen Effekte wesentlich von den internationalen Klimaschutzbestrebungen ab. Je koordinierter diese ausgestaltet werden, desto stärker werden Wachstumsimpulse für die deutsche Wirtschaft ausfallen. Bei einem Alleingang hingegen bestehen höhere Risiken der Abwanderung von Industrieunternehmen ins Ausland (Carbon- und Investment-Leakage)

## 5.1 Die Aufgabe – Ziele und Hürden für schnelleren Klimaschutz

Die erfolgreiche Bewältigung der für einen effektiven Klimaschutz notwendigen Transformation erfordert entschlossene politische Weichenstellungen in der kommenden Legislaturperiode. Übergeordnete Zielsetzung dieser Bestrebungen muss die effektive und volkswirtschaftlich effiziente Schließung der Emissionslücke zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Ziele für 2030 beziehungsweise 2045 sein. Das erfordert unter anderem die kontinuierliche Ausphasung fossiler Energieträger, die Skalierung neuer Technologien sowie die Bereitstellung nötiger Infrastrukturen und weiterer Voraussetzungen (zum Beispiel die Ausbildung von Fachkräften). Eine Transformation dieser Größenordnung wird nicht ohne Belastungen für private Haushalte und Unternehmen funktionieren. Ein erfolgreiches Programm muss daher auch die Abfederung wirtschaftlicher Folgeeffekte und eine faire Lastenverteilung sicherstellen. Dazu müssen bestehende europäische und nationale Instrumente (Förderprogramme, steuerliche Anreize, regulatorische Vorgaben etc.) weiterentwickelt und neue Instrumente geschaffen werden.

Effektive Regulierung für den Klimaschutz muss mehrere sektorübergreifende Herausforderungen lösen. Für viele volkswirtschaftliche Akteure stellt die gegenwärtig geringe Planungs- und Investitionssicherheit für kostenintensive treibhausgasneutrale Technologien ein großes Hemmnis dar. Es gibt eine Lücke zwischen politisch kommunizierten Zielen und tatsächlicher Regulierung, die eine Investition in treibhausgasneutrale Technologien oft immer noch finanziell unattraktiv macht – von neuen Produktionsanlagen für Stahl bis zum Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudebestand. Darüber hinaus befindet sich in vielen Sektoren die erforderliche Infrastruktur zur Bewältigung der Transformation bestenfalls im Aufbau. Für Bürger sind mögliche oder sogar nötige Veränderungen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität häufig nicht ausreichend transparent. Außerdem stehen an vielen Stellen individuelle finanzielle Hemmnisse und Sorgen vor sozialen Verwerfungen einer schnelleren Veränderung im Weg. Für Bund, Länder und Kommunen sind wiederum der große Umfang erforderlicher Strukturplanungen in einem sehr engen

Zeitraum sowie teilweise fehlende Gesamtperspektiven (zum Beispiel bei der kommunalen Wärmeinfrastruktur) eine erhebliche Herausforderung. Des Weiteren verzögern langwierige und unsichere Planungs- und Genehmigungsverfahren die notwendige Transformation erheblich. Selbst bei ausreichender Verfügbarkeit von Kapital und Wirtschaftlichkeit wären mit der heutigen Praxis viele der notwendigen Investitionsvorhaben bis 2030 nicht zu realisieren.

### Regulierung muss in jedem Sektor eigene Hürden überwinden

- Im stark rational-ökonomisch geprägten **Industriesektor** ist vor allem ein positiver „Business Case“ beziehungsweise die langfristige Rentabilität von Investitionen das zentrale Entscheidungskriterium. Grünes Handeln muss sich lohnen – dies gilt derzeit in sehr vielen Fällen noch nicht. Ein sektorspezifischer Instrumentenmix sollte daher primär darauf abzielen, die Mehrkostenlücke zwischen fossilen und erneuerbaren Technologien zu schließen. Darüber hinaus stehen vor allem Sektoren in Grundstoffindustrien wie Stahl, Chemie und Zement schon bis 2030 vor einer enormen Investitionsherausforderung. Um in diesen Industrien „Investment-Leakage“ zu vermeiden, sollten sie vor allem bei frühzeitigen Investitionsvorhaben in neue Technologien unterstützt und damit deren Hochlauf und Kostensenkung gefördert werden.
- Im **Verkehrssektor** muss entlang der Nutzersegmente unterschieden werden. Für private Pkw-Fahrer sind der derzeit höhere Kaufpreis von E-Fahrzeugen und die Sorge vor einer unzureichenden Ladeinfrastruktur die größten Hürden für einen Wechsel zu alternativen Antrieben, obwohl diese bereits betriebswirtschaftliche Vollkostenvorteile haben. Entsprechend sollte Regulierung vor allem die Schließung der Investitionslücke (beispielsweise durch Kaufprämien) und die rasche Bereitstellung einer nutzerfreundlichen Infrastruktur in den Fokus nehmen. Unternehmen im Güterverkehr sind auf der anderen Seite fast ausschließlich auf Vollkosten fixiert. Hier hat daher eine Schließung der Mehrkostenlücke Priorität. Zudem spielt die Bereitstellung einer nationalen und europäischen Tank- und Ladeinfrastruktur im Güterver-

kehr eine größere Rolle. Für Kraftstoffproduzenten ist vor allem eine Überwindung der aktuellen Markt- und Investitionsunsicherheit nötig. Zum Beispiel brauchen vor allem Produzenten, die frühzeitig synthetische Kraftstoffe herstellen, eine langfristige Marktperspektive, um investieren zu können, selbst wenn sie es am Anfang der Kostenkurve tun.

- Der **Gebäudesektor** steht vor mehreren regulatorischen Herausforderungen. Zur Beschleunigung von Gebäudesanierungen muss vor allem eine Investitionshürde überwunden werden. Viele Eigentümer stehen durch den hohen Investitionsbedarf bei energetischen Sanierungen vor Liquiditätsengpässen. Selbst wenn diese mit bestehender Regulierung langfristig Nettoersparnisse bringen, sind daher zusätzliche initiale Investitionsförderungen nötig. Dem Energieträgerwechsel, zum Beispiel zu klimafreundlicheren Wärmepumpen, stehen darüber hinaus bei den meisten Gebäuden Mehrkosten im Betrieb im Weg. Daher sollte Regulierung neben einer Investitionsunterstützung auch eine relative Besserstellung der klimafreundlichen Technologien im Betrieb ermöglichen. Zu guter Letzt muss im Gebäudesektor mehr als in allen anderen Sektoren eine erhebliche Systemträgheit überwunden werden. Diese rührt her aus einer Mischung aus Unwissenheit über mögliche Maßnahmen, Förderprogramme, alternative Wärmetechnologien und zukünftige Infrastrukturverfügbarkeit (zum Beispiel für Fernwärme oder Wasserstoff), mangelndem Handlungsdruck oder lebenssituationsspezifischen Handlungshürden vieler Eigentümer (zum Beispiel Alter, Liquiditätsprobleme) sowie erheblichen Kapazitätsbeschränkungen sowie Veränderungsresistenz auf Angebotsseite, ausgelöst durch Handwerkerknappheit und auf einzelne Technologien spezialisierte Handwerker.
- Im **Energiesektor** werden entstehende Mehrkosten größtenteils auf Verbraucher umgelegt. Das Ambitionsniveau und die Umsetzungsgeschwindigkeit des Erneuerbaren-Ausbaus müssen massiv erhöht werden. Dazu müssen zum Beispiel EEG-Ausbau-pfade angepasst, die fehlende Verfügbarkeit von Flächen für Erneuerbare adressiert und unnötig lange Planungsverfahren für neue Anlagen mit oftmals zähem lokalen Widerstand einzelner Bürgerinitiativen beschleunigt werden. Auch im Netzausbau müssen die zu niedrigen Ziele des Netzentwicklungsplans und die viel zu langsame Umsetzungsgeschwindigkeit angegangen werden. Zusätzliche Mechanismen braucht es vor allem, um für den erheblichen Ausbau neuer (Gas-)Kapazitäten und eine deutlich stärkere Flexibilisierung der Nachfrage Anreize zu schaffen.

## 5.2 Regulatorische Denkschulen – es braucht einen Instrumentenmix

Die Klimaziele können mit unterschiedlichen regulatorischen Ansätzen erreicht werden. Dabei kommen grundsätzlich drei verschiedene Denkschulen in Frage:

- Eine Steuerung über **Bepreisung** zielt darauf ab, die Mehrkostenlücke zu schließen sowie erneuerbare Energieträger wie grünen Strom zu vergünstigen und fossile zu verteuern. Wichtigstes Steuerungsinstrument ist in den meisten Konzepten ein CO<sub>2</sub>-Preis, der durch Steuern oder Zertifikatehandel eingeführt werden kann. Ihm liegt die Idee zugrunde, dass bei einer ausreichend hohen Bepreisung fossiler Brennstoffe der Markt die beste Alternative dafür findet.
- Bei **Förderung** deckt der Staat die Mehrkostenlücke von Klimaschutzmaßnahmen (teilweise) durch Zahlungen an private Haushalte oder Unternehmen.
- Das **Ordnungsrecht** hingegen schreibt Wirtschaftsakteuren bestimmte Klimaschutzmaßnahmen verbindlich vor, die diese dann umsetzen müssen.

Keiner der drei Ansätze ist allein oder auch nur überwiegend sinnvoll in der Lage, die Erreichung der Klimaziele zu gewährleisten.

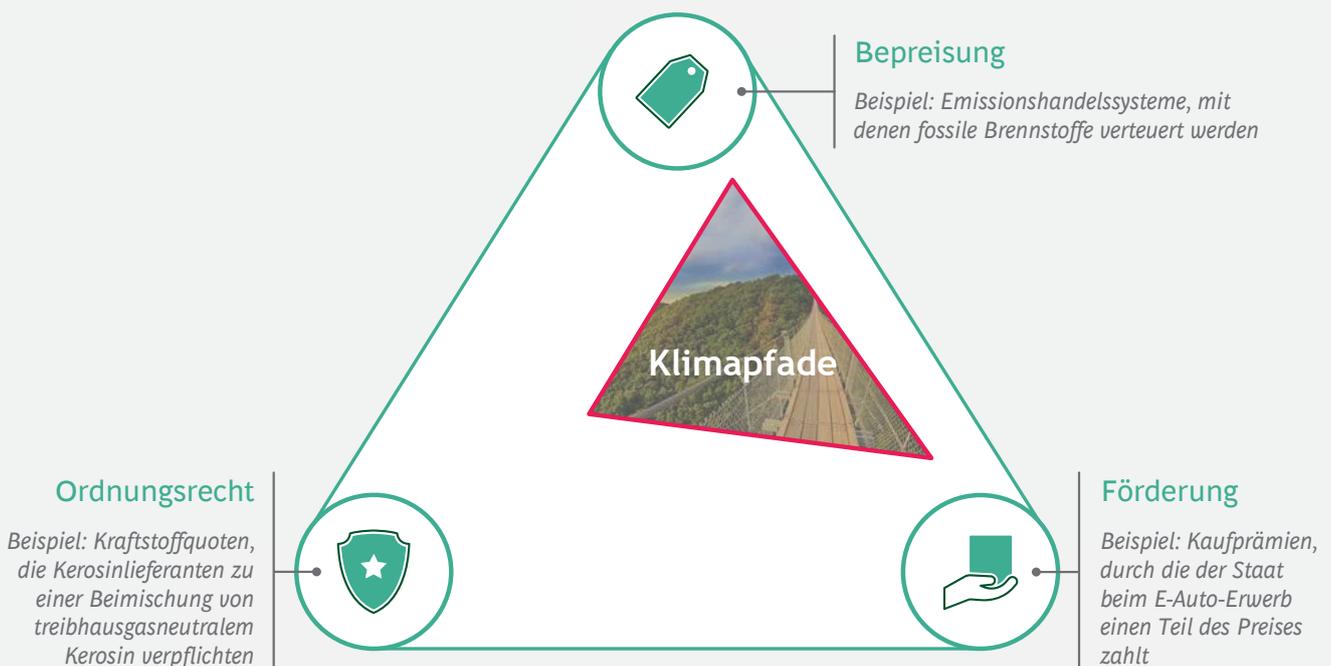
- Ein hoher CO<sub>2</sub>-Preis ist ein wichtiges Instrument, das die Nutzung fossiler Brennstoffe unattraktiver macht. Er ist marktlich orientiert und vergleichsweise wenig komplex. Als alleiniges Steuerungsinstrument ist er dennoch unzureichend, da er in vielen Fällen zwar fossile Anlagen schlechter stellt, dafür aber noch keine Investitionsanreize schafft – weder in neue Anlagen noch in Infrastruktur. Außerdem birgt er ohne flankierende Instrumente die Gefahr finanzieller Verwerfungen für private Haushalte mit niedrigen Einkommen und CO<sub>2</sub>-intensive Unternehmen.
- Mit öffentlicher Förderung entstehen diese direkten Verwerfungen für Haushalte oder Unternehmen nicht. Es besteht jedoch einerseits das Risiko eines ineffizienten Pfades durch Überförderung bestimmter Maßnahmen, andererseits kann ein Nichtabruf von Mitteln zur Zielverfehlung führen. Zudem entsteht durch Förderung ein hoher Refinanzierungsbedarf für den Staat, der beispielsweise durch Steuern oder Schulden gedeckt werden muss. Angesichts der Größe der finanziellen Herausforderung ist es keine realistisch durchsetzbare Option, dass diese durch die öffentliche Hand allein gestemmt werden kann.

- Auch beim Ordnungsrecht ist es wahrscheinlich, dass durch Fehleinschätzungen seitens der Regulierer kein kostenoptimaler Pfad eingeschlagen würde. Ordnungsrecht geht grundsätzlich mit impliziten Kosten einher, die meist höher ausfallen als bei marktlichen Instrumenten. Außerdem würde ein vorwiegend auf Ordnungsrecht basierender Instrumentenmix durch eine Vielzahl von Vorschriften und Verboten die individuelle Freiheit einschränken und unternehmerisches Handeln behindern.

Es braucht einen balancierten Mix aus verschiedenen regulatorischen Ansätzen, um die Klimaziele effizient, fair und mit möglichst geringen unerwünschten Folgeeffekten für private Haushalte und Unternehmen zu erreichen. Dieser Mix sollte sich an den tatsächlich beobachteten Hürden orientieren, die in den einzelnen Sektoren überwunden werden müssen. Marktliche Bepreisungsinstrumente sollten eingesetzt werden, wo möglich – ergänzt um Förderung, wo nötig. Wo der Marktmechanismus trotz ausreichender Anreize das Problem nicht löst, sollte Ordnungsrecht als Korrektiv zum Einsatz kommen. Auch ein vollständig sektorübergreifender Ansatz ist damit unrealistisch, da sektorspezifische Instrumente an vielen Stellen effektiver sind als eine sektorübergreifende Steuerung. Auch bei einer Kombination aus verschiedenen Instrumenten können für einzelne Akteure unfaire Belastungen entstehen. Diese sollten für besonders stark Betroffene ausgeglichen werden.

## Instrumente müssen verschiedene Ansätze kombinieren

ABBILDUNG 21 | Regulatorische Denkschulen in der Klimapolitik



## Exkurs: CO<sub>2</sub>-Preise als alleiniges regulatorisches Steuerungsinstrument

Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung ist ein zentrales Steuerungsinstrument für eine effiziente Regulierung für den Klimaschutz. Der Glaube, dass CO<sub>2</sub>-Bepreisung als alleiniges Steuerungsinstrument ein effizienter Mechanismus zur Erreichung der Ziele ist, erweist sich bei näherer Betrachtung aber nicht als realistisch.

- In mehreren Sektoren setzt ein CO<sub>2</sub>-Preis allein keine ausreichenden Investitionsanreize. In der Industrie macht er zwar den Betrieb fossiler Anlagen unattraktiv, das führt allerdings nur dort zu einer Investition in erneuerbare Alternativen, wo Unternehmen dadurch keinen nennenswerten wettbewerblichen Nachteil erfahren. In weiten Teilen der emissionsintensiven Grundstoffindustrien ist das nicht der Fall. Das Ergebnis wäre mindestens eine Abwanderung von Investitionsaktivität zu günstigeren Produktionsstandorten (siehe Kapitel 5.3.5). Im Energiesektor besteht dieses Risiko zwar nicht, trotzdem ist ein CO<sub>2</sub>-Preis auch dort ein unzureichendes Steuerungsinstrument. CO<sub>2</sub>-Kosten machen den Betrieb von Kohlekraftwerken teurer und finanziell unattraktiv – sie schaffen allein aber noch keine Investitionssicherheit für den ausreichenden Zubau von Kapazitäten für die erneuerbare Stromproduktion und von Gaskraftwerken, die unter Berücksichtigung aktuell verfügbarer Technologien gemeinsam erforderlich sind, um die Kohlekraftwerke zu ersetzen. Auch Gebäudesanierung – zweifellos nötig für eine kosteneffiziente Erreichung der Ziele im Gebäudesektor – kann allein durch CO<sub>2</sub>-Bepreisung nur sehr unzureichend angereizt werden.
- Ein CO<sub>2</sub>-Preis setzt Anreize oftmals zeitlich ineffizient. Die Realisierung von CO<sub>2</sub>-Einsparungen ist am effizientesten dann, wenn sie innerhalb bestehender Reinvestitionszyklen geschieht. Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045 bedeutet dies, dass Entscheider in vielen Fällen bereits heute einen Anreiz zur Umstellung auf eine erneuerbare Technologie benötigen. Wie hoch dieser Anreiz sein muss, ist allerdings in unterschiedlichen Sektoren sehr heterogen. Im Verkehr sind Technologien zur CO<sub>2</sub>-Reduktion (vor allem Batteriefahrzeuge, Brennstoffzellen, synthetische

Kraftstoffe) heute tendenziell teuer, werden aber nach und nach günstiger. Entscheider benötigen also heute einen hohen Preisimpuls, der sich degressiv entwickeln kann. Übliche CO<sub>2</sub>-Preispfade funktionieren andersherum. Im Gebäudesektor existiert keine vergleichbare Kostendegression. Stattdessen ist aufgrund der sehr langwierigen Investitionszyklen sehr früh ein ausreichender Anreiz erforderlich, der im Anschluss aber nicht mehr steigen muss. Der Einbau einer Wärmepumpe erfordert heute zum Beispiel etwa denselben Anreiz wie in neun Jahren.

- CO<sub>2</sub>-Bepreisung allein schafft keine Infrastrukturen. Die Erreichung der Klimaziele erfordert einen koordinierten und sehr ambitionierten Aufbau neuer Infrastruktur für Strom, E-Mobilität, Wasserstoff und CO<sub>2</sub>. In vielen Fällen muss diese Infrastruktur gebaut werden, während noch keine ausreichende Nachfrage dafür vorhanden ist.
- Hohe CO<sub>2</sub>-Bepreisung kann soziale Belastungen erzeugen. Zur Erreichung des deutschen CO<sub>2</sub>-Zielpfades bei einer reinen Steuerung über CO<sub>2</sub>-Bepreisung müssten auch die Maßnahmen mit den höchsten Vermeidungskosten durch ein entsprechendes Preisniveau angereizt werden. Daher wären bereits kurzfristig deutlich dreistellige Preise notwendig. Diese bergen die Gefahr sozialer Verwerfungen, vor allem wenn keine ausreichende Transparenz im Vorfeld besteht.

Trotz all dieser Einschränkungen wäre der Kostennachteil vieler erneuerbarer Lösungen ohne eine Verteuerung von Emissionen nur schwer zu überwinden. Damit ein CO<sub>2</sub>-Preis ideal wirken kann, ohne zu hohe Belastungen für verschiedene gesellschaftliche Akteure zu erzeugen, sollte er dennoch durch einen Mix aus anderen Instrumenten ergänzt werden.

## 5.3 Politische Impulse für die deutsche Klimapolitik

### 5.3.1 Übersicht – ein umfassendes Programm

Die kommende Regierung muss in der anstehenden Legislaturperiode viele klimapolitische Weichen neu stellen. Es braucht ein nationales Programm. Dieses muss die Rahmenbedingungen schaffen, um die neuen Klimaziele in dieser Dekade zu erreichen und gleichzeitig die nötigen Weichen für Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 stellen. Es muss wesentliche Prämissen zum Erhalt von Wohlstand, Wachstum und Beschäftigung berücksichtigen, beispielsweise die größtmögliche volkswirtschaftliche Effizienz, den Erhalt von industrieller Wettbewerbsfähigkeit und Wirtschaftsstärke sowie eine ausgewogene soziale Lastenverteilung, ohne dabei fiskalische Solidität zu gefährden.

Die vorliegende Studie hat wesentliche Eckpunkte eines solchen gesamtgesellschaftlichen Programms erarbeitet, das den zuvor genannten Ansprüchen gerecht wird:

- **Fossile Energieträger unattraktiver machen:** Die Nutzung fossiler Energieträger muss in allen Sektoren unattraktiver werden. Dafür sollte das ETS reformiert<sup>37</sup> und ein robuster CO<sub>2</sub>-Preis für alle Nicht-ETS-Sektoren (Verkehr, Gebäude, kleine Industrieanlagen) sichergestellt werden – idealerweise EU-weit über das „New ETS“. Zugleich sollte in Anlehnung an den jüngsten EU-Vorschlag vom Juli 2021 eine Reform der Energiesteuer erfolgen, die auf Differenzierung zwischen Strom und treibhausgasneutralen Energieträgern auf der einen Seite sowie fossilen auf der anderen Seite ausgerichtet ist.
  - **Wechsel zu Strom anreizen:** Erneuerbarer Strom ist der wichtigste Energieträger der Klimawende. In Anwendungen, die zukünftig direkt oder indirekt elektrifiziert werden sollten, muss er dafür von Umlagen wie Netzentgelten oder der EEG-Umlage entlastet werden (vor allem Power-to-Heat, Wärmepumpen und Elektrolyseure).
  - **Nationales Infrastrukturprogramm:** Die Klimawende erfordert in dieser Dekade ein historisches Infrastrukturprogramm. Es stehen massive Investitionen in Stromnetze, Schiene und Fernwärme an,
- außerdem müssen vollständig neue Infrastrukturen für E-Mobilität, Wasserstoff und CO<sub>2</sub> geschaffen werden.
- **Nationale Biomassestrategie:** Nachhaltige Biomasse ist eine begrenzte Ressource. Aus diesem Grund ist eine Strategie erforderlich, die sie in denjenigen Sektoren priorisiert, in denen sie am effizientesten genutzt werden und langfristig zur Erzeugung negativer Emissionen beitragen kann (vor allem Industrie und Fernwärme).
  - **Sektorspezifische Maßnahmenpakete:** Umsetzungs-hürden sind in jedem Sektor sehr spezifisch, daher ist auch eine stark sektorspezifische Steuerung nötig. Die Industrie braucht vor allem mehr öffentliche Anschubförderung zur Finanzierung von Prozessumstellungen auf grüne Lösungen. Im Verkehr sind unterschiedliche zielgerichtete Instrumente für neue Antriebe in Pkw und Lkw, den Aufbau von Ladeinfrastruktur und den Hochlauf grüner Kraftstoffe erforderlich. Im Gebäudesektor muss Regulierung beim Investitionsbedarf der Sanierungen unterstützen und die Kostenlücke erneuerbarer Wärmelösungen schließen, aber vor allem erhebliche Transparenzhürden überwinden. Im Energiesektor muss eine Erneuerbaren-Ausbau-Offensive gestartet und der Netzausbau erheblich beschleunigt werden. Außerdem sind für Kapazität-zubau und Nachfrageflexibilisierung neue Marktmechanismen nötig.
  - **Neue Forschungs- und Innovationsagenda:** Die Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045 kann durch schnellere Entwicklung und Skalierung der nächsten Generation grüner Technologien erheblich erleichtert werden. Dafür muss Deutschland seine nationale Forschungsagenda auf die vielversprechendsten dieser Technologien fokussieren (siehe Kapitel 5.3.4).
  - **Erhalt industrieller Wettbewerbsfähigkeit:** Industrielle Akteure werden mit steigenden Kosten für CO<sub>2</sub>, Energie und Material belastet. Zur Begrenzung von Wettbewerbsnachteilen in emissions- und energieintensiven Branchen benötigt man gezielte Ausgleichsinstrumente – zum Beispiel über kostenlose Zuteilungen im ETS, eine Weiterentwicklung des CBAM, die Strompreiskompensation, die Begrenzung von Umlagen, Härtefallfonds und andere Hebel (siehe Kapitel 5.3.5).

<sup>37</sup> Das System der kostenlosen Zuteilungen sollte so reformiert werden, dass Unternehmen im Falle von Prozessumstellungen auf grüne Lösungen wie DRI-Stahl oder grünen Wasserstoff ihre Zertifikate behalten. Das würde vor allem in der Grundstoffindustrie größere Anreize zum Technologiewechsel setzen, ohne gleichzeitig wirtschaftliche Risiken zu erhöhen.

- **Sozialer Ausgleich:** Die Umsetzung der Klimawende ist nicht ohne Mehrbelastungen für private Haushalte zu realisieren. Diese sollten im Sinne einer fairen Lastenverteilung durch soziale Ausgleichsmaßnahmen abgefedert werden – zum Beispiel durch eine Erhöhung der Grundsicherung, die Abschaffung der EEG-Umlage, andere öffentliche Kofinanzierung der Kosten des Stromsystems, die Einführung eines Klima- oder Mobilitätsgeldes oder einen Härtefallfonds (siehe Kapitel 5.3.6).
- **Fiskalische Gegenfinanzierung:** Ein solch historisches Reformprogramm würde für Förderungen, Entlastungen und Ausgleichsinstrumente fiskalische Kosten in deutlich zweistelliger Milliardenhöhe erzeugen. Dafür müssen auch Instrumente zur Gegenfinanzierung mitentwickelt werden – in Form von öffentlichen Einsparungen, Steuern, einer Erhöhung oder Einführung von Abgaben oder neuer Schuldenaufnahme im Sinne eines „Generationenfonds“ (siehe Kapitel 5.3.7).
- **Politische Steuerung:** Klimaschutz ist eine globale, legislaturperiodenübergreifende Generationenaufgabe. Daher sollte sich Deutschland einerseits erheblich stärker für eine europäisch und international abgestimmte Klimapolitik einsetzen, um Risiken eines Alleingangs zu minimieren, und andererseits auf nationaler Ebene eine handlungsfähigere, effektivere und besser koordinierte politische „Governance“ implementieren (siehe Kapitel 5.3.8 und 5.3.9).

Die erforderliche Ausgestaltung und die Auswirkungen dieses Reformprogramms hängen stark von der Rolle der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ab. Der Regulierer kann entscheiden, ob er die Verteuerung von THG-Emissionen zu einem mehr oder weniger dominierenden Instrument der Steuerung von Klimaschutzmaßnahmen macht. Ein höherer Preis entfaltet zunächst einmal stärkere Steuerungswirkung und reduziert das Volumen zusätzlich erforderlicher Fördermaßnahmen. Dafür müssen mehr öffentliche Mittel aufgewendet werden, um die zusätzlichen Belastungen für Unternehmen und private Haushalte auszugleichen. Bei einem niedrigeren CO<sub>2</sub>-Preis ist der Bedarf an finanziellem Ausgleich geringer. Dafür muss der Staat bei niedrigeren Einnahmen höhere Mittel für die Förderung von Klimaschutzmaßnahmen aufwenden.

Sowohl die notwendigen Bestandteile dieses Reformprogramms als auch die finanzielle Wirkung der einzelnen Instrumente werden in den folgenden Kapiteln ausführlich beschrieben.

## 5.3.2 Instrumente zur Zielerreichung

Klimapolitik muss in den kommenden Jahren Millionen einzelner Akteure zu anderen Entscheidungen motivieren. Über alle Sektoren hinweg müssen die Nutzung fossiler Energieträger reduziert und neue Technologien skaliert werden. Das Stromsystem benötigt ein historisches Investitionsprogramm. In fast allen Investitionsentscheidungen der kommenden neun Jahre in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude müssen Entscheidungsträger sich ab jetzt für eine erneuerbare statt einer fossilen Lösung entscheiden. Dafür braucht es einen klimapolitischen „großen Wurf“.

Die Nutzung fossiler Energieträger muss unattraktiver werden. Leitinstrument deutscher Klimapolitik sollte eine effektive CO<sub>2</sub>-Bepreisung sein. Die Bundesregierung sollte auf eine Weiterentwicklung des ETS drängen, um vor allem in der Industrie einen wirksameren Preisimpuls zu ermöglichen und innereuropäisch möglichst homogen zu steuern. Gleichzeitig sollte sich Deutschland für die Steuerung der Nicht-ETS-Sektoren einen robusten nationalen CO<sub>2</sub>-Preis erhalten.

- Im bestehenden ETS sollte das System der kostenlosen Zuteilungen reformiert werden, sodass Unternehmen im Falle von Prozessumstellungen auf grüne Lösungen wie DRI-Stahl oder grünen Wasserstoff ihre Zertifikate behalten. Das würde vor allem in der Grundstoffindustrie erheblich größere Anreize zum Technologiewechsel setzen, ohne gleichzeitig wirtschaftliche Risiken zu erhöhen.
- Gleichzeitig sollte die Bundesregierung auf die Einführung und robuste Ausgestaltung eines „New ETS“ hinwirken, das auch die ursprünglich nicht im ETS eingeschlossene Industrie umfasst und zügig zu wirksamen CO<sub>2</sub>-Preisen führt. Eine dadurch gestärkte „Europäisierung“ der Steuerung von Klimaschutz würde helfen, die Risiken innereuropäischer Fehlanreize und Kostennachteile für deutsche Industrieunternehmen im europäischen Wirtschaftsraum zu reduzieren.
- Da die Klimaziele in Deutschland höher sind als im EU-Durchschnitt, scheint es aus heutiger Sicht sehr unsicher, ob CO<sub>2</sub>-Preise im „New ETS“ auf dem Weg bis 2030 ein Niveau erreichen, das eine ausreichende Steuerungswirkung für die deutlich ambitionierteren deutschen Klimaziele setzt. Für Nicht-ETS-Sektoren wird daher voraussichtlich über das „New ETS“ hinaus eine nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung durch das BEHG oder einen CO<sub>2</sub>-Energiesteueraufschlag erforderlich bleiben.<sup>38</sup> Dennoch sollte sich die

# Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft

Zusätzliche Instrumente zu bestehender Regulierung

ABBILDUNG 22 |



Industrie



Verkehr

## Fossile Energieträger unattraktiver machen

EU-ETS, höhere CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Nicht-ETS-Sektoren (wo durchsetzbar), Ausrichtung der Energieerzeugung

## Wechsel zu Strom anreizen

Entlastung der Strompreise für erneuerbare Wärmeanwendungen in Industrie und Gebäuden

## Nationales Infrastrukturprogramm

Ausbau von Stromnetzen, Fernwärme und Schiene, Aufbau nationaler Infrastrukturen für E-Mobilität

## Nationale Biomassestrategie

Umverteilung in großtechnische Industrie- und Fernwärmanlagen (perspektivisch BECCUS), Auslastung

## Klimaschutzverträge (CCfDs)

Förderung grüner Produkte und Wärme

## Förderung Lade- u. H<sub>2</sub>-Infrastruktur

Investitionszuschüsse für Hochlauf

## Investitionsförderung

für erneuerbare Industrierwärme

## Kaufanreize für E-Pkw

zur Angleichung der Anschaffungskosten

## Effizienzstandards und Förderung

Erhöhung und Sonderabschreibungen

## CO<sub>2</sub>-basierte Lkw-Maut

zusätzlich zu Mautbefreiung für E/H<sub>2</sub>

## Grüne Leitmärkte

zum Beispiel durch Quoten

## PtX-Quoten und -Auktionen

Invest.-/Planungssicherheit im Hochlauf

## Forschungs- und Innovationsagenda

Grundlagen-Klimaforschung, gezielte Investitionen in Game-Changer (Batterien, Quantencomputing)

## Carbon-Leakage-Schutz

Zuteilungen, CBAM, Ausnahmen, Härtefallfonds, SPK

## Sozialer Ausgleich

Grundsicherung, Härtefallfonds, (teilweise) Abschaffung

## Gegenfinanzierung

Kombination aus Einsparungen, Abgaben, Steuern, Schulden – zur Finanzierung fiskalischer Belastungen

## Klima-Governance

Stärkere Bündelung und zentralere Koordination politischer Verantwortung, Monitoring von Frühindikatoren

## Gesellschaftsvertrag

Legislatorperiodenübergreifender Konsens für Infrastrukturausbau, faire Verteilung der Belastungen

Übergreifende  
Instrumente

Sektor-  
spezifische  
Instrumente

Forschung

Ausgleich,  
Finanzierung

Politischer  
Prozess



## Gebäude



## Energiewirtschaft

besteuerung an Energiegehalt und Nachhaltigkeitsgrad

ität, Wasserstoff und CO<sub>2</sub>

auf Förderung des Einsatzes in Gebäuden und dezentraler Verstromung

**Infrastrukturplanung Kommunen**  
für Planungssicherheit auf allen Ebenen

**Pflicht für Sanierungsfahrpläne**  
Gebäudespezifischer Nullemissionspfad

**Modulare Gebädeförderung**  
für Sanierung und Energieträgerwechsel

**EE-Gebot im Neubau**  
100 % THG-neutrale Wärme ab Einbau

**Erneuerbaren-Ausbau-Offensive**  
Flächenquoten, schnellere Verfahren ...

**Beschleunigter Netzausbau**  
Schnellere Verfahren auf allen Ebenen

**Flexibilisierung Stromverbrauch**  
Digitalisierung, Marktanreize ...

**Zentraler Kapazitätsmarkt**  
Gewährleistung Versorgungssicherheit

ng ...), beschleunigte Skalierung (Hochtemperatur-Power-to-Heat, CCUS ...)

haffung EEG-Umlage ...

rtung von bis zu 50 Mrd. Euro pro Jahr in 2030

ndikatoren, Beschleunigung von Verfahren, Kapazitäten für Länder/Kommunen ...

n ...

Bundesregierung für eine möglichst robuste Ausgestaltung des „New ETS“ einsetzen, um den Bedarf an zusätzlicher nationaler Steuerung so gering wie möglich zu halten.

- Unabhängig von den genannten Instrumenten zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung sollte eine **Reform der Energiesteuer** erfolgen, die diese zukünftig verstärkt am Energiegehalt und an der Nachhaltigkeit der Energieträger ausrichtet.<sup>39</sup> Dafür sollten die unterschiedliche steuerliche Behandlung von Benzin- und Dieseltreibstoffen auslaufen, die Steuersätze fossiler Energieträger vereinheitlicht und treibhausgasneutrale Energieträger mit Strom gleichgestellt werden. Die den Berechnungen dieser Studie zugrunde gelegten

Annahmen für zukünftige Energiesteuersätze (siehe Abbildung 23) sehen für fossile Brennstoffe keine pauschale Erhöhung der Energiesteuer vor, sondern nur eine Vereinheitlichung der Steuersätze auf den aktuell für Benzin beziehungsweise Erdgas geltenden Steuersatz pro Energiegehalt.

Die vorliegende Studie rechnet mit einer CO<sub>2</sub>-Preisspanne, die mehrere mögliche CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen abbildet. Ob CO<sub>2</sub>-Bepreisung ein mehr oder weniger dominierendes Steuerungselement sein sollte, ist eine politische Güterabwägung. Um differenzierte Empfehlungen und Implikationen bewerten zu können, arbeitet diese Studie mit einer Preisspanne für die mögliche Entwicklung nationaler CO<sub>2</sub>-Preise im BEHG. Diese

<sup>38</sup> Eine höhere nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Sektoren außerhalb des bestehenden ETS wäre mit unterschiedlichen Mechanismen möglich (die rechtlich weiter zu prüfen wären):

- Fixer Aufschlag auf „New ETS“: In der Energiesteuer könnte ein bis 2030 konstanter CO<sub>2</sub>-orientierter Aufschlag erhoben werden, der die Lücke zwischen „New ETS“ und anvisiertem deutschen CO<sub>2</sub>-Preis schließen soll. Diese Option wäre einfach auszugestalten, aufgrund der „New ETS“-Marktschwankungen für die Akteure aber nicht voll planbar. Dieser Aufschlag (und die beiden folgenden) würde zusätzlich zu der in Abbildung 23 gezeigten Energiesteuerreform greifen.
- Ex ante festgelegter „atmender“ Aufschlag: In der Energiesteuer könnte ein CO<sub>2</sub>-orientierter Aufschlag erhoben werden – die Höhe des Aufschlags würde regelmäßig anhand des erwarteten „New ETS“-Preises und des anvisierten deutschen CO<sub>2</sub>-Preises angepasst werden (wie ehemals der UK Carbon Price Floor). Dies hätte den Vorteil eines planbaren Preispfades für die Akteure und den Nachteil einer komplexeren Ausgestaltung und Durchführung.
- Deutscher CO<sub>2</sub>-Preis Ex-post-Abzug der Kosten: In der Energiesteuer könnte ein CO<sub>2</sub>-orientierter Aufschlag erhoben werden, der dem anvisierten deutschen CO<sub>2</sub>-Preis entspricht. Kosten für das ETS könnten davon abgesetzt werden, um Doppelbelastungen zu vermeiden. Dies hätte den Vorteil eines planbaren CO<sub>2</sub>-Preispfades für die Akteure, mit dem Nachteil des zeitlichen Verzugs der Rückerstattung.
- Das bestehende BEHG könnte als nationale Umsetzung des „New ETS“ beibehalten werden. Eine Verknappung der Zertifikate in Deutschland würde zum anvisierten höheren Preis führen. Damit würde der bestehende Regulierungsrahmen weitgehend unverändert bleiben, der Preispfad wäre durch die Bildung am Markt aber volatil.

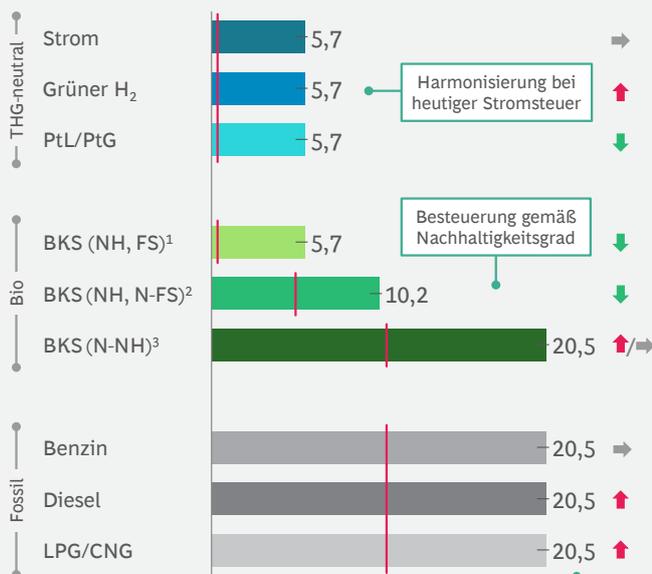
<sup>39</sup> Diese Reform ist in Einklang zu bringen mit der im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets diskutierten Neufassung der europäischen Energiesteuerrichtlinie.

## Deutschland benötigt eine Energiesteuerreform

ABBILDUNG 23 | Besteuerung von Kraft- und Brennstoffen

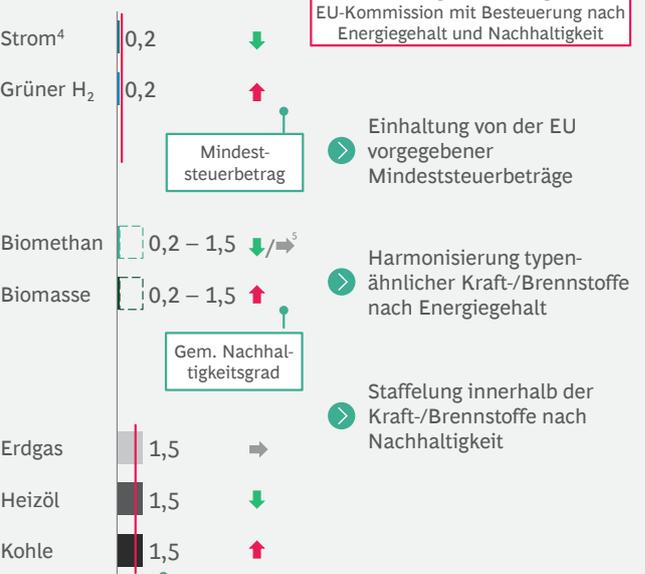
### Besteuerung von Kraftstoffen

€/GJ, real 2019



### Besteuerung von Brennstoffen

€/GJ, real 2019



1. Biokraftstoff (NH = nachhaltig, FS = fortschrittlich) 2. Biokraftstoff (NH = nachhaltig, N-FS = nicht fortschrittlich) 3. Biokraftstoff (N-NH = nicht nachhaltig)

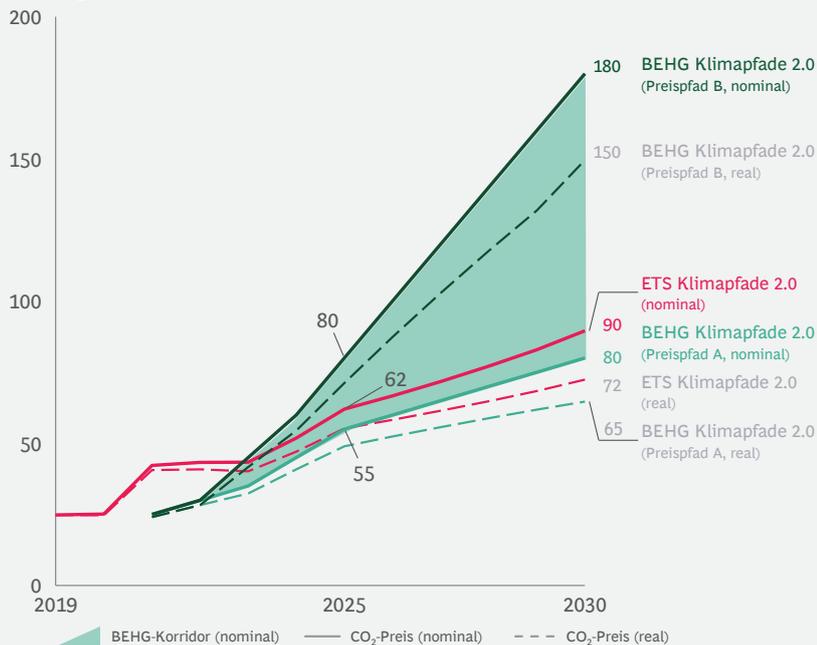
4. Bei WP-Tarifen und PtH; Stromsteuer für andere Verbraucher in Gebäuden bleibt gleich 5. Je nach Nachhaltigkeits-/Fortschrittlichkeitsgrad 6. Je nach Art (z. B. Biodiesel hoch, Bioethanol gleich)

Quelle: EU-Kommission (2021a); BCG-Analyse

## Studie analysiert zwei mögliche CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen

ABBILDUNG 24 | Annahmen zur CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung 2019 – 2030

€/t CO<sub>2</sub>ä, nominal und real 2019



### Zwei modellierte Preispfade

#### A „Niedriger CO<sub>2</sub>-Preis“

- 80 €/t CO<sub>2</sub>ä 2030 im BEHG
- 90 €/t CO<sub>2</sub>ä 2030 im ETS, Verbleib von 80 % kostenlosen Zuteilungen<sup>1</sup> im ETS auch bei Technologiewechsel

#### B „Hoher CO<sub>2</sub>-Preis“

- 180 €/t CO<sub>2</sub>ä 2030 im BEHG
- 90 €/t CO<sub>2</sub>ä 2030 im ETS, Reduktion auf 40 % kostenlose Zuteilungen<sup>1</sup> im ETS

1. Durchschnittlich 80 % kostenlose Zuteilungen über alle Unternehmen hinweg entsprechen 100 % des angesetzten Benchmarks mit den jeweils effizientesten Anlagen in 2030; im Preisfad B werden kostenlose Zuteilungen auf 50 % des Benchmarks reduziert und entsprechen durchschnittlich 40 % über alle Unternehmen hinweg

Anmerkung: ETS-Preis von 72 €/t CO<sub>2</sub>ä in 2030 (real, 2019-€) basiert auf IEA Sustainable Development Szenario; zum Vergleich: Von der EU-Kommission modellierte Policy-Szenarien rechnen mit einer Spanne von 50 – 85 €/t CO<sub>2</sub>ä in 2030 (real, 2020-€)

Quelle: IEA (2021b); BCG-Analyse

bewegt sich zwischen einem Anstieg auf 80 Euro pro Tonne (65 Euro real in 2019) bis 180 Euro pro Tonne (150 Euro real in 2019) im Jahr 2030. Im ETS ist der Spielraum für erhöhte Preise begrenzter, da höhere Preise in der Industrie auch bei entsprechenden Schutzmaßnahmen teilweise zu einem Carbon-Leakage-Risiko führen. In der Energiewirtschaft ist der Preisverlauf der Referenz wahrscheinlich bereits ein ausreichendes Preissignal. Außerdem sind die Eingriffsmöglichkeiten der Bundesregierung auf die Preisbildung begrenzter. Hier wurde daher mit einem einzelnen Preisfad gerechnet, der einen Anstieg auf 90 Euro pro Tonne bis 2030 unterstellt (72 Euro real in 2019) – etwa das Mittel aktueller Preisprognosen (siehe Abbildung 24).<sup>40</sup>

**Der Energieträger Strom muss entlastet werden.** In Anwendungen, die zukünftig elektrifiziert werden sollten, sollte Strom von Umlagen entlastet werden. Das

betrifft vor allem Wärmeanwendungen in der Industrie und in Gebäuden. Noch breiter würde eine Kofinanzierung der Übertragungsnetzentgelte aus dem Bundeshaushalt greifen, wie bereits im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) angelegt.

- In der Industriewärme ist aus heutiger Sicht der Einsatz von Strom gegenüber Erdgas nicht wettbewerbsfähig. Für nicht energieintensive Sektoren würde eine Umstellung bei derzeitiger Besteuerung Vermeidungskosten von bis zu 600 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä auslösen. Um Power-to-Heat für die Industrie ökonomisch zu machen, ist eine vollständige Entlastung von allen Umlagen für diese Anwendung erforderlich – analog zu den teilweisen Entlastungen von stromkostenintensiven Unternehmen.<sup>41</sup> Darüber hinaus könnten Power-to-Heat-Anwendungen je nach Strompreis der Anwender trotzdem

<sup>40</sup> Die vergleichenden Preisprognosen beziehen sich auf Analysen von Bloomberg NEF, Refinitiv Eikon, ICIS, Energy Aspects, S&P Global Platts Analytics und Climate CAKE.

<sup>41</sup> Dies umfasst die komplette Befreiung von EEG- und KWK-Umlagen sowie einer noch zu schaffenden Umlage aus einem neuen Kapazitätsmarkt, außerdem die weitestgehende Befreiung von Entgelten und netzentgeltlichen Umlagen (Netzentgelte, Strom-NEV-Umlage, Offshore-Umlage und Konzessionsabgabe). Erst mit dem daraus resultierenden Strompreis von ungefähr 6 ct pro kWh, einer Absenkung der Stromsteuer auf das gesetzlich zulässige Minimum von 0,05 ct pro kWh in Kombination mit einer steigenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf Erdgas würden Power-to-Heat-Anlagen betriebswirtschaftlich wettbewerbsfähig. Der Strompreis besteht dann fast ausschließlich aus Kosten für Beschaffung und Vertrieb, die Strompreiskompensation wird für Carbon-Leakage-bedrohte Branchen ebenfalls noch gegengerechnet.

noch über Klimaschutzverträge gefördert werden müssen.

- **In der Gebäudewärme ist ebenfalls eine Entlastung nötig.** Um auch im Gebäudebestand Kostenparität mit fossilen Brennstoffen wie Erdgas zu erreichen, benötigen Wärmepumpen einen günstigeren Strompreis.<sup>42</sup> Auch im Verkehrssektor ist eine umfangreiche Elektrifizierung erforderlich. Da Batteriefahrzeuge jedoch absehbar ohnehin einen Voll- und Betriebskostenvorteil genießen, wären zusätzliche Entlastungen von Strom in diesem Sektor nicht erforderlich.
- **Darüber hinaus wird in der Öffentlichkeit eine pauschale Entlastung von Strom durch die Abschaffung der EEG-Umlage diskutiert.** Diese hätte viele Vorteile: Eine pauschale Abschaffung würde Haushalte und Unternehmen entlasten, zum Bürokratieabbau beitragen und mehr gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende gewinnen. Sie würde allerdings zugleich einen erheblichen öffentlichen Finanzierungsbedarf auslösen (in Höhe von 20 Mrd. Euro im Jahr 2030). Zur Erreichung der Klimaziele leistet die Entlastung von Strom über die zuvor beschriebenen Anwendungen hinaus nur einen geringen Beitrag und könnte sogar den Anreiz für Effizienzinvestitionen reduzieren („Rebound-Effekt“). Aus diesem Grund wird sie als mögliches Entlastungsinstrument im Kapitel „Sozialer Ausgleich“ detaillierter diskutiert (siehe Kapitel 5.3.6).

**Deutschland muss vollkommen neue Energieinfrastrukturen aufbauen.** Das deutsche Stromnetz muss rapide ausgebaut werden. Außerdem werden zukünftig neue Infrastrukturen für Elektromobilität, Wasserstoff und CO<sub>2</sub> benötigt. Die Instrumente zur Bereitstellung essenzieller übergreifender Infrastrukturen werden in Kapitel 5.3.3 vorgestellt.

**Deutschland braucht eine nationale Biomassestrategie.** Nachhaltige Biomasse ist eine begrenzte Ressource. Aus diesem Grund sollte eine angemessene Strategie zu ihrer nachhaltigen Erzeugung und gegebenenfalls zu ihrem Import sowie zum möglichst effizienten Einsatz entwickelt werden. Diese Strategie sollte effiziente Anwendungen und gleichzeitig Standorte mit möglichem Anschluss an ein zukünftiges CO<sub>2</sub>-Netz für die energetische Nutzung von Biomasse priorisieren, um den Weg für die zukünftige Erzeugung negativer Emissionen zu bereiten (BECCUS). Dafür muss Biomasse von derzeitigen Anwendungen in Stromproduktion,

Pelletheizungen und Biokraftstoffproduktion vor allem in die Industrie und Fernwärme umgeleitet werden.

**In jedem Sektor ist darüber hinaus ein Mix aus sektorspezifischen Instrumenten nötig.** Die zu überwindenden Umsetzungshürden sind in jedem Sektor sehr spezifisch. Alternative Technologien zur CO<sub>2</sub>-Senkung sind in unterschiedlichem Reifegrad und zu sehr unterschiedlichen Vermeidungskosten verfügbar. Angesichts des bereits kurzfristig sehr hohen Ziels für die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen Sektoren im Jahr 2030 müssen sehr ambitionierte Maßnahmen allerdings in allen Sektoren gleichzeitig umgesetzt werden. Es ist aus heutiger Perspektive unrealistisch, dass diese Umsetzung ohne eine stark sektorspezifische politische Steuerung effizient und ohne wirtschaftliche oder soziale Verwerfungen realisiert werden kann.

**In der Industrie ist vor allem viel mehr öffentliche Anschubförderung nötig.** Mehr als in allen anderen Sektoren sind die benötigten Technologien zur Emissionsreduktion Stand heute in der Industrie nicht wettbewerbsfähig. Regulierung muss daher eine erhebliche Mehrkostenlücke überwinden. Besonders emissionsintensive Sektoren müssen darüber hinaus mit Investitionsbedarf rechnen. Angesichts der im Vergleich zu anderen Sektoren deutlich höheren wirtschaftlichen Risiken bei einer Steuerung durch Bepreisung sollte Regulierung im Industriesektor vor allem auf öffentliche Unterstützung und Förderung der Transformation setzen.

Mit einer Umlagenbefreiung von Strom wird die Nutzung von Power-to-Heat im Betrieb in den meisten Fällen bereits wirtschaftlich. Darüber hinaus sollte eine Investitionsförderung den Bau dieser und anderer treibhausgasneutraler Anlagen anreizen. Um für die Transformation der großen Prozessindustrien und die Nutzung von treibhausgasneutralem Wasserstoff ausreichende Investitionssicherheit zu schaffen, ist darüber hinaus die Einführung sogenannter Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference, CcFDs) nötig, die der Industrie helfen, oft erhebliche Differenzkosten zur nächsten fossilen Referenztechnologie zu überbrücken. Langfristig könnte sich aufgrund sich verändernder Konsumentenpräferenzen eine stärkere Nachfrage nach grünen Grundstoffen entwickeln, was eine Perspektive auf die Vermeidung einer dauerhaften Subventionierung eröffnen würde. Unterstützend könnten, wo sinnvoll, durch Quoten Leitmärkte für grüne Materialien geschaffen werden, vor allem für Zement und Stahl. Daneben bietet die Einführung von Effizienzstandards einen ordnungsrechtlichen Rahmen, um die flächendeckende Erreichung der Klimaziele im Jahr 2045 sicherzustellen.

<sup>42</sup> Neben den bestehenden Ausnahmen für atypische Verbrauchsprofile („Wärmepumpen-Tarif“) sollte daher für elektrische Gebäudewärmeerzeugung die EEG-Umlage abgeschafft werden, sodass sich für diese ein effektiver Strompreis von etwa 17 ct pro kWh ergibt. Neben der EEG-Umlage muss dafür aber auch die Stromsteuer von aktuell 2,05 ct pro kWh auf das gesetzlich zulässige Minimum von 0,05 ct pro kWh abgesenkt werden.

Im Verkehr müssen für Pkw, Lkw, Kraftstoffe und den Aufbau von Infrastruktur sehr unterschiedliche Umsetzungs­hürden überwunden werden. Das erfordert einen breiten Mix aus Instrumenten. Zunächst hat der Verkehrs­sektor ein „Henne-Ei“-Problem. Autokäufer schrecken vor einem Umstieg auf Elektroautos zurück, weil noch keine flächendeckende Ladeinfrastruktur existiert. Betreiber von Ladesäulen warten mit einem flächendeckenden Aufbau, bis dieser durch genügend Kunden profitabel wird. Die öffentliche Hand sollte diesen Stillstand überwinden, indem sie den Auf- und Vorbau mit umfangreicher Förderung von Ladeinfrastruktur und Wasserstofftankstellen unterstützt.

Für eine schnellere Marktdurchdringung von Batterie-Pkw sind Kaufanreize nötig. Für private Pkw-Käufer sind Anschaffungskostennachteile von Batterie-Pkw ein Kaufhindernis, da sie Anschaffungskosten tendenziell höher bewerten als die späteren Betriebskosteneinsparungen. Daher sollten die Umweltpremie über 2025 hinaus verlängert sowie die Kfz- und Dienstwagensteuervorteile von elektrischen und wasserstoffbetrie­benen Pkw weitergeführt werden, wobei sukzessive eine Reduzierung ihres Umfangs entsprechend der Markt- und Preisentwicklung erfolgen soll. Eine zusätzliche Austauschprämie für ältere Fahrzeuge könnte darüber hinaus den Flottentausch beschleunigen. Für schnelleren Antriebswechsel im Güterverkehr, in dem stattdessen die Vollkostenperspektive dominiert, ist die Anpassung der bestehenden Lkw-Maut zu einer antriebsorientierten CO<sub>2</sub>-basierten Lkw-Maut zusammen mit einer wesentlichen Verteuerung von Dieselmotorkraftstoffen<sup>43</sup> der effektivste Hebel, möglichst ausgeweitet auf alle Lkw über 3,5 Tonnen.

Um bereits in dieser Dekade einen ambitionierten Markthochlauf von PtX-Kraftstoffen zu ermöglichen, ist eine höhere Investitions- und Planungssicherheit für den kostenintensiven Aufbau entsprechender Produktionsanlagen erforderlich. Neben der Schaffung eines geschützten Marktes mit Hilfe von technologiespezifischen PtX-Quoten, welche kontinuierlich und verlässlich ansteigen<sup>44</sup>, sind dafür vor allem für den An­schub der ersten Projekte auch öffentliche Doppelauktionen nötig, um Produzenten auch vor dem Einsetzen von Kostendegressionseffekten längerfristige Abnahmesicherheit zu geben. Ein Kostenrisiko der öffentlichen Hand ließe sich zum Beispiel über eine Umlage auf Kraftstoffkunden vermeiden.

Regulierung im Gebäudesektor muss beim Investitionsbedarf der Sanierungen unterstützen und die Kostenlücke erneuerbarer Wärmelösungen schließen – aber vor allem erhebliche Transparenzhürden überwinden. Eine der größten Hürden im Gebäudesektor ist der

Mangel an Transparenz bei Millionen einzelner Entscheidungsträger auf allen Ebenen – über mögliche und erforderliche CO<sub>2</sub>-Hebel, zukünftig verfügbare Infrastruktur, existierende Förderprogramme und mehr. Um diese Intransparenz zu überwinden und damit eine bessere Koordinierung bestehender Angebote zu ermöglichen, bieten sich die im Folgenden beschriebenen Instrumente an.

Einen grundlegenden Rahmen sollte eine kommunale Wärme- und Infrastrukturplanung bereitstellen, die auf regionaler Ebene aktuelle Beheizungsarten, Verbräuche, CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie mögliche Verbesserungspotenziale benennt und so eine zielgerichtete und langfristige Entwicklung der Netzausbaupläne für Betreiber von Strom-, Fernwärme-, Gas- und zukünftig möglicherweise Wasserstoffnetzen ermöglicht. Gleichzeitig bietet sie Hauseigentümern Orientierung bei ihrer individuellen Wärmeplanung, weil sie Klarheit über die Verfügbarkeit von Infrastruktur für alternative Beheizungstechnologien schafft.

Gleichzeitig benötigen Hauseigentümer mehr Transparenz über potenzielle Sanierungsmaßnahmen, mögliche Einsparungen und bereitstehende Fördermittel. Dafür sollte zukünftig eine Verpflichtung zur Erstellung von Sanierungsfahrplänen gelten, die jedem Gebäudebesitzer Transparenz über mögliche und nötige Maßnahmen – aber auch öffentliche Unterstützungsprogramme – verschaffen, um sein individuelles Gebäude in Richtung Treibhausgasneutralität zu bringen. Um gleichzeitig den hohen Investitionsbedarf für Sanierungsmaßnahmen zu überwinden, sollten diese großzügig öffentlich gefördert werden.

Eine Weiterentwicklung der bestehenden Fördermaßnahmen hin zu einer modularen Sanierungsförderung für Gebäude setzt preisliche Anreize für die parallele oder zeitnahe Umsetzung mehrerer Sanierungsmaßnahmen. Um die Nutzung erneuerbarer Wärmelösungen auch im Bestand betriebswirtschaftlich attraktiver zu machen, müssen sich einerseits fossile Brennstoffe durch höhere CO<sub>2</sub>-Bepreisung verteuern, andererseits sollte die Nutzung von Strom in der Gebäudewärme durch Ausnahme von bestehenden Umlagen attraktiver gemacht werden (siehe oben).

Trotz dieser umfangreichen Maßnahmen könnten aufgrund der verhältnismäßigen Trägheit im Gebäudesektor ordnungsrechtliche Instrumente als „Backstop“-Lösungen erforderlich sein. Dafür bietet sich ein Gebot zum Einsatz erneuerbarer Energien im Neubau ab Inbetriebnahme der Wärmelösung bereits heute an. Später könnten ähnliche Lösungen als „letztes Mittel“ auch im Bestand erforderlich sein, zum Beispiel in

<sup>43</sup> Durch höhere Energiesteuer und CO<sub>2</sub>-Preise (siehe Kapitel 5.3.2).

<sup>44</sup> 2045 müssen die PtX-Quoten in Summe mit fortschrittlichen Biokraftstoffen bei 100 Prozent liegen.

Form einer angekündigten und gestuften verpflichtenden Erfüllung gebäudespezifischer Primärenergiebedarfsziele (beginnend bei den Gebäuden mit größtem Sanierungsrückstand), verbunden mit Förderangeboten oder der Vorgabe einer wärmeplanungskonformen Beheizung bei anstehendem Kesseltausch – jeweils mit fünf Jahren Vorlauf zwischen erstmaliger Überprüfung des Klimafortschritts des Gebäudesektors und Inkrafttreten der Verpflichtung selbst.

#### Die Zielerreichung in der Energiewirtschaft erfordert auf mehreren Ebenen einen Paradigmenwechsel.

Zunächst benötigt Deutschland eine nationale Erneuerbaren-Ausbau-Offensive, die zum Beispiel deutlich ambitioniertere EEG-Ausschreibungsvolumina und eine reformierte EEG-Vergütung hin zu einer symmetrischen Marktprämie beinhaltet. Neben finanziellen Anreizen ist auch eine erhebliche operative Beschleunigung nötig – zum Beispiel über die Einführung bundesweit verpflichtender Flächenquoten, welche die Bereitstellung ausreichender Areale für Windenergie und Photovoltaik gewährleisten, und über eine massive Beschleunigung der Planungs-, Genehmigungs- und Einspruchspraxis.<sup>45</sup> Das vorzeitige Auslaufen der Kohleverstromung wird den Transformationsdruck der betroffenen Regionen deutlich erhöhen; daher sollte sich die Politik um eine soziale Abfederung bemühen.

#### Gleichzeitig ist ein beschleunigter und am langfristigen Bedarf ausgerichteter Netzausbau essenziell.

Auch hier müssen Planungs- und Genehmigungsverfahren massiv beschleunigt werden, zum Beispiel durch die Nutzung von Genehmigungsfiktionen und die Schaffung zusätzlicher Kapazitäten bei Behörden und Gerichten.

#### Zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit und der Flexibilisierung von Verbrauchern müssen neue Marktmechanismen geschaffen werden.

Die gesicherte Leistung von Kernkraft und Kohle muss bis 2030 durch einen Nettozubauf von Gaskraftwerken mit einer Erzeugung von über 40 GW ersetzt werden. Daher ist die Schaffung eines zentralen Kapazitätsmechanismus notwendig, über den die entsprechenden Anreize gesetzt werden. Außerdem wird die Flexibilisierung von Verbrauchern im heutigen Strommarktdesign nur sehr begrenzt angereizt. Daher sollte ein politischer Rahmen für die Digitalisierung der Verteilnetze etabliert werden, um perspektivisch Anreize zum netzdienlichen Verhalten von Nutzern zu schaffen – etwa über verfügbare Stromtarife und die marktliche Bewirtschaftung von Netzkapazitäten auch im Verteilnetz.

## 5.3.3 Nationales Infrastrukturprogramm

Die Klimawende erfordert in dieser Dekade ein historisches Infrastrukturprogramm für Stromnetze, E-Mobilität, Schiene, Fernwärme, Wasserstoff und CO<sub>2</sub>. Nie zuvor hat Deutschland in einem solchen Umfang innerhalb so kurzer Zeit den Aus- und Umbau so vieler Infrastrukturen vorangetrieben. Diesen Aufbau anzulegen wird in der neuen Legislaturperiode eine Kernaufgabe der Politik.

Der Stromnetzausbau muss erheblich beschleunigt und Netze müssen digitalisiert werden. Die Elektrifizierung von Wärmeerzeugung und Mobilität ist ein wesentlicher Erfolgsfaktor für das Erreichen der Klimaziele in den Jahren 2030 und 2045. Angesichts einer Verdoppelung der Stromnachfrage im Zielpfad bis 2045 müssen zentrale und dezentrale Stromnetze auf allen Spannungsebenen massiv ausgebaut und für den internationalen Stromaustausch erschlossen werden. Auf Transportnetzebene muss dafür das derzeit höchste Ambitionsniveau des Netzentwicklungsplans für 2035 aufgestockt und auf 2030 vorgezogen werden. Gleichzeitig sollten Planungs- und Umsetzungsprozesse erheblich beschleunigt und in der Bevölkerung für Akzeptanz geworben werden. Außerdem sollte angesichts der weiter steigenden langfristigen Nachfrage bei der Netzentwicklungsplanung das Konzept eines „Zielnetzes 2045“ berücksichtigt werden, damit beim Bau der Leitungen in der nächsten Dekade Erweiterungsoptionen berücksichtigt werden können.

In Verteilnetzen wird die weiter zunehmende dezentrale und volatile Stromerzeugung wesentlich höhere Leistungsfähigkeit und Flexibilität erfordern. Dafür sollte zunächst ein verpflichtendes Monitoring Transparenz über den Fortschritt von Digitalisierungsmaßnahmen schaffen. Um Investitionsanreize für die beschleunigte Digitalisierung der Netze zu setzen, sollten entsprechende Posten durch Regulierung geschaffen werden. Schließlich sollten marktliche Mechanismen zur Verbrauchsflexibilisierung eingeführt werden, um einen stärkeren Anreiz für einen flexiblen Betrieb variabler Verbraucher wie E-Autos und Wärmepumpen zu erzeugen.

Die Transformation des Verkehrs braucht eine flächendeckende Ladeinfrastruktur. Um die Voraussetzungen für einen steilen Markthochlauf der Elektromobilität zu schaffen, sollte der Ausbau von Ladeinfrastruktur und Wasserstofftankstellen über Investitionsförderung umfassend zur Überwindung nicht wirtschaftlicher Phasen im Vorbau angereizt werden.

<sup>45</sup> Zum Beispiel durch die Vermeidung von langwierigen Einzelfallprüfungen beim Ausbau von Wind an Land, indem der Schutz von Tierpopulationen Vorrang vor dem Schutz individueller Tiere erhält, eine Digitalisierung und maximale Standardisierung in den Verwaltungsprozessen, vereinfachte Verfahren für Repowering, eine stringenterer Fristensetzung bis hin zur Nutzung von Genehmigungsfiktionen sowie die Erhöhung der entsprechenden Ressourcen in Ländern und Kommunen.

Zur Förderung des Verkehrsmittelwechsels sollte Deutschland die Schiene stärken. Notwendige Infrastrukturmaßnahmen (zum Beispiel Neu- und Ausbaumaßnahmen, Erweiterung neuralgischer Bahnknoten, Erweiterung der Zugangspunkte zum Schienennetz) sollten beschleunigt werden. Darüber hinaus sollten über Investitionsförderungen oder Steuererleichterungen Ausbau und Digitalisierung der Schiene vorangetrieben werden.<sup>46</sup>

Die urbane Wärmewende erfordert einen Aus- und Umbau der Fernwärmenetze. Um mehr Wärmequellen und -senken miteinander verbinden zu können, ist ein Ausbau bestehender Fernwärmenetze nötig. Dieser sollte durch eine kommunale Wärmeplanung und gezielte Investitionsförderung unterstützt werden. Um die Fernwärme zu einem grüneren Energieträger zu machen, muss sich außerdem ihr Erzeugungsmix verändern. Dazu sollten zum Beispiel bestehende Anreize im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) erhöht und die Nutzung von erneuerbarem Strom zur Wärmeerzeugung in „Überschusszeiten“ erleichtert werden.

Deutschland muss in dieser Dekade beginnen, eine eigene Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen. Die vor allem in der Industrie bis 2030 benötigten Volumina erfordern den Aufbau einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur, die mindestens alle großen Konsumzentren mit zentralen Produktionsstätten (zum Beispiel an der Nordseeküste) verbindet und den kostengünstigen deutschlandweiten Transport ermöglicht. Für den zügigen Aufbau eines Wasserstoffnetzes ist eine integrierte Planung der Erdgas- und Wasserstoffnetze in Abstimmung mit den Gas- und Stromnetzbetreibern nötig. Die Planung sollte auch einen langfristigen Blick auf das „Zielnetz“ im Jahr 2045 haben, um zum Beispiel den Netzanschluss von Gaskraftwerken und eine Integration in ein paneuropäisches Netz vorzusehen. Die initiale Finanzierung des Netzausbaus könnte bereits durch eine geringe Umlage für die Gaskunden gedeckt werden.

Mit Blick auf 2045 ist die Planung einer CO<sub>2</sub>-Infrastruktur nötig. Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität ist eine eigene Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von Kohlenstoffdioxid erforderlich, etwa bei der Zement- und Kalkproduktion oder der zentralen Biomasseverbrennung. Sie sollte bereits in dieser Dekade geplant und für erste Pilotprojekte ausgelegt werden, zudem sollte es hier eine staatliche Anschubfinanzierung geben. Langfristig kann eine Finanzierung vermehrt über Einspeisegebühren durch die jeweiligen Verursacher erfolgen.

### 5.3.4 Neue Forschungs- und Innovationsagenda

Deutschland braucht eine Klima-Innovationsagenda. Forschung zu neuen Technologien wird nicht mehr wesentlich zur Erreichung der 2030-Ziele beitragen können. Die Erreichung der Treibhausgasneutralität bis 2045 kann durch schnellere Entwicklung und Skalierung der nächsten Generation grüner Technologien allerdings noch erheblich erleichtert werden. Deutschland sollte seine angewandte Forschungsagenda auf die vielversprechendsten dieser Technologien fokussieren.

Mehrere Technologien sind für die Treibhausgasneutralität zwingend notwendig, aber noch nicht industriell skaliert. Das gilt aus heutiger Sicht vor allem für folgende Technologien:

- **Hochtemperaturerzeugung** mit Power-to-Heat wird vor allem in der Industrie für Steamcracker, Glas oder Keramiken benötigt. Hierbei ist unter anderem die Entwicklung neuer Materialien erforderlich.
- **Polymerrecycling** ist ein fundamentaler Bestandteil der Kreislaufwirtschaft. Innovationen in mechanischem und chemischem Recycling können zu höheren Recyclingraten und einer Vermeidung von Downcycling führen.
- **CO<sub>2</sub>-Abscheidungs- und -Speicherungstechnologien (CCUS)** müssen vor allem für die Anwendung in Zement und Kalk weiterentwickelt werden. Gleiches gilt für Bioenergie-CCUS (BECCUS) in Papier und Fernwärme.
- Komplexere organische Moleküle wie **Aromaten oder Bitumen** lassen sich aktuell kaum ohne fossile Rohstoffe herstellen – hier müssen auf Wasserstoff oder Biomasse basierende innovative Verfahren skaliert werden.
- **Inerte Anoden** werden benötigt, um in der Aluminiumindustrie bisher unvermeidliche Prozessemissionen zu eliminieren.
- **Alternative Kühlmittel** in Kühlschränken und Klimaanlageanlagen können Kühlmittel mit hohem Treibhausgaspotenzial ersetzen. Die Forschung muss dabei jedoch auch den resultierenden Wirkungsgrad der Anlagen berücksichtigen.

<sup>46</sup> Weitere Vorschläge siehe Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2021).

- **Direkte CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft (DAC)** muss schnell skaliert werden, um Kosten und Energieverbrauch zu senken und damit negative Emissionen sowie die nachhaltige Produktion treibhausgasneutraler synthetischer Kraftstoffe zu ermöglichen.

Darüber hinaus gibt es mehrere mögliche „Game-Changer“-Technologien, die das Potenzial haben, den erforderlichen Zielpfad signifikant zu ändern oder die Kosten erheblich zu reduzieren:

- **Neuartige Batterien** könnten den Markthochlauf der Elektrifizierung im Verkehrssektor beschleunigen und im Stromnetz den Bedarf an thermischer Kapazität reduzieren (Feststoffbatterien etc.).
- **Serielle Gebäudesanierung** (orientiert an „Energiesprung“) – beziehungsweise allgemein stärker standardisierte Sanierungsprozesse – könnte energetische Gebäudesanierung deutlich beschleunigen und günstiger machen.
- **Power-to-X (PtX) Technologien** mit deutlich niedrigeren Kosten, wie alternative Katalysatoren für die Ammoniakproduktion, türkiser Wasserstoff oder Photolyse, würden Transformationskosten spürbar senken.
- **Quantencomputer und künstliche Intelligenz** können bei vielen der bereits genannten Innovationen durch eine erheblich schnellere Entwicklung von Katalysatoren, Halbleitern und anderen Materialien helfen.
- **Erneuerbare-Energien-Innovationen** wie schwimmende Offshore-Windkraft oder in Gebäude integrierte Photovoltaik könnten das Erneuerbaren-Potenzial in Deutschland vergrößern und damit teure PtX-Importe reduzieren oder Flächenkonflikte entschärfen.
- **Technologien der Bioökonomie** können biobasierte Materialien bereitstellen, beispielsweise im Bau. Außerdem können durch Bioenergie aus Abfällen oder neuen Quellen wie Algen ebenfalls teure PtX-Produkte eingespart werden.
- **Pflanzenbasierter beziehungsweise synthetischer Fleischersatz** ermöglicht eine Alternative zu einem vollständigen Verzicht auf tierische Produkte. Damit wird die kostenintensive Kompensation von Restemissionen durch DAC reduziert.

- **CO<sub>2</sub>-Fußabdruck-Tracking** für Produkte von Autos über Plastikflaschen bis hin zu Baumaterialien ist eine Bedingung für die wirksame Ausgestaltung von Politikinstrumenten wie dem CBAM oder einer Klimaabgabe. Für jedes einzelne Produkt muss eine komplexe, vertrauenswürdige Datenbasis entlang der gesamten Wertschöpfungskette erstellt werden. Daher müssen hier vermutlich innovative Konzepte, beispielsweise mit Blockchain, entwickelt werden.

### 5.3.5 Erhalt industrieller Wettbewerbsfähigkeit

Auf industrielle Akteure kommen Mehrbelastungen von bis zu 10 Mrd. Euro zu – durch steigende ETS-, BEHG-, Strom- und Materialpreise. Für viele Unternehmen betragen diese Mehrbelastungen weniger als 1 Prozent der Bruttowertschöpfung und sind damit tragbar, in besonders emissions- und stromintensiven Sektoren können sie jedoch wettbewerbskritisch sein (siehe Abbildung 25). Zur Begrenzung von Wettbewerbsnachteilen für die deutsche Industrie sollten daher gezielt Ausgleichsinstrumente auf den Weg gebracht werden, um eine Abwanderung von Produktion (Carbon-Leakage) oder Investitionsaktivität (Investment-Leakage) ins Ausland zu vermeiden. Diese würde dort im Vergleich eher höhere Emissionen erzeugen und wäre damit für das Klima schädlich. Dafür müssen einerseits „grüne“ Neuanlagen durch aktive regulatorische Unterstützung international wettbewerbsfähig werden (siehe Kapitel 5.3.2). Andererseits müssen emittierende Altanlagen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität vor wettbewerbskritischen Belastungen geschützt werden. Instrumente dafür werden im Folgenden kurz dargestellt und in Kapitel 7.4.3 ausführlicher diskutiert.

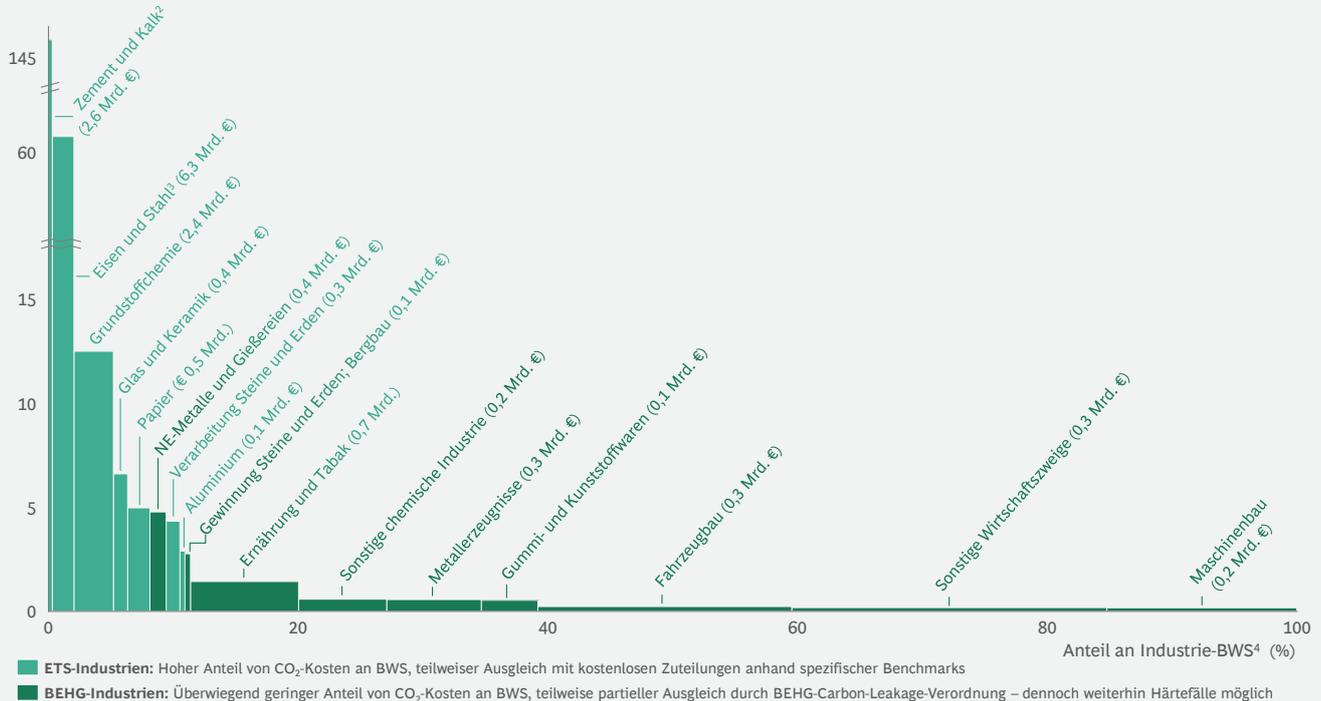
Zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der ETS-Industrie sollte das bestehende System der kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten fortgeführt und weiterentwickelt werden, bis eine wirksame Alternative verfügbar ist. Heute erhalten betroffene Unternehmen noch eine weitgehend kostenlose Zuteilung von ETS-Zertifikaten. Durch die kostenlosen Zuteilungen müssen die Unternehmen nur für einen Teil ihrer Emissionen einen CO<sub>2</sub>-Preis zahlen, was einen starken Carbon-Leakage-Schutz darstellt. Solange ein vergleichbarer Effekt nicht zuverlässig durch alternative Instrumente gewährleistet wird, sollten die kostenlosen Zuteilungen entsprechend dem heutigen Benchmark-Mechanismus<sup>47</sup> erhalten bleiben. Ein solches alternatives Instrument könnte

<sup>47</sup> Derzeit sind zwei Verschärfungen in Diskussion: eine beschleunigte Benchmark-Abschmelzung kostenloser Zuteilungen infolge der Berücksichtigung alternativer CO<sub>2</sub>-armer Technologien sowie eine vollständige Abschmelzung zwischen 2025 und 2035 für Tätigkeiten, in denen Produkte hergestellt werden, die dem aktuellen CBAM-Vorschlag unterliegen. Beides wäre bis zur Einführung wirksamer Alternativen für einen zuverlässigen Carbon-Leakage-Schutz kontraproduktiv.

## CO<sub>2</sub>-Bepreisung trifft Branchen unterschiedlich stark

ABBILDUNG 25 | Vergleich von CO<sub>2</sub>-Kosten gegenüber Bruttowertschöpfung einzelner Industriezweige in 2030

Direkte CO<sub>2</sub>-Kosten in % der Bruttowertschöpfung bei einem wirksamen Preis von 90 €/t CO<sub>2</sub>ä<sup>1</sup>



1. Abweichend von den Preisen der Studie wurde in dieser Abbildung für ETS- und BEHG-Industrien ein CO<sub>2</sub>-Preis zur besseren Vergleichbarkeit gewählt 2. Inkl. gebranntem Gips 3. Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen 4. BWS = Bruttowertschöpfung | Quelle: Destatis (2019); BCG-Analyse

perspektivisch ein wirksam ausgestalteter CO<sub>2</sub>-Grenzausgleich (CBAM) sein. Nach dem Vorschlag der EU-Kommission sollen in die EU importierte Produkte, welche unter den CBAM fallen<sup>48</sup>, mit einem am CO<sub>2</sub>-Fußabdruck orientierten Preiszuschlag belegt werden. Damit sollen Importe aus Nicht-EU-Ländern dieselbe CO<sub>2</sub>-Preisbelastung tragen wie heimische Produzenten im ETS. Der derzeitige Vorschlag weist jedoch noch erhebliche Lücken auf und sollte weiterentwickelt werden, um einen Ausgleich für Exporte zu schaffen, Wettbewerbsnachteilen insbesondere bei Weiterverarbeitern CO<sub>2</sub>-intensiver Materialien durch eine Ausweitung auf weitere Sektoren und Zwischenprodukte vorzubeugen sowie das Risiko von Missbrauch durch eine zuverlässige Nachweisführung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks von Industriegütern zu minimieren. Außerdem ist derzeit nicht absehbar, ob damit tatsächlich ganze Wertschöpfungsketten vor Carbon-Leakage geschützt werden können. Neben dem CBAM für Produkte, bei denen dies möglich ist, sollte außerdem mit Hilfe eines internationalen „Klimaclubs“ an einer Harmonisierung von CO<sub>2</sub>-Preisniveaus zwischen Staaten gearbeitet werden (siehe Kapitel 5.3.8).

Einige Unternehmen in Nicht-ETS-Industrien müssen vor zu hohen CO<sub>2</sub>-Preisen im BEHG geschützt werden, die sie im innereuropäischen Wettbewerb benachteiligen. Die heutige BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung schützt zwar grundsätzlich durch eine Rückerstattung der entstandenen Mehrkosten besonders betroffene Industriezweige, allerdings verbleiben aktuell für Unternehmen dennoch signifikante Risiken, da Rückerstattungen nur anteilig auf direkt produktionsbezogenen Brennstoffeinsatz Anwendung finden und somit Restkosten verbleiben. Außerdem sind nicht unbedingt alle betroffenen Branchen zur Kompensation berechtigt.

Ergänzend sind drei Weiterentwicklungen denkbar: Zunächst sollte die Bundesregierung auf eine **Ausweitung des europäischen „New ETS“** für Verkehr und Gebäude auf Nicht-ETS-Industrien hinwirken, der damit auch europäische Wettbewerber bepreist und somit die innereuropäische Wettbewerbsfähigkeit sicherstellt. Zweitens könnte Einzelunternehmen die Möglichkeit zum **freiwilligen Wechsel in das ETS** gegeben werden, sofern sie sich dadurch besserstellen.

<sup>48</sup> Stahl, Zement, Düngemittel, Aluminium und Strom.

Zur Gewährleistung einer nicht wirtschaftsschädigenden Belastung durch CO<sub>2</sub>-Kosten wäre außerdem ein CO<sub>2</sub>-Kostenlimit als Anteil der Bruttowertschöpfung oder des Umsatzes eines Unternehmens über einen Härtefallfonds denkbar. Eine solche Regelung würde umfassenderen Schutz gewährleisten, allerdings um den Preis eines deutlich geringeren effektiv wirkenden CO<sub>2</sub>-Preises sowie einer Ungleichbehandlung erfolgreich und weniger erfolgreich wirtschaftender Unternehmen. Zu guter Letzt ließen sich Unternehmen durch staatliche Zuschüsse zu Übertragungsnetzentgelten entlasten.

**Das Strompreisrisiko in stromintensiven Industrien kann höchstens indirekt ausgeglichen werden.** Besonders stromintensive Unternehmen werden hart von steigenden Stromkosten getroffen. Dazu zählen Industrien wie Aluminium, Zink, Elektrostahl und zum Teil auch die Kupferbearbeitung. Insbesondere sehr stromintensive Industrien wie Aluminium und Zink gehören potenziell zu den am schwersten von der Transformation betroffenen Unternehmen überhaupt. Viele haben aktuell meist günstige Strombezugsverträge mit Kohlekraftwerken, die in der kommenden Dekade vom Netz gehen müssen. Andere kaufen zwar Strom am

Markt, zahlen dort aber oft nicht einmal den Wholesale-Preis.<sup>49</sup> Die parallele Ausphasung von Kernenergie und Kohleverstromung wird in den kommenden Jahren den Börsenstrompreis wahrscheinlich steigen lassen. Daraus entsteht für diese Unternehmen ein erhebliches Kostenrisiko – mit einem teils zweistelligen Produktionskostenanstieg. Zusätzlich sehen sich Unternehmen einer Unsicherheit bezüglich der Beibehaltung ihrer Ausnahmetatbestände ausgesetzt, die teils auf jährlicher Basis verlängert werden müssen.

Ein Ausgleich der finanziellen Betroffenheit dieser Gruppe ist durch politische Instrumente schwer zu erreichen. Teilweise Abhilfe könnte die Erhöhung von Investitions- und Planungssicherheit durch eine feste Begrenzung staatlich induzierter Preisbestandteile auf einen Anteil der Bruttowertschöpfung oder des Unternehmensumsatzes („Supercap“) schaffen. Außerdem wäre eine **Ausweitung der Strompreiskompensation** auf Abnahmeverträge für erneuerbaren Strom (Power Purchase Agreements, PPAs) und Branchen, die im Zuge der Elektrifizierung hohe Stromkostenintensitäten erreichen, hilfreich. Es verbleibt dennoch ein signifikantes Strompreisrisiko, das durch EU-beihilferechtskonforme Instrumente derzeit nicht adressierbar ist.

<sup>49</sup> Aufgrund von Ausnahmetatbeständen zahlen die am meisten entlasteten Unternehmen aktuell den Börsenstrompreis abzüglich einer Kompensation, die den CO<sub>2</sub>-Preisanteil im Strompreis ausgleichen soll.

## Vier wesentliche Kostenrisiken für die Industrie

ABBILDUNG 26 | Wettbewerbsrisiken und mögliche Instrumente zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit

Kostenrisiko	ETS	BEHG	Strom <sup>1</sup>	Material <sup>2</sup>
	ETS-Industrien, z. B. Stahl, Zement, Chemie, Papier, Glas, Zucker	BEHG-Industrien, z. B. Fahrzeugbau, Maschinenbau, Ernährung	Stromintensive Industrien, z. B. Aluminium, Papier, Chemie, Textilien, EAF-Stahl	Weiterverarbeitende Industrien, z. B. Metallverarbeitung, Kunststoffe
Belastung 2030	-1 <sup>3</sup> – 4 Mrd. €	~ 1 Mrd. €	~ 2 Mrd. €	> 3 Mrd. €
Mögliche Ausgleichsinstrumente	Beibehaltung kostenloser Zuteilungen auch bei Technologiewechsel  CBAM: Kostenlose Zuteilungen für Exporte	CO <sub>2</sub> -Kostenlimit als Anteil von BWS <sup>4</sup> oder Umsatz über Härtefallfonds („Supercap“)  Ausweitung „New ETS“  ETS-Opt-in für Einzelunternehmen	Begrenzung staatlich induzierter Preisbestandteile als Anteil von BWS oder Umsatz („Supercap“)  Strompreiskompensation für Erneuerbaren-PPAs	Entlastung der Vorketten durch Instrumente links

1. Mehrbelastungen auf Basis bestehender Verbräuche exkl. entlastender Instrumentenwirkung für Power-to-Heat 2. Dargestellt sind Mehrbelastungen der Grundstoffchemie, von Stahl und von Nicht-Eisen-Metallen unter der Annahme der Kostenweitergabe an verarbeitende Industrien 3. Nettoentlastung um ~ 1 Mrd. € unter Beibehaltung kostenloser Zuteilungen nach Technologiewechsel 4. BWS = Bruttowertschöpfung  
Anmerkung: Spezifischer Ausgleich gilt nur für die hier gezeigten direkten Effekte – weitere Ausgleichsoptionen wie staatliche Anschubfinanzierung der Übertragungsnetze und die Abschaffung der EEG-Umlage werden separat diskutiert  
Quelle: BCG-Analyse

Das Materialkostenrisiko für Weiterverarbeiter ist am einfachsten durch Regulierung der Vorkette zu lösen. In weiterverarbeitenden Industrien können CO<sub>2</sub>-Preise und Vermeidungsinvestitionen bei Grundstoffen zu steigenden Materialkosten führen. Das ist vor allem in jenen Sektoren ein Problem, die einen hohen Anteil emissions- oder energieintensiver Materialien verarbeiten, in denen Materialkosten einen hohen Anteil der Kostenstruktur ausmachen und die gleichzeitig einen hohen Exportanteil haben, zum Beispiel in Teilen der metallverarbeitenden Industrie. Die erwartete Verteuerung importierter Grundstoffe durch den europäischen CO<sub>2</sub>-Grenzausgleich (CBAM) verstärkt diesen Effekt noch. Auch hierfür ist die Einführung präziser Ausgleichsmaßnahmen schwierig. Der einfachste Ansatz wäre durch die zuvor beschriebenen Instrumente das Ausmaß der Mehrbelastungen in der Vorkette zu adressieren. Alternativ wäre langfristig eine Ausweitung des CBAM auf Zwischenprodukte denkbar, allerdings schwer umsetzbar.

### 5.3.6 Sozialer Ausgleich

Die Umsetzung der Klimawende ist nicht ohne Mehrbelastungen für private Haushalte zu realisieren. Ein wesentlicher Anteil der Emissionen wird in Deutschland von Privatpersonen verursacht, beispielsweise im Straßenverkehr oder im Gebäudesektor. Einerseits kann der Staat die Vermeidung dieser Emissionen nicht komplett selbst finanzieren. Daher ist es unvermeidlich, private Haushalte an den Kosten erneuerbarer Technologien zu beteiligen. Gleichzeitig muss der Staat Verteuerungen gegenüber dem Status quo einführen, um die Nutzung fossiler Brennstoffe unattraktiver zu machen.

Mehrbelastungen der Klimawende treffen besonders private Haushalte, die nicht zu grünen Technologien wechseln (können). Durch die umfangreichen regulatorischen Unterstützungsmaßnahmen würden Haushalte von den Mehrbelastungen der Klimawende extrem heterogen getroffen, je nachdem, ob sie zu grünen Technologien wechseln oder nicht. Private Haushalte, die im normalen Reinvestitionszyklus ein Elektroauto kaufen, ihr Haus sanieren und auf eine Wärmepumpe umstellen, profitieren gleich doppelt. Zum einen sind mehrere dieser Maßnahmen ohnehin schon mit Nettoeinsparungen verbunden. Sie handeln also in ihrem eigenen Interesse. Zum anderen profitieren sie von öffentlichen Unterstützungsmaßnahmen – der E-Auto-Kaufprämie, subventionierter Infrastruktur, Sanierungsförderung und einer Entlastung beim Wärmepumpenstrompreis.

Nutzer fossiler Anlagen profitieren von keinem dieser Instrumente. Dafür sind sie negativ von steigenden CO<sub>2</sub>- und Strompreisen betroffen und müssen damit zumindest zum Teil die Umstellung anderer privater Haushalte auf grüne Technologien querfinanzieren. Das kann besonders diejenigen privaten Haushalte hart treffen, die zur Miete in einem unsanierten Gebäude wohnen, häufig längere Strecken mit einem Verbrenner fahren und sich kein neues (E-)Auto leisten können. Private Haushalte, die nicht zu grünen Technologien wechseln (können), werden bei geringeren CO<sub>2</sub>-Preisen mit 20 Mrd. Euro belastet, während solche, die es tun, mit 17 Mrd. Euro entlastet werden (siehe Abbildung 27). Bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen geht die Schere noch weiter auseinander: Hier stehen für private Haushalte Einsparungen von 15 Mrd. Euro durch grüne Technologien auf der anderen Seite Belastungen von 30 Mrd. Euro bei fossilen Technologien gegenüber.

Private Haushalte mit geringem Einkommen wären von den Mehrbelastungen besonders betroffen.

Geringverdiener wenden einen höheren Anteil ihres Einkommens für Strom und Heizung auf. Sie sind von steigenden Strom-, Gas- und Heizölpreisen durch Energiewende und CO<sub>2</sub>-Bepreisung deswegen überproportional betroffen. Zwar wohnen Menschen aus höheren Einkommensklassen in größeren Wohnungen oder Häusern, fahren häufiger und besitzen größere Autos. Sie haben daher eine höhere Mehrbelastung pro Kopf (siehe Abbildung 28).<sup>50</sup> Relativ zum Einkommen haben allerdings „nicht wechselnde“ geringe Einkommensklassen die größte Belastung. Sie müssen vor sozialen Ausgleichsmaßnahmen abhängig von der Höhe des CO<sub>2</sub>-Preises 1,5 bis 2,3 Prozent ihres Haushaltseinkommens zusätzlich ausgeben, das „obere Drittel“ lediglich 1,1 bis 1,7 Prozent.

Mehrbelastungen sollten durch soziale Ausgleichsmaßnahmen abgefedert werden. Die Sicherstellung einer fairen Lastenverteilung und die Vermeidung sozialer Härten sollten schon aus gesellschaftspolitischen Gründen wesentliche Politikziele eines umfassenden Klimaprogramms sein. Vor dem Hintergrund möglicher Proteste, wie sie etwa in Frankreich bereits beobachtet werden konnten, ist eine Ausgleichspolitik aber auch sinnvoll, um Akzeptanz für die anstehende Transformation zu schaffen. Dafür sind aktuell mehrere Ausgleichsinstrumente in der Diskussion:

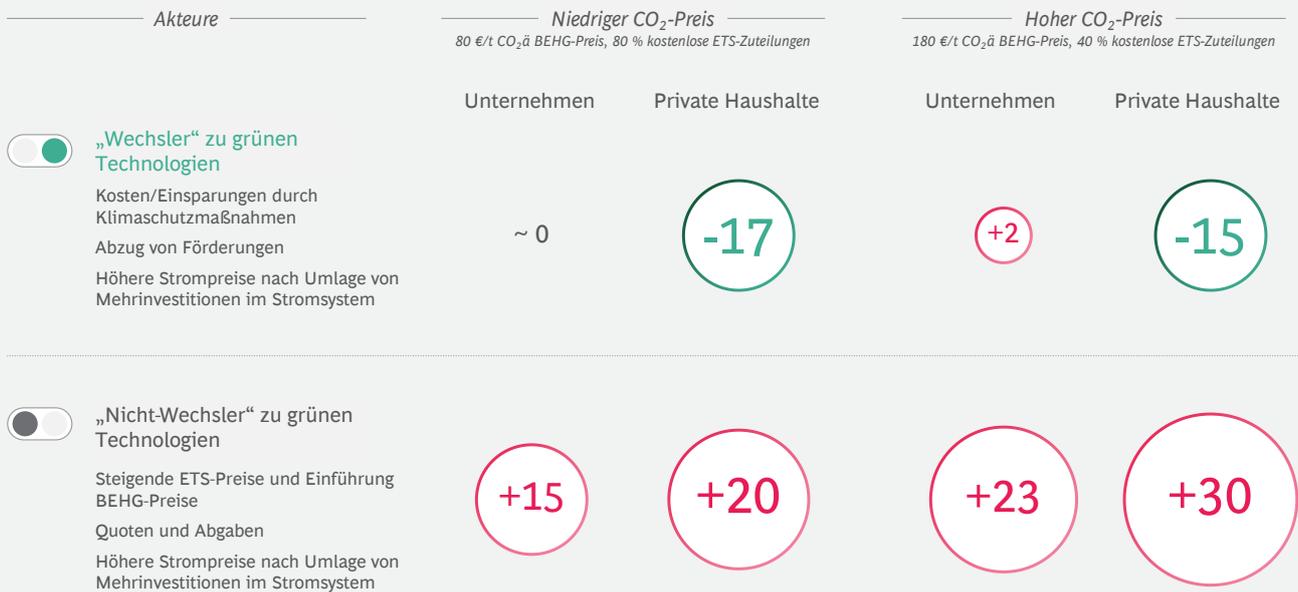
- Eine Abschaffung der EEG-Umlage würde für alle Verbraucher den Strompreis senken und damit alle Einkommensgruppen entlang des Stromverbrauchs entlasten – um insgesamt 20 Mrd. Euro im Jahr

<sup>50</sup> Für das obere Einkommensdrittel der Bevölkerung entstehen nach Maßnahmen zur Zielerreichung, aber vor sozialen Entlastungen für „nicht wechselnde“ Haushalte Mehrkosten in Höhe von 940 bis 1.430 Euro pro Haushalt im Jahr 2030. Dem stehen für Geringverdiener absolute Belastungen von 170 bis 260 Euro pro Haushalt gegenüber.

# Klimaprogramm belastet vor allem Nutzer nicht grüner Technologien

ABBILDUNG 27 | Mehrbelastungen durch Klimaprogramm für Unternehmen und private Haushalte in 2030

Mrd. €, real 2019



Anmerkung: Unternehmen beinhalten insbesondere Industrie, GHD sowie Güterverkehr; Nettomehrbelastungen für „wechselnde“ Unternehmen hier dargestellt nach Berechnung von 3 Mrd. € Einsparungen im Güterverkehr  
 Quelle: BCG-Analyse

2030.<sup>51</sup> Die Mehrbelastungen für einkommensschwache Haushalte würden damit zu 0,6 Prozentpunkten kompensiert (siehe Abbildung 30). Die Maßnahme würde private Haushalte in der Breite entlasten.

Außerdem würde eine weitere Entlastung in Höhe von etwa 14 Mrd. Euro auf Unternehmen in Gewerbe und Industrie verteilt werden. Da die Deckung der entstehenden Finanzierungslücke im Stromsystem aus Bundesmitteln erfolgen müsste, wäre die Abschaffung der EEG-Umlage eine relativ teure Maßnahme. Von Gesamtkosten in Höhe von etwa 20 Mrd. Euro im Jahr 2030 fließen an Haushalte mit geringem Einkommen insgesamt etwa 0,5 Mrd. Euro.

Ein positiver Effekt einer Abschaffung der EEG-Umlage wäre der damit verbundene Bürokratieabbau. Insbesondere die EEG-Ausnahmeregelungen schaffen aktuell bei Unternehmen und Behörden einen relativ hohen Verwaltungsaufwand, der ohne die

EEG-Umlage entfallen würde. Stromkostenintensive Unternehmen hätten außerdem eine höhere Sicherheit über ihre Strompreise als im aktuellen System, in dem Entlastungen turnusmäßig neu beantragt werden müssen und den (sich ändernden) EU-Beihilfeleitlinien entsprechen müssen. Zuletzt müssten bei einer Komplettabstufung auch die in dieser Studie vorgeschlagenen Ausnahmen, etwa für Wärmepumpen, nicht eigens legislativ und administrativ umgesetzt werden. Ein möglicher Nachteil wäre das Risiko geringerer Anreize für Investitionen in Effizienzmaßnahmen im Falle geringerer Strompreise in der Breite („Rebound-Effect“).

- Eine ähnliche (aber niedrigere) Wirkung hätte die bereits gesetzlich angelegte staatliche **Kofinanzierung des Übertragungsnetzausbaus**, analog der Vereinbarung im Kohlekompromiss. Die darin vereinbarte Regelung würde Industrie und Haushalte um je etwa 1 Mrd. Euro jährlich entlasten.

<sup>51</sup> Die Berechnung der Entlastungswirkung und des öffentlichen Finanzierungsbedarfs für die Abschaffung der EEG-Umlage basiert auf einer modellierten Höhe des Regelsatzes von 5 ct/kWh im Jahr 2030. Der Berechnung liegen durchschnittliche realisierte Börsenstrompreise für erneuerbare Anlagen im Jahr 2030 von 49 €/MWh zugrunde. Sollten sich diese Preise in Zukunft auf einem höheren Niveau einpendeln – zum Beispiel als Ergebnis abweichender Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise als in dieser Studie angenommen –, würde die EEG-Umlage geringer ausfallen. Gleichzeitig ergäben sich durch höhere Börsenstrompreise höhere Mehrbelastungen für Unternehmen und Haushalte.

- Die alternative Ausschüttung eines jährlichen **Klimageldes** in Höhe von 85 Euro pro Kopf an jeden Bundesbürger würde in privaten Haushalten sehr ähnliche Entlastungen bewirken. Der deutsche Stromverbrauch pro Kopf ist im Vergleich zu anderen Konsumindikatoren vergleichsweise unabhängig vom Einkommen. Daher würden beide Instrumente sehr ähnlich wirken. Das bedeutet auch, dass wohlhabendere Haushalte vom Klimageld in ähnlicher Weise wie von einer Abschaffung der EEG-Umlage profitieren, Unternehmen in Industrie und Gewerbe jedoch nicht. Für den Bundeshaushalt wäre dieser Hebel mit einem finanziellen Volumen von 6 Mrd. Euro deutlich günstiger. Da der Auszahlungsmechanismus noch unklar ist, würde die Einführung eines Klimageldes allerdings den Aufbau neuer Verwaltungsprozesse erfordern.<sup>52</sup> Die Abschaffung der EEG-Umlage baut Bürokratie hingegen eher ab.
- Ein **gezielterer Ausgleich könnte über die Grundversicherung** in Kombination mit einem **Härtefallfonds** erfolgen. Dabei könnten mit dem gleichen Budget

wie bei den beiden anderen Maßnahmen (Abschaffung der EEG-Umlage oder Klimageld) die Bezüge für Empfänger von Arbeitslosengeld, gesetzlichem Sozialgeld oder Rente um 225 Euro pro Jahr erhöht werden.<sup>53</sup> Zusätzlich ließe sich ein neuer Fonds mit 400 Mio. Euro pro Jahr aufsetzen, der Haushalte mit niedrigen Einkommen außerhalb der Grundversicherung finanziell unterstützt, etwa Menschen im Niedriglohnsegment. Einkommensschwache Haushalte würden in dieser Option bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen insgesamt sogar bessergestellt mit Einsparungen (negativen Mehrbelastungen) von 0,7 Prozent des Einkommens. Bezieher mittlerer Haushaltseinkommen würden mit Mehrbelastungen in Höhe von 0,8 Prozent des Haushaltsnettoeinkommens ebenfalls relativ gering belastet.

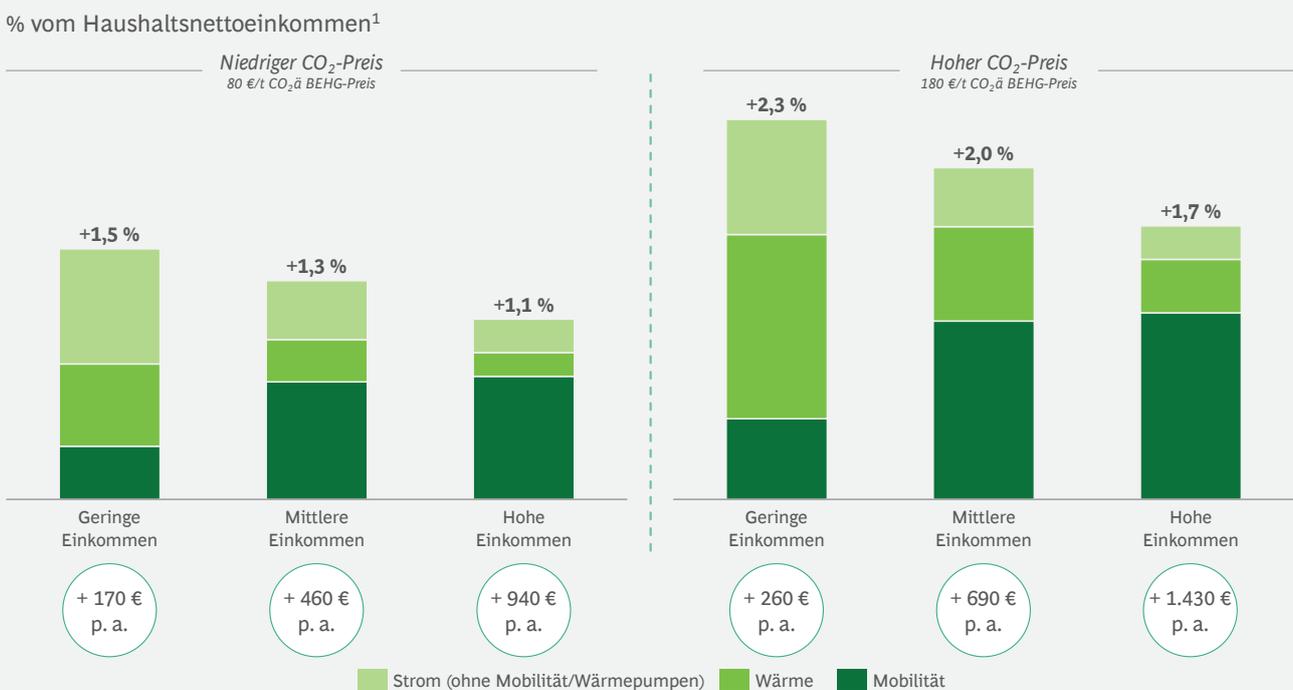
Der genannte Fonds würde nur Belastungen infolge von Klimaschutzmaßnahmen adressieren. Es ist denkbar, dass ein großer Anteil an Niedrigverdienern keine Unterstützung bei einem solchen Fonds beantragen würde und damit den Mehrbelastungen weiter ausgesetzt wäre (siehe Abbildung 28). Für

<sup>52</sup> Die Auszahlung könnte beispielsweise über die Krankenversicherungen oder unter Nutzung der persönlichen Steuer-ID erfolgen – ein flächendeckendes System für Pro-Kopf-Zahlungen gibt es in Deutschland noch nicht (DIW, 2020). Eine Auszahlung über die Versicherungen wäre vergleichsweise einfach umsetzbar, allerdings würde das Klimageld durch Verrechnung mit den Beiträgen wenig sichtbar sein. Eine Auszahlung über Steuer-IDs würde zudem neue Strukturen und Prozesse in der Verwaltung erfordern.

<sup>53</sup> Dies inkludiert den bereits bestehenden Ausgleich beim Wohngeld gemäß Wohngeld-CO<sub>2</sub>-Bepreisungsentlastungsgesetz.

## Mehrbelastungen für private Haushalte in Höhe von bis zu 2,3 %

ABBILDUNG 28 | Mehrbelastungen für private Haushalte, die „nicht wechseln“, 2030



1. Mehrbelastungen „nicht wechselnder“ privater Haushalte (20 Mrd. € bei niedrigerem CO<sub>2</sub>-Preis, 30 Mrd. € bei hohem CO<sub>2</sub>-Preis) in jeder Kategorie (Strom/Wärme/Mobilität) anteilig an heutigen Belastungen über alle Einkommensgruppen verteilt  
 Anmerkung: Haushaltsnettoeinkommen klassifiziert als gering (unter 1.300 €/Monat), mittel (1.300 – 5.000 €/Monat) und hoch (über 5.000 €/Monat); jährliche Mehrbelastungen real 2019  
 Quelle: Destatis (2020); BCG-Analyse

reine Klima-Ausgleichsinstrumente ist es schwer, diese Fälle zu adressieren. Es wären also ganzheitlichere Lösungen in der Lohn- und Steuerpolitik notwendig, um dieses Segment zu entlasten – etwa durch eine entsprechende Erhöhung des gesetzlichen Mindestlohns.

- Zu guter Letzt könnte eine Entlastung auch über die Einführung eines Mobilitätsgeldes erfolgen, das die aktuelle Entfernungspauschale („Pendlerpauschale“) ersetzen würde. Berufspendler könnten so von erhöhten CO<sub>2</sub>-Kosten für Kraftstoffe entlastet werden. Das Mobilitätsgeld würde als fixer Betrag je Kilometer Arbeitsweg direkt von der Steuerlast abgezogen und so unabhängig vom Grenzsteuersatz alle Empfänger gleichermaßen entlasten. Haushalte ohne Erwerbstätige würden durch dieses Instrument allerdings keine Entlastung erhalten, außerdem würden Mehrbelastungen durch Strom oder Wärme durch dieses Instrument nicht adressiert.

Die Wahl des besten Ausgleichsinstruments hängt auch von der Höhe der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ab. Bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen wäre eine breite Entlastung erforderlich, womöglich durch eine Kombination verschiedener Instrumente. Ein BEHG-Preis von 180 Euro pro Tonne

CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 würde durch deutliche Preissteigerungen etwa für Heizöl und Benzin die durchschnittlichen Belastungen für Haushalte mit fossilen Technologien auf 1,7 bis 2,3 Prozent ihres Haushaltsnettoeinkommens erhöhen. Auch Unternehmen in Nicht-ETS-Sektoren und in Gewerbebranchen wären von einem höheren BEHG-Preis stärker betroffen.

Umgekehrt würde die öffentliche Hand durch die damit erzielten Einnahmen einen erheblichen Teil ihres Finanzierungsbedarfs für Fördermaßnahmen decken. Für eine pauschale Entlastungslösung erscheint eine Abschaffung der EEG-Umlage als das am einfachsten umsetzbare Instrument. Es könnte in Kombination mit Instrumenten umgesetzt werden, die sich an stärker Betroffene richten, sowie mit der staatlichen Kofinanzierung des Übertragungsnetzausbaus, analog der Vereinbarung im Kohlekompromiss (siehe Abbildung 31). Auch in einem solchen Szenario würde allerdings eine erhebliche öffentliche Finanzierungslücke verbleiben, die vor allem durch neue Steuern und Abgaben geschlossen werden müsste und damit private Haushalte eher zusätzlich belasten könnte. Innerhalb des in dieser Studie modellierten Korridors von 80 bis 180 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> ist eine schrittweise Abschaffung der EEG-Umlage (bis hin zur vollständigen Abschaffung bei 180 Euro pro Tonne) eine mögliche Option.

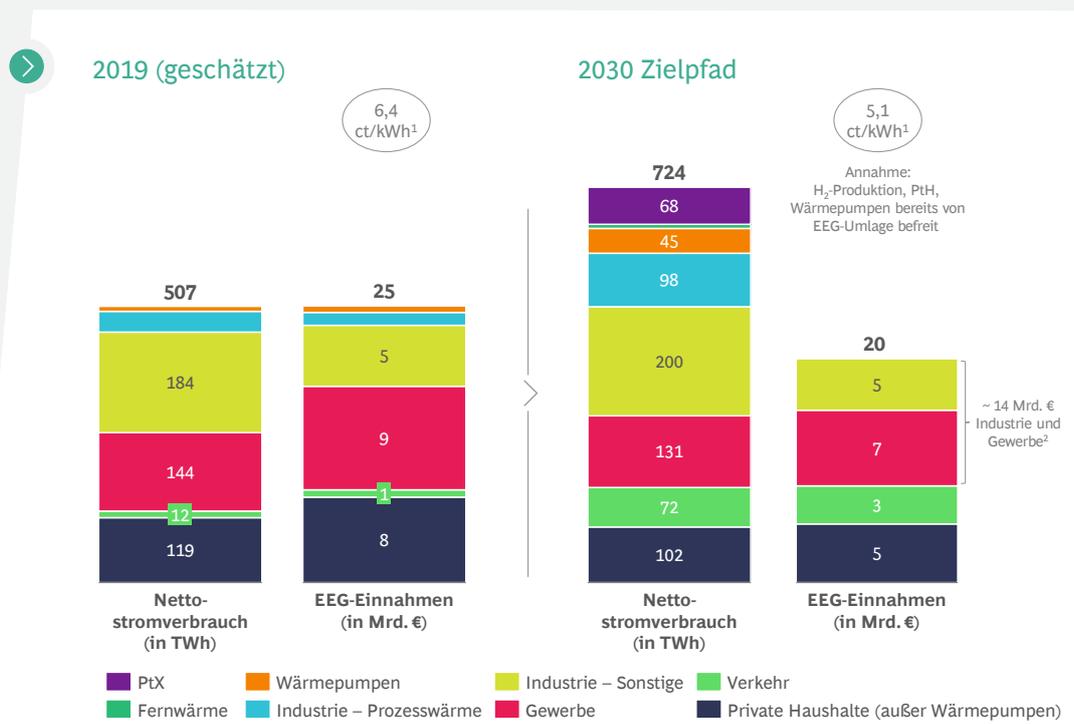
## Mehr als 20 Mrd. Euro Kosten bei voller Abschaffung der EEG-Umlage

ABBILDUNG 29 | Entwicklung der EEG-Umlage 2019 – 2030



Sinkende EEG-Einnahmen trotz anstiegender Stromverbrauch

20 Mrd. € EEG-Aufkommen in 2030 – nach Befreiung der H<sub>2</sub>-Produktion, von PtH und Wärmepumpen

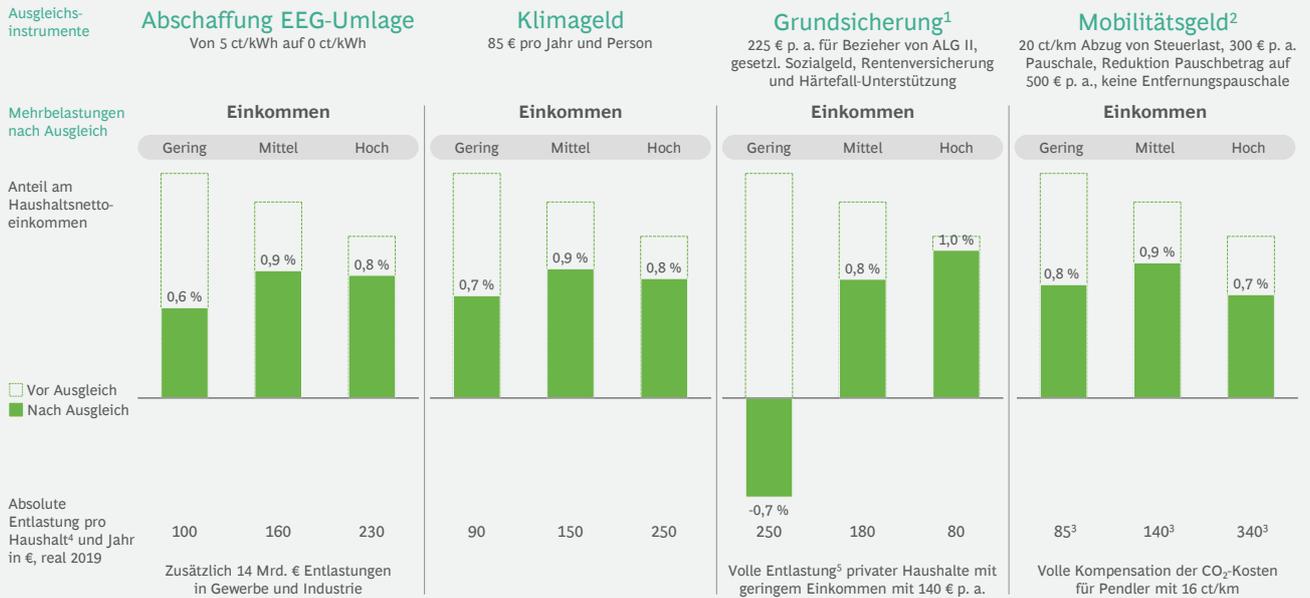


1. EEG-Regelsatz inkl. Industrieausgleichsregelung 2. Inkl. Güterverkehr  
Anmerkung: Angaben in €, real 2019  
Quelle: BMWi (2021b); BCG-Analyse

## Verschiedene Ausgleichsinstrumente für private Haushalte denkbar

ABBILDUNG 30 | Mehrbelastungen für private Haushalte, die „nicht wechseln“, nach Ausgleich, 2030

Bei 80 €/t CO<sub>2</sub> BEHG-Preis, jeweils bei gleicher absoluter Entlastung von 6 Mrd. €



1. Inkl. bestehenden Ausgleichs beim Wohngeld gemäß Wohngeld-CO<sub>2</sub>-Bepreisungsentlastungsgesetz 2. Annahmen: Durchschn. Pendeldistanz: gering 13 km, mittel 15 km, hoch 17 km; Grenzsteuersatz: gering 19 %, mittel 36 %, hoch 42 %; Anzahl Erwerbstätiger/priv. Haushalt: gering 0,3, mittel 0,8, hoch 2,3 3. Entlastungswirkung innerhalb der Einkommensgruppen ungleich verteilt: Priv. Haushalte mit einem oder mehr Erwerbstätigen (= Steuerzahler) erhalten mehr als die durchschn. Entlastung, priv. Haushalte ohne Erwerbstätige erhalten gar keine 4. Durchschn. Entlastung aller priv. Haushalte in den jeweiligen Einkommensgruppen; Anzahl der Personen/priv. Haushalt variiert: gering 1,1, mittel 1,8, hoch 2,9 5. Inkl. staatlichen Übertragungszuschusses von zusätzl. insg. 2 Mrd. € für priv. Haushalte und Unternehmen  
Anmerkung: Haushaltsnettoeinkommen klassifiziert als gering (< 1.300 €/Monat), mittel (1.300 – 5.000 €/Monat) und hoch (> 5.000 €/Monat)  
Quelle: Destatis (2020); BCG-Analyse

Bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen hingegen erscheint ein gezielter Ausgleich für Menschen mit niedrigen Einkommen ausreichend. Diese Studie rechnet am unteren Ende der BEHG-Preisspanne mit 80 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> im Jahr 2030. Diese vergleichsweise geringeren Mehrbelastungen sind für breitere Gesellschaftsschichten schulterbar. Außerdem muss der Bundeshaushalt bei geringeren Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung bereits erheblich höhere Kosten zur Finanzierung teurer Förderprogramme gegenfinanzieren. Dementsprechend könnten soziale Ausgleichsmaßnahmen bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen auf die Erhöhung der Bezüge in der Grundsicherung, die Einführung eines Härtefallfonds oder eine entsprechende Erhöhung des gesetzlichen Mindestlohns beschränkt werden. Entstehende Belastungen in Unternehmen könnten neben den im vorigen Kapitel genannten Maßnahmen zum Erhalt der industriellen Wettbewerbsfähigkeit über die staatliche Übertragungsnetzkofinanzierung und einen Härtefallfonds adressiert werden.

Grundsätzlich sollte sozialer Ausgleich möglichst gleichzeitig mit der Entwicklung steigender Belastungen erfolgen. Bei einem verzögerten Hochlauf von Ausgleichsmaßnahmen wären soziale Belastungen zu befürchten, welche durch die Maßnahmen eigentlich vermieden werden sollen. Ein frühzeitiger Hochlauf

würde eine öffentliche Finanzierungslücke reißen und die privaten Haushalte an ein höheres verfügbares Einkommensniveau „gewöhnen“. Sollte sich der Regulierer zum Beispiel für sozialen Ausgleich in Form einer EEG-Umlagenbefreiung entscheiden, sollte das Abschmelzen der EEG-Umlage mit dem entsprechenden Hochlauf des CO<sub>2</sub>-Preises koordiniert werden.

Unabhängig von Wahl, Höhe und zeitlicher Umsetzung des Instruments blieben Haushalte, die fossile Technologien nutzen, relativ erheblich schlechter gestellt. Sie tragen den Großteil der Mehrbelastungen. Von Entlastungen profitieren jedoch alle.

### 5.3.7 Fiskalische Gegenfinanzierung

Durch die Umsetzung des Klimaprogramms entsteht der öffentlichen Hand im Jahr 2030 ein Finanzierungsbedarf von etwa 47 bis 50 Mrd. Euro. Die Schaffung von Anreizen für die Verkehrswende schlägt mit etwa 20 Mrd. Euro zu Buche, vor allem für reduzierte Steuern und (Maut-)Abgaben sowie die Förderung für Ladeinfrastruktur und alternative Antriebe. Für Fördermaßnahmen in der Industrie sind 6 bis 8 Mrd. Euro nötig, in Gebäuden 15 bis 17 Mrd. Euro, zusätzlich zu den bereits 2019 im Energie- und Klimafonds (EKf)

verankerten Fördermaßnahmen (5 Mrd. Euro). Durch den mit den Klimaschutzmaßnahmen verbundenen Rückgang des Kraft- und Brennstoffverbrauchs entgehen dem Staat im Jahr 2030 über alle Sektoren hinweg außerdem bereits Energiesteuereinnahmen von etwa 9 Mrd. Euro. Diesen Belastungen stehen allerdings auch neue Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung des ETS und des BEHG gegenüber. Diese belaufen sich im Jahr 2030 je nach CO<sub>2</sub>-Preis bereits auf 16 bis 34 Mrd. Euro. Umgekehrt entsteht durch die erheblich unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Preisbelastung auch unterschiedlich hoher Entlastungsbedarf.

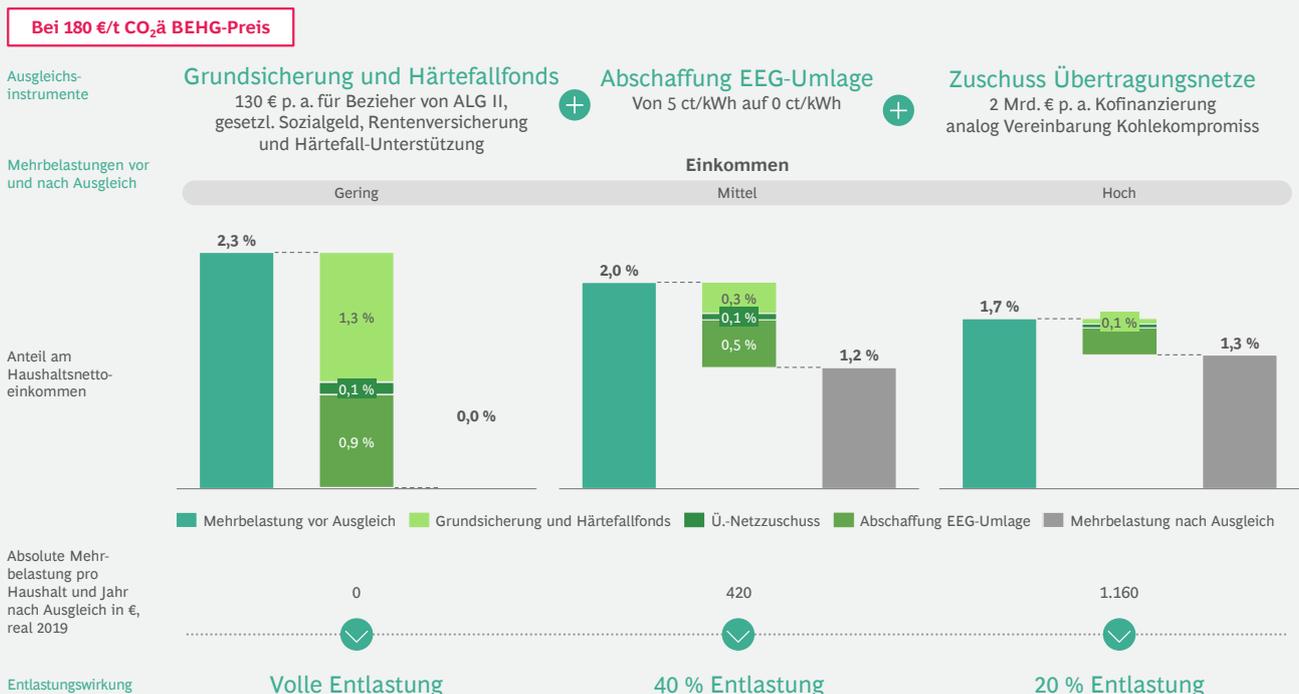
In den modellierten Szenarien ist die absolute Höhe der fiskalischen Belastungen vergleichsweise unabhängig von der des CO<sub>2</sub>-Preises. Dies ist vor allem auf die Wechselwirkung von staatlichen Einnahmen durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung mit Ausgaben durch Entlastungsmaßnahmen für Unternehmen und private Haushalte zurückzuführen. Bei einem niedrigeren CO<sub>2</sub>-Preis entsteht nur eine geringe Notwendigkeit für Entlastungen, jedoch entgehen dem Staat erhebliche Einnahmen. Bei einem höheren CO<sub>2</sub>-Preis erzielt er höhere Einnahmen, muss allerdings im Zweifel höhere Mehrkosten durch Entlastungsmaßnahmen tragen. In den beiden Szenarien wurden konkret folgende Entlastungen unterstellt:

- Im Szenario mit niedrigem CO<sub>2</sub>-Preis werden vor allem Geringverdiener durch eine erhöhte Grundversicherung entlastet. Außerdem setzt der Gesetzgeber den im Kohlekompromiss vereinbarten Zuschuss zur Finanzierung der Übertragungsnetze in Höhe von jährlich 2 Mrd. Euro um und entlastet stark vom BEHG betroffene Industrieunternehmen mit einem Härtefallfonds. Insgesamt entsteht dadurch ein Finanzierungsbedarf von 7 Mrd. Euro.
- Im Szenario mit hohem CO<sub>2</sub>-Preis werden alle diese Maßnahmen ebenfalls umgesetzt. Zusätzlich wird für alle Stromkunden die EEG-Umlage abgeschafft und zukünftig aus dem Bundeshaushalt finanziert. Das entlastet private Haushalte um etwa 6 Mrd. Euro, Unternehmen in Gewerbe und Industrie um etwa 14 Mrd. Euro. Insgesamt entsteht ein Finanzierungsbedarf in Höhe von 28 Mrd. Euro.

Die Gegenfinanzierung dieser öffentlichen Ausgaben wird den Staat vor eine weitere große Herausforderung stellen. Grundsätzlich muss die öffentliche Hand für die ihr entstehenden Belastungen Instrumente zur Gegenfinanzierung entwickeln – in Form von Einsparungen beziehungsweise der Umwidmung anderer Haushaltsposten, neuen oder höheren Abgaben, neuer oder höherer Besteuerung oder neuer Schuldenaufnahme.

## Bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen Ausgleich über mehrere Instrumente erforderlich – inklusive Abschaffung der EEG-Umlage

ABBILDUNG 31 | Mehrbelastungen für private Haushalte, die „nicht wechseln“, nach Ausgleich, 2030 ggü. 2019

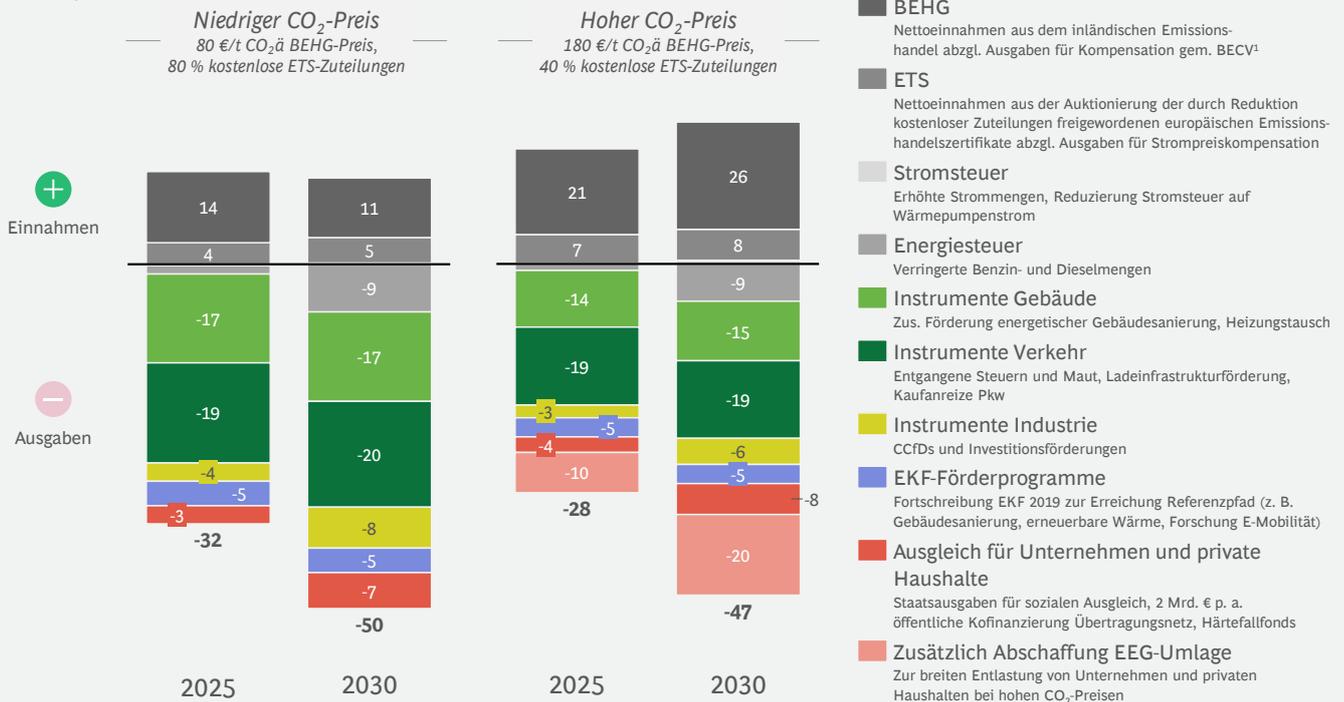


Anmerkung: Haushaltsnettoeinkommen klassifiziert als gering (unter 1.300 €/Monat), mittel (1.300 – 5.000 €/Monat) und hoch (über 5.000 €/Monat)  
Quelle: Destatis (2020); BCG-Analyse

## 47 bis 50 Mrd. Euro fiskalische Belastung in 2030

ABBILDUNG 32 | Fiskalische Bilanz für Klimaschutz in 2025 und 2030

Mrd. €, real 2019



1. BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung

Anmerkung: CO<sub>2</sub>-Preise nominal dargestellt, Rechnung erfolgt auf realer Basis, Mehrwertsteuereffekte sind berücksichtigt

Quelle: BMF (2020); BCG-Analyse

Teilweise lassen sich Ausgaben für die Transformation innerhalb der einzelnen Sektoren refinanzieren: Die Kosten der Entlastung von E-Pkw bei der Dienstwagenbesteuerung wären mittelfristig durch eine Erhöhung der Dienstwagensteuer für alle Fahrer ausgleichbar, die Kosten einer reduzierten Lkw-Maut für Batterie- und Wasserstoff-Lkw durch eine pauschale Erhöhung der Maut für alle. Öffentliche Fördergelder für Klimaschutzverträge in der Industrie wären mit einer Konsumabgabe auf CO<sub>2</sub>- oder materialintensive Endprodukte refinanzierbar. Vor allem für Ausgaben im Gebäudesektor bestünde diese Option jedoch kaum.

Insgesamt gibt es in dieser Frage keinen Lösungsansatz, der frei von Kontroversen wäre. Daher ist eine breitere gesellschaftliche Debatte über eine gerechte, tragbare und akzeptable Lastenverteilung anzustreben.

### 5.3.8 Internationale Klimapolitik

Klimaschutz ist ein globales Problem und erfordert eine globale Lösung. Das in der vorliegenden Studie beschriebene nationale Programm wird nur dann einen wesentlichen Einfluss auf das Weltklima haben, wenn es international Nachahmer und Partner findet. Außerdem sind die Risiken negativer wirtschaftlicher

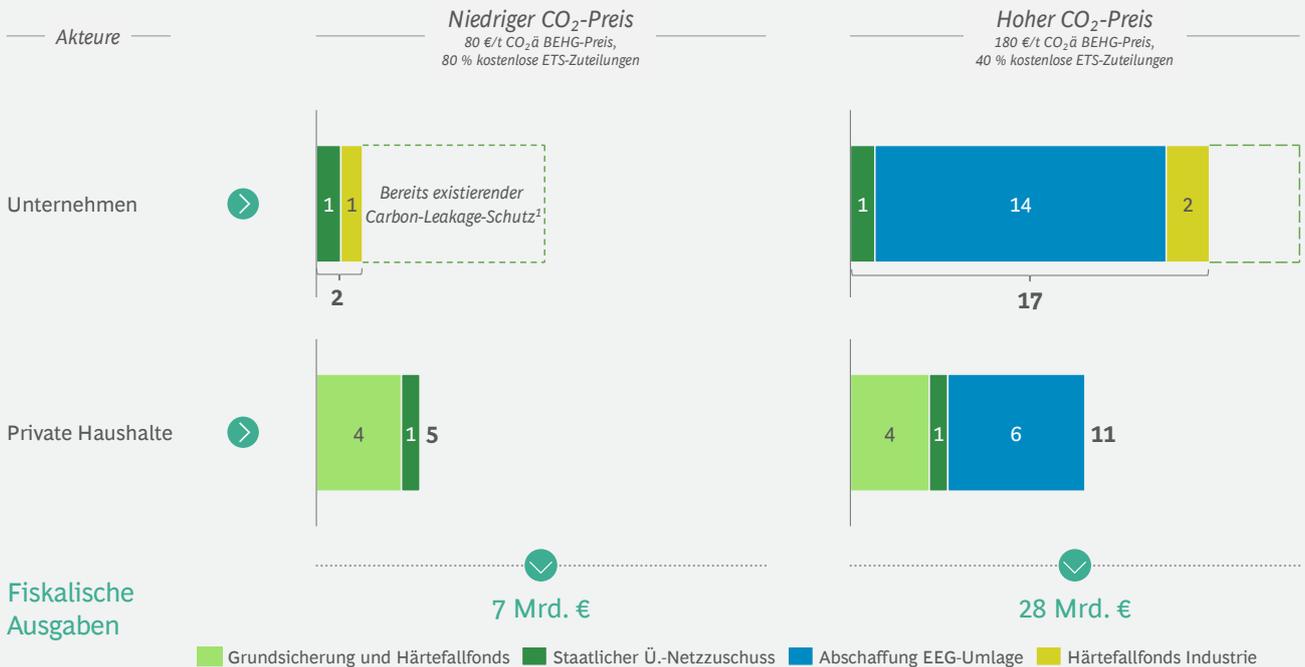
Auswirkungen eines ambitionierten Handelns für Deutschland geringer, je größer der internationale Konsens und die Ähnlichkeit politischer Klimaschutzinstrumente in anderen Ländern sind – insbesondere in den G20. Gleichzeitig würde ein globaler Klimaschutzkonsens auch die Exportchancen deutscher Unternehmen für effiziente und treibhausgasneutrale Technologien erhöhen. Daher sollte sich Deutschland stärker für eine europäisch und international abgestimmte Klimapolitik einsetzen.

Um die wirtschaftlichen Risiken einer ambitionierten deutschen Klimapolitik zu reduzieren, sollte eine deutsche „Klima-Außenpolitik“ wesentlich stärker auf global koordinierte Anstrengungen hinwirken. Globale Klima-Governance ist schwierig gestaltbar. Der Fokus sollte deswegen auf einer schrittweisen Stärkung der internationalen Koordination liegen. Aktuell dient die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen als weltweite klimapolitische Plattform. Die internationale Zusammenarbeit in diesem Forum ist essenziell für die Begrenzung der Erderwärmung – bei 196 beteiligten Staaten und dem geltenden Einstimmigkeitsprinzip werden Fortschritte jedoch meist langsam erzielt und sind auf den kleinsten gemeinsamen Nenner begrenzt. Deshalb sollte Deutschland das von der Bundesregierung skizzierte Konzept eines „Klimaclubs“ konse-

## 7 bis 28 Mrd. Euro Entlastung für Unternehmen und private Haushalte

ABBILDUNG 33 | Entlastung von Unternehmen und privaten Haushalten im Zielpfad, 2030

Mrd. €, real 2019



1. Kostenlose Zuteilungen ETS-Zertifikate, BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung, Strompreiskompensation

Anmerkung: Härtefallfonds Industrie zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit besonders belasteter Unternehmen selbst unter bestehendem Carbon-Leakage-Schutz, mit zunehmender Ausstattung bei steigendem CO<sub>2</sub>-Preis und Wegfall kostenloser ETS-Zuteilungen sowie entsprechend höheren Belastungen für Unternehmen  
Quelle: BCG-Analyse

quent und möglichst breit vorantreiben. Es bezeichnet einen schrittweise aufgebauten Zusammenschluss von Staaten mit vergleichbaren Klimaambitionen, der sich auf hohe Mindestambitionsniveaus, CO<sub>2</sub>-Preise und weitere Schlüsselpunkte der Klimapolitik verständigt. Um damit globale THG-Reduktionsbemühungen signifikant zu steigern (und Carbon-Leakage-Risiken für deutsche Unternehmen spürbar zu senken), müsste der Club zumindest auf die größten Emittenten innerhalb der G20 ausgeweitet werden. Eine solche Klima-Außenpolitik kann auch eine erhebliche industriepolitische Wirkung erzielen, da sie Exportchancen für deutsche Klimaschutztechnologien und „grüne“ Materialien erhöht und zu einer schnelleren Senkung der Technologiekosten beiträgt.

**Europäische Klima-Governance sollte weiter gestärkt werden.** In Europa existiert durch die verbindlichen Ziele im ETS und die Lastenteilungsverordnung („Effort-Sharing“) sowie die Gesamtverantwortung des Vizekommissionschefs für den „Green Deal“ bereits ein robustes Klimaregime. Die erhebliche Beschleunigung, die nun auch außerhalb Deutschlands nötig ist, erfordert aber einen Ausbau der europäischen Koordination, um Verzerrungen im EU-Binnenmarkt bei nationalen Alleingängen zu vermeiden:

- Die schnellstmögliche **Verabschiedung des „Fit for 55“-Pakets** sollte kurzfristig höchste Priorität genießen, um klare Rahmenbedingungen für Mitgliedsstaaten und Unternehmen zu schaffen.
- Grundsätzlich ist eine **möglichst europäische CO<sub>2</sub>-Steuerung wünschenswert**, auch wenn Deutschland aufgrund seiner hohen Ambition immer umfassende nationale Instrumente benötigen wird. Zum Beispiel sollte die Bundesregierung für die vorgeschlagene CO<sub>2</sub>-Bepreisung für Straßenverkehr und Gebäude auf ein Regime hinwirken, das zügig überall in Europa wirksame Preise erreicht – idealerweise analog zum avisierten deutschen BEHG-Preispfad. Außerdem sollten auch die Nicht-ETS-Industrie abgedeckt oder weitere Sektoren in das ETS überführt werden, um vergleichbare Bedingungen innerhalb des EU-Binnenmarktes zu schaffen.
- Die **Ziele aller Mitgliedsstaaten sollten konform mit einem Nullemissionspfad** sein. Ein neues europäisches Klimaziel ist seit ein paar Monaten festgesetzt, eine Verteilung auf die einzelnen Nationalstaaten steht allerdings noch aus. Neben der Wirtschaftskraft der Mitgliedsstaaten sollte die Lastenverteilungsordnung in ihren zukünftigen

Zielen berücksichtigen, dass alle EU-Staaten schon heute Entscheidungen in Richtung der Treibhausgasneutralität treffen müssen. Dies würde tendenziell zu einer Angleichung der Ziele der Mitgliedsstaaten führen.

- Die **Koordinierung paneuropäischer Infrastrukturen** wie Strom- und Verkehrsnetze sollte verstärkt und auf neue Infrastrukturen für Wasserstoff und CO<sub>2</sub> ausgeweitet werden.
- Deutschland sollte auf eine deutlich offenere Ausgestaltung des **EU-Beihilferechts** hinwirken, damit zentrale nationale Klimaschutzinstrumente im benötigten Umfang rechtssicher eingeführt werden können. Dies betrifft zum Beispiel die EEG-Umlagenbefreiung für Elektrolyseure, Power-to-Heat und Wärmepumpen sowie Förderprogramme wie Klimaschutzverträge. Mit Blick auf Ausgleichsmaßnahmen zum Erhalt industrieller Wettbewerbsfähigkeit könnte das Beihilferecht neben Verzerrungen innerhalb des EU-Binnenmarktes außerdem die Situation einzelner Branchen im globalen Wettbewerb berücksichtigen. Lassen sich diese gezielten Entlastungen nicht mit

dem EU-Beihilferecht in Einklang bringen, müssten grundlegendere Entlastungsoptionen erwogen werden (zum Beispiel eine komplette Abschaffung der EEG-Umlage – siehe Kapitel 5.3.6).

**Internationale Berichtsstandards zur Finanzierung grüner Investitionen sollten gestärkt werden.** Auch der internationale Finanzsektor ist ein zentraler Akteur auf dem Weg zur Erreichung der Treibhausgasneutralität. Initiativen wie die EU-Taxonomie, die Task Force on Climate-Related Financial Disclosures (TCFD), das Carbon Disclosure Project (CDP) oder das Partnership for Carbon Accounting Financials (PCAF) schaffen durch Transparenz zusätzliche Anreize für Investitionen in nicht emittierende Technologien. Dies kann dabei helfen, das für die Transformation benötigte Kapital (siehe Kapitel 4.1) zu mobilisieren. Dabei muss jedoch gewährleistet werden, dass heute emissionsintensive Unternehmen auch ausreichend Zugang zu Kapital unter tragbaren Konditionen erhalten, um die eigene Transformation finanzieren und bewältigen zu können.

## Vier mögliche Hebel zur Finanzierung des Klimaprogramms

ABBILDUNG 34 | Beispielhafter Optionenraum der Finanzierung fiskalischer Belastungen in 2030

Illustrative Betrachtung der Größenordnung; Beispiele stellen keine Empfehlung dar



### Einsparungen

*Beispiel:* Teilumwidmung des Staatshaushalts i. H. v. ~ 2 % des Haushalts exklusive Arbeit und Soziales<sup>1</sup> kann ~ 5 Mrd. € Finanzierung freistellen



### Abgaben

*Beispiel:* Klimaabgabe auf den Endverbrauch von Stahl, Zement und kunststoffintensiven Produkten i. H. v. ~ 20 % auf 2019-Grundstoffpreise<sup>2</sup> kann zu ~ 6 Mrd. € Finanzierung führen



### Steuern

*Beispiel:* Erhöhung der Mehrwertsteuer um 1 Prozentpunkt auf 20 % Regelsatz und 8 % ermäßigten Steuersatz mit Potenzial<sup>3</sup> für ~ 12 Mrd. € zusätzliche Finanzierung



### Schulden

*Beispiel:* Generationenfonds durch eine jährliche Neuverschuldung i. H. v. ~ 0,5 % des BIP<sup>4</sup> kann zur Finanzierung von ~ 20 Mrd. € dienen

1. Bundeshaushaltsplan 2021 i. H. v. 323 Mrd. € exkl. Arbeit und Soziales sowie Bundesschuld 2. Z. B. ~ 90 €/t Stahl auf ~ 44 Mt Stahl in 2030, ~ 30 €/t Zement auf ~ 33 Mt Zement in 2030 und ~ 180 €/t Plastikverpackungen auf ~ 5 Mt Plastikverpackungen in 2030 3. Basierend auf 183 Mrd. € Mehrwertsteuereinnahmen in 2019 4. Auf Grundlage von ~ 3.900 Mrd. € BIP in 2030. Zum Vergleich: Die Neuverschuldung Deutschlands im Jahr 2020 betrug 92 Mrd. € unter der Schuldenbremse zzgl. 184 Mrd. € coronabedingter Neuverschuldung  
Anmerkung: Angabe in €, real 2019  
Quelle: Bundesregierung (2020); Destatis (2021c); IWD (2021); BCG-Analyse

### 5.3.9 Deutsche Klima-Governance

Deutschland muss innerhalb sehr weniger Jahre viele klimapolitische Weichen stellen. Dafür ist eine effektivere und besser koordinierte politische Steuerung nötig. Die Erreichung der gesetzlich vereinbarten Klimaziele erfordert ab sofort zahlreiche koordinierte Maßnahmen, die alle Bereiche unserer Gesellschaft und Wirtschaft berühren werden. Es müssen in den kommenden Jahren sehr viele Initiativen parallel angeschoben und abgestimmt werden. Dafür müssen politische und administrative Strukturen auf verschiedenen Ebenen handlungsfähiger gestaltet werden:

- Eine deutlich stärkere Koordinierung wichtiger Zuständigkeiten würde bei einer zügigen Umsetzung der Vielzahl von anstehenden Gesetzgebungsvorhaben helfen und sektorübergreifende Ansätze vereinfachen. Derzeit erfolgt die erforderliche Koordinierung über das bestehende Klimakabinett. Mit sieben beteiligten Ministern ist dieses aber fragmentiert. Außerdem sollte Klimaschutz zukünftig „Chefsache“ sein, zum Beispiel über verbindliche Vorgaben im Rahmen der zentralen Richtlinienkompetenz des Bundeskanzleramtes.
- Ein legislaturperiodenübergreifendes Monitoring der wichtigsten Frühindikatoren je Sektor wie der Sanierungsrate oder des Ausbaus erneuerbarer Energien würde bei Fehlentwicklungen erheblich frühzeitigeres Gegensteuern erlauben als die derzeitige Ex-post-Bewertung der Emissionen des Vorjahres. Außerdem sollten Sofortprogramme bei sektoraler Zielverfehlung schon präventiv entworfen werden, um bei Nachsteuerungsbedarf schnelleres Handeln zu ermöglichen und Marktteilnehmern Transparenz über potenzielle zukünftige Maßnahmen zu geben.
- Außerdem ist eine fundamentale Umsetzungsbeschleunigung vieler Maßnahmen nötig. In dieser Dekade müssen erhebliche Investitionen unter anderem in Energieinfrastrukturen, Erzeugung von erneuerbarem Strom, Gaskraftwerke, Schienennetze und Industrieanlagen erfolgen. Dazu bedarf es einer sehr tiefgreifenden regulativen Entschlackung, Verkürzung und Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren einschließlich der Rechtsschutzverfahren.

- Stärkere Kapazitäten für Länder und Kommunen sind nötig, um Maßnahmen wie kommunale Wärmeplanungen oder schnellere Genehmigungsverfahren zügig umzusetzen. Für entscheidende Themen sind stärker standardisierte und digitale Prozesse sowie eine bessere personelle Ausstattung von Behörden erforderlich. Außerdem sollten bestehende Ressourcen besser genutzt werden, indem beispielsweise einzelne Länder ähnlich wie im Onlinezugangsgesetz die bundesweite Federführung für die Weiterentwicklung einzelner Themen in Kompetenzzentren übernehmen.
- Eine bessere öffentliche Kommunikation der anstehenden Transformation ist ein zentraler Erfolgsfaktor für ihr Gelingen. Dazu gehört zum einen die Vermittlung einer positiven Zukunftsvision, aber auch eine klare Kommunikation des dafür nötigen Weges. Dies dient der Akzeptanzsteigerung und Aufklärung gleichermaßen, damit Wirtschaftsakteure informierte Entscheidungen treffen können.

Neben den genannten strukturellen Verbesserungen sind in den ersten Monaten der neuen Regierungsperiode sofortige Umsteuerungen notwendig. Bis 2030 sind nur noch neun Jahre Zeit. Viele Maßnahmen müssen deswegen bereits jetzt extrem schnell aufgesetzt werden. Aus diesem Grund sollte die nächste Bundesregierung schon in den ersten Monaten ein umfassendes Sofortprogramm auf den Weg bringen, das zentrale Regulierungsmaßnahmen unmittelbar umsetzt. Darüber hinaus sollte ein klarer „Fahrplan“ für künftige Regulierung erarbeitet werden, der weitere im Laufe der Legislaturperiode zu erarbeitende oder anzupassende Rechtsakte identifiziert sowie einen Zeitplan und klare Verantwortlichkeiten definiert.

# 6

## Aufbruch in ein klimaneutrales Industrieland?

Klimaschutz ist eines der wichtigsten gesellschaftlichen Themen unserer Zeit. Bereits heute wird Klimaschutz in Umfragen von den Bürgern Deutschlands als die wichtigste Aufgabe der Politik eingestuft. Für die Mehrheit ist ambitionierter Klimaschutz erstrebenswert – und zunehmend viele sehen ihre persönlichen Biografien davon betroffen. Ein Erstwähler bei der Bundestagswahl 2021 wird 2045 mitten im Berufsleben stehen. Es ist also die aktuelle Wählergeneration, die die Transformation gleichermaßen gestalten kann wie auch mit ihrem Ergebnis leben muss.

Politische Entscheidungsträger müssen in den kommenden vier Jahren entscheidende Weichen stellen. Bis 2030 sind weniger als neun Jahre Zeit. Viele Maßnahmen müssen daher extrem schnell auf den Weg gebracht werden. Punktueller Sofortprogramme als Reaktion auf jährliche Zielüberschreitungen werden wahrscheinlich nötig sein, um kurzfristige Erfolge zu erzielen. Mittelfristig werden solche Maßnahmen der Herausforderung nicht in ausreichendem Maße gerecht. Deshalb muss in dieser Legislaturperiode ein „großer Wurf“ gelingen. Vor diesem Hintergrund sollte die nächste Bundesregierung bereits in den ersten Monaten ein umfassendes Klimaprogramm mit den wichtigsten Regulierungsmaßnahmen aufsetzen, das in allen Sektoren erheblich stärkere Anreize für klimaneutrale Investitionen schafft – um kurzfristig CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu realisieren, neue Infrastrukturen aufzubauen und Fehlinvestitionen in Technologien zu vermeiden, die nicht mit einem langfristigen Nullemissionspfad vereinbar sind.

Gleichzeitig ist das Erreichen von Treibhausgasneutralität bis 2045 eine legislaturperiodenübergreifende Generationenaufgabe – das erfordert einen neuen Gesellschaftsvertrag. Deutschland steht vor einem der größten Transformationsprojekte seiner Nachkriegsgeschichte. Die Politik muss daher auch das Fundament für eine Transformation legen, die mehr als zwei Jahrzehnte andauern wird. Umfang, Dauer und Geschwindigkeit sowie die faire Verteilung der Kosten und Lasten dieser Transformation erfordern eine breite und dauerhafte gesellschaftliche Legitimation über Bundestagsmehrheiten hinaus. Für zentrale gesellschaftliche Güterabwägungen wie die Lastenverteilung zwischen heutigen Gesellschaftsgruppen und zukünftigen Generationen oder die Beschleunigung des

nötigen Infrastrukturaufbaus sollte daher ein breiter und legislaturperiodenübergreifender Konsens angestrebt werden.

Der Weg zu den Zielen ist steil, aber bei richtiger Umsetzung mit großen Chancen für Deutschland verbunden. Das gesetzlich vereinbarte Klimaziel wird von Deutschland innerhalb der kommenden zwei Jahrzehnte einen nationalen Kraftakt erfordern. Die Autoren dieser Studie sind dennoch überzeugt, dass mit den richtigen politischen Entscheidungen der Weg zu diesem Ziel gelingen kann, ohne dabei Deutschlands Wirtschaftsstärke zu gefährden. Die anstehende Transformation eröffnet Deutschland neue Quellen für zukünftiges wirtschaftliches Wachstum. Die Abhängigkeit von Energieimporten nimmt deutlich ab. Außerdem können deutsche Exporteure Chancen in rasant wachsenden globalen Märkten für Klimaschutztechnologien erschließen, beispielsweise in der Erzeugung und Speicherung von erneuerbarem Strom, der Wasserstoffwirtschaft oder der Elektromobilität. Insgesamt bietet eine erfolgreich umgesetzte Klimawende eine historische Chance für die Erneuerung unserer Gesellschaft, Infrastruktur und industriellen Basis und somit die Grundlage für ein erfolgreiches, klimaneutrales Industrieland im 21. Jahrhundert. Damit leistet Deutschland einen ambitionierten Beitrag für globalen Klimaschutz – und legt gleichzeitig die Grundlage für den zukünftigen Wohlstand der aktuellen und kommenden Generationen.



## KLIMASCHUTZZIELE

Entsprechend seinem Ziel müsste der Industriesektor im Jahr 2030 eine Treibhausgasreduktion auf 118 Mt CO<sub>2</sub>e erreichen, was eine etwa 37-prozentige Reduktion gegenüber 2019 bedeutet. Im Vergleich zur Entwicklung seit 2000 muss der Industriesektor bis dahin seine jährliche Treibhausgasreduktion versechsfachen.

Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 schafft der Industriesektor nur über negative Emissionen.

## WESENTLICHE MASSNAHMEN

### Dekarbonisierung der Industriewärme

Die gesamte industrielle (Prozess-)Wärmeproduktion muss, wo möglich, bei jeder Reinvestition in Neuanlagen auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Dies umfasst eine Elektrifizierung der Hoch- und Mitteltemperaturanwendungen (plus 67 TWh in 2030), den Einsatz von Biomasse vor allem in der Mitteltemperatur (plus 23 TWh in 2030) und von grünen Gasen vor allem in der Hochtemperatur (plus 40 TWh in 2030) sowie Fernwärme und Wärmepumpen in der Niedertemperatur.

### Prozessumstellung in Stahl, Grundstoffchemie sowie Zement und Kalk

Um Prozess- und Energieemissionen in der Industrie zu reduzieren, sind in den emissionsstärksten Branchen massive Prozessumstellungen notwendig: In der Stahlerzeugung muss bis 2030 bereits ein Drittel der Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen ausgetauscht werden. In der Grundstoffchemie müssen die Ammoniak- und Methanolproduktion auf grünen Wasserstoff umgestellt, die fossilen Steamcracker elektrifiziert sowie perspektivisch alle fossilen Rohstoffe durch synthetische/biogene Alternativen ersetzt werden. Parallel dazu muss die Zement- und Kalkindustrie zur Abscheidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Klinkerbrennung und Kalkherstellung Anlagen für Carbon-Capture, Utilization and Storage (CCUS) errichten.

### Effizienzsteigerung in den Querschnittstechnologien

Die Effizienzpotenziale in der Industrie müssen weiter durch Einsatz der „besten verfügbaren Technologien“ in den Querschnittstechnologien wie Antrieben, Pumpen, Motoren und Prozessautomatisierungstechnik, wo einsetzbar, ausgereizt werden – bei möglichst jeder Reinvestition.

## MEHRINVESTITIONEN UND -KOSTEN

Insgesamt sind für die Klimaschutzmaßnahmen im Industriesektor bis 2030 rund 50 Mrd. Euro Investitionen erforderlich. Diese sind vor allem getrieben von Effizienztechnologien, Finanzierung von Wasserstoff- und PtX-Anlagen sowie Prozessumstellungen, zum Beispiel für den Umbau der Stahlindustrie.

Die durch neue Regulierung zu überwindende „Mehrkostenlücke“ beträgt im Jahr 2030 etwa 11 Mrd. Euro, die vor allem infolge der Umstellung auf erneuerbare industrielle Prozesswärme (5 Mrd. Euro) aufgrund hoher Strompreise anfallen.

## ÜBERGREIFENDE INSTRUMENTE

**CO<sub>2</sub>-Bepreisung** fossiler Brennstoffe über ETS und BEHG beziehungsweise Stützung des „New ETS“-Preises über Energiesteuer

**Strompreisreform:** Senkung des Strompreises für erneuerbare Wärmetechnologien wie Power-to-Heat und Wärmepumpen

**Aufbau von H<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>-Transportinfrastrukturen:** Integrierter Planungsansatz zur Sicherstellung der Versorgung kritischer Verbraucher

**Nationale Biomassestrategie:** Entwicklung einer Strategie zur nachhaltigen Erzeugung und zum möglichst effizienten Einsatz von Biomasse

## KERNINSTRUMENTE

### Klimaschutzverträge für Produkte und Energieträger (CCfDs)

Klimaschutzverträge gleichen die Mehrkosten treibhausgasneutraler Alternativen im Vergleich zur vor Carbon-Leakage geschützten fossilen Referenztechnologie aus. Die vorliegende Studie schlägt dabei ausgewählte Produkt-CCfDs im Hochlauf sowie Energieträger-CCfDs vor. Bei Ersteren wird die Kostendifferenz im Endprodukt inkl. spezifischer Investitionskosten betrachtet und ausgeglichen – diese werden vor allem in der Stahl-, Grundstoffchemie-, Zement- und Kalkindustrie eingeführt, um den Hochlauf der benötigten Prozesstechnologien anzureizen. Bei Letzteren wird die durch den Einsatz verschiedener Energieträger entstehende Kostendifferenz ausgeglichen – diese CCfDs werden für alle erneuerbaren Energieträger industrieübergreifend eingeführt. Dafür wird im Jahr 2030 eine Förderung von rund 6 Mrd. Euro benötigt. Langfristig sollten diese Systeme zusammengeführt werden.

### Investitionsförderung

Je nach Industrie und Prozess müssen bestehende fossile Anlagen zur Wärmeerzeugung durch Power-to-Heat-, Biomasse- und Wasserstofftechnologien bis 2045 ersetzt werden. Hinzu kommen Investitionen für Pilotanlagen für neue, in der Entwicklung befindliche Produktionsprozesse. Es sollten hierzu Förderungen für Investitionen in mit erneuerbaren Energien betriebene Anlagen in Höhe von 40 Prozent des Investitionswertes gewährt werden.

### Effizienzstandards und -förderung

Standards für die effiziente Kombination von Querschnittstechnologien und Steuerung sollten sich an der bereits bestehenden Ökodesign-Richtlinie orientieren. Dabei sollte die gesamte Anwendung betrachtet werden. Darüber hinaus sollten Förderungen für Effizienzen so angepasst werden, dass sie hocheffiziente Technologien mit beschleunigten Abschreibungen anreizen.

### Grüne Leitmärkte

Zur Schaffung von sicheren Absatzmärkten für nachhaltig hergestellte Endprodukte und damit für grüne Grundstoffe (vor allem in Zement und Stahl) sollten Endproduzenten in ausgewählten Bereichen dazu verpflichtet werden, Grundstoffe aus grüner Produktion zu beziehen, um ihre Produkte innerhalb der EU verkaufen zu können. Die „Klimapfade 2.0“-Studie sieht die öffentliche Hand hierzu in einer Vorreiterrolle.

## WEITERE INSTRUMENTE

- Definition grüner Grundstoffe
- Innovations- und Forschungsförderung
- Reform von Baunormen
- Höhere Recycling-/Rezyklateinsatzquoten bei Kunststoffen
- Erhöhung wiederverwertbarer Materialmengen

## AUSGLEICHSTRUMENTE

- Fortführung der bestehenden Strompreis-Ausnahmetatbestände und der Strompreiskompensation
- Staatlicher Übertragungsnetzzuschuss
- Härtefallfonds (Begrenzung der Mehrbelastungen auf einen noch zu definierenden Anteil der Bruttowertschöpfung)
- (Teilweiser) Entfall EEG-Umlage in Abhängigkeit der CO<sub>2</sub>-Preise
- Ausweitung des „New ETS“ auf BEHG-Industrien zur Vermeidung innereuropäischer Wettbewerbsverzerrungen – Option: Möglichkeit des ETS-Beitritts einzelner Industriezweige

## 7.1 Ausgangslage

Im Sektor Industrie<sup>54</sup> wurden im Jahr 2019 dem THG-Inventar des Umweltbundesamtes<sup>55</sup> zufolge insgesamt 187 Mt CO<sub>2</sub>ä emittiert.<sup>56</sup> Davon entfielen 119 Mt CO<sub>2</sub>ä auf energiebedingte THG-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger (64 Prozent) und 68 Mt CO<sub>2</sub>ä auf prozessbedingte THG-Emissionen, die im Umwandlungsprozess der eingesetzten Rohstoffe und Energieträger entstehen (vor allem in der Stahl- und Zementklinkerproduktion). Insgesamt trug der Industriesektor 23 Prozent zum Gesamtvolumen der THG-Emissionen in Deutschland im Jahr 2019 bei.

Drei Industriezweige waren für rund 70 Prozent der Emissionen des Sektors (130 Mt CO<sub>2</sub>ä) verantwortlich: **Stahl, Grundstoffchemie und Baustoffe**. Die Prozesse in der Stahlindustrie (Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen) nahmen im Jahr 2019 mit 70 Mt CO<sub>2</sub>ä den größten Anteil an den Gesamtemissionen im Industriesektor ein. Im Wesentlichen waren diese Emissionen auf den Einsatz von Kohle und Koks als Reduktionsmittel beim Hochofen-Konverter-Verfahren zurückzuführen. Zweitgrößter Emittent war die Baustoffindustrie (Verarbeitung von Steinen und Erden) mit insgesamt 33 Mt CO<sub>2</sub>ä, davon 20 Mt CO<sub>2</sub>ä prozessbedingte Emissionen, die überwiegend beim Brennen von Kalk beziehungsweise Zementklinker entstanden. Die Grundstoffchemie emittierte 27 Mt CO<sub>2</sub>ä – unter anderem aufgrund von energieintensiven Herstellungsverfahren wie dem Steamcracking in der Petrochemie und der Produktion von Wasserstoff aus Erdgas als Vorprodukt der Synthese von Methanol und Ammoniak.

Weitere rund 20 Prozent (39 Mt CO<sub>2</sub>ä) entstanden primär bei der industriellen Wärmeerzeugung der anderen Industriezweige, beispielsweise Ernährung und Tabak, Papier, Glas und Keramik sowie Metallweiterverarbeitung. Diese Emissionen verteilten sich

auf eine große Anzahl an Unternehmen, insbesondere auch auf den deutschen Mittelstand.

Die übrigen rund 10 Prozent (18 Mt CO<sub>2</sub>ä) des Industriesektors verteilten sich auf weitere Prozessemissionen. Hierzu gehören beispielsweise Fluorchlorkohlenwasserstoff-(FCKW-)Substitute für die Kühlung von Geräten und Anlagen, Schwefelhexafluorid als Schutzgas sowie Lösemittelverwendungen und Lachgas für medizinische Anwendungen, die alle im Industriesektor bilanziert werden.

Die THG-Emissionen der Industrie gingen zwischen 1990 und 2019 um durchschnittlich 1 Prozent pro Jahr zurück (von 284 Mt auf 187 Mt CO<sub>2</sub>ä). Dies war vor allem getrieben durch die Abwicklung der ostdeutschen Schwerindustrie nach der Wiedervereinigung, aber auch durch kontinuierliche Effizienzgewinne in industriellen Prozessen. Dazu kam eine Erhöhung des deutschen Wertschöpfungsanteils weniger energie- und CO<sub>2</sub>-intensiver Industriezweige wie beispielsweise Maschinenbau oder Fahrzeugbau. Seit Anfang der 2000er Jahre entwickeln sich die THG-Emissionen annähernd stabil, da Industriewachstum und Energieeffizienzgewinne einander annähernd kompensieren.

Das neue Klimaschutzgesetz sieht im Industriesektor bis 2030 eine Reduktion um 58 Prozent gegenüber 1990 vor.<sup>57</sup> Das bedeutet, dass zwischen 2019 und 2030 industrielle Emissionen um etwa 37 Prozent sinken müssen – eine deutliche Beschleunigung im Vergleich zur letzten Dekade, in der die Emissionen stabil blieben. Bis 2030 muss der Industriesektor seine THG-Emissionen auf 118 Mt CO<sub>2</sub>ä reduzieren und im Jahr 2045 Treibhausgasneutralität erreichen. Die vorliegende Studie geht davon aus, dass die deutsche Industrie ihre Bruttowertschöpfung zwischen 2019 und 2045 um 1,2 Prozent jährlich erhöht, was dieses Ziel noch herausfordernder macht.<sup>58</sup>

<sup>54</sup> Wie in den Klimapfaden 1.0 folgt die Unterteilung der Industrie der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes auf Zweiteilenebene sowie der Abgrenzung der Energiebilanz und umfasst die folgenden Industriezweige: Gewinnung von Steinen und Erden, Bergbau; Ernährung und Tabak; Papier, Pappe und Karton; Grundstoffchemie; sonstige chemische Industrie; Gummi- und Kunststoffwaren; Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik; Verarbeitung von Steinen und Erden; Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen; Bearbeitung von Eisen und Stahl, Rohre; Nichteisenmetalle und Gießereien; Metallzeugnisse; Elektrotechnik; Maschinenbau; Fahrzeugbau; sonstige Wirtschaftszweige. Die Bilanzierung der Energieverbräuche und Emissionen erfolgt in der Abgrenzung der Energiebilanz. Damit werden die Verbräuche und Emissionen der Kokereien, Raffinerien und Industriekraftwerke, soweit sie zur öffentlichen Versorgung beitragen, in der Energiewirtschaft bilanziert.

<sup>55</sup> UBA (2021).

<sup>56</sup> Angaben nach Quellenbilanz entsprechend der Bilanzierung im THG-Inventar.

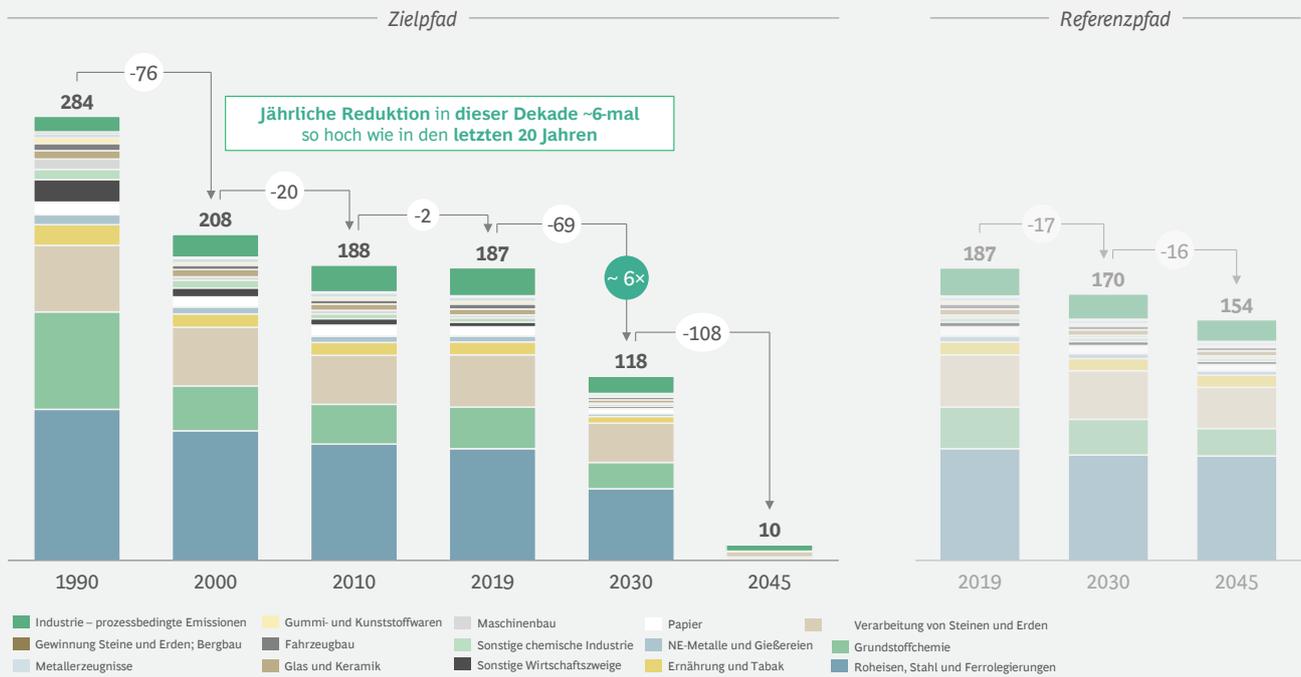
<sup>57</sup> Vor der Klimaschutzgesetznovelle vom Juli 2021 betrug das Industrieziel minus 50 Prozent im Jahr 2030 gegenüber 1990.

<sup>58</sup> Eine ausführlichere Beschreibung der Annahmen und der Entwicklung in der Industrie findet sich in Kapitel 11.1.

# Industrie: Jährliche THG-Reduktion von 2019 bis 2030 sechsmal so hoch wie im Durchschnitt der letzten 20 Jahre

ABBILDUNG 35 | THG-Quellenemissionen in der Industrie 1990 – 2045

Mt CO<sub>2</sub>ä



Quelle: UBA (2021); BCG-Analyse

Aktuell wirken auf Emissionen im Industriesektor vor allem folgende politische Instrumente:

- CO<sub>2</sub>-Bepreisung über europäisches Emissionshandelssystem (ETS):** Industrieanlagen und Kraftwerke mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 MW sind in Europa im ETS erfasst und müssen über den Kauf von Zertifikaten, deren ausgegebene Gesamtmenge jährlich sinkt, einen Preis pro emittierter Tonne CO<sub>2</sub>ä entrichten. Industriezweige mit relativ niedriger Bruttowertschöpfung pro emittierter Tonne CO<sub>2</sub>ä bekommen dabei einen Großteil ihrer benötigten Zertifikate über eine kostenlose Zuteilung, um ein Carbon-Leakage-Risiko zu vermeiden. Diese Zuteilung orientiert sich an einem technologiespezifischen Effizienz-Benchmark. Dieser wird im Zeitverlauf gesenkt, wodurch die Industrie bis 2030 im Vergleich zu heute voraussichtlich zusätzliche Zertifikate erwerben muss.<sup>59</sup>
- CO<sub>2</sub>-Bepreisung nach Brennstoffemissionshandlungsgesetz (BEHG):** Seit Januar 2021 müssen Inverkehrbringer fossiler Brennstoffe einen CO<sub>2</sub>-Preis auf diese entrichten. Diese Kosten werden in der Lieferkette an die Kunden (beispielsweise Autofahrer, Mieter, Industrie) weitergereicht. Darüber hinaus ist seitdem auch die Nicht-ETS-Industrie von CO<sub>2</sub>-Bepreisung betroffen.
- Effizienzprogramme/-standards:** Effizienzstandards werden aktuell vor allem durch die europäische Ökodesign-Richtlinie auf Produktebene und Beste-Verfügbare-Technik-Standards in der Industrieemissionsrichtlinie auf Anlagenebene festgelegt. Gleichzeitig werden Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz zum Beispiel vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) im Rahmen des Programms „Energieeffizienz in der Wirtschaft“ gefördert.

<sup>59</sup> Für eine Beschreibung der Annahmen zu ETS und kostenlosen Zuteilungen siehe Kapitel 5.3.2.

Nach Einschätzung dieser Studie werden bestehende politische Instrumente im Industriesektor bis 2030 zu einer Reduktion um 17 Mt CO<sub>2</sub>ä auf 170 Mt CO<sub>2</sub>ä führen. Somit wird in der Referenz das deutsche Klimaziel für die Industrie um 52 Mt CO<sub>2</sub>ä weit verfehlt, wozu verschiedene Hemmnisse beitragen:

- **Das ETS setzt aktuell unzureichende Anreize für Investitionen in neue Prozesse.** Die Art der Zuteilung (kostenlos oder kostenpflichtig) hat zudem keinen Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Minderung im ETS, die durch die Gesamtmenge an Zertifikaten vorgegeben ist. Da Unternehmen Zertifikate bei einem Technologiewechsel (DRI-Stahl, grüner Wasserstoff, elektrische Steamcracker etc.) nach aktueller Regulierung abgeben müssen, bietet der Emissionshandel für viele notwendige Investitionen kaum Unterstützung.
- **Es besteht kein ausreichender Anreiz zur Investition in alternative Wärmeträger.** Bei der derzeit prognostizierten Preisentwicklung von Erdgas und erneuerbaren Energieträgern wie Strom und Biomasse besteht für Industrieunternehmen kein Wechselanreiz, weder in ETS- noch in Nicht-ETS-Sektoren.<sup>60</sup>
- **Auch wirtschaftliche Potenziale zur Senkung des Energieverbrauchs werden oft nicht adressiert,** vor allem aufgrund von mangelnder Transparenz bei fehlendem Einsatz von Energiemanagementsystemen und geeigneten Ressourcen und da Investitionen in Effizienzmaßnahmen oft in Konkurrenz zu anderen Investitionsprojekten längere Amortisationszeiten aufweisen.
- **Nicht zuletzt stellt die Unsicherheit bezüglich der Verfügbarkeit von grünen Energieträgern wie grünem Strom, Biomasse und Wasserstoff ein kritisches Hemmnis für eine ambitionierte Emissionssenkung dar.** Insbesondere im Falle von Strom und Wasserstoff ist vielen Unternehmen oftmals auch der Zeitpunkt der infrastrukturellen Anbindung nicht transparent – weshalb sie ihre Investitionsentscheidungen für den Wechsel von fossilen auf erneuerbare Energieträger nicht mit ausreichendem Vorlauf treffen können. Ohne hinreichende Investitionssicherheit werden somit oftmals wesentliche Reinvestitionszyklen verpasst.

## 7.2 Klimapfad für die Industrie

### 7.2.1 Zusammenfassung

Die Erreichung von Treibhausgasneutralität bis 2045 wird die Industrie vor eine enorme Herausforderung stellen. Innerhalb von nur einer Anlagengeneration muss industrielle Wärmeerzeugung vollständig erneuerbar und ein großer Teil des Anlagenparks der Prozessindustrie komplett ausgetauscht werden.

**Industrielle Wärme**, heute noch fast vollständig durch fossile Gase oder Kohle erzeugt, muss zukünftig in sämtlichen Industriezweigen vor allem auf Strom und Biomasse umgestellt werden. In Hochtemperaturanwendungen ist darüber hinaus der Einsatz von treibhausgasneutralem Wasserstoff und/oder Biomethan erforderlich. Allein die Umstellung auf strombasierte Wärme erfordert im Jahr 2045 eine zusätzliche jährliche Stromerzeugung in Höhe von 143 TWh, etwa 20 Prozent der gesamten deutschen Stromerzeugung des letzten Jahres.

In den **Prozessindustrien** steht die **Stahlerzeugung** vor einer groß angelegten Transition: Innerhalb von kaum mehr als zwei Jahrzehnten ist ein fast vollständiger Rück- und Neubau bestehender Produktionskapazitäten erforderlich, da Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen ersetzt werden müssen. Auch in der **Aluminiumindustrie** muss zur Reduktion der Prozessemissionen die heute installierte Produktionsbasis durch neue Technologien, beispielsweise inerte Anoden, ersetzt werden. In der **Grundstoffchemie** gilt Ähnliches für Steamcracker wie auch für Anlagen zur Ammoniak-, Wasserstoff- und Methanolproduktion, bei denen große Teile des heutigen Anlagenverbunds ausgetauscht oder umgebaut werden müssen. Außerdem muss die chemische Industrie ihre stoffliche Rohstoffbeschaffung vollständig von heute überwiegend fossilem Naphtha, einem Ölderivat, auf recycelte oder erneuerbare Rohstoffe umstellen. In der Zement- und Kalkindustrie müssen Carbon-Capture-Anlagen errichtet werden, die prozessbedingte Emissionen vor allem aus der Zementklinkerproduktion und Kalkbrennung einfangen und an geeigneten Speicherstätten dauerhaft lagern beziehungsweise stofflich binden (Carbon-Capture, Utilization and Storage, CCUS). Darüber hinaus ist Carbon-Capture zukünftig an allen Industriestandorten erforderlich, an denen in großem Umfang Biomasseverbrennung stattfindet, da mit den daraus resultierenden negativen Emissionen nicht vermeidbare Restemissionen in der Industrie selbst sowie in der Landwirtschaft kompensiert werden müssen.

<sup>60</sup> Diese Studie geht davon aus, dass sich der Gaspreis bis 2030 leicht rückläufig entwickelt (13,50 Euro pro MWh im Jahr 2030 gegenüber 18,70 Euro in 2019). Gleichzeitig ist der effektive CO<sub>2</sub>-Preis für viele Industrieunternehmen durch kostenlose ETS-Zuteilungen und Rückerstattungen über die BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung begrenzt.

Zur Erreichung der Sektorziele im Jahr 2030 muss ein erheblicher Teil dieser Umstellungen bereits in den kommenden neun Jahren erfolgen. De facto ab sofort müssten alle Unternehmen in Deutschland, wo immer möglich, von Reinvestitionen in fossile Neuanlagen absehen. Die einzigen Ausnahmen bestehen dort, wo entweder Infrastruktur oder Technologien noch nicht verfügbar sind.<sup>61</sup> Für alle anderen Investitionen bedeutet das zum Beispiel, dass bei jeder anstehenden Reinvestition in einen Wärmeerzeuger, wo möglich, von derzeit vor allem Erdgas entweder auf Power-to-Heat oder Biomasse umgestellt werden muss. In den großen Prozessindustriestrukturen müssen bereits mindestens ein Drittel der gesamten deutschen Primärstahlproduktion ersetzt, erste Steamcracker in der Chemie elektrifiziert sowie erste Demonstrationsprojekte für Carbon-Capture in Zement, Kalk und Papier umgesetzt werden. Für diese Transformation benötigt die Industrie bereits im Jahr 2030 im Zielpfad etwa 24 TWh treibhausgasneutralen Wasserstoff. Zusätzlich nutzen die Raffinerien knapp 8 TWh.<sup>62</sup>

## 7.2.2 Effizienztechnologien

Trotz der Anstrengungen der vergangenen Jahre bestehen weiterhin in vielen Industriezweigen noch nicht ausgeschöpfte Effizienzpotenziale. Viele heute existierende oder unmittelbar absehbare Technologien können (und werden) die industrielle Fertigung stärker durchdringen und damit den Energieverbrauch in vielen Anwendungen senken können. Bis 2045 sollte eine fast vollständige Durchdringung von Effizienztechnologien erreicht werden, denn häufig sind diese Maßnahmen für Unternehmen ökonomisch. Mit dieser Durchdringung können bis 2045 etwa 37 Mt CO<sub>2</sub>ä eingespart werden – bis 2030 bereits 20 Mt CO<sub>2</sub>ä.

Dafür ist eine Kombination aus verschiedenen Maßnahmen erforderlich, unter anderem:

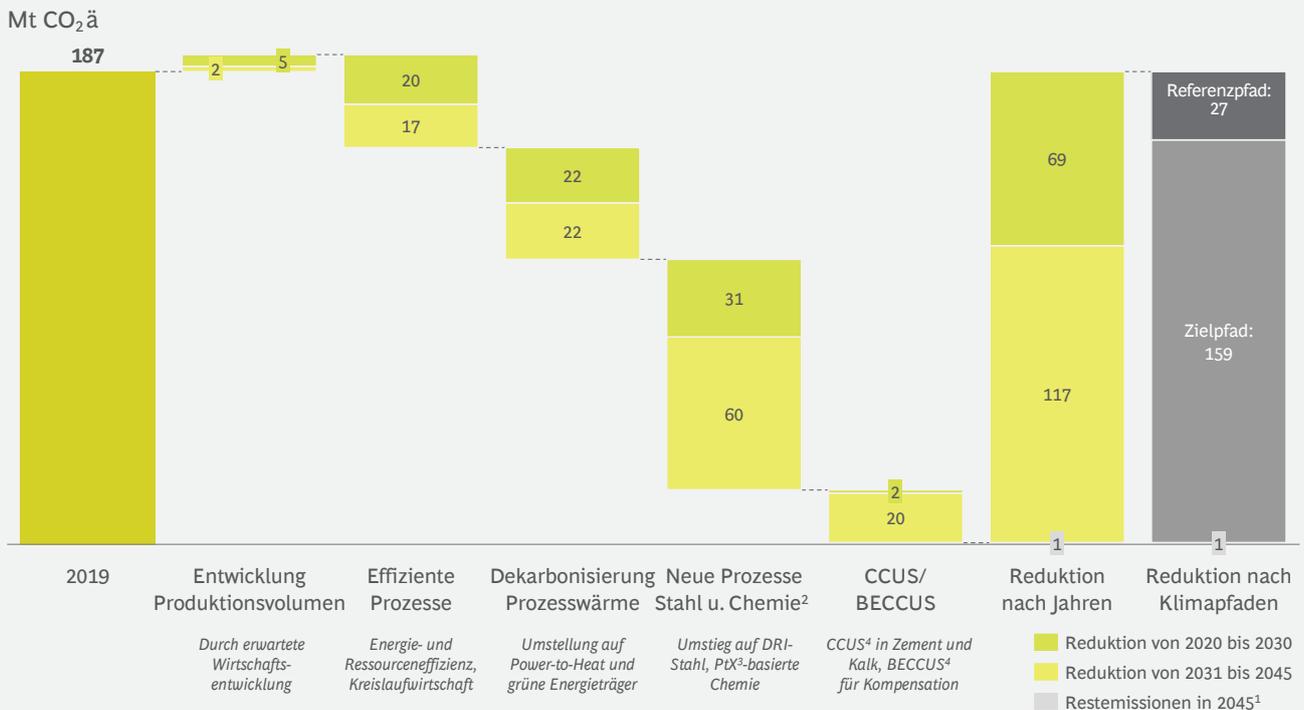
- Einsatz effizientester Querschnittstechnologien, beispielsweise Antriebe, Pumpen, Druckluftanlagen, Ventilatoren, Kompressoren und Beleuchtung

<sup>61</sup> Eine solche Ausnahme stellt beispielsweise die Stahlindustrie dar, welche alle Hochöfen auf Direktreduktionsanlagen umstellen muss (siehe Kapitel 7.2.4). Dabei sollte im Hochlauf auch vorübergehend auf Erdgas umgestellt werden, da Wasserstoff bis 2030 voraussichtlich noch nicht in ausreichenden Mengen verfügbar sein wird.

<sup>62</sup> Gesetzesvorlagen auf EU-Ebene, welche eine Umstellung auf CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff in der heutigen Wasserstoffnutzung fordern, können einen gesetzlichen Rahmen vorgeben, der diese Zahlen im Zielpfad bis 2030 bereits deutlich erhöht.

## Innovative Prozesse mit größtem THG-Reduktionsbeitrag

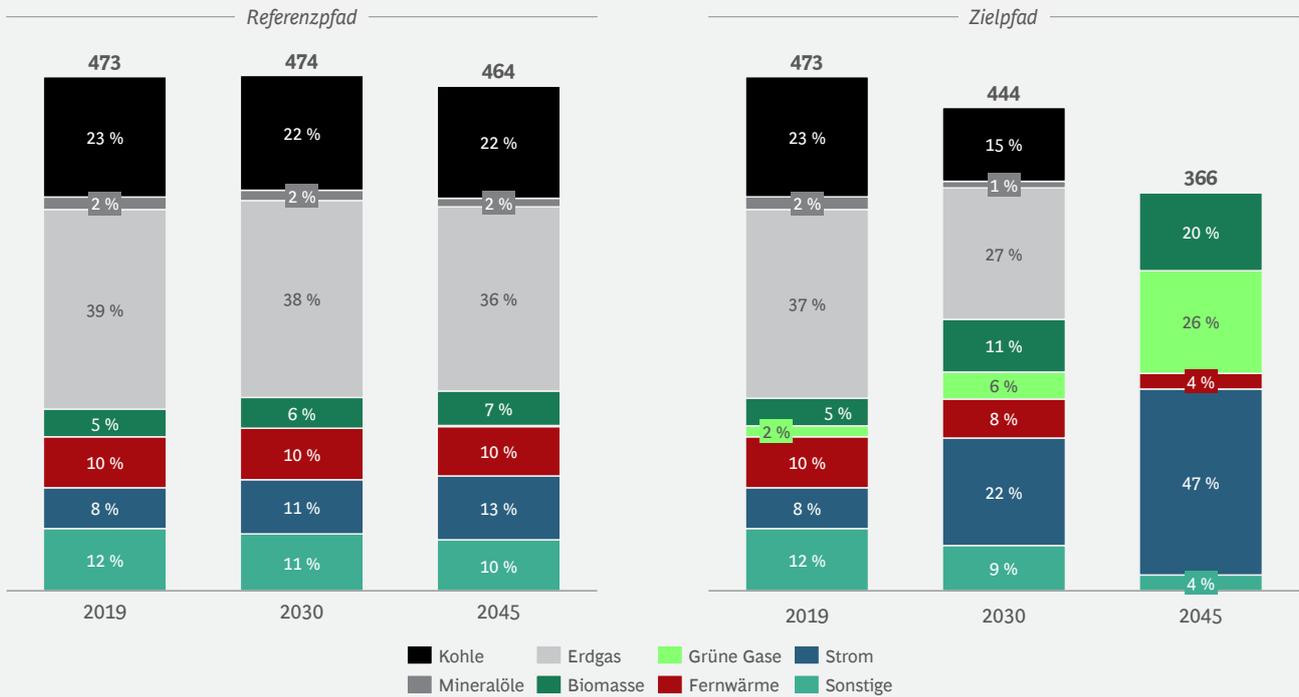
ABBILDUNG 36 | Reduktion der THG-Quellenemissionen in der Industrie 2019 – 2045



# Umstellung der Wärme auf Strom, Biomasse und grüne Gase

ABBILDUNG 37 | Endenergieverbrauch in der Prozesswärme

TWh



Anmerkung: Prozesswärme umfasst Hoch- und Mitteltemperaturanwendungen  
 Quelle: BMWi (2021b); BCG-Analyse

- Konsequente Vernetzung mittels Digitalisierung, beispielsweise Industrie 4.0 sowie damit verbundene Prozessoptimierung und -automatisierung
- Effizienzverbesserung von Wärmeerzeugern, verbesserte Wärmerückgewinnung
- Einsatz effizientester Hallenbeheizungs- und Kältesysteme sowie Gebäudeautomation für Büro- und Fabrikgebäude

Weitere Maßnahmen und entsprechende Beschreibungen finden sich in der ersten Klimapfade-Studie von 2018.

## 7.2.3 Industrierwärme

Die Erzeugung von Mittel- und Hochtemperatur-Industrierwärme war über alle Sektoren hinweg mit 110 Mt CO<sub>2</sub>e im Jahr 2019 für knapp 60 Prozent der THG-Emissionen im Industriesektor verantwortlich. Insgesamt verbrauchte die Industrie in diesem Jahr 519 TWh an Wärmeenergie, davon 303 TWh für Hoch- (mehr als 500 Grad Celsius), 169 TWh für Mittel- (zwischen 130 und 500 Grad Celsius) und 46 TWh für Niedertemperatur (weniger als 130 Grad Celsius). Haupttreiber der THG-Emissionen war der Einsatz von Kohle und Erdgas in der Hochtemperatur, vor allem in den Industriezweigen Stahl und Grundstoffchemie, und in der Mitteltemperatur, vor allem in den Industriezweigen Ernährung und Tabak sowie Grundstoffchemie.

Zur Erreichung von Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 muss jeder industrielle Wärmeerzeuger in Deutschland durch eine erneuerbare Lösung ersetzt werden. Im Zielpfad kommen in der Industrierwärme im Jahr 2045 damit 47 Prozent Strom, 20 Prozent Biomasse und Abfälle, 26 Prozent grüne Gase wie Wasserstoff und Biomethan sowie 4 Prozent Fern- und Abwärme zum Einsatz, jeweils bezogen auf den Endenergieverbrauch.

In der Mitteltemperatur sollten vor allem Biomasse und Power-to-Heat zum Einsatz kommen; grüne Gase spielen nur eine geringe Rolle. Die in Deutschland nachhaltig verfügbare und energetisch nutzbare feste Biomasse sollte aus systemischer Sicht vor allem im Industriesektor und in der Fernwärme zum Einsatz kommen. Zum einen ist sie für die Erzeugung von Wärme bis 500 Grad Celsius mit geringeren Umwandlungsverlusten einsetzbar (zum Beispiel im Vergleich mit der Produktion von Biokraftstoffen) und ersetzt vergleichsweise teure Technologiealternativen (zum Beispiel im Verhältnis zur Gebäudewärme, wo deutlich niedrigere Temperaturen erforderlich sind). Zum anderen erfüllt Biomasse hier einen systemischen Wert, da sie bei zentraler Verbrennung in großen Anlagen Bioenergie-CCUS ermöglicht, womit Deutschland langfristig negative Emissionen erzeugen kann, um seine Restemissionen vor allem aus der Landwirtschaft zu kompensieren. Aus diesem Grund sollte verfügbare energetische Biomasse in denjenigen Industriezweigen konzentriert werden, in denen gute logistische Bedingungen vorliegen und in denen Biomasse in großen Wärmeerzeugern über viele Stunden pro Jahr verbrannt werden kann. Dies ist vor allem in der Papier-, Zement- und Zuckerindustrie der Fall. In den übrigen Industriezweigen ist der Einsatz von Power-to-Heat die ökonomischste Option, beispielsweise in Form von

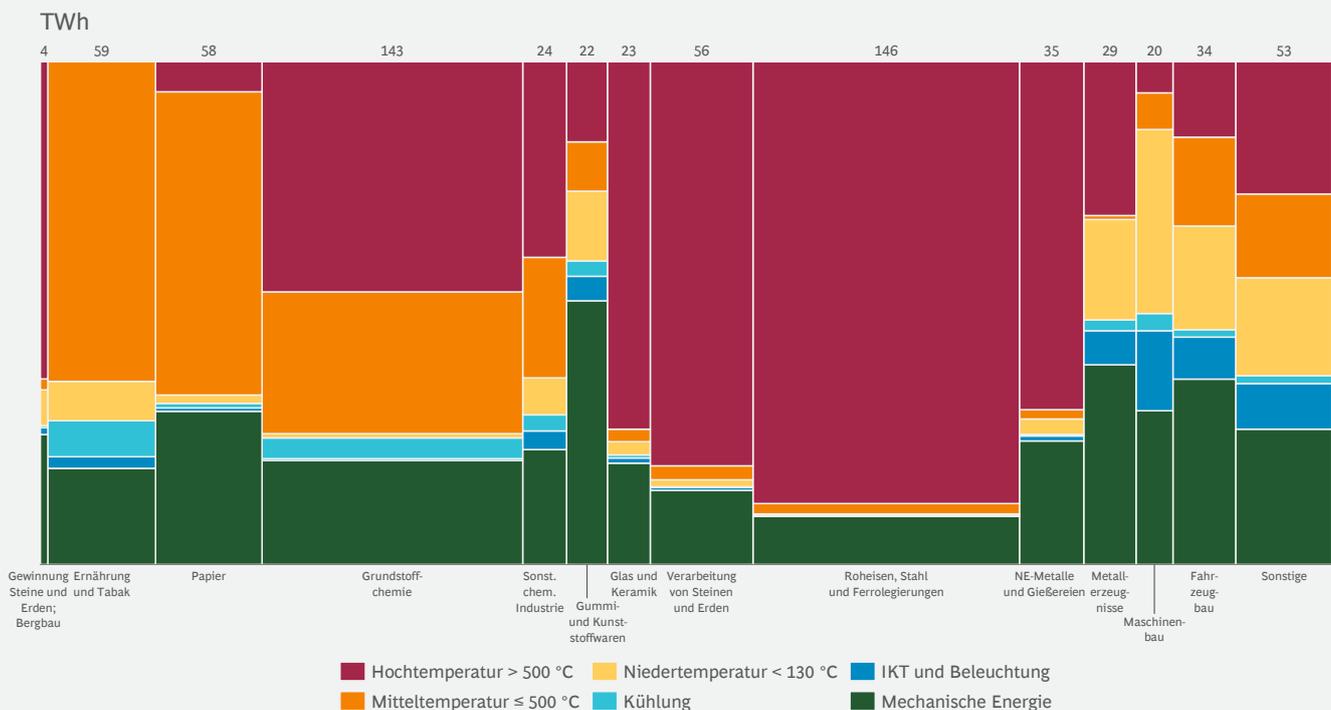
Elektrodenkesseln oder Induktionsöfen. Grüne Gase sollten in der Mitteltemperatur aus ökonomischen Gründen nur eine Nischenrolle spielen, könnten aber in manchen Industrien aufgrund chemischer Prozesse erforderlich sein, beispielsweise um in der Papierproduktion strukturgebende Konturen zu erzeugen. Für niedrige Temperaturen bis 130 Grad Celsius ist der Einsatz industrieller Wärmepumpen zur Nutzung von Umweltwärme am günstigsten, zum Beispiel zur Vorwärmung oder Einbindung in Fernwärmesysteme.

Zur Hochtemperaturerzeugung sollte vor allem Power-to-Heat zum Einsatz kommen; außerdem ist ein umfangreicherer Einsatz grüner Gase wie Biomethan und Wasserstoff erforderlich. Wo einsetzbar, ist Power-to-Heat aus heutiger Sicht auch in der Hochtemperatur die günstigere Alternative zum Einsatz von Wasserstoff, da hier der Strom effizienter genutzt werden kann: Während die Erzeugung einer Einheit Wärme aus Direktstrom etwa eine Einheit Strom erfordert, sind beim Einsatz von Wasserstoff je nach Prozess etwa 1,2 bis 1,6 Einheiten nötig. Zudem ist grüner Wasserstoff bis 2030 nur sehr begrenzt verfügbar.

Langfristig könnte die Relevanz dieser Nachteile sinken, sofern der großvolumige Import von Wasserstoff aus Regionen mit besseren Bedingungen für

## Größter Energieverbrauch für Hoch- und Mitteltemperatur

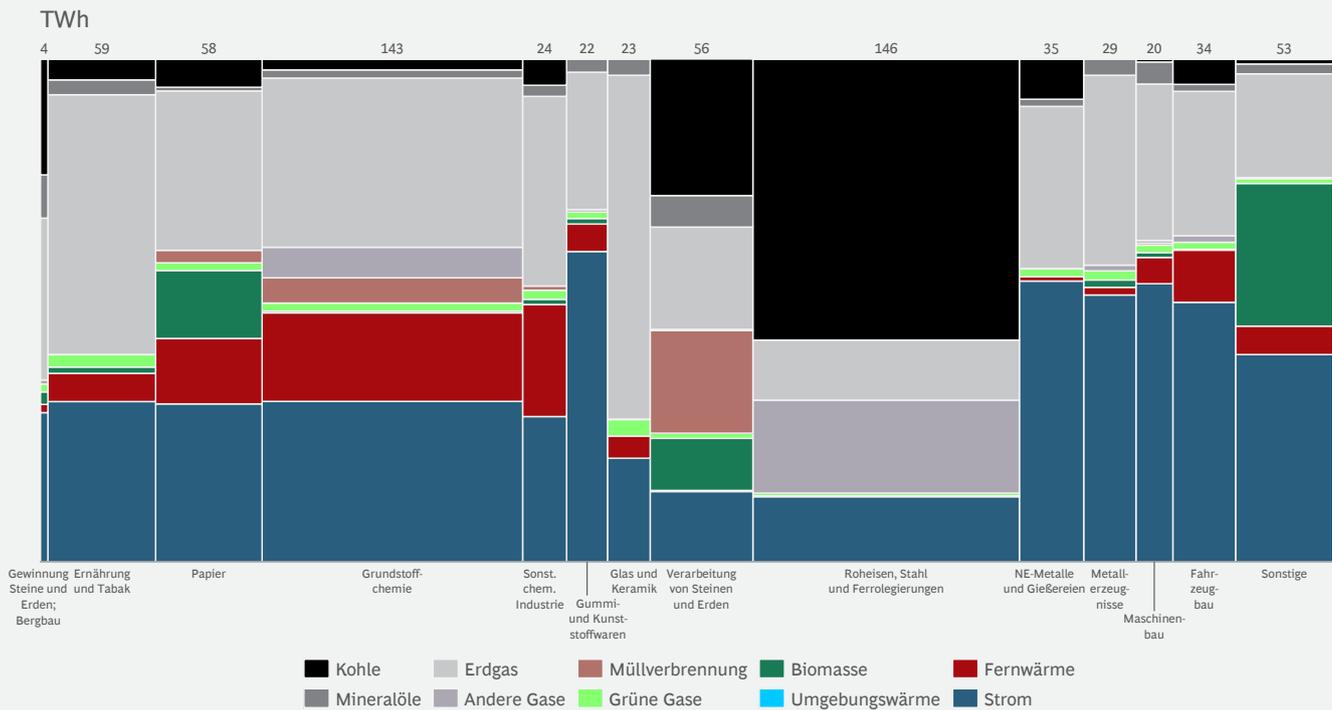
ABBILDUNG 38 | Anteil Anwendungen am Endenergieverbrauch im Jahr 2019



Quelle: AGEB (2021a); Fraunhofer ISI (2020); BCG-Analyse

## In 2019 dominierten fossile Energieträger

ABBILDUNG 39 | Anteil Energieträger am Endenergieverbrauch im Jahr 2019



Erzeugung erneuerbarer Energien zu sehr niedrigen Kosten möglich wird. Kurzfristig kommt auch aus Gründen der Verfügbarkeit vor allem Power-to-Heat in Frage. Unabhängig davon ist der Einsatz grüner Gase wahrscheinlich in mehreren Industriezweigen nötig, in denen sie prozesstechnisch oder zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gebraucht werden oder wo strombasierte Alternativen derzeit technisch noch nicht großindustriell zur Verfügung stehen (beispielsweise bei sehr hohen Temperaturen über 1.000 Grad Celsius). Neben Wasserstoff kommt auch der Einsatz von Biomethan in Betracht, vor allem in ländlichen Gebieten, beispielsweise in der Zuckerindustrie. Feste Biomasse ist in den meisten Anwendungen nicht zur Erzeugung von Prozesswärme auf hohem Temperaturniveau geeignet.<sup>63</sup>

Um die Sektorziele 2030 in der Industrie zu erreichen, sollte kein Industrieunternehmen in einen fossilen Wärmeerzeuger reinvestieren. Emissionen aus industrieller Wärme müssen bis 2030 gegenüber 2019 um etwa 46 Mt CO<sub>2</sub> sinken. Dazu müssen in den nächsten neun Jahren rund 30 Prozent der insgesamt im Jahr 2019 erzeugten 396 TWh fossilen Industriewärme

ersetzt werden. Da Biomasse zu großen Teilen noch in anderen Sektoren wie der Stromerzeugung gebunden ist und treibhausgasneutraler Wasserstoff nur in geringen Mengen verfügbar sein wird, ist dafür bereits eine erhebliche Elektrifizierung des Wärmebedarfs erforderlich.

Dadurch entsteht bis 2030 ein zusätzlicher Strombedarf von etwa 67 TWh, etwa 11 Prozent der gesamten deutschen Bruttostromproduktion von 2019. Insgesamt kommen im Zielpfad für Industriewärme im Jahr 2030 bereits 22 Prozent Strom, 11 Prozent Biomasse und 4 Prozent grüne Gase zum Einsatz. Grüner Wasserstoff kommt neben der Stahl- und Chemieindustrie im Zuge von Modellprojekten vor allem in der Glas- und Keramikindustrie sowie Gießereien zum Einsatz. Durch die geografische Nähe zu großer Stahlproduktion ist ein Einsatz außerdem in der weiterverarbeitenden Metallindustrie möglich. Im Zielpfad wird unterstellt, dass Unternehmen ab sofort bei jeder Reinvestition auf erneuerbare Wärme umstellen und Reinvestitionen außerdem zeitlich nicht verschoben werden.

<sup>63</sup> Die höchsten Temperaturen bei der Verbrennung von fester Biomasse liegen bei etwa 750 Grad Celsius, beispielsweise in Trocknungskesseln.

Unter den Bedingungen derzeitiger Regulierung ist die Umstellung auf erneuerbare Wärme für Industrieunternehmen noch nicht wirtschaftlich. Dies ist im Wesentlichen auf folgende Hemmnisse zurückzuführen:

- Strom, Biomasse und grüner Wasserstoff sind als Energieträger derzeit deutlich teurer als Erdgas. CO<sub>2</sub>-Bepreisung, die diese Lücke zumindest teilweise schließen soll, ist in vielen Sektoren nicht vollständig wirksam, da Unternehmen nur für emittierende Technologien zum Schutz vor Carbon-Leakage kostenlose Zuteilungen von ETS-Zertifikaten und/oder eine BEHG-Kompensation erhalten.
- Insbesondere Strom für Power-to-Heat-Anwendungen ist in vielen Industrien im Gegensatz zu Erdgas mit hohen Abgaben und Umlagen belastet.
- Ein weiteres Hemmnis ist die unzureichende Technologiereife vor allem von Wasserstoffanlagen und Power-to-Heat-Technologien in der Hochtemperatur.

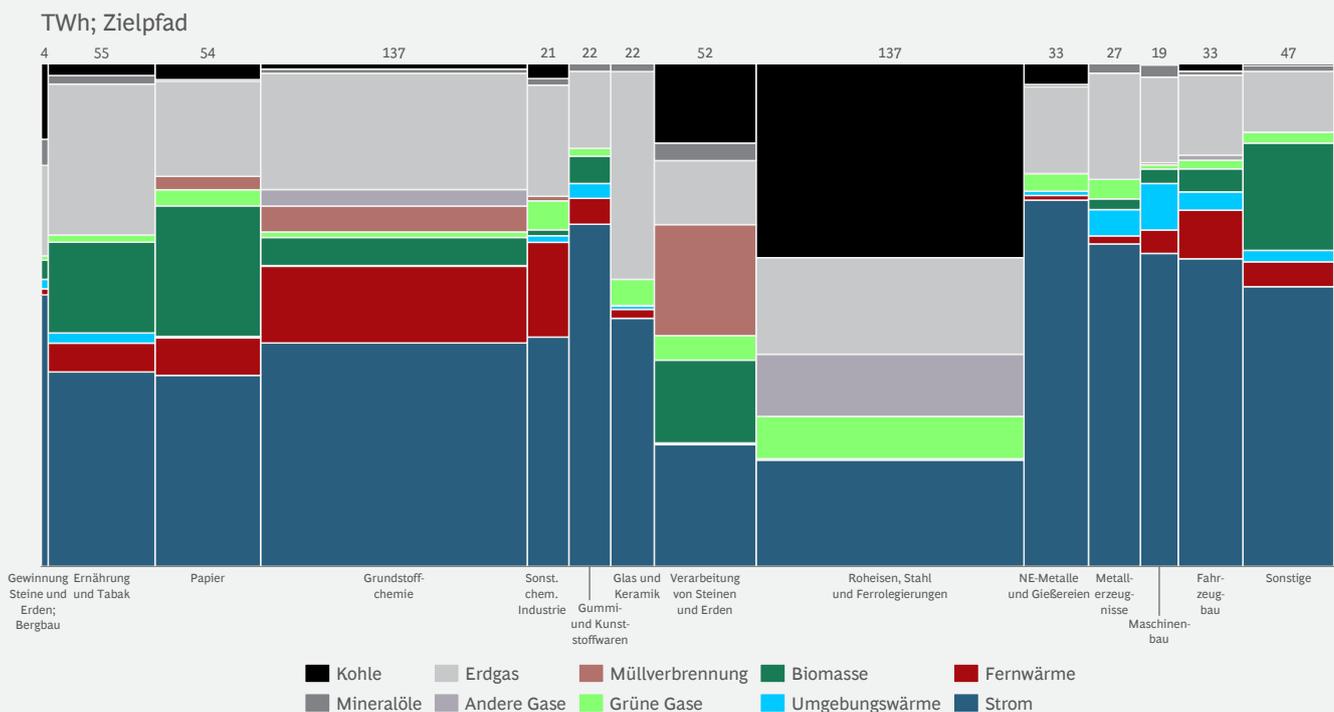
- Außerdem ist ein erheblicher Infrastrukturausbau erforderlich, um ausreichende Verteilnetzinfrastrukturen und Stromanschlüsse für Power-to-Heat bereitzustellen sowie den Transport von zentral erzeugtem Wasserstoff zu Verbrauchsstandorten zu ermöglichen.<sup>64</sup>

Im Referenzpfad werden diese Hemmnisse nicht hinreichend ausgeräumt. Infolgedessen decken fossile Energieträger auch im Jahr 2030 noch 67 Prozent des Endenergieverbrauchs für Wärme der Industrie ab – 14 Prozentpunkte (88 TWh) mehr als im Zielpfad.

<sup>64</sup> Siehe auch Kapitel 5.3.3 und 10.2.

## Bis 2030 mehr Power-to-Heat und Biomasse, selektiv grüne Gase

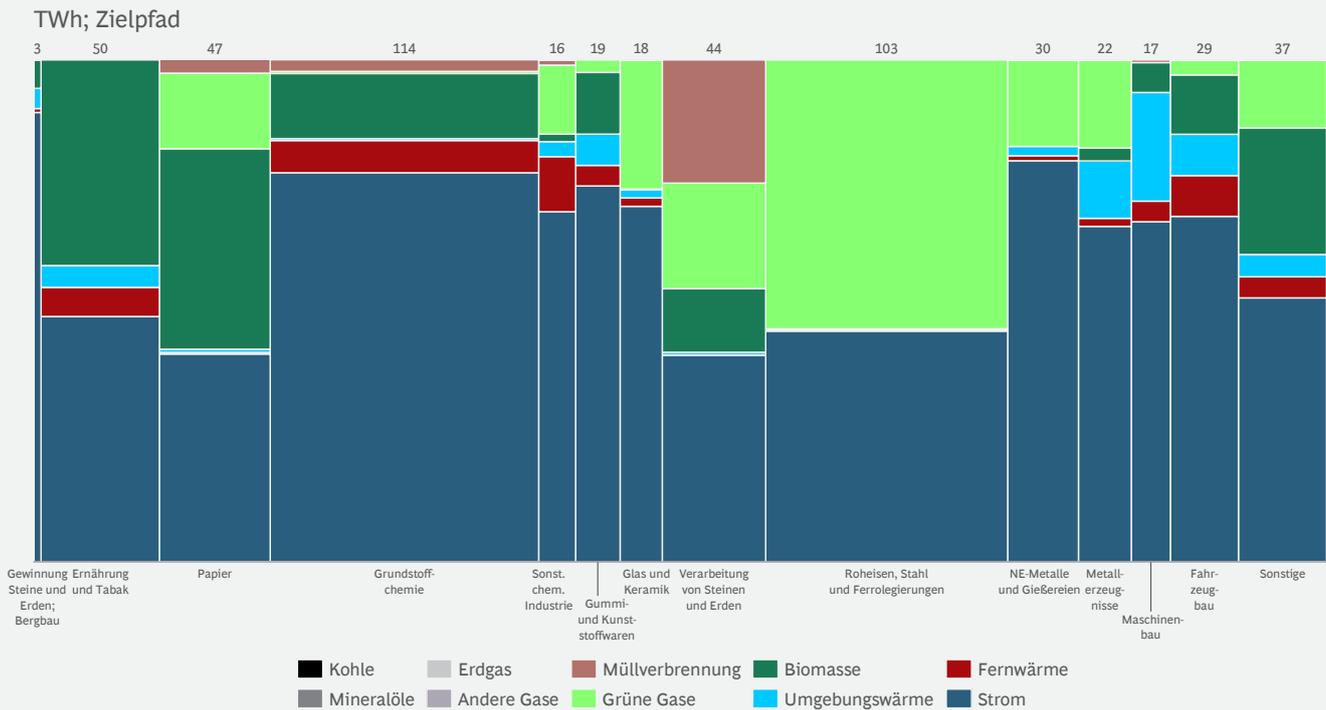
ABBILDUNG 40 | Anteil Energieträger am Endenergieverbrauch im Jahr 2030



Quelle: AGE B (2021a); Fraunhofer ISI (2020); BCG-Analyse

## Bis 2045 vollständiger Ersatz fossiler Brennstoffe

ABBILDUNG 41 | Anteil Energieträger am Endenergieverbrauch im Jahr 2045



Quelle: AGEB (2021a); Fraunhofer ISI (2020); BCG-Analyse

### 7.2.4 Stahl

Die deutsche Eisen- und Stahlindustrie emittierte im Jahr 2019 insgesamt 70 Mt CO<sub>2</sub>ä (Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen). Der Großteil hiervon entfiel auf die Primärstahlproduktion (49 Mt CO<sub>2</sub>ä für 28 Mt Stahl), vor allem entstehend aus Kohle und Koks als Reduktionsmittel im Hochofen-Konverter-Verfahren. Für die Produktion von Sekundärstahl, der größtenteils mit Hilfe elektrisch betriebener Lichtbogenöfen aus Schrott gewonnen wird, entstanden geringere Emissionen (2 Mt CO<sub>2</sub>ä für 12 Mt Stahl).

Für die Erreichung von Treibhausgasneutralität bis 2045 muss die deutsche Stahlindustrie innerhalb von zwei Jahrzehnten große Teile ihres Anlagenparks ersetzen. Anstelle der traditionellen Produktion im Hochofen muss Stahl zukünftig in neuen Anlagen mit sogenannter Direktreduktionstechnologie produziert werden, die zur Reduktion anstelle von Kohle und Koks anfänglich Erdgas und später grünen Wasserstoff verwenden. Langfristig müssten selbst bei 100 Prozent Wasserstoffeinsatz trotzdem noch verbleibende Emissionen, beispielsweise aus Stahllegierungen, über Carbon-Capture eingefangen werden. Zusätzlich ist eine Maximierung der Nutzung von Stahlschrott zur

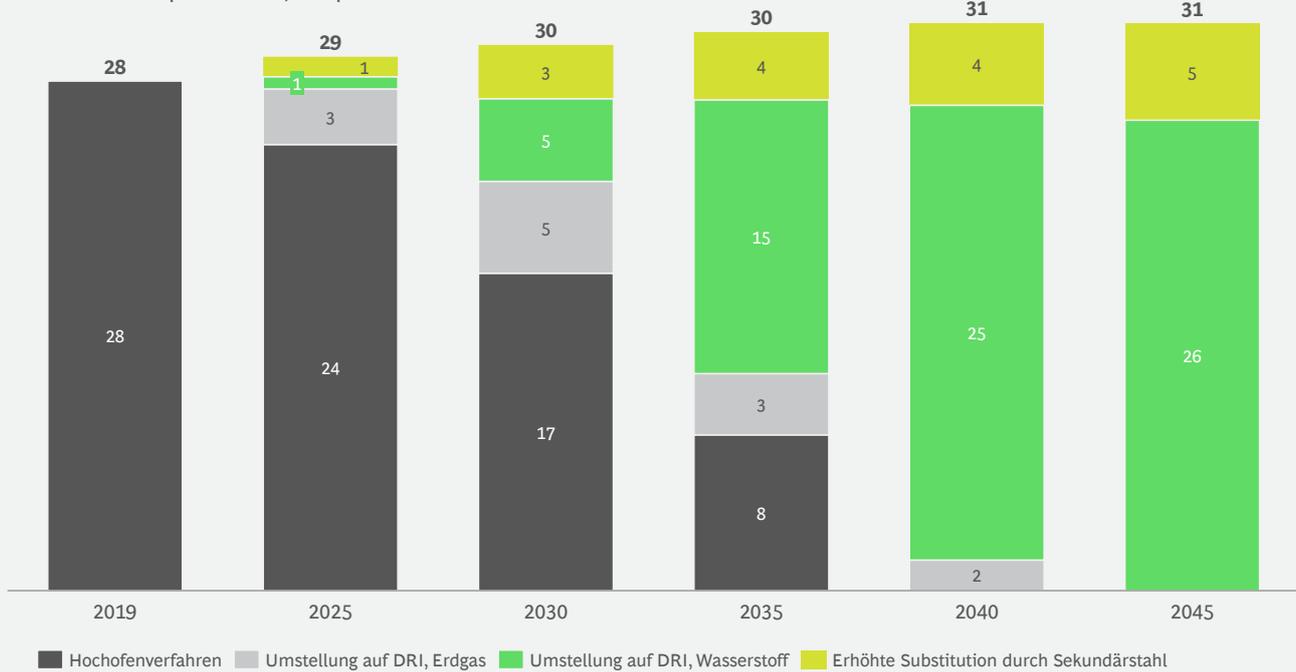
Sekundärstahlproduktion zielführend. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die erforderlichen zusätzlichen Mengen an Stahlschrott derzeit an Verfügbarkeitsgrenzen stoßen.

Bereits bis 2030 ist die Umstellung von etwa einem Drittel der Primärstahlproduktion auf neue Anlagen erforderlich (rund 10 Mt pro Jahr), die schon zu 50 Prozent mit grünem Wasserstoff betrieben werden müssen. Darüber hinaus muss die Industrie alle verfügbaren wirtschaftlichen Effizienzen heben sowie den Anteil von Sekundärstahl an der Gesamtproduktion um etwa 10 Prozentpunkte erhöhen. Ohne zusätzliche regulatorische Unterstützung würde von diesen Maßnahmen jenseits einzelner Demonstrationsprojekte nur wenig umgesetzt werden, vor allem da die Industrie die erforderlichen erheblichen Investitionen allein nicht schultern kann und aktuell keine ausreichende Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff sowie Schrott für Sekundärstahl sichergestellt ist.

## Stahl: 10 Mt DRI in 2030, davon die Hälfte mit grünem Wasserstoff

ABBILDUNG 42 | Modellierte Produktionsentwicklung in der Stahlindustrie 2019 – 2045

Mt Primärstahlproduktion; Zielpfad



Anmerkung: Die vorliegende Studie fokussiert sich auf die Jahre 2030 und 2045; der Hochlauf vor und zwischen den Jahren wird in der Realität nicht linear, sondern stufenweise verlaufen  
Quelle: BCG-Analyse

### 7.2.5 Grundstoffchemie

Die deutsche Grundstoffchemie emittierte im Jahr 2019 insgesamt 27 Mt CO<sub>2</sub>ä, vor allem in der Petrochemie (für rund 14 Mt High-Value Chemicals in 2019), der Synthese von Ammoniak (für 3 Mt Ammoniak in 2019), der Methanolproduktion (für 1 Mt Methanol in 2019) sowie der Wärmeerzeugung für weitere Prozessschritte. Ein Teil der Energieerzeugung in Chemieparcs wird bilanziell in der Energiewirtschaft erfasst.

In der Petrochemie entstehen Emissionen überwiegend im Steamcracking-Prozess, in dem vor allem langkettiges Naphtha aus Erdöl unter hohen Temperaturen (etwa 800 Grad Celsius) in kurzkettige Kohlenwasserstoffe aufgespalten wird. Energiebedingte Emissionen entstehen so bei der Beheizung des Spaltofens. In der Ammoniak-, Wasserstoff- und Methanolsynthese hingegen entstehen Emissionen bei der Dampfreformierung von fossilem Erdgas in (grauen) Wasserstoff (als Zwischenprodukt). Weitere Chemieprozesse verursachen vor allem wärmebedingte Emissionen, aber auch weitere Prozessemissionen, beispielsweise bei der Produktion von Salpeter- oder Adipinsäure. Darüber hinaus ist die Grundstoffchemie für erhebliche Downstream-Emissionen verantwortlich, da ein wesentlicher Teil ihrer Produkte aus fossilen Kohlenwasser-

stoffen produziert wird, die bei Nutzung, Verrottung oder Müllverbrennung CO<sub>2</sub> emittieren.

Zur Erreichung von Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 muss die chemische Industrie in einen fundamentalen Umbau ihres Anlagenparks und vollständig erneuerbare Wärmeerzeugung investieren. Außerdem ist eine vollständige Umstellung der Rohstoffbeschaffung auf recycelte und erneuerbare Kohlenwasserstoffe nötig (stoffliche Defossilisierung). Anders als in der Stahlindustrie ist in der Chemie kein vollständiger Ersatz existierender Produktionsanlagen erforderlich. Dennoch müssen vor allem in derzeit emissionsintensiven Grundstoffprozessen wesentliche aktuell fossil betriebene Prozessschritte ersetzt werden.

Um fossile Grundstoffe in der chemischen Produktion zu ersetzen, sollte zunächst die Recyclingquote vor allem von Kunststoffen erheblich gesteigert werden, um diese zunächst durch mechanisches sowie auch zunehmend mehr durch chemisches Recycling wiederzuverwerten. Für den verbleibenden Bedarf an Kohlenwasserstoffen muss die chemische Industrie entweder synthetisches oder biobasiertes Naphtha nach dem Fischer-Tropsch-Verfahren oder synthetisches Methanol nutzen, welches aus erneuerbarem Strom und erneuerbarem CO<sub>2</sub> gewonnen werden kann.

Der Bezug ist im Zielpfad ökonomischer als Import aus Ländern mit guten Bedingungen für Wind und Photovoltaik. Synthetisches Naphtha und Bionaphtha können in bestehenden Steamcrackern und Methanol in neuen Produktionsrouten eingesetzt werden („Methanol-to-Olefins“). Die verbleibende Steamcracker-Kapazität – im Zielpfad rund 5 Mt im Jahr 2045 für synthetisches Naphtha und Pyrolyseöl aus dem chemischen Recycling – wird bis dahin vollständig elektrifiziert.

Das erdgasbasierte Haber-Bosch-Verfahren muss bis 2045 durch eine Ammoniaksynthese ersetzt werden, die vollständig auf treibhausgasneutral erzeugtem Wasserstoff basiert. Auch in der Methanolproduktion muss der aktuell durch Dampfpreformierung von Erdgas produzierte fossile Wasserstoff durch grünen Wasserstoff ersetzt werden. Darüber hinaus müssen alle aktuell fossil betriebenen Wärmeerzeuger für die zahllosen Umwandlungsprozesse in der Chemie zukünftig durch erneuerbare Lösungen wie Strom, Biomasse, Biogas und Wasserstoff substituiert werden.

Zur Erreichung des Sektorziels 2030 müssen alle diese Maßnahmen bereits in diesem Jahrzehnt begonnen werden. Die stoffliche Wiederverwertungsquote von Kunststoffabfällen erhöht sich im Zielpfad im kommenden Jahrzehnt auf etwa 55 Prozent (2019: etwa

30 Prozent). Dies wird sowohl verbesserte Trennung und Verwertung, aber auch zusätzliche Investitionen in mechanische und chemische Recyclingprozesse erforderlich machen.

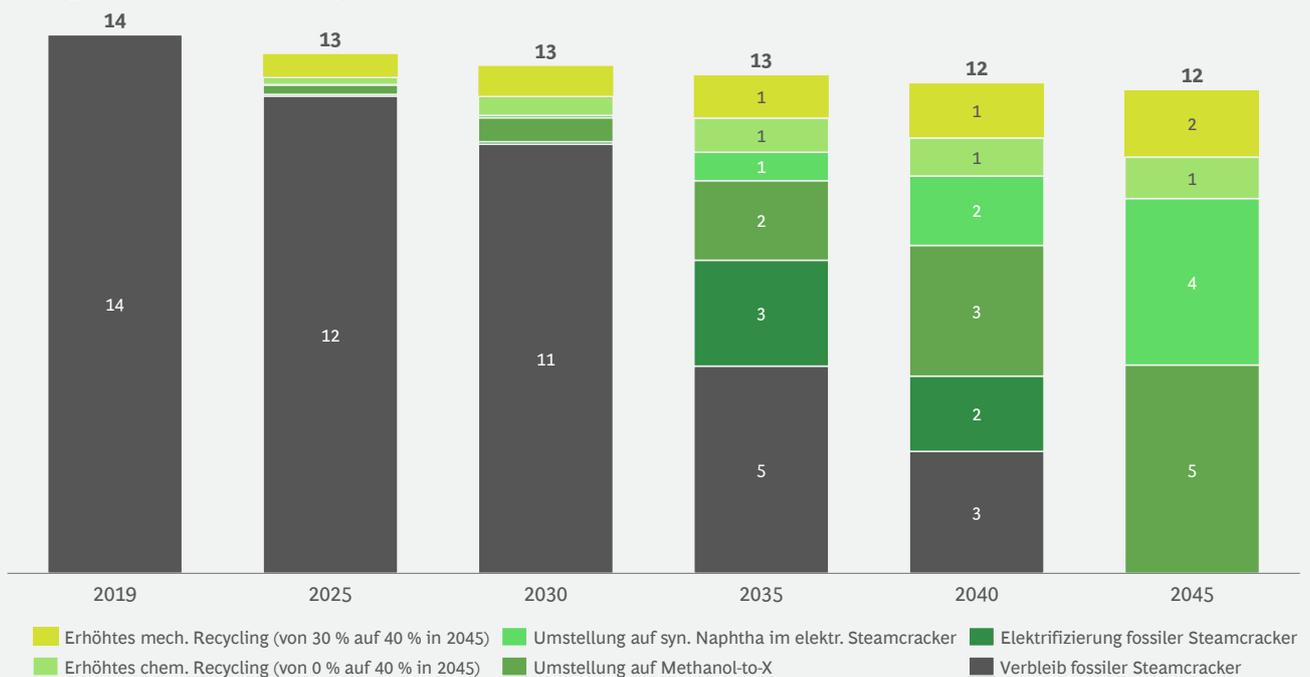
Das erste deutsche Pilotprojekt für einen elektrischen Steamcracker ist derzeit bei BASF in Ludwigshafen in Vorbereitung. Bei erfolgreicher Durchführung wird bis Ende der 2020er Jahre eine Demonstrationsanlage im industriellen Maßstab in Betrieb gehen. Darüber hinaus werden im Zielpfad bis 2030 bereits 30 Prozent der Ammoniak- und 75 Prozent der Methanolproduktion auf neue Prozesse mit grünem Wasserstoff umgestellt sowie erste Piloten für den Ersatz fossiler Rohstoffe umgesetzt. Allein durch den zusätzlichen Bedarf an elektrischer Wärmeenergie und Wasserstoff steigt dadurch bis 2030 die Stromnachfrage in Deutschland um 50 TWh, etwa 8 Prozent der deutschen Stromerzeugung im Jahr 2019.

Ohne zusätzliche Regulierung ist keine dieser Entwicklungen wahrscheinlich. Mehrere Technologien befinden sich aktuell noch im Pilotstadium, jedoch sind alle unter den gegebenen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich. Zudem ist der derzeitige regulatorische Rahmen unzureichend, um in Zukunft ausreichende Mengen von treibhausgasneutralem Wasserstoff zur Verfügung zu stellen.

## Petrochemie: Recycling, stoffliche Dekarbonisierung sowie Elektrifizierung der verbleibenden Steamcracker

ABBILDUNG 43 | Modellierter Produktionsentwicklung in der Petrochemie 2019 – 2045

Mt High-Value Chemicals<sup>1</sup>; Zielpfad



1. High-Value Chemicals beschreiben das Gemisch aus Kohlenwasserstoffen aus dem Steamcracker  
 Anmerkung: Die vorliegende Studie fokussiert sich auf die Jahre 2030 und 2045; der Hochlauf vor und zwischen den Jahren wird in der Realität nicht linear, sondern stufenweise verlaufen; Recycling bezieht sich auf die jährlich verfügbare Abfallmenge  
 Quelle: BCG-Analyse

## 7.2.6 Baustoffe

Die deutsche Baustoffindustrie (Verarbeitung von Steinen und Erden) emittierte im Jahr 2019 insgesamt 33 Mt CO<sub>2</sub>ä. Davon entfiel der größte Teil auf die Zementindustrie (20 Mt CO<sub>2</sub>ä). Prozessemissionen, welche bei der Brennung des Kalksteins in der Zementklinkerproduktion entstehen, waren für etwa zwei Drittel davon verantwortlich. Das verbleibende Drittel entstand aus dem Verbrennen von Kohle und anderen fossilen Brennstoffen für die Erzeugung der erforderlichen Prozesswärme („energiebedingte Emissionen“). Die übrigen 13 Mt CO<sub>2</sub>ä in der Branche entfielen primär auf die Kalkproduktion (8 Mt).

### Zur Erreichung von Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 ist in der Baustoffindustrie eine Vielzahl an Hebeln erforderlich – unter anderem die Speicherung von fossilem CO<sub>2</sub> in der Zement- und Kalkproduktion.

Neben Energieeinsparungen durch Investitionen in Effizienzmaßnahmen lassen sich erhebliche CO<sub>2</sub>-Minderungen durch eine effizientere Nutzung von Zement und dessen Hauptbestandteil, Zementklinker, erreichen: in der Bauwirtschaft beispielsweise durch den materialsparenden Einsatz von Beton sowie durch die Verwendung treibhausgasneutraler Baustoffe und innovative Bauweisen, in der Zementproduktion durch eine weitere Senkung des Zementklinkeranteils durch Zugabe weniger CO<sub>2</sub>-intensiver Stoffe wie ungebranntem Kalkstein, kalzinierten Tonen oder industriellen Nebenprodukten wie Brech- oder Hüttensand. Zur Eliminierung energiebedingter Emissionen in der verbleibenden Produktion ist ein vollständiger Ersatz fossiler Energieträger zugunsten von Biomasse, Power-to-Heat und grünen Gasen notwendig.

Zur Eliminierung der verbleibenden Prozessemissionen bei der Zement- und Kalkproduktion kommt aus heutiger Sicht nur der Einsatz von Carbon-Capture-Technologien in Frage, durch die Emissionen während der Produktion eingefangen und anschließend unterirdisch an geeigneten Speicherstätten dauerhaft gelagert oder stofflich gebunden werden, beispielsweise als Einsatzstoff für die Produktion von Beton und anderen Baumaterialien. An alternativen Bindemitteln, die die Nutzung von Kalkstein in der Zementklinkerproduktion ersetzen könnten, wird derzeit geforscht. Es ist allerdings unsicher, ob sich diese Technologien innerhalb der kommenden zwei Jahrzehnte im Einsatz über die gesamte Industrie durchsetzen können. Einerseits verbleiben auch beim Einsatz von Carbon-Capture für Zement und Kalk im CO<sub>2</sub>-Abscheide- und -Lagerungsprozess Restemissionen, beispielsweise Umwandlungsverluste. Andererseits kann die Zement- und Kalkindustrie durch die Speicherung von CO<sub>2</sub> aus der Verbrennung von Biomasse negative Emissionen erzeugen und damit teilweise zu einer „CO<sub>2</sub>-Senke“ werden. Um die eingefangenen THG-Emissionen zu

transportieren und in geeignete Speicherstätten zu leiten, ist zukünftig ein eigenes, relativ großflächiges CO<sub>2</sub>-Transportnetz in Deutschland erforderlich. Dieses ist auch für die Erzeugung negativer Emissionen aus Bioenergie-CCUS (BECCUS) in anderen Sektoren nötig.

Zur Erreichung des Sektorziels 2030 trägt die deutsche Zement- und Kalkindustrie im Zielpfad mit der Reduktion von etwa einem Viertel der Emissionen bei. Dafür ist bereits eine umfangreiche Umstellung der Wärme- und Stromproduktion sowie der Aufbau erster Carbon-Capture-Demonstrationsanlagen nötig. Damit verbunden sollten auch die entsprechende CO<sub>2</sub>-Aufbereitung und -Zwischenlagerung sowie der -Transport erprobt werden.

In der Bauwirtschaft sollten materialeffiziente Bauweisen sowie eine vermehrte Nutzung alternativer Baumaterialien und ressourceneffizienten Betons umgesetzt werden. Damit können in der Zementindustrie im Zielpfad bis 2030 bereits 0,5 Mt CO<sub>2</sub>ä vermieden werden.

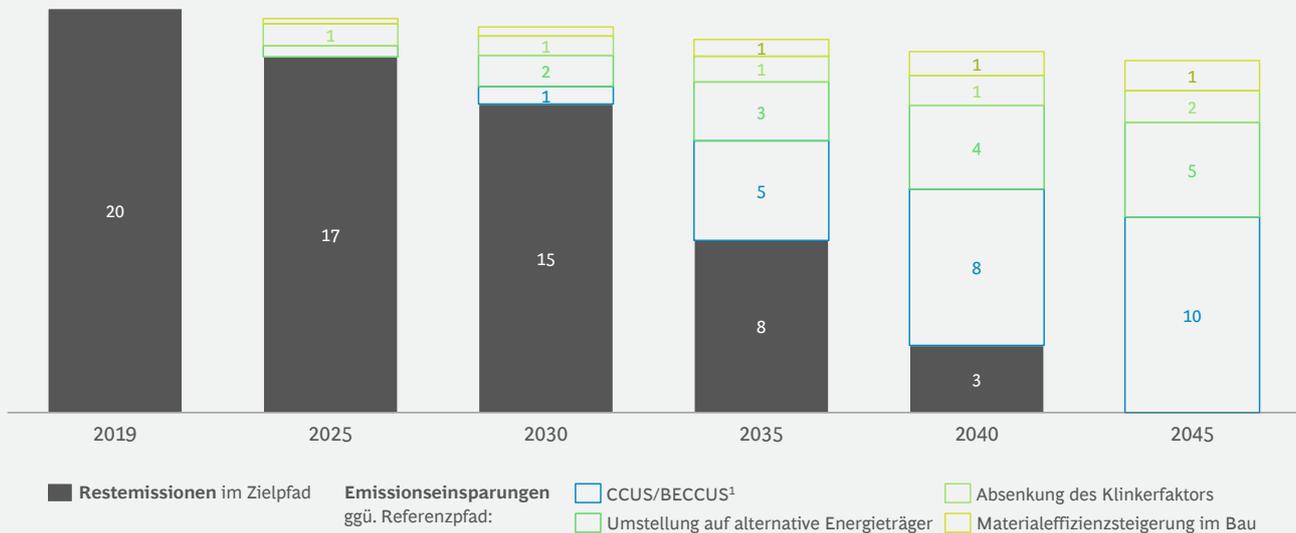
Darüber hinaus senkt die Zementindustrie im Zielpfad ihren Klinkerfaktor weiter ab (von 72 Prozent in 2019 auf 63 Prozent in 2030) und setzt zunehmend auf alternative Energieträger. Ähnliche Umstellungen sind in Kalk und den weiteren Baustoffindustrien im Zielpfad vorgesehen. Dies führt bis 2030 zu weiteren 1 Mt CO<sub>2</sub>ä-Einsparungen.

Um die nötigen Vorbereitungen für einen großflächigen Einsatz von Carbon-Capture-Technologien in Zement und Kalk bis 2045 zu treffen, müssten bereits vor 2030 erste Demonstrationsanlagen in Betrieb gehen – im Zielpfad mit einer Abscheidung von etwa 1 Mt CO<sub>2</sub> im Jahr 2030. Eine Herausforderung ist hierbei der enorme Investitionsaufwand sowohl für industrielle CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen als auch für eine Infrastruktur für Transport und sichere langfristige Speicherung. Dazu kommen ebenfalls hohe Kosten für den Aufbau von ersten Power-to-Heat-Anlagen in der Hochtemperaturerzeugung, vor allem da diese Technologien nach heutigem Stand noch nicht technisch voll entwickelt sind. Ohne zusätzliche regulatorische Unterstützung würden vor allem diese Hebel in den kommenden neun Jahren im industriellen Maßstab nicht umgesetzt, da sie für Unternehmen mit erheblichen betriebswirtschaftlichen Mehrkosten und Unsicherheiten verbunden sind. Auch die Umsetzung der weiteren Hebel (Recycling, Reduzierung des Klinkeranteils im Zement und andere) ist in der erforderlichen Geschwindigkeit ohne weitere – unter anderem nachfrageseitige – Impulse unwahrscheinlich.

## Zement: CCUS wichtigster Hebel; Einstieg bereits vor 2030

### ABBILDUNG 44 | Emissionsentwicklung und -einsparungen in der Zementindustrie 2019 – 2045

Mt CO<sub>2</sub>ä; Zielpfad und Einsparungen ggü. Referenzpfad



1. Gemeint ist die permanente Speicherung bzw. dauerhafte stoffliche Bindung von CO<sub>2</sub>

Anmerkung: Die vorliegende Studie fokussiert sich auf die Jahre 2030 und 2045; der Hochlauf vor und zwischen den Jahren wird in der Realität nicht linear, sondern stufenweise verlaufen

Quelle: BCG-Analyse

## Exkurs: Carbon-Capture, Utilization and Storage (CCUS)

Die Abscheidung und dauerhafte Speicherung oder dauerhafte stoffliche Bindung von CO<sub>2</sub> (CCUS) ist ein entscheidender Baustein zur Erreichung von Deutschlands Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045. Dies ist aus heutiger Sicht die einzige verfügbare Technologieoption, um verbleibende Prozessemissionen zu reduzieren. In dieser Studie wird der Begriff „CCUS“ in Beschreibungen und in der Modellierung auf den permanenten Entzug von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre fokussiert.

Carbon-Capture-Technologien werden außerdem benötigt, um negative Emissionen (CO<sub>2</sub>-Senken) durch das Einfangen von biogenem CO<sub>2</sub> aus Biomasseverbrennung (Bioenergy Carbon-Capture and Storage, BECCUS) oder der Luft (Direct Air Carbon-Capture and Storage, DACCUS) zu erzeugen. Insgesamt sind negative Emissionen erforderlich, um weiterhin unvermeidbare Restemissionen insbesondere aus Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Industrie auszugleichen (Zielpfad: 69 Mt in 2045). Nach 2045 muss Deutschland sogar negative Emissionen erreichen.

Die Anwendung von CCUS bietet sich vor allem in der Baustoffindustrie an, BECCUS darüber hinaus in der Papierindustrie und der Fernwärme. Im Jahr 2045 verbleiben in der Baustoffindustrie noch 14 Mt CO<sub>2</sub>ä unvermeidbarer Prozessemissionen, welche überwiegend aus der Kalk- und Zementproduktion stammen. Im Hochlauf wird in diesen Branchen bis 2030 im Zielpfad in ersten Demonstrationsprojekten etwa 1 Mt CO<sub>2</sub> abgeschieden. Bis 2045 wird ein Abscheidungs-volumen von insgesamt 11 Mt CO<sub>2</sub> erreicht. Durch den zusätzlichen Einsatz von BECCUS in der Papier- und Baustoffindustrie sowie der Fernwärme (inklusive der Müllverbrennung) können 20 Mt CO<sub>2</sub> negative Emissionen im Jahr 2045 geschaffen werden.

Darüber hinaus ist langfristig auch das Abscheiden von Emissionen direkt aus der Atmosphäre (DACCUS) nötig. Aufgrund der erheblich niedrigeren CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Luft ist DACCUS technologisch herausfordernder und energieintensiver als herkömmliches CCUS. Ein skalierter Einsatz ist daher erst ab 2035 im Zielpfad vorgesehen – aktuell ist diese Technologie

noch wenig ausgereift. Abhängig von den tatsächlichen Restemissionen aus der Landwirtschaft und dem Beitrag von LULUCF müssen bis 2045 bis zu 39 Mt CO<sub>2</sub> direkt aus der Atmosphäre entfernt werden. Wegen des hohen Energiebedarfs von DACCUS kann es allerdings sinnvoll sein, zumindest einen Teil dieser Anlagen im Ausland zu errichten. Alternativ könnte zur Schaffung negativer Emissionen aufgrund der hohen Kosten von DACCUS auch ein weiterer Ausbau von BECCUS an kleinen Standorten ökonomischer sein.

Um diesen Hochlauf zu ermöglichen, ist der Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Transport- und -Speicherinfrastruktur erforderlich (siehe Kapitel 10). Abgeschiedenes CO<sub>2</sub> muss in steigenden Mengen von der emittierenden Anlage abtransportiert werden. Dafür ist in den ersten Jahren in den meisten Fällen ein Einsatz der Binnenschifffahrt oder des Schienenverkehrs die günstigste Option. Mittelfristig erfordert der Transport größerer Mengen allerdings die gezielte Errichtung eines Pipeline-Systems mit Anbindung an weit verteilte Quellen sowie ausreichender Kapazität. Zudem müssen geologisch geeignete Langzeitspeicher erschlossen werden.

Um den Ausbau von CCUS trotz hoher Kosten insbesondere in dieser Dekade anzuregen, ist sowohl für Carbon-Capture-Anlagen als auch CO<sub>2</sub>-Transport und -Speicherung öffentliche Förderung nötig. Zur Erreichung der zuvor genannten Ziele sollten für die Anwendung von Carbon-Capture Förderungen bereitgestellt werden, beispielsweise in Form von Klimaschutzverträgen. Diese sollten nicht nur die Kosten für den Bau und Betrieb von Carbon-Capture-Anlagen ausgleichen, sondern auch die für den Transport und die Speicherung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub>. Perspektivisch sollte zudem ein Markt für negative Emissionen kreiert werden, um langfristig treibhausgasneutrale Industrien wie Papier und Fernwärme anzureizen,

BECCUS zur Kompensation von Emissionen anderer Sektoren einzusetzen. Um keinen Lock-in für die Nutzung fossiler Energieträger zu erzeugen, sollte eine Förderung auf diejenigen Projekte beschränkt sein, die im Einklang mit den im Zielpfad definierten Anwendungen stehen. Flankierend ist erforderlich, dass sich die Verteilung von Biomasse an einer nationalen Strategie orientiert, welche die zentralisierte Nutzung in Kombination mit Carbon-Capture-Technologien priorisiert. Außerdem bedarf es einer offenen Kommunikation des Nutzens und der Risiken von CO<sub>2</sub>-Transport und -Speicherung, um der kritischen öffentlichen Wahrnehmung der Technologie zu begegnen.

Während der Transition besteht außerdem die Möglichkeit zur Nutzung des eingefangenen CO<sub>2</sub> in Anwendungen, die dieses nicht dauerhaft speichern. Abgeschiedener fossiler Kohlenstoff kann temporär beispielsweise als Rohstoff für chemische Grundstoffe oder in der Herstellung von Power-to-X-Kraftstoffen genutzt werden. Das kann im Hochlauf die wirtschaftliche Attraktivität von Carbon-Capture-Technologien erhöhen und damit helfen, deren Ausbau anzureizen. In den meisten Fällen wird das genutzte CO<sub>2</sub> jedoch kurz- bis mittelfristig wieder freigesetzt. Angesichts des Ziels der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 ist diese Option damit langfristig verschlossen, außer bei vollständiger Kreislaufführung des CO<sub>2</sub> oder bei dauerhafter Bindung des Kohlenstoffs (zum Beispiel bei der aktiven Rekarbonatisierung von Beton).

## 7.3 Investitionen, Mehrkosten, Regulierungslücke

In der Industrie sind zur Zielerreichung zwischen 2021 und 2030 Mehrinvestitionen in Höhe von 50 Mrd. Euro notwendig. Die gesamten jährlichen Bruttoanlageninvestitionen der deutschen Industrie müssen dafür gegenüber 2019 ab sofort im Schnitt um 1 Prozent jährlich steigen. Diese Investitionen verteilen sich wie folgt: Für die Produktion von grünem Wasserstoff und erste Anlagen zur ausländischen Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe als Rohstoff für die chemische Industrie werden 21 Mrd. Euro benötigt. Weitere 18 Mrd. Euro entfallen auf die Hebung von Energieeffizienzen durch Einbau von Besttechnologien bei Austausch. Vor allem in energieintensiven Industriezweigen, in denen in der Vergangenheit das Bruttoanlagevermögen überwiegend rückläufig war, ist eine Trendwende erforderlich. Allein für Investitionen in neue Anlagen in Stahl, der Grundstoffchemie und Zement werden bis 2030 weitere 13 Mrd. Euro benötigt. Die Stahlindustrie hat mit knapp 10 Mrd. Euro den höchsten Investitionsbedarf der betrachteten Industriezweige zu stemmen. Dies ist erheblich mehr, als die Stahlindustrie jemals in den letzten Jahrzehnten in einem solchen Zeitraum investiert hat.

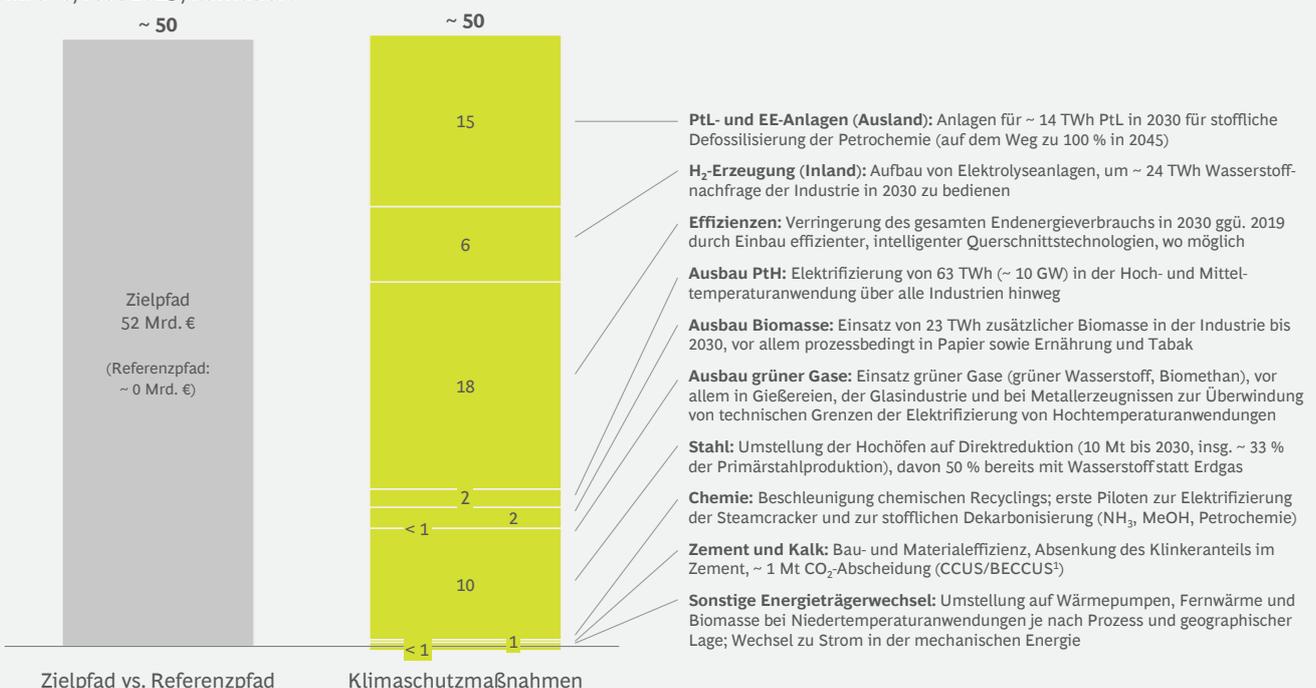
Die klimabedingte Transformation der Industrie wird in 2030 Mehrkosten in Höhe von 11 Mrd. Euro gegenüber 2021 verursachen – etwa 1,5 Prozent der industriellen Bruttowertschöpfung aus 2019. Diese umfassen sowohl Kapitalkosten für neue Investitionen als auch Mehrkosten für Betrieb- und Wartung sowie für (teurere) Energieträger. Die stärkere Durchdringung von Effizienztechnologien erzeugt für Unternehmen nach entsprechenden Amortisationszeiten Nettoeinsparungen, alle anderen Maßnahmen sind jedoch mit zum Teil erheblichen Mehrkosten verbunden. Von allen Sektoren sind in der Chemie die höchsten Mehrkostenbelastungen zu erwarten (4 Mrd. Euro in 2030). Auf die Stahlindustrie entfallen 2 Mrd. Euro, auf die weiteren Industriezweige 5 Mrd. Euro. Die Investitionen in Effizienzmaßnahmen wirken sich positiv auf die Mehrkosten aus und senken diese um 1 Mrd. Euro.

Der Industriesektor hat damit eine erhebliche Investitions-, aber auch Mehrkostenherausforderung zu bewältigen. Insgesamt besteht eine Regulierungslücke in Höhe von 11 Mrd. Euro im Jahr 2030, welche durch die nachfolgend beschriebenen politischen Instrumente adressiert wird.

## Circa 50 Mrd. € Mehrinvestitionen in der Industrie bis 2030

ABBILDUNG 45 | Mehrinvestitionen in der Industrie bis 2030

Mrd. €, real 2019, kumuliert

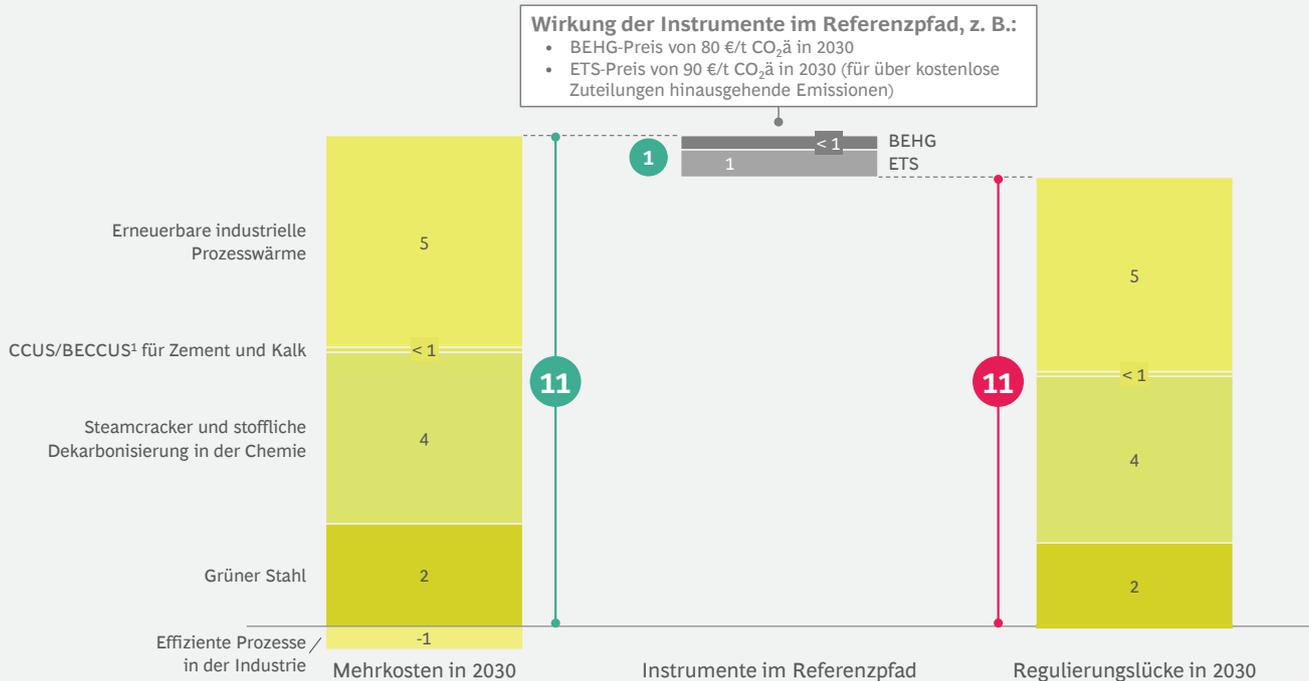


1. Gemeint ist die permanente Speicherung bzw. dauerhafte stoffliche Bindung von CO<sub>2</sub>  
Quelle: BCG-Analyse

## Industrie: 11 Mrd. € Regulierungslücke zum 2030-Klimaschutzziel

ABBILDUNG 46 | Mehrkosten der Klimaschutzmaßnahmen in der Industrie in 2030

Mrd. €, real 2019



1. Gemeint ist die permanente Speicherung bzw. dauerhafte stoffliche Bindung von CO<sub>2</sub>  
Quelle: BCG-Analyse

## 7.4 Politische Instrumente

### 7.4.1 Aktuelle Hemmnisse

Das größte Hemmnis für schnelleren Klimaschutz in der Industrie ist derzeit der teilweise erhebliche Kostennachteil erneuerbarer Technologien. In sehr energie- und emissionsintensiven Sektoren würde im Falle einer Realisierung dieser Klimaschutzmaßnahmen mit ihren Kostennachteilen sogar ein Wettbewerbsrisiko entstehen, das anstelle von Emissionseinsparungen in bestehenden Strukturen die Abwanderung von Wertschöpfung zur Folge hätte (Carbon-Leakage).

Dieses Risiko trifft insbesondere Industriezweige mit hohen CO<sub>2</sub>-Kosten oder anderen klimabedingten Mehrkosten pro Euro Wertschöpfung. Da das ETS EU-weit gilt, betrifft es traditionell vor allem Unternehmen, die auf dem Weltmarkt agieren und mit Unternehmen aus Nicht-EU-Ländern mit weniger Mehrkosten konkurrieren. Seit der Einführung eines nationalen CO<sub>2</sub>-Preises im BEHG für die Nicht-ETS-Industrie besteht dieser Wettbewerbsnachteil aber selbst gegenüber anderen

EU-Ländern. Das damit verbundene Wertschöpfungsrisiko macht die Regulierung und Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen in manchen Sektoren zu einer enormen Herausforderung.

Darüber hinaus bestehen verschiedene weitere Hemmnisse für schnelleren Klimaschutz:

- Fast alle bis 2030 benötigten Maßnahmen erfordern erhebliche Investitionen, beispielsweise in Stahl beim Neu- oder Umbau ganzer Standorte oder bei der Umstellung auf erneuerbare Wärme über alle Industriezweige hinweg.
- Zwischen fossilen und nicht fossilen Energieträgern in der Wärmeerzeugung besteht eine erhebliche Kostenlücke, die eine Umstellung betriebswirtschaftlich unattraktiv macht (siehe Abbildung 47).
- Einigen Schlüsseltechnologien mangelt es derzeit noch an großindustrieller Reife. Das betrifft zum Beispiel Power-to-Heat in Hochtemperaturanwendungen wie Steamcrackern, Carbon-Capture in Zement und Kalk sowie Elektrolyseure zur grünen

Wasserstoffproduktion im Gigawatt-Maßstab. Diese Technologien müssen bis 2030 skaliert werden, was neben der rein technischen Herausforderung für die Industrie auch mit erheblichen wirtschaftlichen Risiken verbunden ist.

- **Erforderliche Infrastruktur ist derzeit nicht verfügbar.** Es fehlen Transportnetze sowohl für die breitflächige Anwendung und Umstellung auf grünen Wasserstoff als auch für den Abtransport von CO<sub>2</sub> aus Carbon-Capture-Anlagen. Außerdem ist das aktuelle Stromnetz auf keiner Spannungsebene für eine großflächige Nutzung von Strom zur Industriewärmeproduktion ausgelegt.
- **Es fehlt an Planungssicherheit.** Neben ökonomischen und technischen Umsetzungshürden behindern aktuell auch sich ständig verändernde politische Ziele, die erhebliche Diskrepanz zwischen Zielen und regulatorischen Realitäten, wechselnde Ausnahmetatbestände und zudem Unklarheit über den Willen der öffentlichen Hand zur Unterstützung industrieller CO<sub>2</sub>-Investitionen die Umsetzung langfristiger Investitionen.

## 7.4.2 Klimaprogramm für die Industrie

### 7.4.2.1 Einordnung und Überblick

Die aktuellen Systeme zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung sind als alleinige Instrumente für die Erreichung der Klimaziele in der Industrie ungeeignet.

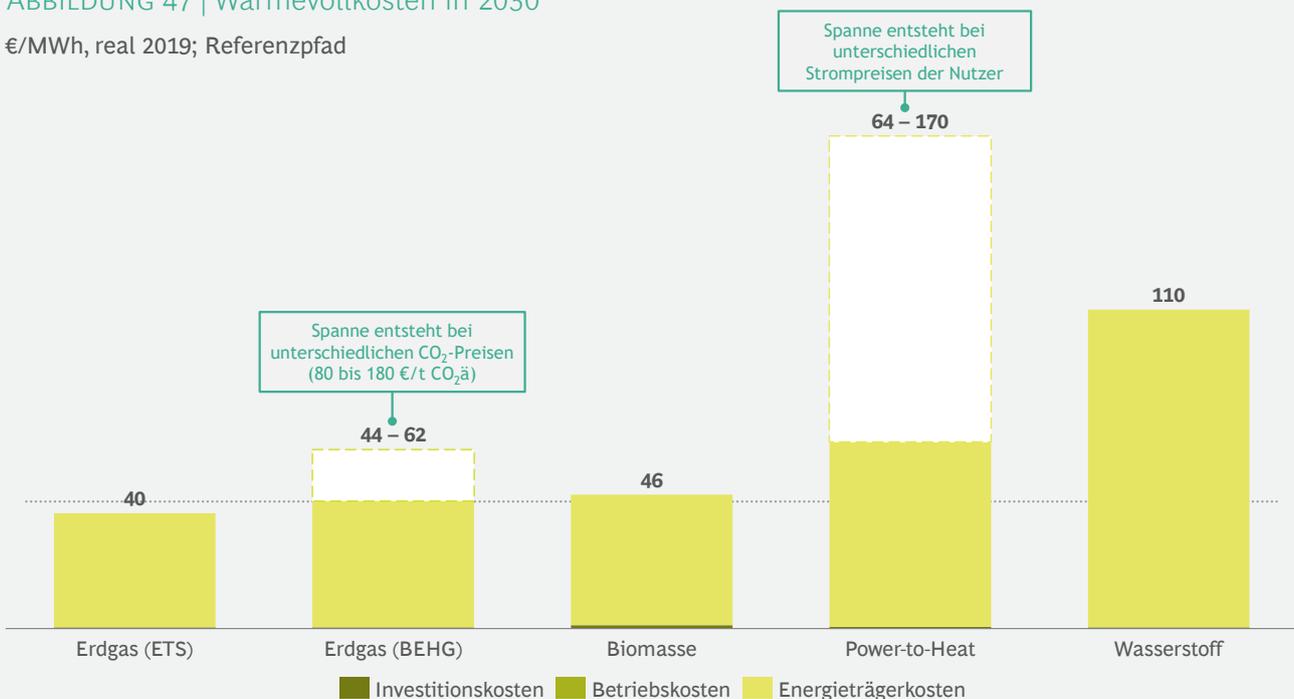
Zum einen sind betriebswirtschaftliche CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für viele Maßnahmen in der Industrie aktuell sehr hoch. Um Technologien wie Wasserstoffstahl, CCUS in Zement und Kalk oder die Umstellung auf Power-to-Heat in vielen Sektoren wirtschaftlich zu machen, wären CO<sub>2</sub>-Preise in deutlich dreistelliger Höhe erforderlich. Unilaterale Preise würden jedoch das Risiko signifikanter wirtschaftlicher Verwerfungen nach sich ziehen.

Zum anderen machen CO<sub>2</sub>-Preise zwar die Nutzung fossiler Anlagen unattraktiv, lösen aber deshalb noch keine Investitionen in erneuerbare Alternativen aus. Dies ist besonders in jenen Sektoren ein Problem, die vor einem erheblichen Umbau ihres gesamten Anlagenparks stehen. Der möglichen Wirkung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung sind in vielen vor allem emissionsintensiven Sektoren vergleichsweise enge Grenzen gesetzt,

## Ohne zusätzliche Instrumente bis 2030 wird Erdgas weiterhin günstiger sein als die Alternativen

ABBILDUNG 47 | Wärmevollkosten in 2030

€/MWh, real 2019; Referenzpfad



Anmerkung: Annahmen: Energieträgerkosten – Erdgas bei 38 €/MWh mit ETS-Preis von 90 €/t CO<sub>2</sub>ä (nominal), Erdgas bei 42 – 59 €/MWh mit BEHG-Preis von 80 – 180 €/t CO<sub>2</sub>ä (nominal), Biomasse bei 39 €/MWh, Strom bei 69 – 167 €/MWh je nach Verbrauchsmenge und Entlastungsregelungen, H<sub>2</sub> im Durchschnitt über alle Industrien hinweg bei 105 €/MWh. Investitionskosten – Erdgas bei 300 €/kW, H<sub>2</sub> bei 375 €/kW, Biomasse bei 900 €/kW, Power-to-Heat bei 420 €/kW. Wirkungsgrad – Erdgas und H<sub>2</sub> bei 96 %, Biomasse bei 88 %, Power-to-Heat bei 100 %  
Quelle: BCG-Analyse

da bei zu hohen wirksamen Preisen ohne effektiven Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit die Abwanderung von Wertschöpfung oder zumindest Investitionen droht. Die Industrie muss ab sofort zum Teil radikal andere Investitionsentscheidungen treffen als in der Vergangenheit und für die Umstellung ihres Anlagenparks und ihrer Energieversorgung teilweise erhebliche Investitionen und Mehrkosten stemmen. Dafür muss die CO<sub>2</sub>-Regulierung deutlich erweitert werden.

**Bestehende Bepreisungsinstrumente sollten weiterentwickelt werden, um effektivere Anreize zu schaffen.**

ETS und BEHG sollten so weiterentwickelt werden, dass sie einen stärkeren wirksamen Preisanreiz schaffen, aber gleichzeitig Industrien zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit vor Carbon-Leakage-Risiken schützen. Dafür wäre im ETS zum Beispiel eine Reform des Systems der kostenlosen Zuteilungen nötig, mit dem Unternehmen im Falle von Prozessumstellungen auf grüne Lösungen dieselbe Menge an frei zugeteilten Zertifikaten behalten. Um innereuropäische Wettbewerbsnachteile durch die Bepreisung im BEHG zu vermeiden, sollte die Bundesregierung außerdem darauf hinwirken, dass das geplante neue EU-Emissionshandelssystem für Nicht-ETS-Sektoren („New ETS“) ähnlich wie das BEHG auf die Industrie ausgeweitet wird.

**Neben einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung werden vor allem erheblich mehr öffentliche Anschubförderung und die Entlastung erneuerbarer Energieträger benötigt.** Die Industrie muss zur Erreichung der Klimaziele in vielen Sektoren einen erheblichen Investitionsberg überwinden. Außerdem ist in vielen Fällen die Umstellung auf erneuerbare Technologien derzeit nicht wirtschaftlich. Um diese Lücken zu schließen, sind neben der Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit entsprechenden klimafreundlichen Energieträgern mehrere Instrumente erforderlich:

- Zur Erhöhung der Biomasseverfügbarkeit für industrielle Anwendungen braucht es eine nationale Biomassestrategie, die die begrenzten Mengen in systemisch sinnvolle Anwendungen lenkt.
- Um Power-to-Heat für die industrielle Wärmeerzeugung wettbewerbsfähig mit Erdgas zu machen, muss Strom für diese Anwendung von allen Steuern und Umlagen befreit werden. Darüber hinaus sollte umfangreiche Investitionsförderung den Bau treibhausgasneutraler Anlagen anreizen.
- Um für die Transformation der großen Prozessindustrien und die Nutzung von treibhausgasneutralem Wasserstoff ausreichende Investitionssicher-

heit zu schaffen, ist zudem die Einführung sogenannter Klimaschutzverträge nötig, die der Industrie helfen, die oft erheblichen Differenzkosten zur fossilen Referenztechnologie zu überbrücken.<sup>65</sup> Mittelfristig sollten darüber hinaus über Quoten für grüne Materialien Leitmärkte geschaffen werden, um den Zustand einer dauerhaften Subventionierung zu vermeiden.

**Trotz umfangreicher öffentlicher Förderung entstehen der Industrie klimaschutzbedingte Mehrkosten, die für besonders betroffene Branchen ausgeglichen werden sollten.** Potenziell besonders betroffen sind vor allem in globalen Märkten agierende ETS-Unternehmen, emissionsintensive Nicht-ETS-Unternehmen mit niedrigen Margen, sehr stromintensive Unternehmen, die zum Teil deutlich steigende Stromkosten riskieren, sowie potenziell weiterverarbeitende Industrien mit steigenden Materialkosten. Für den Erhalt der industriellen Wettbewerbsfähigkeit dieser Unternehmen kommen mehrere Instrumente in Frage, die detailliert in Kapitel 7.4.3 diskutiert werden:

- Für die **ETS-Industrie** sollte das aktuelle System der kostenlosen Zuteilungen von Zertifikaten fortgeführt werden, bis eine wirklich wirksame Alternative verfügbar ist. Dafür sollte der von der EU geplante Mechanismus des CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichs (CBAM) weiterentwickelt werden.
- Unternehmen in **Nicht-ETS-Industrien** können durch CO<sub>2</sub>-Preise im BEHG innereuropäische Wettbewerbsnachteile erleiden. Die Bundesregierung sollte daher auf eine Ausweitung des europäischen „New ETS“ auf Nicht-ETS-Industrien hinwirken und nationale Ausgleichsinstrumente schaffen beziehungsweise vorhandene stärken.
- **Stromintensive Unternehmen** könnten ebenfalls durch einen „Supercap“ und die Incentivierung von Abnahmeverträgen für erneuerbaren Strom (PPAs) entlastet werden.
- Würden durch die genannten Instrumente Mehrkosten in Grundstoffindustrien ausgeglichen, entstünden auch keine zusätzlichen Belastungen für **Weiterverarbeiter**.

<sup>65</sup> Dies beinhaltet, sofern nötig, auch Förderungen für den Aufbau von („H<sub>2</sub>-ready“)-Erdgas-DRI-Anlagen in der Stahlindustrie.

## 7.4.2.2 Kerninstrumente

Zur Erreichung der Klimaziele im Industriesektor ist ein umfassender Mix aus Instrumenten erforderlich, der die Industrie bei der Bewältigung der anstehenden Transformation unterstützt.

**Effektive CO<sub>2</sub>-Preise werden in allen Sektoren steigen. Das macht den Betrieb fossiler Anlagen zukünftig unattraktiver.** Gemäß aktuellen Markterwartungen werden die Preise beim ETS bis zum Ende dieser Dekade weiter steigen. Um den effektiven Transformationsanreiz, der aus diesen steigenden Preisen resultiert, auch zu realisieren, sollte der bestehende ETS-Mechanismus weiterentwickelt werden.

**Kostenlose Zuteilungen im ETS sollten beim Wechsel auf grüne Technologien nicht entzogen werden.** Investiert ein Unternehmen in einen Prozesswechsel, zum Beispiel von grauem auf grünen Wasserstoff oder von Hochofen- auf (H-)DRI-Stahl, sollten die kostenlosen Zuteilungen auf Basis der Daten der ersetzten Anlage beibehalten werden. Frei werdende Zertifikate würden dann anders als bisher nicht mehr verfallen, sondern Unternehmen könnten sie am Markt verkaufen. Der CO<sub>2</sub>-Preis wäre so voll anreizwirksam, ohne in voller Höhe Mehrkosten zu verursachen. Auch Investitionen in grünen Wasserstoff würden durch diesen Mechanismus erheblich erleichtert. Aufgrund der teils hohen Komplexität von Produkt-Benchmarks müsste dieser Mechanismus zunächst aber wahrscheinlich auf einzelne energieintensive Produkte beschränkt sein.<sup>66</sup> Unabhängig davon sind zusätzliche Anreize durch Klimaschutzverträge notwendig.

Für die derzeit über das BEHG bepreisten Nicht-ETS-Industrien sollte weiterhin ein nationaler CO<sub>2</sub>-Preis gelten, solange diese keine Preisimpulse über ein wirksames und ambitioniertes europäisches Instrument bekommen. Um effektive Investitionsanreize zu setzen, sind auch in diesem Sektor steigende CO<sub>2</sub>-Preise nötig.<sup>67</sup> Zwar plant die EU im Rahmen des Kommissionsvorschlags „Fit for 55“ ergänzend zum bestehenden ETS auch ein neues Emissionshandelssystem für Nicht-ETS-Sektoren, dieses ist nach aktueller Planung jedoch auf die Sektoren Gebäude und Straßenverkehr begrenzt.<sup>68</sup>

Durch CO<sub>2</sub>-Kosten aus den beiden zuvor beschriebenen Instrumenten besteht an mehreren Stellen ein höheres Risiko für unfaire Wettbewerbsverzerrungen durch Carbon-Leakage: zwischen deutschen und nicht europäischen Produzenten, zwischen deutschen Nicht-ETS-Unternehmen und europäischen Produzenten ohne eigene nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung sowie zwischen deutschen ETS- und Nicht-ETS-Unternehmen im selben Sektor, sofern sich die effektiven Preissignale der beiden Systeme zu weit voneinander entfernen. Umso mehr ist für schwer von diesen Risiken betroffene Sektoren ein stärkerer Carbon-Leakage-Schutz erforderlich, der diese Risiken ausgleicht. Ansätze dafür werden in Kapitel 5.3.5 beschrieben.

**National verfügbare Biomasse sollte vor allem zur Wärmeerzeugung in der Industrie eingesetzt werden – dafür bedarf es einer nationalen Biomassestrategie, denn nachhaltige Biomasse ist eine begrenzte Ressource.** Im Jahr 2019 wurden insgesamt 310 TWh an fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse als Energieträger eingesetzt. In Zukunft wird Biomasse zusätzlich als erneuerbare Kohlenstoffquelle, beispielsweise in der Chemie, benötigt.<sup>69</sup> Aus diesem Grund sollte eine angemessene Strategie zur nachhaltigen Erzeugung und zum möglichst effizienten Einsatz entwickelt werden. Deutschland benötigt eine integrierte Strategie, um die zukünftigen Erzeugungs- und Verbrauchsentwicklungen unter Berücksichtigung der land- und forstwirtschaftlichen Gegebenheiten sowie der Potenziale zur Kaskadennutzung zu optimieren.<sup>70</sup> Diese Strategie sollte effiziente Anwendungen fördern und Kreislaufwirtschaftspotenziale maximal ausschöpfen, sodass zuerst eine stoffliche Verwendung und anschließend eine energetische Nutzung in Industrie und Fernwärme bevorzugt werden. Vor allem Standorte mit möglichem Anschluss an ein zukünftiges CO<sub>2</sub>-Netz für die energetische Nutzung von Biomasse sollten priorisiert werden, um den Weg für die zukünftige Erzeugung negativer Emissionen zu bereiten. Das bedeutet auch, dass bestehende Anreize zur Nutzung von Biomasse im Stromsektor und in Pelletheizungen in der Gebäudewärme auslaufen oder zumindest reduziert werden sollten. Die Nutzung nachhaltig produzierter biogener Kraftstoffe hingegen sollte weiterhin angereizt werden. Zusätzlich sollten konsequente Rahmenbedingungen für die Regulierung von Biomassequalität und -quantitäten für die energetische Nutzung geschaffen werden.<sup>71</sup>

<sup>66</sup> Für die Produkt-Benchmarks sind derzeit zwei Verschärfungen in der Diskussion: eine beschleunigte Benchmark-Abschmelzung kostenloser Zuteilungen infolge der Berücksichtigung alternativer CO<sub>2</sub>-armer Technologien sowie eine vollständige Abschmelzung zwischen 2025 und 2035 für Tätigkeiten, in denen Produkte hergestellt werden, die dem aktuellen CBAM-Vorschlag unterliegen. Beides wäre bis zur Einführung wirksamer Alternativen für einen zuverlässigen Carbon-Leakage-Schutz kontraproduktiv.

<sup>67</sup> Siehe Methodik-/Annahmen-Kapitel 11.1.

<sup>68</sup> EU-Kommission (2021b).

<sup>69</sup> Nachhaltige Biomasse beschreibt grundsätzlich feste biogene Stoffe (beispielsweise feste Stoffe aus der Landwirtschaft wie Stroh, Waldrestholz, Industrieholz, Kurzumtriebsplantagen und Klärschlamm), Biogas beziehungsweise Klärgas, den biogenen Anteil von Abfall und Deponiegas sowie flüssige biogene Stoffe beziehungsweise Biokraftstoffe. Die Verfügbarkeit dieser Stoffe unterliegt absoluten Potenzialgrenzen.

<sup>70</sup> Kaskadennutzung beschreibt die Mehrfachnutzung eines Rohstoffs, bevor dieser der energetischen Verwertung zugeführt wird.

<sup>71</sup> Siehe Sektorbetrachtung Energiewirtschaft in Kapitel 10.

Um die Umstellung industrieller Wärmeerzeugung auf Power-to-Heat anzureizen, muss der Strompreis für diese Anwendungen von Umlagen entlastet werden. Um Strom als Energieträger mit Erdgas wettbewerbsfähig zu machen, ist eine vollständige Entlastung von allen Umlagen für diese Anwendung erforderlich – ähnlich wie bei den Entlastungen stromkostenintensiver Unternehmen. Dies umfasst die komplette Befreiung sowohl von EEG- und KWK-Umlage als auch einer noch zu schaffenden Umlage aus einem neuen Kapazitätsmarkt sowie die weitestgehende Befreiung von Entgelten und netzentgeltlichen Umlagen (Netzentgelte, StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage und Konzessionsabgabe) und die Reduktion auf die Mindeststromsteuer. Selbst mit dem aus diesen Reformelementen resultierenden Strompreis von ungefähr 6,4 Cent pro kWh in Kombination mit einer steigenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung von fossilem Erdgas sind Power-to-Heat-Anlagen jedoch noch nicht betriebswirtschaftlich wettbewerbsfähig. Deshalb muss die Reduzierung der Strompreise für Power-to-Heat-Anlagen kombiniert werden mit Klimaschutzverträgen. Bei der konkreten Ausgestaltung ist auf Konformität mit dem EU-Beihilferecht zu achten. Eine Reform des Beihilferechtsrahmens könnte diesem und anderen Instrumenten zur Klimazielerreichung künftig mehr Rechtssicherheit verschaffen.

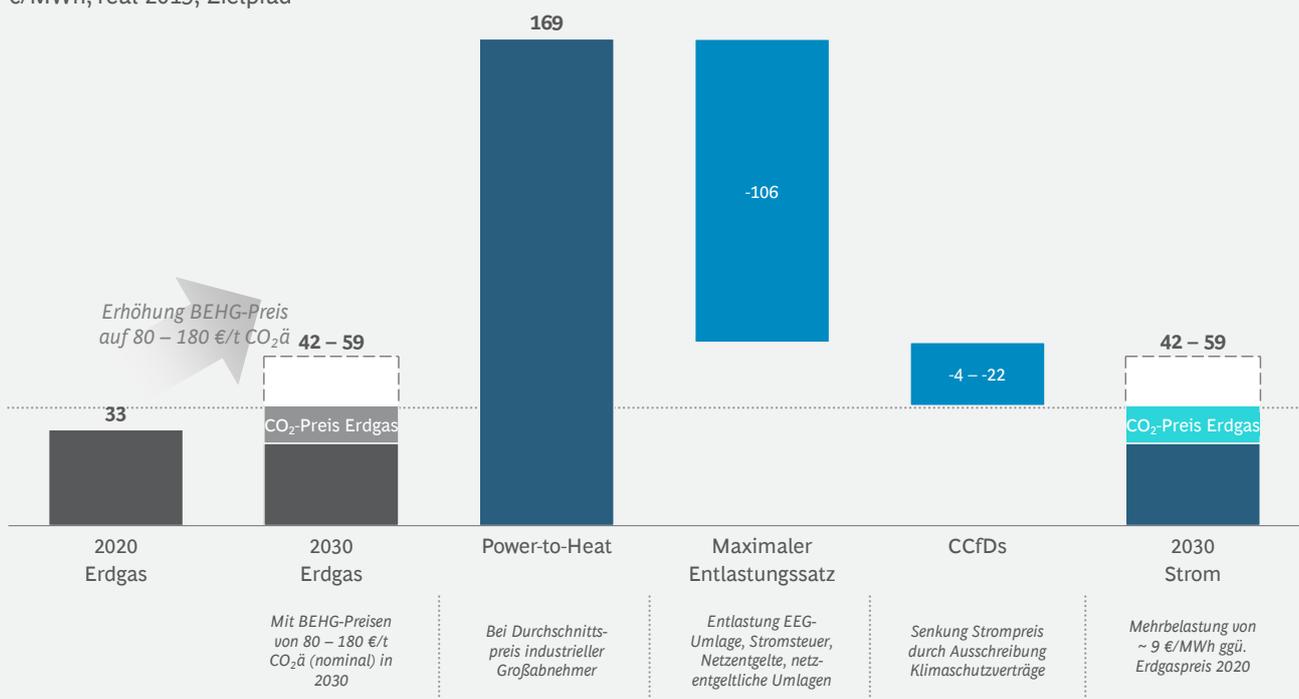
Zur Finanzierung des Umbaus der Prozessindustrie und des Wechsels auf neue Energieträger ist eine breite Umsetzung von Klimaschutzverträgen erforderlich (Carbon Contracts for Difference, CCfDs). Diese Verträge werden zwischen der öffentlichen Hand und einzelnen Anbietern geschlossen. Sie dienen dazu, den Anbietern entstehende Mehrkosten einer grünen Alternative im Vergleich zur nächsten fossilen Referenztechnologie auszugleichen. Sie sind erforderlich, um frühzeitige Investitionen in teure neue Prozesstechnologien anzustoßen, wie zum Beispiel die frühzeitige Umstellung auf grünen Wasserstoff oder Biomethan sowie erste Projekte zur Beschaffung erneuerbarer Rohstoffe für die Chemie oder den Einsatz von Carbon-Capture in der Zement- und Kalkproduktion.

Der langfristig technologieoffenste und industrieübergreifende Ansatz ist aus Sicht dieser Studie die Einführung standardisierter „Energieträger-CCfDs“ für Strom, Wasserstoff und Biomethan, die die Kostendifferenz zur nächsten fossilen Alternative ausgleichen würden (zum Beispiel 1 MWh Erdgas zuzüglich der entsprechenden effektiven CO<sub>2</sub>-Belastung einzelner Akteure zu 1 MWh grünem Wasserstoff). Verbunden mit einer umfangreichen Investitionsförderung in neue, treibhausgasneutrale Anlagen könnten diese

## Power-to-Heat: Schließung der Kostenlücke durch Strompreisentlastung und CCfDs

ABBILDUNG 48 | Energieträgerkosten im BEHG ohne Entlastungen in 2030

€/MWh, real 2019; Zielpfad



Anmerkung: Annahmen: Energieträgerkosten – Erdgas bei 38 €/MWh mit ETS-Preis von 90 €/t CO<sub>2</sub>ä (nominal), Erdgas bei 42 – 59 €/MWh mit BEHG-Preis von 80 – 180 €/t CO<sub>2</sub>ä (nominal), Strom bei 69 – 167 €/MWh je nach Verbrauchsmenge und Entlastungsregelungen  
Quelle: BCG-Analyse

vergleichsweise unbürokratisch und technologieoffen die Transformation in einer Reihe unterschiedlicher Sektoren fördern.

Um Produzenten vor allem in den nächsten Jahren die hohe Investitionsunsicherheit für neue, CO<sub>2</sub>-arme Technologien zu nehmen und eine projektspezifischere Förderung zu ermöglichen, bieten sich darüber hinaus in ausgewählten Industrien sogenannte Produkt-CCfDs an, die nicht die Differenzkosten zum nächsten Energieträger, sondern zum Endprodukt kompensieren (beispielsweise 1 Tonne Rohstahl, 1 Tonne Zement, 1 Tonne Ethylen) und damit auch die erforderlichen Anlageninvestitionen des Projekts berücksichtigen.<sup>72</sup> Hier sollte im Hinblick auf Datenerfassung und Förderwürdigkeit für die Zielerreichung eine entsprechende Nachweisbarkeit sichergestellt werden.

Allen CCfDs ist dabei zu eigen, dass sie zur Gewährleistung der notwendigen Planungssicherheit über angemessen lange Zeiträume garantiert werden müssen. Projekte, die in den 2020er Jahren abgesichert werden, erzeugen damit auch fiskalische Belastungen über 2030 hinaus.

**Um der Industrie den Umstieg auf neue Technologien zu erleichtern, sollten zusätzlich Investitionsförderungen für treibhausgasneutrale Anlagen gewährt werden.**<sup>73</sup> Zum Beispiel sollte eine Förderung für erneuerbare Wärmeerzeugung 40 Prozent des Investitionswertes entlasten. Bei der Antragstellung wäre ergänzend zum Energiesparkonzept auch eine Prüfung der Anlage hinsichtlich der Erreichung von Treibhausgasneutralität erforderlich. Investitionen in wasserstoffbasierte Anlagen und/oder vorbereitende Nachrüstungen sollten bis 2030 mit Modellprojekten mit einem erhöhten Fördersatz gesondert unterstützt werden. Als Bedingung für die Förderung von Biomasseanlagen sollte eine Kompatibilität mit der nationalen Biomassestrategie verankert werden. Somit könnten einerseits Investitionsentscheidungen angereizt, andererseits aber auch eine Lenkungswirkung hin zu systemisch optimierten Verbräuchen erreicht werden.

**Zur vollständigen Hebung von – häufig wirtschaftlichen – Effizienzpotenzialen in der Industrie sollten bestehende Effizienzstandards und Fördermechanismen weiterentwickelt werden.** Zum einen sollten sich die Effizianzforderungen an Produktaggregate beziehungsweise -systeme, die Kombinationen verschiedener Einzelprodukte und deren Steuerung im Zusammenspiel beinhalten, an den entsprechenden Effizienz-

anforderungen der Ökodesign-Richtlinie für die einzelnen Produkte orientieren. Darüber hinaus sollten bestehende Mindestanforderungen an Besttechnologien bis 2025 weiter angehoben werden.<sup>74</sup> Außerdem wäre es sinnvoll, die bestehende „Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft“ bis zum Jahr 2030 zu verlängern und um besondere Förderungen für die effizientesten Technologien und den frühzeitigen Austausch älterer Bestandsanlagen zu ergänzen.

**Um den Bedarf an öffentlicher Förderung mittelfristig zu senken, sollten für ausgewählte Grundstoffindustrien ab Mitte dieser Dekade grüne Leitmärkte geschaffen werden.** Diese Leitmärkte könnten insbesondere für emissionsintensive Grundstoffindustrien geschützte Marktumgebungen schaffen, innerhalb derer sie Mehrkosten grüner Produkte durchsetzen können, zum Beispiel in Form einer Quote.<sup>75</sup> Solche Quoten kommen vor allem für Zement und für Teile der Stahlnachfrage in Betracht. Für diese sollten im Jahr 2030 in den wichtigsten Absatzmärkten (vor allem im Bau, in der Produktion von Automobilen und Haushaltsgeräten sowie in Windkraftanlagen) verpflichtende steigende, idealerweise europäische Quoten für grüne Materialien gelten. Voraussetzung dafür ist, dass bis dahin entsprechende grüne Materialien in ausreichender Menge und vergleichbarer Qualität verfügbar sind. Zudem sollte die öffentliche Hand eine Vorreiterrolle einnehmen, indem sie sich zu festen Quoten bei öffentlichen Beschaffungsprojekten bekennt.

Darüber hinaus wären auch weitere politische Instrumente für die Erreichung der Klimaziele im Industriesektor hilfreich. Diese sind:

- **Definition grüner Grundstoffe:** Für eine bessere Steuerung öffentlicher Förderung und die Einführung von Quoten in „grünen Leitmärkten“ bedarf es einer klaren Bestimmung von Grenzwerten und Bilanzierungsmechanismen zur Bewertung grüner Grundstoffe. Die Definition sollte gemeinsam mit den entsprechenden Stakeholdern erfolgen, um vor dem Hintergrund der ambitionierten Ziele bis 2030 eine klare Regelung und Umsetzbarkeit sicherzustellen. Auch zum weiteren Wachstum der Nachfrage nach grünen Materialien könnten entsprechende Normen und Zertifizierungen dieser „grünen Eigenschaft“ beitragen. Dies bietet gute Aussichten auf das Ende von dauerhaften Subventionen beispielsweise durch Klimaschutzverträge.

<sup>72</sup> Für Carbon-Capture-Anwendungen wird voraussichtlich auch langfristig ein Produkt-CCfD für CO<sub>2</sub> benötigt.

<sup>73</sup> Für („H<sub>2</sub>-ready“)-Erdgas-DRI-Anlagen in der Stahlindustrie sollte, sofern nötig, für den Umstieg eine entsprechende Investitionsförderung gelten.

<sup>74</sup> Eine Ausnahmeregelung kann für Unternehmen gelten, die auf der Basis einer Lebenszyklusbetrachtung die wirtschaftliche und/oder ökologische Überlegenheit einer alternativen erneuerbaren Technologie nachweisen können.

<sup>75</sup> Leitmärkte entstehen im ersten Schritt auf nationaler Ebene, könnten aber perspektivisch auch auf EU-Ebene erweitert werden.

- **Innovations- und Forschungsförderung:** Mehrere Technologien zur Erreichung von Treibhausgasneutralität im Industriesektor sind derzeit noch nicht industriell skaliert oder befinden sich noch in der Entwicklung. Innovationsförderung sollte sich auf die wichtigsten dieser grünen Technologien sowohl für Pilotanlagen als auch für die großindustrielle Skalierung fokussieren. Details werden in Kapitel 5.3.4 beschrieben.
- **Reform von Baunormen:** Zum Anreiz des Einsatzes CO<sub>2</sub>-armer Rohstoffe, zur Absenkung des Klinkerfaktors bei der Zementproduktion sowie zum perspektivischen Einsatz alternativer Bindemittel bedarf es einer Umsetzung der entsprechenden Zementnormen in den Betonnormen sowie in den technischen Baunormen und Regelwerken, damit die CO<sub>2</sub>-ärmeren neuen Produktarten entsprechend im Bau verwendet werden können. Ebenso bedarf es der Schulung und Anleitung des Baupersonals zur sicheren und gezielten Verwendung der neuen Zementarten. Auch alternative Konstruktionen sollten in generellen Baunormen zukünftig berücksichtigt werden.
- **Recycling-/Rezyklateinsatzquoten:** Zur Förderung einer stärkeren Kreislaufwirtschaft bis 2030 sind höhere Recycling- und Rezyklateinsatzquoten für Materialien mit derzeit niedrigen Wiederverwertungsanteilen, vor allem für Kunststoffe, zielführend. Diese sollten technologieoffen definiert werden, um beispielsweise mechanisches und chemisches Recycling von Kunststoffen gleichermaßen zu berücksichtigen – es sollte jedoch auch die entsprechende Energieeffizienz und damit die CO<sub>2</sub>-Bilanz einbezogen werden. Gleichzeitig sollten Produkt- und Materialdesign nachhaltiger gestaltet, bürokratische Hemmnisse abgebaut und eine volle Anerkennung verschiedener Technologien sichergestellt werden. Um eine entsprechende Anreizwirkung über diese Quoten zu schaffen, sollten diese frühzeitig kommuniziert werden, damit Unternehmen ausreichende Mengen und Qualität sicherstellen können, um diesen Quoten gerecht zu werden.
- **Erhöhung wiederverwertbarer Materialmengen:** Die Industrie kann weiterhin Emissionen einsparen, indem sie den Einsatz wiederverwertbarer Materialien ausbaut. Dieser ist in Teilen begrenzt, da Produkte oft nicht die Wiederverwertbarkeit im Design berücksichtigen (beispielsweise Verwendung von Materialmischen oder Verklebung von Bauteilen). Weiterhin werden auch heute schon Produkte am Ende ihres Lebenszyklus häufig exportiert, statt sie in Deutschland einer Kreislaufwirtschaft zuzuführen (beispielsweise Stahl- und Nichteisenmetallschrott aus Pkw).

- **Stromnetz-, H<sub>2</sub>-Netz- sowie CO<sub>2</sub>-Netzausbau:** Die Industrie kann ihre Klimaziele nur dann erreichen, wenn parallel im Energiesystem die richtigen Voraussetzungen dafür geschaffen werden. Daher braucht man Instrumente, die den sehr schnell erforderlichen Ausbau von Infrastruktur für Strom, Wasserstoff und – mit etwas Verzögerung – auch CO<sub>2</sub> anreizen. Details werden in Kapitel 10.2.3 beschrieben.

### 7.4.3 Mehrbelastungen, Carbon-Leakage-Schutz, fiskalische Effekte

Die zuvor beschriebenen Instrumente schließen die Mehrkosten der Klimahebel gegenüber den fossilen Alternativen komplett. Dennoch verbleiben Mehrbelastungen der Industrie gegenüber heute – in Höhe von insgesamt etwa 5 bis 10 Mrd. Euro. Diese Mehrbelastungen ergeben sich im Falle einer Umsetzung der zuvor beschriebenen Maßnahmen allerdings nicht mehr aus der Umsetzung der CO<sub>2</sub>-Investitionen selbst, sondern als Folge der politischen Instrumente – vor allem höherer CO<sub>2</sub>-Preise, aber auch steigender Kosten für Strom resultierend aus der Dekarbonisierung des Stromsystems. Diese Mehrbelastungen sind für viele Unternehmen tragbar, können in besonders emissions- und stromintensiven Sektoren aber wettbewerbskritisch sein.

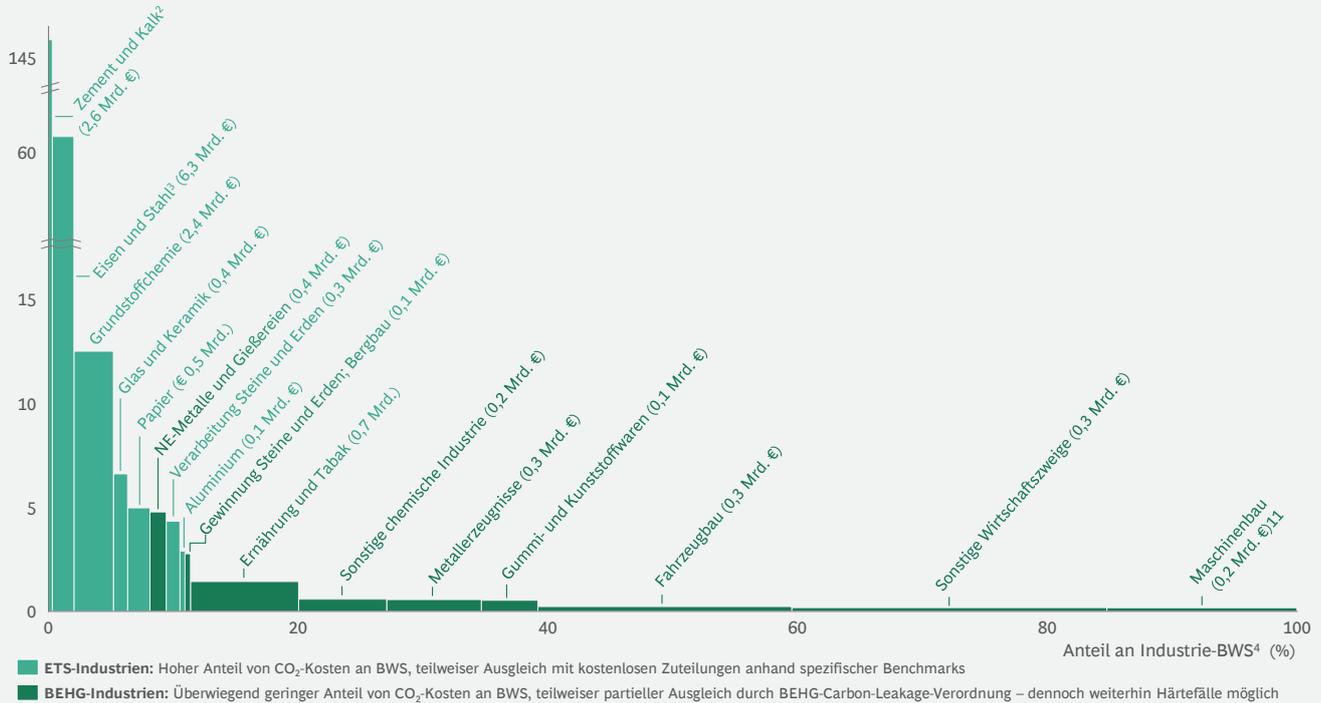
Unternehmen im ETS sind von steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen bei gleichzeitiger Reduktion der kostenlosen Zuteilungen betroffen. Daraus resultiert ein Wettbewerbsnachteil gegenüber nicht europäischen Produzenten. Diesen Nachteil auszugleichen sollte ein industriepolitisches Ziel sein. Darüber hinaus ist ein Ausgleich auch klimapolitisch notwendig, da zusätzliche Belastungen durch das ETS den Unternehmen Spielräume für Investitionen in treibhausgasneutrale Technologien nehmen. Der Aufbau nicht emittierender Neuanlagen muss daher Hand in Hand gehen mit dem temporären Erhalt wettbewerbsfähiger emittierender Bestandsanlagen. Damit dieser Übergang in Deutschland und Europa gelingt, gilt es zu vermeiden, dass CO<sub>2</sub>-intensive Industrien ins Ausland abwandern und sich Emissionen dadurch lediglich verlagern (Carbon-Leakage).

Um den benötigten Carbon-Leakage-Schutz zu gewährleisten, sollten kostenlose Zuteilungen fortgeführt und weiterentwickelt werden, bis tatsächlich wirksame Alternativen verfügbar sind. Heute erhalten betroffene Unternehmen noch eine weitgehend kostenlose Zuteilung von ETS-Zertifikaten. Durch die kostenlosen Zuteilungen müssen die Unternehmen nur für einen Teil ihrer Emissionen einen CO<sub>2</sub>-Preis zahlen, was einen starken Carbon-Leakage-Schutz darstellt. Solange ein vergleichbarer Effekt nicht zuverlässig durch andere Instrumente gewährleistet wird, sollten die

## CO<sub>2</sub>-Bepreisung trifft Branchen unterschiedlich stark

ABBILDUNG 25 | Vergleich von CO<sub>2</sub>-Kosten gegenüber Bruttowertschöpfung einzelner Industriezweige in 2030

Direkte CO<sub>2</sub>-Kosten in % der Bruttowertschöpfung bei einem wirksamen Preis von 90 €/t CO<sub>2</sub>ä<sup>1</sup>



1. Abweichend von den Preisen der Studie wurde in dieser Abbildung für ETS- und BEHG-Industrien ein CO<sub>2</sub>-Preis zur besseren Vergleichbarkeit gewählt 2. Inkl. gebranntem Gips 3. Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen 4. BWS = Bruttowertschöpfung | Quelle: Destatis (2019); BCG-Analyse

kostenlosen Zuteilungen erhalten bleiben. Die Art der Zuteilung (kostenlos oder kostenpflichtig) hat zudem keinen Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Minderung im ETS, die durch die Gesamtmenge an Zertifikaten vorgegeben ist. Es ist aber absehbar, dass kostenlose Zuteilungen in ausreichender Höhe nicht unbegrenzt fortgeführt werden können. Gemäß der aktuellen ETS-Ausgestaltung sinkt die Gesamtmenge an ausgegebenen Zertifikaten jährlich deutlich, wodurch auch das Volumen an kostenlosen Zuteilungen perspektivisch begrenzt ist.<sup>76</sup> Um Carbon-Leakage-Schutz auch mittel- und langfristig sicherzustellen, müssen jetzt schon andere Instrumente, beispielsweise ein CO<sub>2</sub>-Grenzausgleich, entwickelt werden, um einem möglichen Auslaufen der kostenlosen Zuteilungen in der Zukunft zu begegnen.

Ein CO<sub>2</sub>-Grenzausgleich (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) wird aktuell als zukünftiges Carbon-Leakage-Schutzinstrument diskutiert – in welchem Umfang dadurch der Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit

der Industrie gewährleistet werden kann, ist derzeit jedoch nicht absehbar. Nach dem Vorschlag der EU-Kommission sollen in die EU importierte Produkte, welche unter den CBAM fallen<sup>77</sup>, mit einem am CO<sub>2</sub>-Fußabdruck orientierten Preiszuschlag belegt werden. Damit sollen Importe aus Nicht-EU-Ländern in der EU denselben CO<sub>2</sub>-Preis auferlegt bekommen wie heimische Produzenten im ETS. Parallel zum Hochlaufen des CBAM würden als Ergebnis dieses EU-Vorschlags die heutigen kostenlosen Zuteilungen bis 2030 zu 50 Prozent und bis 2035 komplett entfallen. Dieser Vorschlag weist jedoch erhebliche Lücken auf:

- Exporte aus der EU würden einem hohen ETS-Preis unterliegen, im Ausland aber mit Produkten ohne entsprechende CO<sub>2</sub>-Bepreisung konkurrieren.
- Weiterverarbeiter CO<sub>2</sub>-intensiver Materialien (zum Beispiel Metallgießereien) müssten in der EU Grundstoffe kaufen, die durch den ETS- oder CBAM-

<sup>76</sup> Es ist unklar, ab welchem Zeitpunkt die im ETS verfügbare Zertifikatsmenge zu gering ist für die benötigte Menge an kostenlosen Zuteilungen. Einerseits könnte der maximale Anteil von kostenlosen Zuteilungen an der gesamten Zertifikatsmenge von aktuell 43 Prozent erhöht werden, um diesen Zeitpunkt nach hinten zu verschieben. Andererseits führt die Beibehaltung kostenloser Zuteilungen auch bei einem Wechsel auf grüne Prozesse (siehe Kapitel 7.4.2.2) nicht unbedingt zu einem sinkenden Bedarf an Zertifikaten, sodass kostenlose Zuteilungen und Zertifikatsgesamtmenge im aktuellen System schon früher kollidieren könnten. Unabhängig vom genauen Zeitpunkt sollten neue Carbon-Leakage-Schutzinstrumente für eine Phase entwickelt werden, in der kostenlose Zuteilungen stärker begrenzt werden müssen.

<sup>77</sup> Stahl, Zement, Düngemittel, Aluminium und Strom.

Preis verteuert sind. Damit wären sie gegenüber ausländischen Weiterverarbeitern einem Wettbewerbsnachteil ausgesetzt.

- Die Vereinbarkeit mit internationalem Handelsrecht – etwa der WTO – ist umstritten. Entsprechende Konflikte könnten die Zuverlässigkeit des CBAM einschränken.
- Eine zuverlässige internationale Bilanzierung und Nachweisführung des CO<sub>2</sub>-Fußabdrucks von Industriegütern ist noch nicht hinreichend weit entwickelt – insbesondere in Branchen mit komplexen Wertschöpfungsketten. Dies schafft das Risiko einer Umgehung des Grenzausgleichs.

**Der CBAM sollte als wirksame Option zum Carbon-Leakage-Schutz in der Zukunft weiterentwickelt werden.**

Dafür sollte er unter anderem einen Ausgleich für Exporte enthalten (beispielsweise mittels kostenloser Zuteilungen oder Gutscheinen) und perspektivisch auf weitere Sektoren, Zwischenprodukte und möglichst bis zum Endprodukt ausgeweitet werden, um betroffenen Industrien einen besseren Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten. Um den zuvor genannten rechtlichen und administrativen Risiken zu begegnen sowie die Realisierbarkeit und Wirksamkeit des CBAM

zu überprüfen, sollten Konkretisierung und Pilotierung zügig angegangen werden. Neben dem CBAM für Branchen, in denen dies möglich ist, sollte außerdem in einem internationalen „Klimaclub“ an einer Harmonisierung von CO<sub>2</sub>-Preisniveaus zwischen Staaten gearbeitet werden (siehe Kapitel 5.3.8).

**Der Nicht-ETS-Industrie entstehen Kosten durch nationale CO<sub>2</sub>-Preise im BEHG, die sie im innereuropäischen Wettbewerb benachteiligen.** Besonders im Falle hoher BEHG-Preise entstehen auch dem Mittelstand erhebliche Belastungen. Bereits heute schützt die BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung durch eine Rückerstattung der entstandenen Mehrkosten grundsätzlich besonders betroffene Industriezweige. Allerdings wird neben statistischen Zuordnungsproblemen kritisiert, dass im aktuellen Modell ein signifikantes Restrisiko für Unternehmen verbleibt, da Rückerstattungen nur anteilig auf direkt produktionsbezogenen Brennstoffeinsatz angerechnet werden und damit Restkosten übrig bleiben. Zusätzlich zur aktuellen Regelung sind drei Weiterentwicklungen denkbar. Zunächst sollte die Bundesregierung auf eine Ausweitung des europäischen „New ETS“ für Verkehr und Gebäude auf Nicht-ETS-Industrien hinwirken, sodass damit auch europäische Wettbewerber bepreist werden. Zweitens könnte Einzelunternehmen die

## Vier wesentliche Kostenrisiken für die Industrie

ABBILDUNG 26 | Wettbewerbsrisiken und mögliche Instrumente zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit

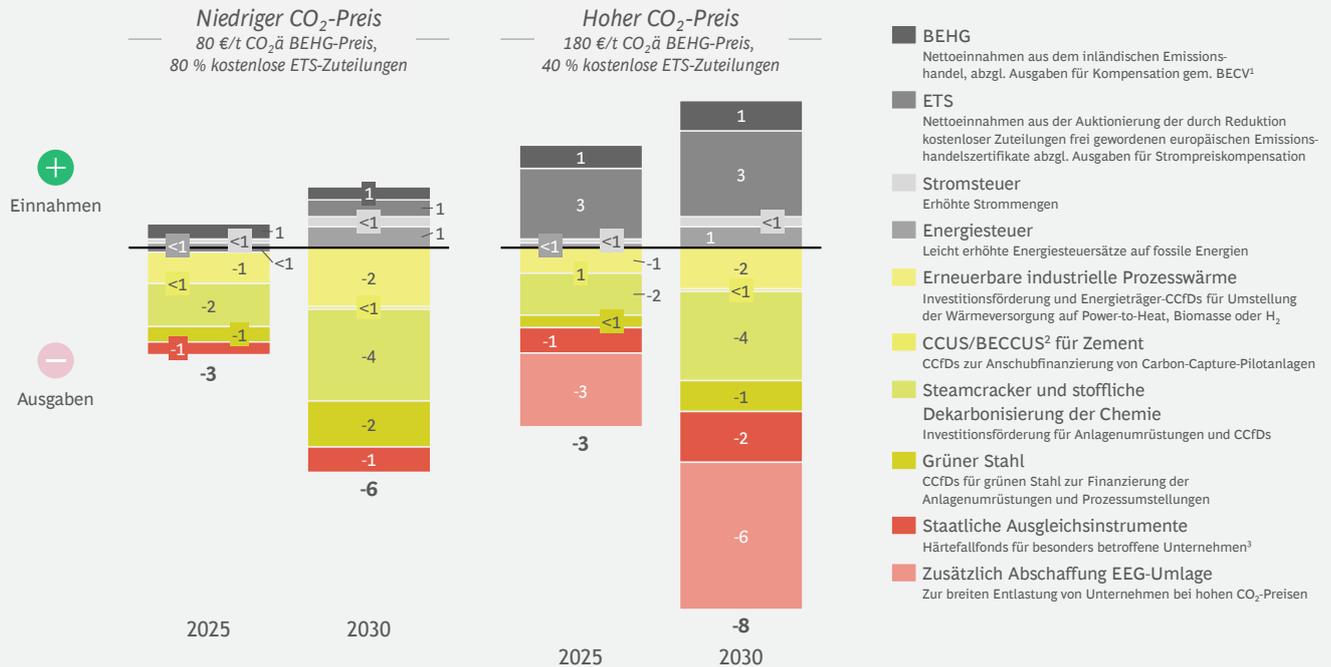
Kostenrisiko	ETS	BEHG	Strom <sup>1</sup>	Material <sup>2</sup>
	ETS-Industrien, z. B. Stahl, Zement, Chemie, Papier, Glas, Zucker	BEHG-Industrien, z. B. Fahrzeugbau, Maschinenbau, Ernährung	Stromintensive Industrien, z. B. Aluminium, Papier, Chemie, Textilien, EAF-Stahl	Weiterverarbeitende Industrien, z. B. Metallverarbeitung, Kunststoffe
Belastung 2030	-1 <sup>3</sup> – 4 Mrd. €	~ 1 Mrd. €	~ 2 Mrd. €	> 3 Mrd. €
Mögliche Ausgleichsinstrumente	Beibehaltung kostenloser Zuteilungen auch bei Technologiewechsel  CBAM: Kostenlose Zuteilungen für Exporte	CO <sub>2</sub> -Kostenlimit als Anteil von BWS <sup>4</sup> oder Umsatz über Härtefallfonds („Supercap“)  Ausweitung „New ETS“  ETS-Opt-in für Einzelunternehmen	Begrenzung staatlich induzierter Preisbestandteile als Anteil von BWS oder Umsatz („Supercap“)  Strompreiskompensation für Erneuerbaren-PPAs	Entlastung der Vorketten durch Instrumente links

1. Mehrbelastungen auf Basis bestehender Verbräuche exkl. entlastender Instrumentenwirkung für Power-to-Heat 2. Dargestellt sind Mehrbelastungen der Grundstoffchemie, von Stahl und von Nicht-Eisen-Metallen unter der Annahme der Kostenweitergabe an verarbeitende Industrien 3. Nettoentlastung um ~ 1 Mrd. € unter Beibehaltung kostenloser Zuteilungen nach Technologiewechsel 4. BWS = Bruttowertschöpfung Anmerkung: Spezifischer Ausgleich gilt nur für die hier gezeigten direkten Effekte – weitere Ausgleichsoptionen wie staatliche Anschubfinanzierung der Übertragungsnetze und die Abschaffung der EEG-Umlage separat diskutiert  
Quelle: BCG-Analyse

# Industrie: 6 bis 8 Mrd. Euro fiskalische Ausgaben

ABBILDUNG 49 | Fiskalische Bilanz für Klimaschutz in der Industrie 2025 und 2030

Mrd. €, real 2019; inkl. Härtefallausgleich



1. BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung 2. Gemeint ist die permanente Speicherung bzw. dauerhafte stoffliche Bindung von CO<sub>2</sub> 3. Bei Ausgaben für CO<sub>2</sub>-Preise von > 2 % der Bruttowertschöpfung, selbst nach Beihilfe durch BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung  
Quelle: BCG-Analyse

Möglichkeit zum freiwilligen Wechsel in das ETS gegeben werden, sofern sie sich dadurch besserstellen. Um sicherzustellen, dass sich die Belastung durch CO<sub>2</sub>-Kosten nicht wirtschaftsschädigend auswirkt, wäre außerdem ein CO<sub>2</sub>-Kostenlimit als Anteil der Bruttowertschöpfung oder des Umsatzes eines Unternehmens („Supercap“) denkbar. Eine solche Regelung würde umfassenderen Carbon-Leakage-Schutz gewährleisten, allerdings unter Inkaufnahme eines deutlich geringeren effektiv wirkenden CO<sub>2</sub>-Preises und einer Ungleichbehandlung erfolgreich und weniger erfolgreich wirtschaftender Unternehmen.

Besonders stromintensive Industrien<sup>78</sup> werden hart von steigenden Stromkosten getroffen. Unternehmen mit besonders stromintensiven Produktionsprozessen wie Aluminium, Zink oder Elektro Stahl<sup>79</sup> werden durch die Transformation in zweierlei Hinsicht beeinträchtigt:

- Erstens kaufen zahlreiche Unternehmen Strom am Markt. Aufgrund umfangreicher Ausnahmetatbestände zahlen derzeit viele de facto nicht wesentlich mehr als den Börsenstrompreis. Allerdings

sehen sich stromintensive Unternehmen einer Unsicherheit bezüglich der Beibehaltung ihrer Ausnahmetatbestände ausgesetzt, da diese teils auf jährlicher Basis neu beantragt und verlängert werden müssen. Hier kann die Politik zusätzliche Planungssicherheit bieten, indem sie Unternehmen eine feste Begrenzung staatlich induzierter Preisbestandteile auf einen Anteil der Bruttowertschöpfung oder des Unternehmensumsatzes („Supercap“) gewährt.

- Zweitens sehen sich viele Unternehmen einer möglichen Preissteigerung des Börsenstrompreises selbst ausgesetzt. Da der Börsenstrompreis durch höhere CO<sub>2</sub>-Preise und einen zunehmenden Anteil an Stunden mit Erdgas als preissetzender Erzeugungstechnologie wahrscheinlich steigt, entsteht für diese Unternehmen ein erhebliches Kostenrisiko: Ein Anstieg des Börsenstrompreises um 2 Cent pro kWh bedeutet für sie teils bis zu 50 Prozent Preisunterschied und dadurch einen hohen Anstieg der Produktionskosten. Strompreisanstiege durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise werden besonders

<sup>78</sup> Sowohl heute stromintensive als auch zukünftig stromintensive Industrien, die perspektivisch einen Großteil ihrer fossilen Energieträger durch Strom ersetzen müssen, werden von steigenden Strompreisen getroffen.

<sup>79</sup> Diese Branchen sind in der Regel in besonderem Maße der Preisbildung auf den Weltmärkten ausgesetzt und können dadurch Preissteigerungen nicht an ihre Kunden weitergeben.

betroffenen Unternehmen aktuell über eine Strompreiskompensation erstattet. Diese sollte auf Branchen ausgeweitet werden, die im Zuge der Elektrifizierung auch hohe Stromkostenintensitäten erreichen. Zumindest etwas Abhilfe könnte die Übertragung der Strompreiskompensation auf direkte Strombezugsverträge mit Erneuerbare-Energie-Anlagen darstellen (Erneuerbaren-PPAs). Diese hätten den positiven Nebeneffekt, dass sie weiteren Zubau erneuerbarer Stromkapazität außerhalb des EEG anreizen würden. Trotz der genannten Instrumente sehen sich diese Industrien sehr wahrscheinlich einem wesentlichen Strompreisisiko ausgesetzt. Für dieses Risiko müssen noch beihilferechtskonforme Instrumente identifiziert werden.<sup>80</sup>

In weiterverarbeitenden Industrien können die Dekarbonisierung von Grundstoffen und die CO<sub>2</sub>-Regulierung zu steigenden Materialkosten führen. Abhängig von der Regulierung der Transformation in Sektoren wie Stahl können durch steigende Kosten von Grundstoffen Wettbewerbsrisiken bei Weiterverarbeitern entstehen. Dies ist vor allem in denjenigen Sektoren ein Problem, die einen hohen Anteil emissionsintensiver Materialien verarbeiten, in denen Materialkosten einen hohen Anteil der Kostenstruktur ausmachen

und die gleichzeitig einen hohen Exportanteil haben, zum Beispiel in Teilen der metallverarbeitenden Industrie und der Chemieindustrie mit ihren vergleichsweise langen Wertschöpfungsketten. Die erwartete Verteuerung zu importierender Grundstoffe durch den europäischen CO<sub>2</sub>-Grenzausgleich (CBAM) verstärkt diesen Effekt noch. Auch für diesen Effekt ist die Einführung präziser Ausgleichsmaßnahmen schwierig. Der einfachste Ansatz wäre durch die zuvor beschriebenen Instrumente das Ausmaß der Mehrbelastungen bereits in der Vorkette zu adressieren. Alternativ wäre langfristig eine Ausweitung des CBAM auf Zwischenprodukte denk-, aber nur schwer umsetzbar.

Durch die zuvor genannten Instrumente wird der Fiskus im Jahr 2030 bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 80 Euro pro Tonne mit 6 Mrd. Euro, bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 180 Euro pro Tonne mit 8 Mrd. Euro belastet. Die fiskalischen Ausgaben resultieren vor allem aus 4 Mrd. Euro im Jahr 2030 für (anfangs vergleichsweise teure Piloten für) die stoffliche Defossilisierung in der Grundstoffchemie und 3 bis 4 Mrd. Euro im Jahr 2030 für Klimaschutzverträge zur Förderung der Umstellung auf Direktreduktion in Stahl, die Dekarbonisierung der industriellen Wärmeerzeugung sowie für Carbon-Leakage-Schutz.

<sup>80</sup> Dieser Sachverhalt wurde bereits in § 55 KVVG anerkannt, aber noch nicht mit konkreten Instrumenten hinterlegt.





## KLIMASCHUTZZIELE

Entsprechend seinem Ziel dürfen die Emissionen des nationalen Verkehrs im Jahr 2030 höchstens 85 Mt CO<sub>2</sub>e betragen. Gegenüber 2019 (164 Mt CO<sub>2</sub>e) bedeutet dies eine Reduktion um 48 Prozent – nach durchschnittlich stagnierender Entwicklung seit 1990. Im Jahr 2045 muss der Verkehrssektor Treibhausgasneutralität erreicht haben.

## WESENTLICHE MASSNAHMEN

### Verkehrsmittelwechsel

Bis 2030 ist eine Erhöhung der Verkehrsleistung der Schiene um 30 Prozent im Personen- und 40 Prozent im Güterverkehr (gegenüber 2019) notwendig. Insgesamt müssen sich 4 Prozent des motorisierten Individualverkehrs, 4 Prozent des Straßengüterverkehrs sowie 20 Prozent des nationalen Luftverkehrs auf Schiene, Binnenschifffahrt, Bus und nicht motorisierte Verkehre verlagern. Verkehrsmittelübergreifend stagniert die Verkehrsleistung im Personenverkehr, im Güterverkehr steigt sie um 17 Prozent.

### Antriebswechsel im Straßenverkehr

Die Pkw-Neuzulassungen müssen bis 2030 in erheblichem Umfang von alternativen Antrieben durchdrungen werden (im Zielpfad: 90 Prozent Batterie-Pkw) – dies führt im Zielpfad zu 14 Mio. Batterie-Pkw im Bestand im Jahr 2030. Der Anteil elektrischer und wasserstoffbetriebener Lkw an den Neuzulassungen muss gesteigert werden (im Zielpfad: 75 Prozent in 2030).

### Ausbau der Infrastruktur für Elektromobilität und Wasserstoff

Der Verkehrssektor benötigt einen massiven Infrastrukturausbau auf 9 Mio. private Ladepunkte, 5 Mio. Ladepunkte bei Arbeitgebern und 1 Mio. weitere, öffentlich zugängliche Ladepunkte sowie 0,2 Mio. Schnellladepunkte und 500 Wasserstofftankstellen.

### Grüne Kraftstoffe

Im Jahr 2030 muss im Verkehr eine grüne Kraftstoffquote inkl. Biokraftstoffen, synthetischen Kraftstoffen (PtL) und Wasserstoff von 22 Prozent erreicht werden. Darunter sind Importe von 3 Mt synthetischen Kraftstoffen im Jahr 2030 für nicht elektrifizierten nationalen Verkehr, zusätzlich werden 0,3 Mt für den internationalen Luft- und Seeverkehr benötigt.

## MEHRINVESTITIONEN UND -KOSTEN

Insgesamt sind bis 2030 für die Klimaschutzmaßnahmen im Verkehrssektor 220 Mrd. Euro Investitionen erforderlich. Größte Posten sind die Lade- und H<sub>2</sub>-Infrastruktur (circa 75 Mrd. Euro), der umfangreiche Wechsel auf Pkw und Lkw mit alternativen Antrieben (circa 70 Mrd. Euro) und der Aufbau von PtX-Anlagen im Ausland (circa 40 Mrd. Euro).

Die durch neue Regulierung zu überwindende „Mehrkostenlücke“ beträgt im Jahr 2030 etwa 13 Mrd. Euro, vor allem für den Aufbau der Ladeinfrastruktur, die Finanzierung von PtL-Importen sowie Anschaffungsmehrkosten für Fahrzeuge mit alternativen Antrieben.

## ÜBERGREIFENDE INSTRUMENTE

CO<sub>2</sub>-Bepreisung fossiler Brennstoffe über ETS und BEHG beziehungsweise Stützung des „New ETS“-Preises über Energiesteuer

Harmonisierung der Energiesteuer: Besteuerung von grünem Wasserstoff und grünen synthetischen Kraftstoffen wie Strom, Besteuerung von Biokraftstoffen gemäß Nachhaltigkeitsgrad sowie Ausphasen der unterschiedlichen steuerlichen Behandlung von Benzin- und Dieselmotoren

## KERNINSTRUMENTE

### Förderung der Lade- und H<sub>2</sub>-Infrastruktur

Zur Schaffung eines möglichst frühzeitigen und großflächigen Ausbaus von Lade- und H<sub>2</sub>-Infrastruktur zur Überbrückung nicht wirtschaftlicher Betriebsphasen sollte eine entsprechende Investitionsförderung geschaffen werden. Diese beläuft sich auf etwa 4 Mrd. Euro Förderbedarf in 2025 und etwa 2 Mrd. Euro im Jahr 2030.

### Kaufanreize für Batterie- und H<sub>2</sub>-Pkw

Kaufanreize zur teilweisen Überwindung des Anschaffungskostennachteils von Pkw mit alternativen Antrieben sollten über 2025 hinaus verlängert, jedoch sukzessive reduziert werden. Die Kaufprämie beläuft sich auf rund 12 Mrd. Euro Fördervolumen im Jahr 2025 und zwischen 2 und 3 Mrd. Euro im Jahr 2030. Die Ermäßigungen der Kfz-Steuer und Dienstwagensteuer sollten beibehalten werden.

### Antriebsorientierte, CO<sub>2</sub>-basierte Lkw-Maut

Es sollte eine Verlängerung der beschlossenen Mautbefreiung für elektrische und brennstoffzellenbetriebene Lkw geben, bei gleichzeitiger Ausweitung der Maut auf alle Lkw > 3,5 Tonnen. Die Maut sollte grundsätzlich am CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Antriebs in Antizipation der Revision der Eurovignetten-Richtlinie ausgerichtet werden. Längerfristig sollten graduell die Mautvorteile entsprechend Markthochlauf und Vollkostenentwicklung alternativer Lkw vs. Verbrenner-Lkw zurückgenommen werden.

### PtX-Quoten und -Auktionen

Ab dem Jahr 2025 sollte eine verpflichtende progressive PtX-Quote für Inverkehrbringer von Kraftstoffen mit einem Zielwert von 10 Prozent im Jahr 2030 (national) eingeführt werden. Der PtX-Markthochlauf sollte durch einen Doppelauktionsmechanismus, der über einen öffentlichen Intermediär Abnahmeverträge mit PtX-Herstellern und Wiederverkaufsverträge mit Abnehmern schließt, unterstützt werden. Ein Kostenrisiko der öffentlichen Hand ließe sich zum Beispiel über eine Umlage auf Kraftstoffkunden vermeiden.

## WEITERE INSTRUMENTE

- Informationskampagnen zu Förderungen und Vorteilen alternativer Antriebe
- Bauliche Standards für Elektromobilität
- Digitales Melderegister für Ladestationen
- Ausgestaltung der Kfz-Steuer für Nutzfahrzeuge als Anreiz für den Wechsel auf alternative Antriebe bei unzureichendem Fortschritt
- Definition von PtX-Nachhaltigkeitsstandards
- Partnerschaften mit PtL-Exportländern
- Beschleunigung von Schieneninfrastrukturmaßnahmen
- Ausbau von Oberleitungsinfrastruktur im Rahmen des Gesamtkonzepts „Klimafreundliche Nutzfahrzeuge“
- Forschungsförderung Luftfahrt

## 8.1 Ausgangslage

Mit 164 Mt CO<sub>2</sub>ä direkten THG-Emissionen im Jahr 2019 ist der Verkehrssektor der drittgrößte Emittent in Deutschland (20 Prozent der gesamten THG-Emissionen dieses Jahres). Der Straßenverkehr war 2019 mit 98 Prozent (161 Mt CO<sub>2</sub>ä) für den größten Teil der THG-Emissionen des Sektors verantwortlich. Davon entfiel mit 68 Prozent die Mehrheit auf Pkw, 2 Prozent entfielen auf Kraftomnibusse und 28 Prozent auf Güterfahrzeuge (vor allem schwere Nutzfahrzeuge). Die restlichen 2 Prozent der Emissionen verteilten sich auf den Schienenverkehr (0,5 Prozent), den nationalen Luftverkehr (1 Prozent) und die Binnenschifffahrt (0,5 Prozent).<sup>81</sup> Rad- und Fußverkehre sind ebenfalls

Bestandteil des Verkehrssektors, verursachen jedoch keine THG-Emissionen.

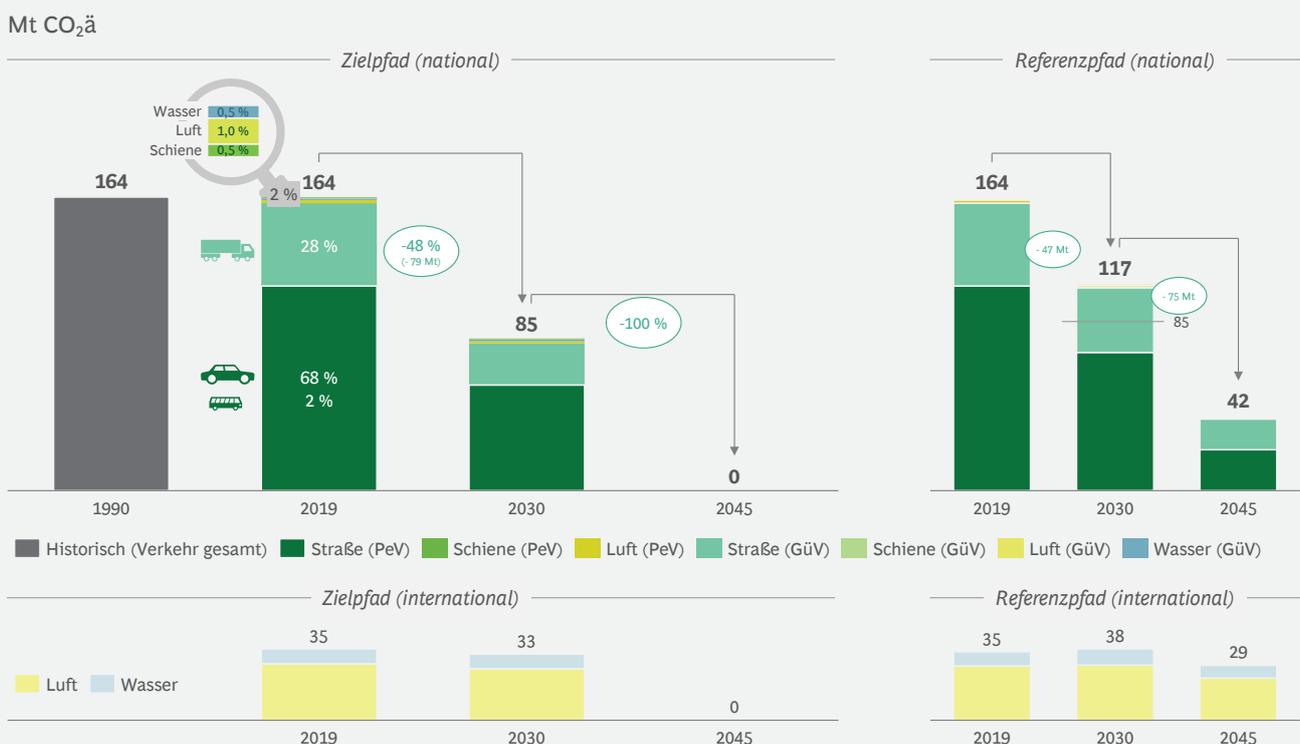
Darüber hinaus emittierten von Deutschland abgehende internationale See- und Luftverkehre im Jahr 2019 rund 35 Mt CO<sub>2</sub>ä (circa 5 Mt CO<sub>2</sub>ä internationaler Seeverkehr, circa 30 Mt CO<sub>2</sub>ä internationaler Luftverkehr). Diese werden in Übereinstimmung mit der internationalen Klimabilanzierung allerdings nicht in Deutschland bilanziert und folglich nicht in den nationalen Klimazielen berücksichtigt.

Seit 1990 haben THG-Emissionen im Verkehrssektor insgesamt stagniert. Es ist der einzige Sektor, in dem die Emissionen in den letzten 30 Jahren nicht gesun-

<sup>81</sup> Die vorliegende Studie unterstellt dem elektrischen Verkehr (beispielsweise elektrischen Pkw, elektrischem Schienenverkehr) Nullemissionen, da die dort anfallenden Emissionen dem Sektor der Energiewirtschaft (Stromwirtschaft) zugeordnet und dort erfasst werden.

## Verkehr: Stagnierende Emissionen innerhalb von neun Jahren zu halbieren

ABBILDUNG 50 | THG-Quellenemissionen im Verkehr 1990 – 2045



Anmerkung: PeV = Personenverkehr; GüV = Güterverkehr  
Quelle: UBA (2021); BCG-Analyse

ken sind, da signifikante Effizienzgewinne durch gegenwirkende Faktoren aufgehoben wurden. Größte Treiber dieses Verlaufs waren vor allem die deutsche Wiedervereinigung, veränderte Kundenpräferenzen sowie die Öffnung für den osteuropäischen Transitverkehr. Steigende Durchschnittseinkommen, besserer Zugang zu und stärkere Präferenz für größere und höher motorisierte Autos sowie größere Reisefreiheit haben Ausstattungsgrade und zurückgelegte Pkw-Personenkilometer nach 1990 deutlich ansteigen lassen. Gleichzeitig ist das Straßengüterverkehrsaufkommen vor allem durch Transitverkehre deutlich angestiegen. Diese strukturelle Nachfrageerhöhung wurde durch erhebliche Effizienzsteigerungen bei Verbrennungsmotoren annähernd kompensiert, aber nicht voll ausgeglichen. Auch im innerdeutschen Luftverkehr haben THG-Emissionen de facto stagniert.

Demgegenüber steigt die internationale Nachfrage im Luftverkehr weiter an. Zurückzuführen ist dies unter anderem auf die wachsende Kaufkraft in vielen Regionen der Welt und eine stark angestiegene Attraktivität Deutschlands als Tourismusziel.

Das neue Klimaschutzgesetz bedeutet für den Verkehrssektor eine klare Kehrtwende. Bis 2030 muss der Sektor seine THG-Emissionen um 48 Prozent (79 Mt CO<sub>2</sub>ä) gegenüber 2019 senken. Diese Ambition steht im Kontext eines bisherigen Ziels von 42 Prozent im alten Klimaschutzgesetz sowie einer tatsächlichen CO<sub>2</sub>ä-Steigerung von rund 6,5 Prozent in den vergangenen zehn Jahren. Bis 2040 müssen Emissionen im Verkehr im Vergleich zu 2019 um fast 150 Mt CO<sub>2</sub>ä sinken, um im Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Im Vergleich zur historischen Entwicklung hat der Verkehrssektor damit das ambitionierteste CO<sub>2</sub>ä-Ziel aller Sektoren. Die wahrscheinlich weiter steigende Verkehrsleistung zumindest im Güterverkehr macht die Erreichung dieses Ziels noch herausfordernder.

Im Sinne der Konsistenz geht die vorliegende Studie für die Modellierung davon aus, dass von Deutschland abgehende internationale Luft- und Seeverkehre bis 2045 ebenfalls Treibhausgasneutralität erreichen müssen.<sup>82</sup>

<sup>82</sup> Die internationalen Luft- und Seeverkehre haben zurzeit noch vergleichsweise niedrigere Ziele, die sich vor allem an internationalen Abkommen wie dem CO<sub>2</sub>-Kompensationsinstrument CORSIA („Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation“) im Luftverkehr und EU-Regulierungen zu erneuerbaren Kraftstoffen orientieren.

<sup>83</sup> Pkw-Batteriekosten sind um rund 25 Prozent seit 2018 auf 120 Euro pro kWh gesunken. Zum Vergleich: Im Jahr 2015 lagen die Prognosen für 2020 noch bei 187 Euro pro kWh. Generell ist zusätzlich zur Batterie die Gesamtintegration des alternativen Antriebs in die Fahrzeugarchitektur zu berücksichtigen.

<sup>84</sup> Vollkosten berücksichtigen die ursprünglichen Anschaffungskosten sowie die anfallenden betrieblichen Kosten über den gesamten Lebenszyklus des Fahrzeugs. Inklusive Berücksichtigung von gegebenen Steuervorteilen (Befreiung Kfz-Steuer, niedrigere Dienstwagensteuer, niedrigere Energiesteuer etc.). Exklusive Berücksichtigung Umweltpremie; Berechnung der Anschaffungskosten zum vollen Kaufpreis, jedoch keine Inkludierung der Anschaffungskosten einer privaten Wallbox. Zentrale zugrunde liegende Annahmen sind im Appendix dokumentiert.

<sup>85</sup> Zum Zeitpunkt der Studiererstellung (September 2021) haben zwei von drei großen deutschen Automobilherstellern konkrete Ausstiegsdaten aus Verbrennungsmotoren in Verbindung mit hohen Elektrofahrzeugzielen festgelegt (Volkswagen und Daimler mit konkreten Vorhaben; BMW bisher ohne konkrete Verlautbarung zum vollständigen Verbrennerausstieg). Nach BCG-Markteinschätzung werden deutsche Automobilhersteller bis Ende 2024 mehr als 40 Mrd. Euro investiert haben und über 150 verschiedene elektrische Modelle anbieten.

<sup>86</sup> Zum Beispiel das KsNI-Förderprogramm („Klimaschonende Nutzfahrzeuge und Infrastruktur“) vom August 2021.

Der Verkehrssektor steht vor einem finanziellen und umsetzungsseitig komplexen Kraftakt sowie einem so noch nie da gewesenen Umbruch, profitiert aber auch mehr als andere Sektoren von bereits existierenden für die Transformation notwendigen Technologien. In der Vergangenheit ist es nicht gelungen, Autofahrer in größerem Umfang von einem Wechsel auf neue Antriebe wie die Batterie zu überzeugen. Das lag einerseits an Kostennachteilen von E- und H<sub>2</sub>-Fahrzeugen, andererseits aber auch einem unzureichenden Fahrzeugangebot. Außerdem ging der notwendige massive Ausbau von Ladeinfrastruktur in den vergangenen Jahren nur langsam voran.

Dieses Bild ist dabei, sich zu verschieben. Neuzulassungen von elektrischen Pkw sind in den vergangenen zwei Jahren rasant gestiegen, unter anderem auch aufgrund der Förderung durch die Umweltpremie. Durch erhebliche Fortschritte der Batterietechnologie<sup>83</sup> sowie steuerliche Vorteile haben durchschnittliche batterieelektrische Autos bereits Vollkostenparität mit Verbrennern erreicht.<sup>84</sup> In Erwartung der umfänglichen Transformation hin zur Elektromobilität haben mittlerweile die meisten großen deutschen Hersteller einen Verbrennerausstieg für Europa bekannt gegeben.<sup>85</sup>

Aktuell ist bereits eine Vielzahl von Instrumenten auf nationaler Ebene auf die THG-Reduktion im Verkehr ausgerichtet, unter anderem:

- Für Pkw mit alternativen Antrieben gibt es mehrere Kaufanreize wie Pkw-Kaufprämien (bis 2025), reduzierte Kfz- und Dienstwagenbesteuerung (bis 2025) und die Förderung der privaten und öffentlich zugänglichen E-Ladeinfrastruktur.
- Auch für Lkw mit alternativen Antrieben gibt es verschiedene Kaufanreize wie Förderprogramme für leichte und schwere Nutzfahrzeuge<sup>86</sup> und die Befreiung von der Lkw-Maut.
- Die Schiene befindet sich mit dem „Masterplan Schienenverkehr“ im Fokus der Politik. Dieser beinhaltet Maßnahmen zur Kapazitäts- und Attraktivitätssteigerung der Schiene, zum Beispiel Infrastrukturinvestitionen.

- Die **nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung** der Kraftstoffe im Straßenverkehr wird durch das Brennstoffemissions-handelsgesetz (BEHG) reguliert, zusätzlich zur Belastung mit **Energiesteuern**.
- Der **Ausbau von grünen Kraftstoffen** wird durch verschiedene Programme angereizt, unter anderem durch die **PtL-Roadmap** zum Auf- und Ausbau der Produktion von PtL(-Kerosin) sowie die **nationale Wasserstoffstrategie** zur Schaffung eines Handlungsrahmens für Erzeugung, Transport, Nutzung und Weiterverwendung von Wasserstoff.
- Zusätzlich ist eine **Vielzahl von Instrumenten auf europäischer Ebene** auf die THG-Reduktion im Verkehr ausgerichtet, unter anderem die europäische CO<sub>2</sub>-Bepreisung, CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerte sowie Quoten zur Beimischung erneuerbarer Kraftstoffe (siehe nachfolgenden Exkurs „Einordnung EU-Regulierung“).
- Auch die **internationalen Verkehre** streben THG-Reduktionen an, wie beispielsweise durch das globale Kompensationsprogramm CORSIA für den internationalen Luftverkehr.

Mit den hier dargestellten bestehenden Maßnahmen auf deutscher und europäischer Ebene gehen die Emissionen im Verkehrssektor in 2030 um 47 Mt CO<sub>2</sub>ä zurück. Damit verfehlt Deutschland sein Klimaziel um 32 Mt CO<sub>2</sub>ä. Die wichtigsten Hemmnisse für die Zielerreichung sind insbesondere eine unzureichende Verfügbarkeit von Lade- und Tankinfrastruktur für neue Antriebe (inner- und außerhalb Deutschlands), weiterhin höhere Anschaffungskosten elektrischer Pkw sowie ein derzeit begrenztes Angebot von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben im Langstreckengüterverkehr und begrenzte Infrastrukturkapazität für eine Verlagerung auf die Schiene.

## Exkurs: Einordnung EU-Regulierung

Europäische Instrumente tragen in Deutschland zur Zielerreichung im Verkehrssektor bei – jedoch nicht in einem zur deutschen Zielerreichung genügenden Umfang. Mit den CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerten, der Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II und dem europäischen Emissionshandelssystem ETS wirken bereits heute europäische Instrumente auf die Emissionen des deutschen Verkehrssektors. Gemäß den Vorschlägen der EU-Kommission im „Fit for 55“-Paket sollen diese Instrumente verschärft und um ein neues Emissionshandelssystem („New ETS“) erweitert werden. Ein Blick auf die Instrumente zeigt jedoch, dass auch diese ambitionierteren Vorschläge im Hinblick auf die deutsche Zielerreichung voraussichtlich nicht genügen und zusätzliche nationale Instrumente benötigt werden:

- CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerte sind das europäische Leitinstrument zur Reduktion der THG-Emissionen in der europäischen Neuwagenflotte. Sie verpflichten Autohersteller dazu, die durchschnittlichen spezifischen Emissionen der neu zugelassenen Fahrzeuge kontinuierlich zu senken, und sind daher

Basis der Flottenplanung vieler Hersteller. Die CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerte gelten im gesamten europäischen Wirtschaftsraum. Je weniger Elektrofahrzeuge im Rest Europas verkauft werden, desto höher ist der erforderliche Absatz in Deutschland, um die Flottengrenzwerte zu erreichen. Würden in Deutschland im Jahr 2030 bereits fast nur noch elektrische Pkw neu zugelassen, wäre in anderen europäischen Ländern entsprechend eine unterdurchschnittliche Elektrifizierung zur Erreichung der Flottenziele ausreichend. Demgegenüber würde ein langsamerer Antriebswechsel im Rest der EU den Beitrag der Flottengrenzwerte zur Klimazielerreichung in Deutschland erhöhen. Das Reduktionsziel für die zugelassene Neuwagenflotte liegt bis 2030 derzeit bei 37,5 Prozent bei Pkw (gegenüber 2021) und 30 Prozent bei Lkw (gegenüber 2019), was zur Erreichung der deutschen Klimaziele nicht genügt.

- Zwar sieht der „Fit for 55“-EU-Vorschlag vor, die Emissionen von Neuwagen (Pkw) bis 2030 um

55 Prozent zu senken, zu diesem Zeitpunkt sind im Zielpfad zum Erreichen des nationalen Klimaziels im Verkehr in Deutschland aber bereits 90 Prozent der neu zugelassenen Pkw batterieelektrisch betrieben (siehe Abbildung 14).

- Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II verpflichtet Kraftstofflieferanten im Verkehrssektor zur Beimischung erneuerbarer Kraftstoffe. Damit konnten in der Vergangenheit CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch die Verwendung von Biokraftstoffen erzielt werden. Probleme der aktuellen Regelung sind jedoch unter anderem die teils zweifelhafte Nachhaltigkeit besonders von importierten Biokraftstoffen, die unsicheren Bedarfe an treibhausgasneutralen Kraftstoffen aufgrund der Wechselwirkung mit dem Hochlauf der Elektromobilität sowie unzureichende Anreize für zukunftsfähige PtX-Technologien. Die Erhöhung der Quoten im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets könnte diese Probleme teilweise lösen.
- Die Energiesteuerrichtlinie (Energy Taxation Directive) der Europäischen Union setzt ein Mindestniveau für die von den Mitgliedsstaaten erlassenen Energiesteuersätze. Teil des „Fit for 55“-Pakets ist auch ein Vorschlag für die Revision der Energiesteuerrichtlinie. Zum einen sollen die Mindeststeuerniveaus der Energieträger angepasst werden. Diese werden auf die Erreichung der deutschen Klimaziele wenig Einfluss haben, da die Energiesteuer in Deutschland bereits bei fast allen Energieträgern über den von der EU geplanten Mindestsätzen liegt. Zum anderen sieht die neue Energiesteuerrichtlinie ein Regime für die relativen Verhältnisse der Steuern auf verschiedene Energieträger vor. Hierzu hat die EU-Kommission fünf unterschiedliche Vorschläge vorgelegt, über die zwischen EU-Parlament, EU-Rat und EU-Kommission noch verhandelt wird. Der von der EU-Kommission präferierte Vorschlag, der auch den Berechnungen dieser Studie zugrunde liegt, sieht eine niedrige Besteuerung von Strom und anderen erneuerbaren Energieträgern wie E-Fuels vor. Fossile Energieträger sollen hingegen einen höheren Steuersatz erhalten.
- Das „Fit for 55“-Paket enthält außerdem mit „FuelEU Maritime“ und „ReFuelEU Aviation“ Vorschläge für sukzessiv ansteigende Beimischungsquoten treibhausgasneutraler Kraftstoffe für den See- beziehungsweise Luftverkehr, ähnlich der RED II.
- Das ETS dient primär der CO<sub>2</sub>-Bepreisung in der Industrie und der Energiewirtschaft, deckt jedoch auch den innereuropäischen Luftverkehr und dem „Fit for 55“-Vorschlag folgend in Zukunft womöglich auch den innereuropäischen sowie anteilig den internationalen Seeverkehr ab. Fossile Kraftstoffe in diesen Bereichen unterliegen also einem CO<sub>2</sub>-Preis, welcher die Kostenlücke zu treibhausgasneutralen Kraftstoffen reduziert. Dieses Preissignal ist jedoch im Jahr 2030 mit 90 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> nicht hoch genug, um die Kostenlücke zu schließen, zudem sind im ETS nur innereuropäische Flüge enthalten.
- Das „New ETS“ soll dem „Fit for 55“-Vorschlag zufolge ab 2026 gelten und ähnlich dem bestehenden ETS durch einen Zertifikatehandel einen CO<sub>2</sub>-Preis für Gebäude und den Straßenverkehr schaffen. Diese Bereiche sind aktuell bereits durch das nationale BEHG abgedeckt – mögliche Wechselwirkungen werden in den Kapiteln 3.1 und 5.3 diskutiert.

## 8.2 Klimapfad für den Verkehr

### 8.2.1 Zusammenfassung

Zur Erreichung von Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 muss sich der Verkehrssektor in Deutschland umfassend transformieren. Zunächst sollte eine Verschiebung von Verkehrsleistungen auf klimaeffizientere Verkehrsmittel wie die Schiene oder das Binnenschiff in dem Umfang angestrebt werden, den die Infrastruktur erlaubt. Der Straßenverkehr sollte zudem weitgehend auf alternative Antriebe umgestellt werden.

Da Pkw in Deutschland im Durchschnitt etwa 15 Jahre im Bestand verbleiben, müssen zur weitgehenden Umstellung auf alternative Antriebe bis 2045 bereits 2030 fast nur noch Pkw mit alternativen Antrieben verkauft werden, im Straßengüterverkehr nur wenig später. Doch auch dann werden im Jahr 2045 weiterhin Verbrennerfahrzeuge im Bestand verbleiben – zum Beispiel Oldtimer, aber auch Fahrzeuge, welche durch ihre Halter erst nach über 15 Jahren ausgetauscht werden. Daher müssen bis spätestens 2045 alle verbleibenden Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor im Straßen-, aber auch Verkehrsmittel im Schienen-, Luft- und Seeverkehr – einschließlich internationaler Verkehre – vollständig auf grüne Kraftstoffe<sup>87</sup> umgestellt sein. Insgesamt entsteht selbst bei dem beschriebenen Hochlauf der Elektromobilität im Jahr 2045 weiterhin ein Bedarf von rund 18 Mt – ein Großteil davon besteht aus synthetischen Kraftstoffen (fast 60 Prozent, mehr als 10 Mt), die fast vollständig aus Ländern mit geeigneteren Bedingungen für die Erzeugung von erneuerbaren Energien importiert werden müssen.<sup>88</sup>

Zur Erreichung des deutschen Klimaziels im Jahr 2030 muss ein erheblicher Teil dieser Transformation bereits innerhalb der kommenden neun Jahre erfolgen. Die Verkehrsleistung der Schiene müsste um mehr als ein Drittel ansteigen.<sup>89</sup> Der Anteil vor allem vollelektrischer Pkw-Neuzulassungen sollte von 2019 etwa 2 Prozent auf knapp 40 Prozent im Jahr 2025 steigen und im Jahr 2030 über 90 Prozent erreichen.<sup>90</sup>

Auch im Straßengüterverkehr ist es nötig, dass der Anteil alternativer Antriebe an Neuzulassungen sehr schnell ansteigt; im Zielpfad erreicht er im Jahr 2030 76 Prozent. Diese Maßnahmen erfordern eine massive koordinierte Investition in Ladeinfrastruktur und Stromverteilnetze sowie Wasserstofftankstellen entlang aller großen Verkehrsstrassen. Zusätzlich zu diesen ambitionierten Maßnahmen ist bis 2030 der Einsatz von mehr als 6 Mt grüner Kraftstoffe unabdingbar (2019: insgesamt rund 2,5 Mt). Dies erfordert unter anderem die Skalierung einer industriellen Power-to-Liquid-Produktion im Ausland – eine Technologie, für die aktuell nur Pilotprojekte existieren.

Im Zielpfad für 2030 sind zur Erreichung des deutschen Klimaschutzziels folgende Maßnahmen erforderlich:

- **Verkehrsmittelwechsel:** Verschiebung von 40 Mrd. Personen- beziehungsweise 22 Mrd. Tonnenkilometern der gesamten Personen- und Güterverkehrsleistung von Straße und Luft auf Bahn, Binnenschiff und Bus sowie nicht motorisierte Verkehre in Städten.<sup>91</sup>
- **Effizienz:** Sinkende spezifische Verbräuche um 8 bis 20 Prozent (je nach Verkehrsmittel), auch getrieben durch Digitalisierung und Verkehrssteuerung.
- **Antriebswechsel im Straßenverkehr:** 14 Mio. elektrische Pkw, über 1 Mio. elektrische leichte Nutzfahrzeuge, 175 Tsd. elektrische Lkw sowie 50 Tsd. wasserstoffbetriebene Lkw im Jahr 2030.
- **Elektro- und Wasserstoffinfrastruktur:** 9 Mio. private Ladestationen und 240 Tsd. Schnellladepunkte sowie 5 Mio. Ladepunkte am Arbeitsplatz und 1 Mio. öffentlich zugängliche Ladepunkte. Außerdem Oberleitungen zur Ergänzung der statischen Ladeinfrastruktur sowie 500 Wasserstofftankstellen.
- **Grüne Kraftstoffe:** Import von 3 Mt synthetischen Kraftstoffen und Bezug von 4 Mt Biokraftstoffen sowie Herstellung von 0,3 Mt Wasserstoff für den verbleibenden nichtelektrifizierten nationalen

<sup>87</sup> Sofern nicht anderweitig ausgewiesen, inkludiert die vorliegende Studie in ihrer Definition von „grünen Kraftstoffen“ Biokraftstoffe, synthetische Kraftstoffe sowie grünen Wasserstoff (siehe Glossar).

<sup>88</sup> Die verbleibenden Mengen an grünen Kraftstoffen werden durch Biokraftstoffe (38 Prozent, 7 Mt) und Wasserstoff (3 Prozent, 0,6 Mt) ausgefüllt (siehe Abbildung 15 zu den kommunizierenden Röhren „Elektromobilität“ und „Grüne Kraftstoffe“).

<sup>89</sup> Plus 30 Prozent im Personenverkehr, plus 40 Prozent im Güterverkehr.

<sup>90</sup> PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicles) sind auf dem Weg zur Zielerreichung und in der Transformation des Antriebs eine grundsätzlich unterstützende Technologie. Aufgrund der weiteren Batterieentwicklung hinsichtlich Kostendegression sowie volumetrischer und gravimetrischer Dichte decken rein elektrische Pkw zunehmend die Mobilitäts- und Reichweitenerwartungen der meisten Pkw-Halter ab. Im Ergebnis geht diese Studie von einer sinkenden Nachfrage nach hybriden Pkw aus. Falls sich diese in der vorliegenden Studie erwartete technische Entwicklung nicht darstellt, könnten im Vergleich zu heute weiterentwickelte PHEV eine größere Rolle spielen. Eine höhere Menge an grünen Kraftstoffen würde einen weitergehenden Einsatz von PHEV ermöglichen als im Zielpfad dargestellt.

<sup>91</sup> Die vorliegende Studie geht aufgrund der beschriebenen Entwicklungen von keinem „natürlichen“ Nachfragerückgang der Verkehrsleistung aus. Vor dem Hintergrund der Bestrebungen, die Sektorziele des Verkehrs durch technologische Entwicklungen zu realisieren, wird keine Reduktion der Verkehrsleistung angestrebt.

Verkehr. Zusätzlich etwa 0,3 Mt synthetische Kraftstoffe und 2,5 Mt Biokraftstoffe für den internationalen Luft- und Seeverkehr.

Die derzeitige Regulierung stößt die erforderlichen Entwicklungen noch nicht an: Das Sektorziel 2030 würde ohne die Einführung weiterer Instrumente um 32 Mt CO<sub>2</sub>ä verfehlt. Auch im Referenzpfad<sup>92</sup> steigt der Anteil alternativer Antriebe in der Flotte, jedoch nicht annähernd schnell genug (weniger als 40 Prozent Pkw-Neuzulassungen und 35 Prozent Lkw-Neuzulassungen mit alternativen Antrieben in 2030). Auch das Wachstum grüner Kraftstoffe reicht trotz einer ambitionierteren Umsetzung der europäischen RED-II-Regulierung in Deutschland zur Erreichung der Ziele bei Weitem nicht aus.

## 8.2.2 Verkehrsleistung und Verkehrsmittelwechsel

Die landgebundene Verkehrsleistung im Personenverkehr bleibt bis 2045 weitgehend stabil (rund 1.200 Mrd. Personenkilometer). Dies ist auf gegenläufige Tendenzen zurückzuführen. Eine schrumpfende und alternde Bevölkerung reduziert den Bedarf an Mobilität. Ein weiterer Anstieg des Pro-Kopf-Einkommens, wachsende Nachfrage nach kommerziellen Hol- und Bringdiensten sowie die häufigere Nutzung des Autos für kurze Wege und Freizeitverkehre durch ältere Menschen wirken dem Rückgang der Verkehrsleistung entgegen.<sup>93</sup> Darüber hinaus wird im Jahr 2045 im Vergleich zu 2019 ein deutlicher Rückgang des nationalen Personenluftverkehrs um 30 Prozent erwartet.

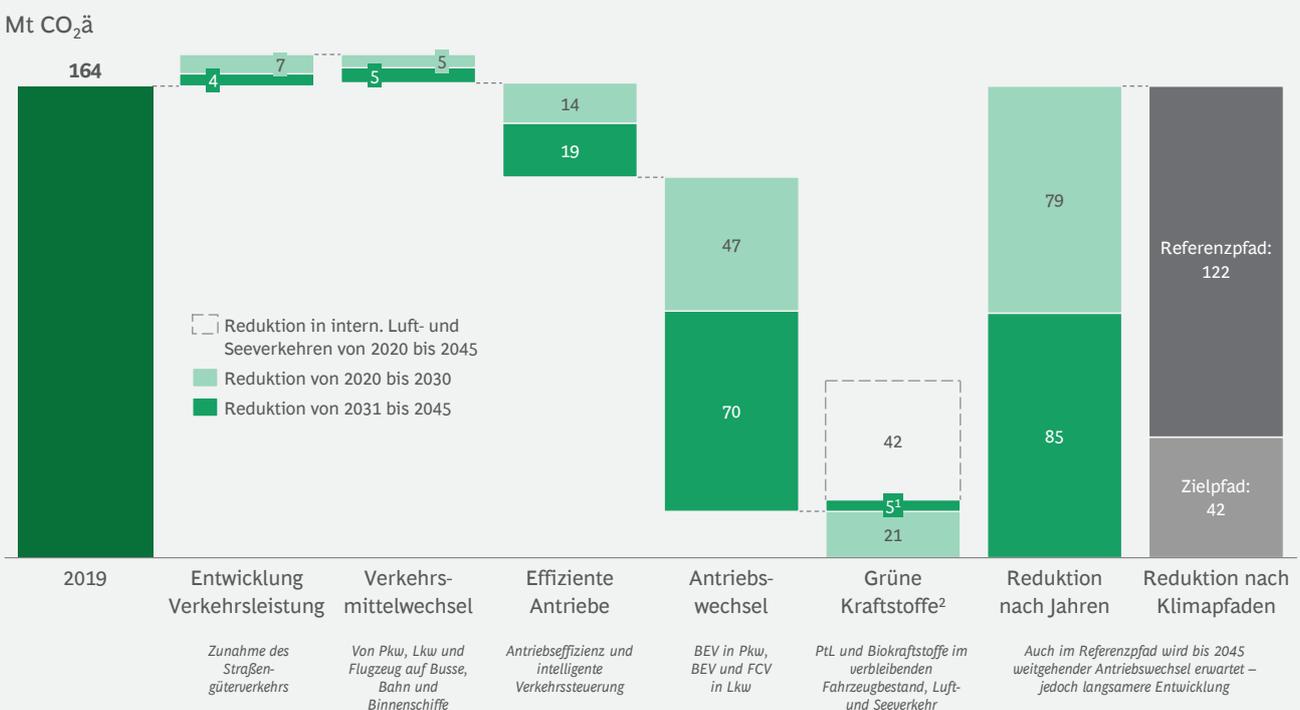
Im Gegensatz zum Personenverkehr nimmt die Verkehrsleistung des Güterverkehrs weiter zu – um 30 Prozent. Hier setzt sich der Trend der vergangenen Jahre durch weiteres Wirtschaftswachstum und zunehmenden Außenhandel fort. Die Verkehrsleistung steigt von 765 Mrd. Tonnenkilometern im Jahr 2019 auf 995 Mrd. Tonnenkilometer im Jahr 2045.

<sup>92</sup> Der Referenzpfad prognostiziert die Entwicklung von THG-Emissionen und zugrunde liegenden Faktoren (zum Beispiel Elektromobilität) bis 2045 unter der Annahme bestehender Regulierung und Weiterführung bereits identifizierbarer Entwicklungen.

<sup>93</sup> Die vorliegende Studie antizipiert keinen Rückgang der Verkehrsleistung (siehe Fußnote 91).

## Verkehr: Antriebswechsel mit größtem THG-Reduktionsbeitrag

ABBILDUNG 51 | Reduktion der THG-Quellenemissionen im Verkehr 2019 – 2045



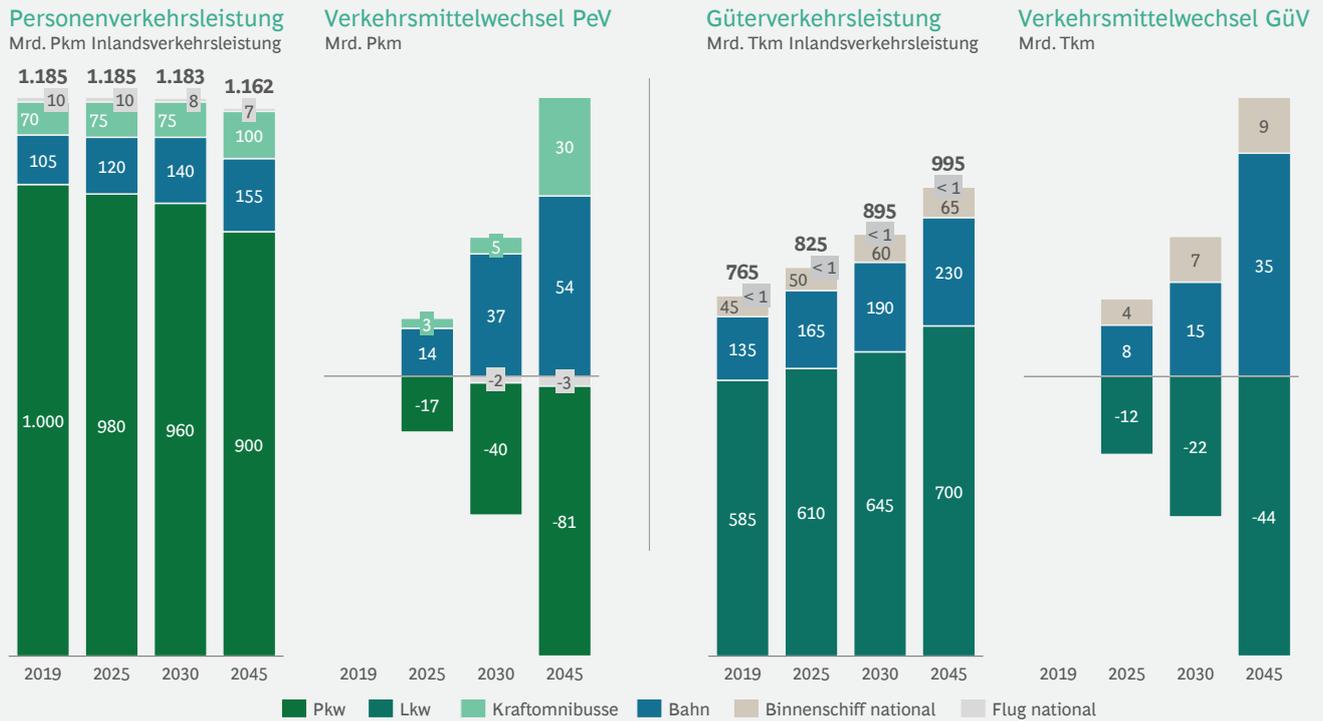
1. In 2030 Reduktion von 21 Mt CO<sub>2</sub>ä durch grüne Kraftstoffe gegenüber 2019. In 2045 jedoch 5 Mt CO<sub>2</sub>ä weniger Einsparungen als in 2030, da aufgrund des Antriebswechsels im nationalen Verkehr weniger grüne Kraftstoffe zum Einsatz kommen. Daraus folgt in 2045 eine Reduktion von 16 Mt CO<sub>2</sub>ä durch grüne Kraftstoffe gegenüber 2019. 2. H<sub>2</sub> in Brennstoffzellenantrieben unter „Antriebswechsel“ eingerechnet

Anmerkung: Quellenbilanz ohne Emissionen aus Strom

Quelle: BCG-Analyse

# Umfassender Verkehrsmittelwechsel erforderlich – vor allem auf die Schiene

ABBILDUNG 52 | Entwicklung von Verkehrsleistung und Verkehrsmittelwechsel



Anmerkung: Als Verkehrsmittelwechsel wird die Verlagerung der Verkehrsleistung zwischen Verkehrsmitteln bezeichnet. In der vorliegenden Studie wird Verkehrsmittelwechsel/-verlagerung definiert als abweichende Verkehrsleistung eines Verkehrsmittels infolge einer Änderung des Anteils an der Gesamtverkehrsleistung gegenüber dem Basisjahr 2019. Die Verlagerung auf nicht motorisierte Verkehre wurde nicht gesondert betrachtet; Inlandsverkehrsleistung = Verkehrsleistung deutscher und ausländischer Fahrzeuge im Inland; PeV = Personenverkehr; Pkm = Personenkilometer; Tkm = Tonnenkilometer; GüV = Güterverkehr  
Quelle: BCG-Analyse

Für eine kosteneffiziente Erreichung der deutschen Klimaziele ist eine Verschiebung der Verkehrsleistung von Pkw, Lkw und Flugzeugen auf klimaeffizientere Verkehrsmittel wie Bahn, Schiffe und Busse sinnvoll. Der Schienenverkehr leistet in diesem Zusammenhang den größten CO<sub>2</sub>-Reduktionsbeitrag.<sup>94</sup> Im Personenverkehr erhöht sich die Verkehrsleistung der Schiene bis 2045 auf 155 Mrd. Personenkilometer, eine Zunahme um 50 Prozent gegenüber 2019. Insgesamt wächst der Marktanteil des Schienenpersonenverkehrs um 4 Prozentpunkte. Ergänzt wird der Verkehrsmittelwechsel auch durch die Erhöhung der Verkehrsleistung des öffentlichen Personennahverkehrs – beispielsweise die Steigerung der Verkehrsleistung der Kraftomnibusse bis 2045 auf 100 Mrd. Personenkilometer, eine Zunahme um über 40 Prozent gegenüber 2019. Auch im Güterverkehr erhöht sich die Verkehrsleistung der Schiene bis 2045 signifikant – auf 230 Mrd. Tonnenkilometer, eine Zunahme um 75 Prozent gegenüber 2019. Insgesamt wächst der Marktanteil des Schienengüterverkehrs um 5 Prozentpunkte. Komplementiert wird der Verkehrsmittelwechsel im Güterverkehr auch

durch die Erhöhung der Verkehrsleistung der Binnenschiffe – bis 2045 auf 65 Mrd. Tonnenkilometer, eine Zunahme um 45 Prozent gegenüber 2019.

Zur Erreichung der Klimaziele des Verkehrs muss der Verkehrsmittelwechsel in erheblichem Umfang bereits bis 2030 rasch forciert und umgesetzt werden. Im Personenverkehr erhöht sich die Verkehrsleistung der Schiene bis 2030 auf 140 Mrd. Personenkilometer, eine Zunahme um 30 Prozent gegenüber 2019. Die Güterverkehrsleistung der Schiene erhöht sich bis 2030 auf 190 Mrd. Tonnenkilometer, eine Zunahme um 40 Prozent gegenüber 2019.

Weitergehende Verlagerungspotenziale auf die Schiene im Bereich von einigen Prozentpunkten könnten bei einer optimalen Ausnutzung des Schienensystems sowie durch digitales Kapazitätsmanagement und digitalen Bahnbetrieb realisiert werden, wurden in der vorliegenden Studie jedoch nicht unterstellt. Weiteres THG-Reduktionspotenzial liegt zudem in der Beschleunigung des Ausbaus des öffentlichen Personennah-

<sup>94</sup> Essenzielle Treiber des beschriebenen Wachstums der Schiene sind unter anderem folgende: Kapazitätsausbau von Fahrwegen, Bahnhöfen, Anlagen und Terminals für den Deutschlandtakt; Realisierung des Netzes für 740-m-Zuglängen; Investitionen in Gleisanschlüsse und Terminals; weitgehende Umsetzung des Elektrifizierungsprogramms des Bundes.

verkehrs, des Rad- und Fußverkehrs sowie der Förderung von Mikromobilität.

Trotz des ambitionierten Verkehrsmittelwechsels bleibt der Straßenverkehr langfristig dominant – der Anteil des Individualstraßenverkehrs geht bis 2045 lediglich um 7 Prozentpunkte zurück. Im Zielpfad wickelt er im Jahr 2045 noch 77 Prozent der Personen- und 70 Prozent der Güterverkehrsleistung ab, im Jahr 2030 sogar immer noch 81 Prozent der Personen- und 72 Prozent der Güterverkehrsleistung. Aus diesem Grund müssen die zentralen, umfassenden Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Sektors beim Straßenverkehr ansetzen.

### 8.2.3 Effizienz

Auch in den kommenden Jahren sind weitere Effizienzfortschritte bei Verbrennerfahrzeugen möglich. Aufgrund der angekündigten Ausstiege vieler Hersteller und der rückläufigen Anzahl an Verbrennerneuzulassungen ist die absolute THG-Reduktionswirkung allerdings begrenzt. Im Zielpfad tragen Effizienzgewinne bei Verbrenner-Pkw und -Lkw mit insgesamt 33 Mt

CO<sub>2</sub> zur Zielerreichung bei. Bereits in der Vergangenheit haben Verbrenner, zuletzt durch zunehmende Hybridisierung, signifikante Effizienzfortschritte erzielt. Auch in Zukunft sind weiter sinkende spezifische Verbräuche zu erwarten, vor allem durch die Realisierung weiterer Entwicklungspotenziale in der Fahrzeugtechnik, insbesondere die Optimierung des Motormanagements, der Getriebeauslegung, der Gewichts- und Aerodynamik. Durch deutlich rückläufige Entwicklungsinvestitionen in Verbrennerfahrzeuge seitens der Hersteller werden diese Fortschritte jedoch absehbar abnehmen. Insgesamt verringert sich die Wirkung von Effizienzfortschritten auf die Emissionen des Sektors aufgrund sinkender Neuzulassungsanteile von Verbrennern.<sup>95</sup>

Durch eine stärkere Digitalisierung des Straßenverkehrs können auch im Bestandsverkehr Effizienzen realisiert werden. Zu diesen Effizienzgewinnen trägt vor allem die Entwicklung von GPS-gestützten und miteinander vernetzten Assistenz- und Verkehrsleitsystemen mit intelligenter Navigation bei, die den Verkehrsfluss optimieren, Staus vermeiden und den Parksuchverkehr reduzieren. Im Schwerlastverkehr

<sup>95</sup> Neben Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor werden auch elektrische Fahrzeuge (BEV, PHEV, Fuel Cell Vehicles) von mehreren der beschriebenen Entwicklungen profitieren. Deshalb werden auch bei diesen Antrieben ähnliche relative Rückgänge erwartet.

## Exkurs: Verhaltens- und Technologietrends

Weiteres Reduktionspotenzial liegt unter anderem in der Mikromobilität (zum Beispiel E-Scooter) und im Carsharing sowie im verstärkten Ausbau der Rad- und Fußwege, gegebenenfalls auch unterstützt durch Zonen für autofreie Straßen. Diese Entwicklungen und potenzielle Synergieeffekte sind zum Zeitpunkt der Studiererstellung noch nicht verlässlich quantifizierbar und werden in der vorliegenden Studie daher nicht detailliert betrachtet.

Ebenfalls aus der Modellierung der Klimapfade ausgeklammert wurden mögliche Strukturbrüche durch autonomes Fahren, da dessen Auswirkungen auf Fahrleistungen, Fahrzeug- und Antriebsstrukturen, Energieverbräuche sowie THG-Emissionen aus heutiger Perspektive noch nicht abschätzbar sind.

Strukturell wären zur THG-Reduktion auch mit dem Auftreten der beschriebenen Verhaltens- und Technologietrends ähnliche Lösungsoptionen wie in der Studie skizziert erforderlich: Verkehrsmittelwechsel, Effizienzen, Antriebswechsel und grüne Kraftstoffe.

können außerdem Lang-Lkw-Konzepte, neue Trailer-technologien, die Elektrifizierung von Nebenaggregaten sowie sogenanntes Platooning zukünftig zur Verbrauchsreduktion beitragen. Dennoch muss der weitaus größte Teil der THG-Reduktion auf der Straße durch den Antriebswechsel realisiert werden, ergänzt durch die Nutzung grüner Kraftstoffe.

Weitere Effizienzfortschritte sind neben den Verkehrsmitteln der Straße auch bei Bahn, Flugzeug und Schiff möglich.<sup>96</sup>

### 8.2.4 Antriebswechsel bei Pkw

Die deutsche Pkw-Flotte umfasste im Jahr 2019 48 Mio. Fahrzeuge. In den vergangenen Jahren wurden jährlich im Schnitt rund 3,5 Mio. Pkw. neu verkauft; 2019 bestand die deutsche Pkw-Flotte überwiegend aus Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren (über 47 Mio., mehr als 99 Prozent). Pkw mit alternativen

Antrieben waren trotz eines steigenden Anteils an Neuzulassungen (etwa 0,1 Mio. Pkw im Jahr 2019, 3 Prozent) im Bestand nur mit einem geringen Anteil repräsentiert.

Batterieelektrische Pkw besitzen unter der heutigen Regulierung bereits im Durchschnitt Vollkostenvorteile gegenüber Verbrennern, die sich bis 2030 weiter ausbauen werden (siehe Abbildung 53).<sup>97</sup> Außerdem werden sich die Kaufpreise von durchschnittlichen E-Pkw bereits im Laufe dieses Jahrzehnts selbst ohne verstärkende Regulierung denen von Verbrennerfahrzeugen annähern.<sup>98</sup>

Gleichzeitig werden batterieelektrische Pkw die Mobilitäts- und Reichweitenanforderungen im Markt immer mehr abdecken, vor allem da die Kosten der Batterieproduktion in den vergangenen Jahren erheblich schneller gesunken sind als prognostiziert. Dieser Trend wird sich zwar in Zukunft wahrscheinlich etwas verlangsamen, dennoch ermöglichen weiter sinkende

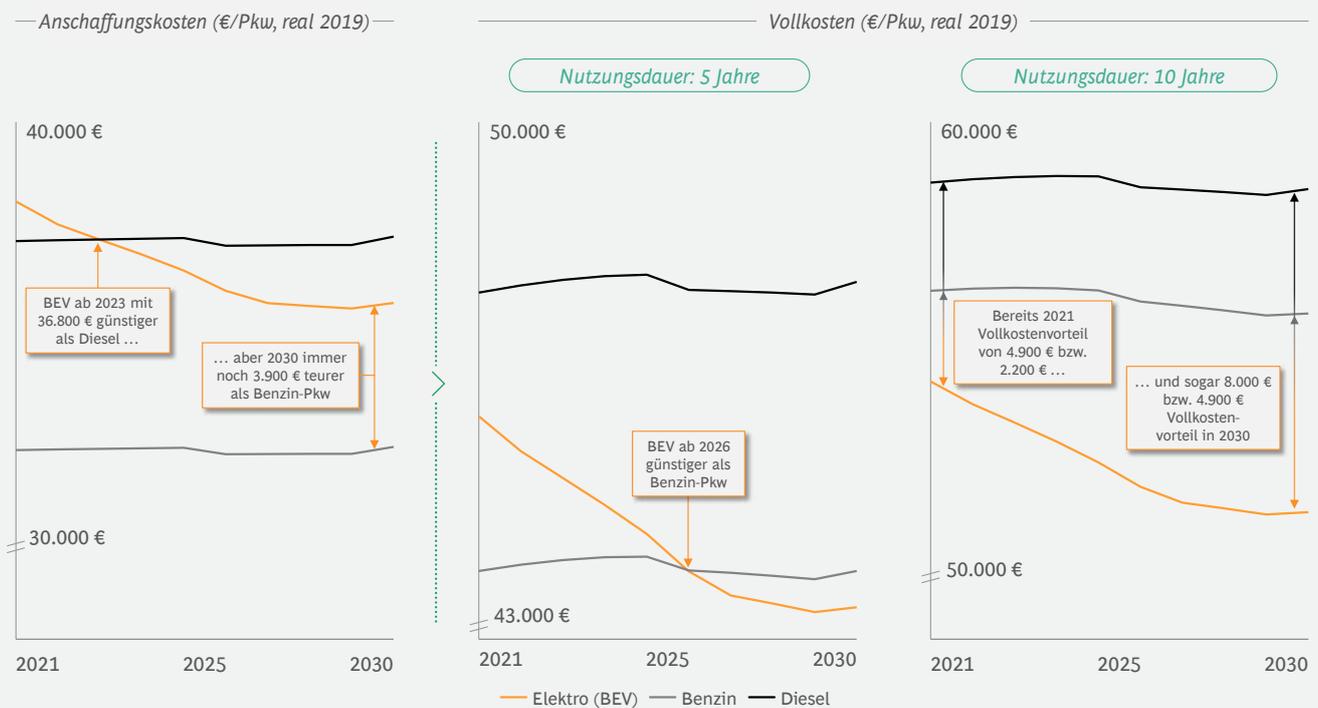
<sup>96</sup> Diese Effizienzfortschritte sind insbesondere durch die folgenden Faktoren möglich: Bahn – stärkere Digitalisierung der Schiene, Einsatz längerer Personen- und Güterzüge sowie technologische Entwicklungen wie die Digitale Automatische Kupplung (DAK). Schiff – Verschiebung hin zu größeren Schiffen mit besserer Auslastung und innovativeren Antrieben. Flugzeug – Umsetzung des einheitlichen europäischen Luftraums („Single European Sky“) und damit verbundener Routenoptimierung, Bündelung von Verkehrsströmen über Drehkreuze sowie Einsatz effizienterer Antriebe, Gewichtseinsparungen und verbesserte Aerodynamik.

<sup>97</sup> Unter anderem Kfz-Steuer und Dienstwagensteuer. Die Berechnung der Vollkosten erfolgt ohne Berücksichtigung der Umweltprämie. Eine Übersicht der zentralen Annahmen ist im Appendix zu finden.

<sup>98</sup> Annäherung von BEV-Kaufpreisen an Benzinfahrzeuge; Anschaffung im Vergleich zu Dieselfahrzeugen bereits vor Mitte des Jahrzehnts günstiger. Die Annahmen der Anschaffungskosten sind im Appendix aufgeführt.

## E-Pkw insgesamt günstiger, Anschaffung aktuell noch teurer

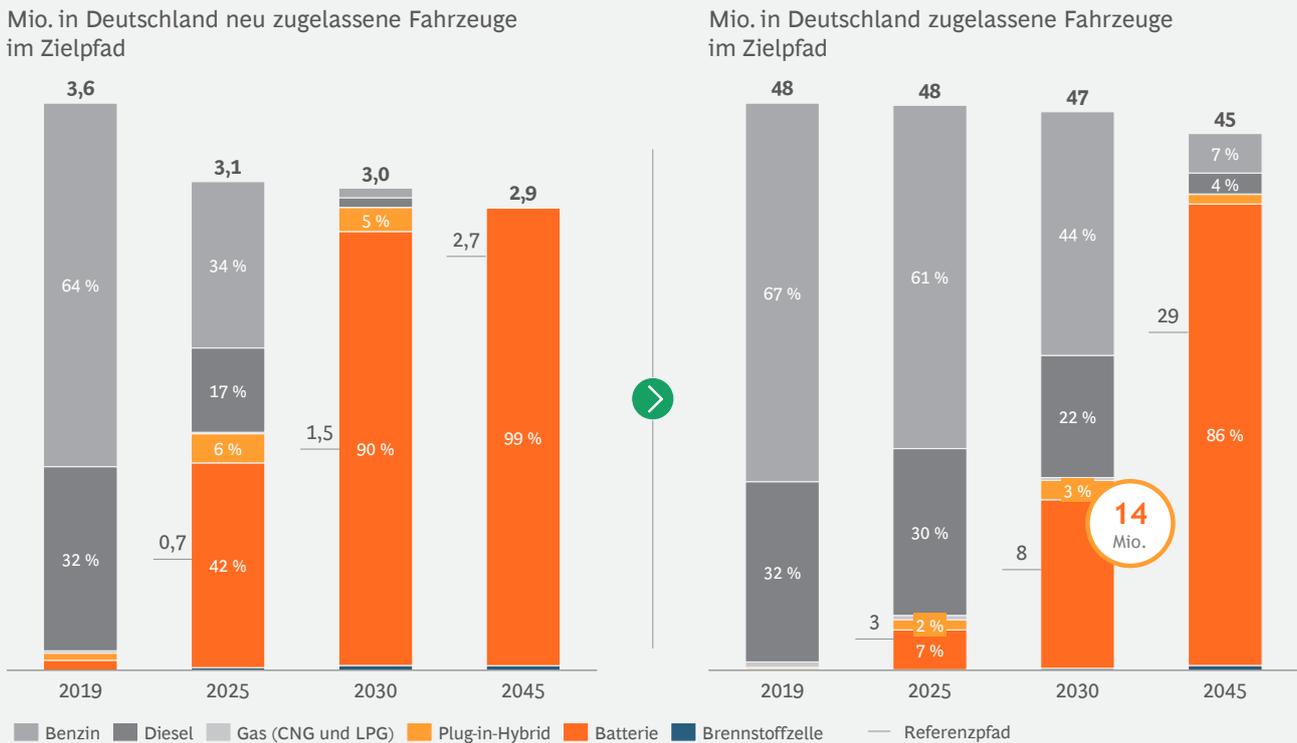
ABBILDUNG 53 | Pkw-Vollkostenanalyse für Elektro-, Benzin- und Dieselfahrzeuge 2021 – 2030



Anmerkung: Annahmen: Fahrleistung 14.000 km p. a.; Ladeverhalten: 55 % zu Hause, 20 % am Arbeitsplatz, 18 % öffentlich (150 kW), 7 % öffentlich (350 kW) in 2030; durchschnittliche Batteriegröße von 105 kWh und Kosten von 68 €/kWh (2030). Anschaffungskosten exkl. Umweltprämie dargestellt. Kosten vor Anwendung von politischen Instrumenten dargestellt  
Quelle: BCG-Analyse

## 14 Mio. E-Pkw 2030 im Bestand bei 90 % Neuzulassungen

ABBILDUNG 14 | Pkw-Neuzulassungen und Pkw-Bestand 2019 – 2045



Anmerkung: Im Zielpfad werden verbleibende Verbrennerfahrzeuge im Bestand mit 100 % grünen Kraftstoffen angetrieben  
 Quelle: KBA (2020a); KBA (2020b); BCG-Analyse

Batteriekosten immer günstigere Fahrzeuge und immer größere Reichweiten.<sup>99</sup> Insgesamt werden batterieelektrische Pkw daher in den kommenden Jahren für eine stark zunehmende Anzahl an Fahrzeughaltern zu einer attraktiven Option.

Der Brennstoffzellenantrieb wird aus heutiger Sicht eine Nischenrolle spielen. Wasserstoff-Pkw werden momentan nur von einigen Herstellern als Alternative zu rein batterieelektrischen Fahrzeugen entwickelt und haben mindestens mittelfristig höhere Anschaffungskosten, die sich aufgrund erheblich niedrigerer Forschungsinvestitionen weniger dynamisch entwickeln. Außerdem haben sie aus energetischer Sicht einen technologiebedingten Effizienznachteil, da Wasserstoff-Pkw pro gefahrenen Kilometer etwa 2,5-mal so viel Strom verbrauchen wie reine Batteriefahrzeuge.<sup>100</sup> Im Personenverkehr werden sie deswegen absehbar eine untergeordnete Rolle spielen, zum Beispiel für Vielfahrer im Langstreckenverkehr.

Zur Erreichung von Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 muss die Durchdringung alternativer Antriebe erheblich steigen. Im Zielpfad erreichen elektrische Antriebe im Jahr 2045 einen Anteil von fast 90 Prozent im Bestand. Davon entfällt der Löwenanteil auf Batterie-Pkw, die 86 Prozent der Bestandsflotte ausmachen. Plug-in-Hybride (2 Prozent) und Brennstoffzellen-Pkw (1 Prozent) spielen dagegen eine Nischenrolle. Zur Erreichung dieser Anteile im Bestand ist ein schneller Anstieg der Neuzulassungsquote elektrischer Fahrzeuge erforderlich. In Deutschland werden jedes Jahr etwa 3,5 Mio. Pkw verkauft – bei einem Bestand von 48 Mio. Pkw. Steigende Neuzulassungsanteile alternativer Antriebe wirken sich deshalb nur sehr verzögert auf den Bestand aus.

Zur Erreichung der Sektorziele darf Deutschland bereits im Jahr 2030 fast nur noch Batterie-Pkw zulassen – fünf Jahre vor dem von der EU-Kommission vorgeschlagenen Verbrennerausstieg. Ein in Deutschland neu verkaufter Pkw verbleibt durchschnittlich etwa

<sup>99</sup> Den Berechnungen dieser Studie liegt die Annahme zugrunde, dass durchschnittliche Pkw-Batteriegrößen bis 2030 auf 105 kWh ansteigen werden; das ist ein Plus von 100 Prozent gegenüber 2019. Gleichzeitig sinken die Batteriekosten bis 2030 auf rund 68 Euro pro kWh, was einem Minus von 45 Prozent gegenüber 2019 entspricht. Das liegt etwa im Mittel existierender Marktstudien. Hersteller wie Tesla gehen von deutlich schnelleren Kostensenkungen aus und lagen damit in der Vergangenheit näher an der tatsächlichen Entwicklung. Prinzipiell baut die vorliegende Studie daher auf einem konservativen Preis- und Kostenpfad auf.

<sup>100</sup> Aus energetischer Sicht wird für die Wasserstoffherzeugung mehr als doppelt so viel Strom benötigt, wie für rein batterieelektrische Fahrzeuge erforderlich ist.

15 Jahre im Bestand. Damit der Fahrzeugbestand im Jahr 2045 weitgehend auf alternative Antriebe umgestellt ist, müssen diese schon 15 Jahre früher, also im Jahr 2030, den Großteil der Fahrzeugneuzulassungen ausmachen.

Gleichzeitig erfordert bereits das ambitionierte Einsparziel im Jahr 2030 einen sehr steilen Hochlauf elektrischer Neuzulassungen – die überwiegende Mehrheit davon vollelektrifiziert. Im Zielpfad machen daher Batterie-Pkw im Jahr 2025 bereits mehr als 40 Prozent der Neuzulassungen aus, im Jahr 2030 sogar 90 Prozent. Der Rest verteilt sich auf Plug-in-Hybride und Verbrenner. Mit diesem Hochlauf wären 2030 dann bereits 14 Mio. Batterie-Pkw im Bestand, außerdem rund 1,5 Mio. Plug-in-Hybride.

Selbst ein derart ambitionierter Hochlauf reicht jedoch nicht zur Erreichung des deutschen Sektorziels aus. Daher sollte ein umfassendes Klimaprogramm im Personenverkehr nicht nur die Durchdringung alternativer Antriebe umfassen, sondern über grüne Kraftstoffe auch Emissionen im Bestand adressieren (siehe Kapitel 8.2.7).

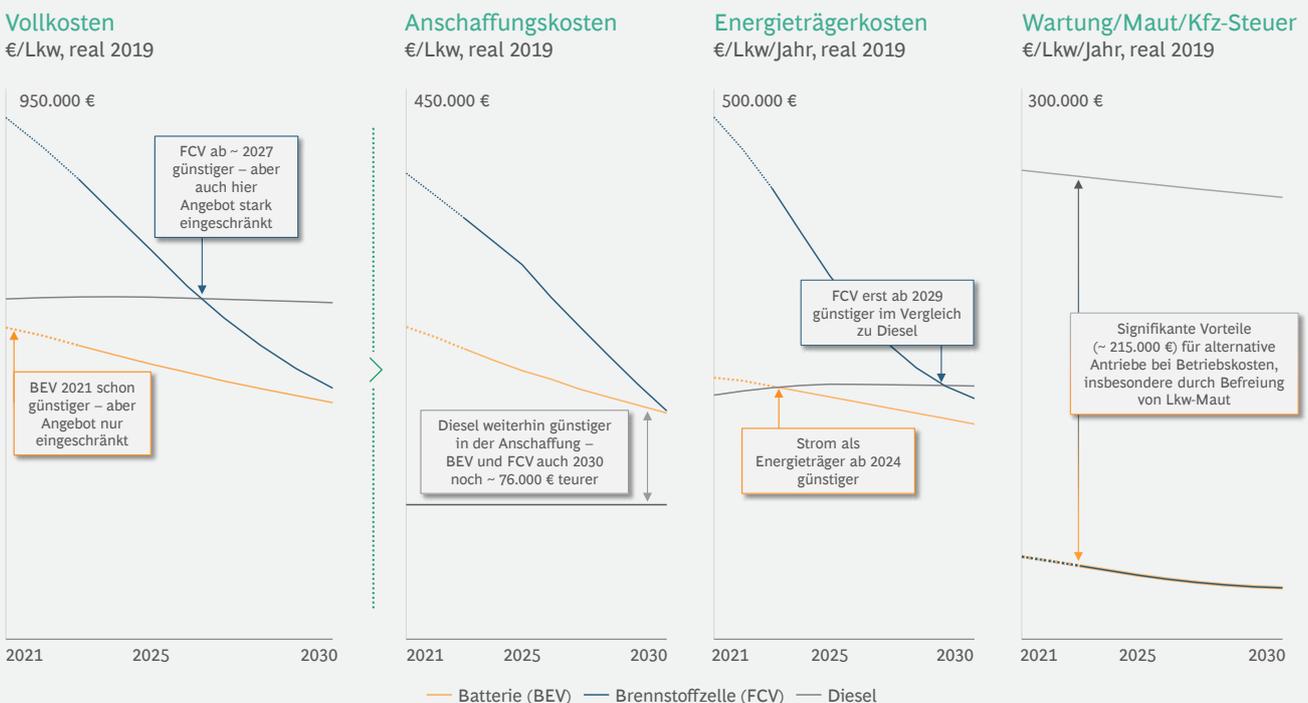
## 8.2.5 Antriebswechsel bei Lkw

Die deutsche Nutzfahrzeugflotte bestand 2019 aus insgesamt über 3,5 Mio. Fahrzeugen. Sie setzt sich zusammen aus 3 Mio. leichten Nutzfahrzeugen sowie mehr als 0,5 Mio. schweren Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht von mehr als 3,5 Tonnen, davon rund 220 Tsd. Sattelzugmaschinen. Die schweren Lkw verursachten im Jahr 2019 mit mehr als 20 Prozent einen Großteil der THG-Emissionen des Verkehrs. Ihr Bestand wird derzeit dominiert von Dieselantrieben (fast 100 Prozent), gefolgt von Gas (unter 1 Prozent). Treibhausgasneutrale Antriebe spielen derzeit noch eine Nischenrolle. Die rund 3 Mio. leichten Nutzfahrzeuge verursachten im Jahr 2019 insgesamt etwa 10 Mt THG-Emissionen, ebenfalls vor allem durch Fahrzeuge mit Dieselantrieb.

Auch im Güterverkehr wird die Dekarbonisierung durch deutliche Technologiefortschritte begünstigt – allerdings mit etwas Verzögerung. Batterie-Lkw erreichen bei aktueller Regulierung im Schnitt bereits heute Vollkostenparität mit Diesel-Lkw, sind derzeit allerdings noch angebotsbegrenzt. Wasserstoff-Lkw erreichen diese Kostenparität ebenfalls noch in diesem Jahrzehnt. In dieser Technologie muss sich ein Marktangebot in den kommenden Jahren allerdings erst noch entwickeln.

## E-Lkw bereits 2021 günstiger, aber nur beschränkt verfügbar

ABBILDUNG 54 | Lkw-Vollkostenanalyse für Batterie-, Brennstoffzellen- und Dieselfahrzeuge 2021 – 2030



Anmerkung: Kosten vor Anwendung von politischen Instrumenten dargestellt; beispielhaft an Lkw-Typ „Sattelzugmaschine“.

Annahmen: Lebensdauer von sechs Jahren; Fahrleistung von 130.000 km p. a.; Batteriegröße BEV von 653 kWh (2025) bzw. 728 kWh (2030); Brennstoffzellen-größe FCV-Lkw von 325 kW (2025) bzw. 338 kW (2030). Siehe Appendix für Gesamtübersicht der Annahmen

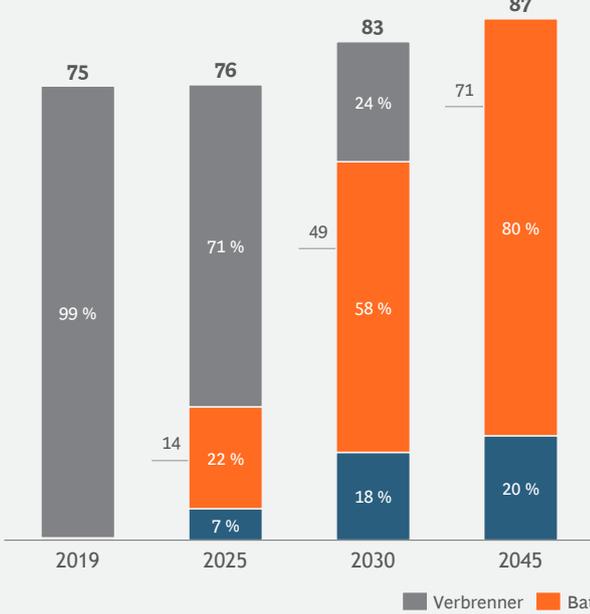
Quelle: BCG-Analyse

## 0,2 Mio. alternative Lkw 2030 im Bestand, bei 76 % Neuzulassungen

ABBILDUNG 55 | Lkw-Neuzulassungen und -Bestand 2019 – 2045

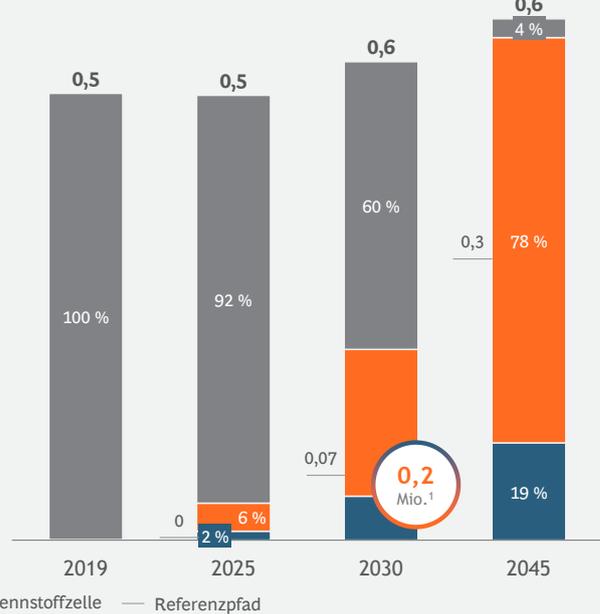
### Lkw-Neuzulassungen 2019 – 2045

Tsd. in Deutschland neu zugelassene Fahrzeuge im Zielpfad



### Lkw-Bestand 2019 – 2045

Mio. in Deutschland zugelassene Fahrzeuge im Zielpfad



1. Lkw mit alternativen Antrieben (Batterie und Brennstoffzelle)

Anmerkung: Im Zielpfad werden verbleibende Verbrennerfahrzeuge im Bestand mit 100 % grünen Kraftstoffen angetrieben  
Quelle: KBA (2020a); KBA (2020b); BCG-Analyse

Anders als im Personenverkehr zeichnet sich im Güterverkehr derzeit eine höhere Vielfalt der Technologien für alternative Antriebe ab. Nur bei leichten Nutzfahrzeugen dominiert langfristig ebenfalls der Batterieantrieb. Bei schweren Lkw können sich aus heutiger Sicht entlang unterschiedlicher Anwendungen mehrere Technologien etablieren. Batterie-Lkw haben in Anwendungsfällen der Kurz- und Mittelstrecke Kostenvorteile, wasserstoffbetriebene Lkw eignen sich nach absehbarem Stand der Technik besser für die Langstrecke.

Mit der Entwicklung von Feststoffbatterien und angesichts der derzeit erheblichen Investitionen in weitere Batterieforschung kann sich dieses Bild in den kommenden Jahren allerdings noch zugunsten direkter Elektrifizierung verschieben. In leichten Nutzfahrzeugen haben ähnlich wie bei Pkw Fahrzeuge mit Batterieantrieb erhebliche Kostenvorteile. Aus heutiger Sicht werden sich deswegen auch dort überwiegend Batteriefahrzeuge durchsetzen.

Zur Erreichung von Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 muss auch der Nutzfahrzeugbestand bis 2045 so

vollständig wie möglich auf alternative Antriebe umgestellt sein. Bei leichten Nutzfahrzeugen erreichen Batterieantriebe im Zielpfad einen Anteil von 84 Prozent, gefolgt von Diesel mit 12 Prozent und Wasserstoff mit 4 Prozent. Bei schweren Nutzfahrzeugen ist der kostenoptimale Technologiemix aus heutiger Perspektive „bunter“. Von den 0,6 Mio. schweren Lkw im Jahr 2045 fahren im Zielpfad 78 Prozent mit Batterieantrieb und 19 Prozent mit Wasserstoff.<sup>101</sup> Um einen solchen Anteil zu erreichen, könnten auch bei schweren Lkw bereits Anfang/Mitte der 2030er Jahre fast nur noch Fahrzeuge mit alternativen Antrieben zugelassen werden.

Zur Erreichung des Sektorziels im Jahr 2030 muss der Neuzulassungsanteil von Nutzfahrzeugen mit alternativen Antrieben schon in diesem Jahrzehnt so weit steigen wie umsetzbar. Im Zielpfad werden im Jahr 2030 bereits 120 Tsd. vollelektrische leichte Nutzfahrzeuge zugelassen, ein Anteil von über 90 Prozent. Der Bestand wächst bis 2030 auf insgesamt 1,2 Mio. vollelektrische Fahrzeuge (circa 35 Prozent). Sogar bei schweren Nutzfahrzeugen steigt der Neuzulassungs-

<sup>101</sup> Seit der Vorgängerstudie hat sich die Batterietechnologie sehr dynamisch entwickelt, und die meisten Lkw-Hersteller arbeiten mittlerweile an Fahrzeugen mit höheren elektrischen Reichweiten. Das bedeutet, dass es anders als in der Vorgängerstudie im Zielpfad keine Oberleitungs-Diesel-Hybride mehr gibt. Die vorliegende Studie behandelt Oberleitungen daher als ergänzende Komponente der (E-Lade-)Infrastruktur für Batterie- und Brennstoffzellen-Lkw, neben der statischen Ladeinfrastruktur und Wasserstofftankstellen.

anteil alternativer Antriebe bis 2030 auf 76 Prozent, davon 58 Prozent Lkw mit Batterie- und 18 Prozent mit Brennstoffzellenantrieb. Aus heutiger Sicht der Hersteller ist dies unter realistischen Annahmen für die Umstellung der Produktion der maximal mögliche Anteil im Jahr 2030. Während Batterie-Lkw insbesondere auf Kurz- und Mittelstrecken eingesetzt werden, decken Brennstoffzellen-Lkw vor allem die Langstrecke ab.<sup>102</sup> **Selbst ein derart ambitionierter Hochlauf reicht jedoch nicht zur Erreichung des deutschen Sektorziels aus.** Daher sollte ein umfassendes Klimaprogramm im Güterverkehr nicht nur die Durchdringung alternativer Antriebe umfassen, sondern über grüne Kraftstoffe auch Emissionen im Bestand adressieren (siehe Kapitel 8.2.7).

mobilität stellt die Sorge um fehlende Lademöglichkeiten derzeit eine der größten Hürden dar. Daher muss ein ausreichend umfangreiches Angebot an Lade- und Tankmöglichkeiten geschaffen werden, das dem Hochlauf der Technologien zeitlich möglichst vorgezogen ist. Gleichzeitig muss der Ausbau in Koordination mit dem europäischen Ausland schon frühzeitig möglichst flächendeckend erfolgen. Bei Ladestationen kommt außerdem hinzu, dass verschiedene Ladeprofile und -anforderungen abgedeckt werden müssen. Dafür ist ein Mix aus privaten Anschlüssen, Lademöglichkeiten am Arbeitsplatz und öffentlichen Lademöglichkeiten (zum Beispiel in Parkhäusern und auf Supermarktparkplätzen sowie in Terminals und an Laderampen) sowie Schnellladesäulen nötig.<sup>103</sup> Für die Dekarbonisierung von schweren Nutzfahrzeugen können zudem Oberleitungsabschnitte entlang von Hauptverkehrsachsen in Kombination mit Schnellladesäulen und Batteriewechselstationen einen komplementären Pfeiler der Infrastruktur darstellen. Für Wasserstoff wird vor allem ein flächendeckendes Tankstellennetz entlang der großen Güterverkehrstrassen benötigt.

## 8.2.6 Lade- und Wasserstoffinfrastruktur

Ein Antriebswechsel im vorstehend beschriebenen Umfang erfordert den Aufbau eines flächendeckenden Angebots an Ladeinfrastruktur und Wasserstofftankstellen. Vor allem für die Durchdringung von Elektro-

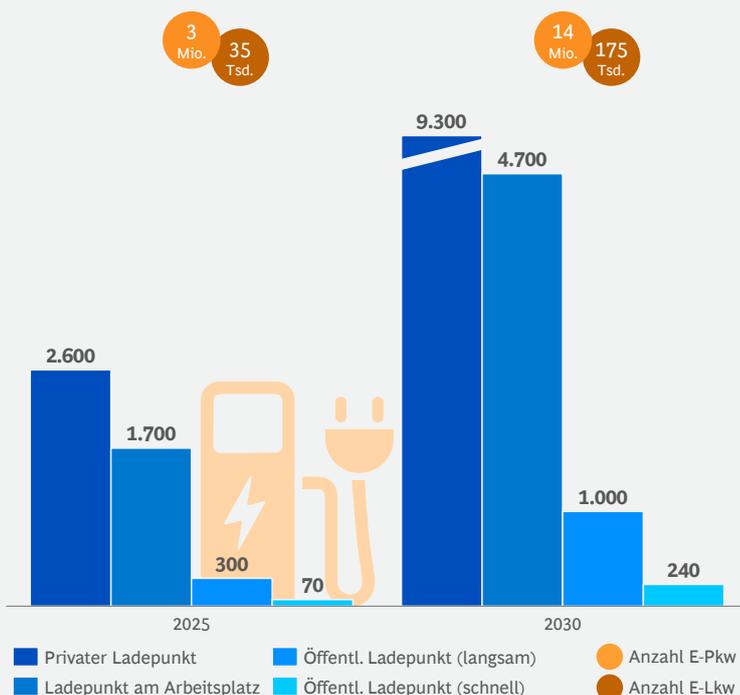
<sup>102</sup> Sofern die Batterie- oder Brennstoffzellentechnologie raschere Fortschritte in Entwicklung oder Kostendegression macht, könnte sich die Verteilung der Anwendungsfälle gegebenenfalls in Richtung des sich schneller entwickelnden Antriebs anpassen.

<sup>103</sup> Siehe Kapitel 10 zu den Herausforderungen in der Bereitstellung der Ladeinfrastruktur, beispielsweise zur Vermeidung der Entstehung von Netzspitzen und zur Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs. Zur Erreichung dieses Ziels müssen auch die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Netzanbindung umgesetzt werden.

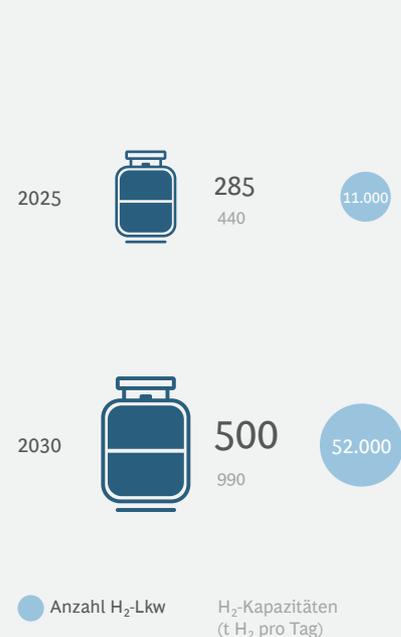
## Erheblicher Ausbau der Lade- und Wasserstofftankstellen-Infrastruktur nötig

ABBILDUNG 56 | Entwicklung der Lade- und Wasserstofftankstellen-Infrastruktur

Anzahl der Ladepunkte im Zielpfad  
Tsd.



Anzahl der H<sub>2</sub>-Tankstellen<sup>1</sup>  
im Zielpfad



1. H<sub>2</sub>-Tankstellen auch für Pkw (sekundär, grundlegende Abdeckung)

Anmerkung: Öffentlich = öffentlich zugänglich

Quelle: BCG-Analyse

Um den extrem steilen Hochlauf neuer Antriebe zu ermöglichen, muss ein erheblicher Teil dieser Infrastruktur bereits in diesem Jahrzehnt geschaffen werden. Zur Erreichung der neuen Klimaziele können im Personenverkehr bereits im Jahr 2030 fast nur noch vollelektrische Antriebe zugelassen werden (90 Prozent). Sogar im Schwerlastverkehr ist das bereits so umfassend wie möglich nötig. Verfügbare Infrastruktur muss deshalb schon 2030 eine große Breite an Fahr- und Nutzungsprofilen bedienen können. Im Zielpfad ist daher im Jahr 2030 bereits der Aufbau von 9,3 Mio. privaten Ladestationen, 4,7 Mio. Ladepunkten am Arbeitsplatz sowie 1 Mio. öffentlichen („langsamen“) Ladepunkten erforderlich. Dazu kommen 240 Tsd. Schnellladepunkte und 500 Wasserstofftankstellen vor allem entlang deutscher Autobahnen und in der Flächenabdeckung.<sup>104</sup> Der weitere zielgerichtete Ausbau des Oberleitungsnetzes entlang von Hauptverkehrsachsen kann die benötigte (E-Lade-)Infrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge zusätzlich komplementieren. Insbesondere die aus den geplanten Innovationskorridoren gewonnenen Erkenntnisse können in die gesamthafte Ladeinfrastrukturplanung für Lkw mit alternativen Antrieben einfließen.

## 8.2.7 Grüne Kraftstoffe

Zur Erreichung von Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 benötigt Deutschland grüne Kraftstoffe (Biokraftstoffe, synthetische Kraftstoffe und grünen Wasserstoff). Selbst bei sehr ambitionierter Umsetzung aller zuvor beschriebenen Maßnahmen verbleibt auch langfristig noch eine substantielle Nachfrage nach flüssigen Energieträgern. Im Straßen- und Schienenverkehr wird bis 2045 wahrscheinlich noch Bedarf an flüssigen Energieträgern verbleiben, weil eine Vollelektrifizierung des Bestands aus heutiger Sicht sehr unwahrscheinlich erscheint.<sup>105</sup> Etwa die Hälfte der deutschen Pkw verbleibt derzeit länger als 15 Jahre im Bestand; viele der in diesem Jahrzehnt verkauften Verbrenner werden daher wahrscheinlich 2045 noch auf der Straße sein.<sup>106</sup> Für die Erreichung von Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 im nationalen

Verkehr ist der Einsatz von treibhausgasneutralen – „grünen“ – Kraftstoffen mittel- und langfristig notwendig.

Auch bei zunehmender Elektrifizierung von Straße und Schiene und dem damit verbundenen Rückgang grüner Kraftstoffe im nationalen Verkehr wird aufgrund der erforderlichen Dekarbonisierung der internationalen Luft- und Seeverkehre der gesamte Bedarf an grünen Kraftstoffen bis 2045 kontinuierlich ansteigen. Internationale Luft- und Seeverkehre werden bis 2045 zum Hauptabnehmer grüner Kraftstoffe, da grundlegende Technologietransformationen wie Elektrifizierung und Wasserstoff innerhalb von weniger als 25 Jahren in einem marktdeckenden Maße nicht realistisch erscheinen (siehe Kapitel 8.2.8).<sup>107</sup> Zur Bedienung dieser Nachfrage müsste Deutschland zukünftig synthetische Kraftstoffe und – wie bereits heute schon durchgeführt – Biokraftstoffe in den Verkehr bringen. Da das nachhaltige Potenzial von Biokraftstoffen sowie deren verlässliche Verfügbarkeit unsicher ist, müsste dies vor allem durch den Import von synthetischen Kraftstoffen (E-Fuels) realisiert werden.<sup>108</sup> Diese lassen sich aus grünem Wasserstoff und nicht fossilem CO<sub>2</sub> synthetisieren zu E-Kerosin, E-Methanol, E-Benzin und E-Diesel, außerdem zu grünem Ammoniak. Aufgrund des hohen erneuerbaren Strombedarfs für die Produktion dieser Kraftstoffe müssten diese aus Ländern mit geeigneteren Bedingungen zur Erzeugung erneuerbarer Energien importiert werden, zum Beispiel aus Chile, Australien, Nord- und Südafrika oder dem Nahen Osten, aber auch aus EU-Mittelmeerländern. Dabei sollten strikte Kriterien für die Nachhaltigkeit des verwendeten CO<sub>2</sub> gelten. Da nachhaltige, erneuerbare Punktquellen nur in wenigen Fällen zur Verfügung stehen werden, muss das verwendete CO<sub>2</sub> in der Regel aus der Luft gefiltert werden (Direct Air Capture, DAC). Zusätzlich wird im Zielpfad vor allem für Lkw Wasserstoff benötigt, der sowohl im Inland hergestellt als auch über die neu zu errichtende internationale Wasserstoffinfrastruktur nach Deutschland transportiert werden kann (siehe Kapitel 10).

<sup>104</sup> Für den überregionalen Güterverkehr sollten vor allem auch Ladesäulen an den Übernachtungsrastplätzen aufgebaut werden. Da es betrieblich sinnvoll ist, Ruhezeiten zum Laden zu nutzen, wären an diesen Orten keine Schnellladestationen notwendig.

<sup>105</sup> Dies gilt analog auch für mobile, (noch) nicht elektrifizierte Maschinen (zum Beispiel Bau- und Landmaschinen), welche ebenfalls auf synthetische Kraftstoffe zurückgreifen werden. Deren Emissionen werden der Industrie, den Gebäuden beziehungsweise der Landwirtschaft zugerechnet, jedoch in der vorliegenden Studie nicht vertieft.

<sup>106</sup> Außerdem werden in 2045 auch noch im Bestand befindliche Verbrennertriebzüge auf der Schiene eingesetzt.

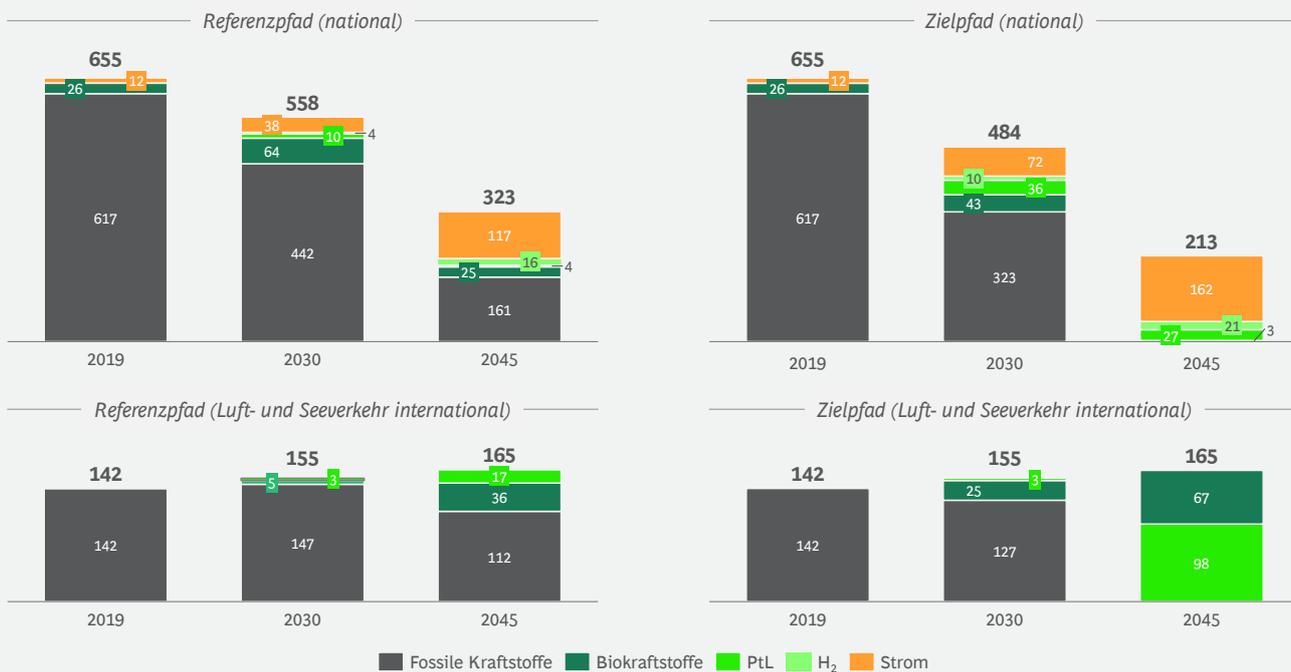
<sup>107</sup> Zusätzlich wird die stoffliche Dekarbonisierung der Chemie sehr große Mengen an flüssigen synthetischen Kohlenwasserstoffen erfordern (siehe Kapitel 7).

<sup>108</sup> Im Jahr 2019 gab es im deutschen Verkehrssektor eine Nachfrage nach rund 2,5 Mt „grünen“ Kraftstoffen, die ausschließlich durch Biokraftstoffe der ersten und zweiten Generation bedient wurde. Biokraftstoffe der ersten Generation gelten als nicht nachhaltig, weil sie in Konkurrenz zur landwirtschaftlichen Nahrungsmittelproduktion stehen (Herstellung aus Zucker und Stärke für Bioethanol oder aus pflanzlichem Öl für Biodiesel). Ihre Produktion sollte daher nicht weiter ausgeweitet werden. Biokraftstoffe der zweiten Generation nutzen generell nachhaltige Biomasse. Diese ist jedoch nur eingeschränkt verfügbar und kann beim Einsatz in anderen Sektoren erheblich effizienter und systemdienlicher genutzt werden, vor allem in der Industrie- und der Fernwärme. Zudem entsteht bereits heute durch die neuen europäischen RED-II-Quoten ein Importmarkt für HVO-Kraftstoffe (hydrierte Pflanzenöle), was aus Sicht des internationalen Klimaschutzes nicht sinnvoll erscheint. Vor diesem Hintergrund sind bestehende Kriterien der Nachhaltigkeit zwingend regulatorisch zu präzisieren und entsprechend durchzusetzen.

## 70 % Anteil fossiler Kraftstoffe am Energieverbrauch 2030

ABBILDUNG 57 | Endenergieverbrauch im Verkehr 2019 – 2045

TWh



Quelle: BMWi (2021b); BCG-Analyse

Zur Erreichung des deutschen Klimaschutzziels muss bis 2045 der komplette verbleibende Kraftstoffbedarf durch grüne Kraftstoffe bedient werden. Im Zielpfad verbraucht Deutschland im Jahr 2045 insgesamt 51 TWh (über 3 Mt) grüne Kraftstoffe im nationalen Verkehr, die damit fast 25 Prozent des verbleibenden Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor bedienen (2,3 Mt synthetische Kraftstoffe, 0,3 Mt Biokraftstoffe und 0,6 Mt Wasserstoff). Für die aus Deutschland abgehenden internationalen Luft- und Seeverkehre werden weitere 165 TWh (rund 14 Mt) grüner Kraftstoffe benötigt (8 Mt synthetische Kraftstoffe, 6 Mt Biokraftstoffe).

Zur Erreichung des deutschen Klimaschutzziels im Jahr 2030 decken grüne Kraftstoffe im nationalen Zielpfad 22 Prozent des dann verbleibenden Kraftstoffbedarfs ab – davon allein 10 Prozent (3 Mt) durch synthetische Kraftstoffe. Deutschland hat sich für 2045 im Verkehrssektor extrem ambitionierte Ziele gesetzt. Trotz einer Erhöhung der Schienenverkehrsleistung um durchschnittlich 60 Prozent, einer Umsetzung der hohen nationalen RED-II-Vorgaben<sup>109</sup> sowie einer weitgehenden Elektrifizierung der Pkw- und Lkw-Neufahr-

zeugflotten verbleibt im Jahr 2030 eine erhebliche CO<sub>2</sub>-Lücke zum deutschen Sektorziel. Um diese Lücke zu schließen und die Bestandsflotte zu adressieren, werden im Zielpfad bereits im Jahr 2030 über 35 TWh (3 Mt) synthetischer Kraftstoffe importiert, die zur Erreichung der nationalen Verkehrsziele vor allem im Straßenverkehr eingesetzt werden müssen. Damit diese Mengen bis 2030 verfügbar sind und zu möglichst niedrigen Kosten produziert werden können, müssten die ersten großtechnischen Anlagen bereits Mitte dieses Jahrzehnts in Betrieb genommen werden. Auch bei zunehmender Elektrifizierung im Straßenverkehr steigt die nach 2030 benötigte Menge an synthetischen Kraftstoffen kontinuierlich an – insbesondere durch die Verwendung im internationalen See- und Luftverkehr (0,25 Mt in 2030, 8 Mt in 2045).

Komplementär werden zur Erreichung des deutschen Klimaschutzziels im Jahr 2030 erhebliche Mengen an Biokraftstoffen sowie Wasserstoff benötigt – etwa 10 beziehungsweise 2 Prozent des dann verbleibenden Kraftstoffbedarfs. Im Zielpfad verbraucht Deutschland im Jahr 2030 insgesamt 43 TWh (4 Mt) Biokraftstoffe und 10 TWh (0,3 Mt) Wasserstoff im nationalen Ver-

<sup>109</sup> Zur Erfüllung der nationalen Umsetzungsvorgaben der europäischen RED II sind – unter der Annahme, dass diese Vorgaben vor allem durch Biokraftstoffe erfüllt werden – im Jahr 2030 mindestens 6 Mt grüner Kraftstoffe erforderlich. Das bedeutet, dass Deutschland gegenüber 2019 zusätzlich 3,5 Mt Biokraftstoffe importieren müsste.

kehr. Für die aus Deutschland abgehenden internationalen Luft- und Seeverkehre werden weitere 25 TWh (etwa 2 Mt) Biokraftstoffe benötigt.

Sollte sich der Hochlauf der Elektromobilität in Deutschland schleppender oder durch beschleunigte Bestandsdurchdringung ambitionierter gestalten, verändert sich die Nachfrage nach grünen Kraftstoffen entsprechend (siehe Abbildung 15).

### 8.2.8 Luft-, See-, Bus- und Schienenverkehr

Weitere Verkehre verursachten im Jahr 2019 insgesamt 6 Mt CO<sub>2</sub>ä. Davon entfielen 1,8 Mt CO<sub>2</sub>ä (circa 1 Prozent der gesamten Verkehrsemissionen) auf den nationalen Luftverkehr, weniger als 1 Mt CO<sub>2</sub>ä (circa 0,5 Prozent) auf die Binnenschifffahrt, 3 Mt CO<sub>2</sub>ä (circa 2 Prozent) auf die deutsche Busflotte sowie 0,6 Mt CO<sub>2</sub>ä (circa 0,5 Prozent) auf den Schienenverkehr, dort vor allem durch Diesellokomotiven auf nicht elektrifizierten Bahnstrecken. Außerdem emittierte der von

Deutschland abgehende internationale Luftverkehr insgesamt 28 Mt CO<sub>2</sub>ä, der von Deutschland abgehende internationale Seeverkehr 7 Mt CO<sub>2</sub>ä.

Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 im nationalen und internationalen Luftverkehr ist nur mit grünen Kraftstoffen zu erreichen.

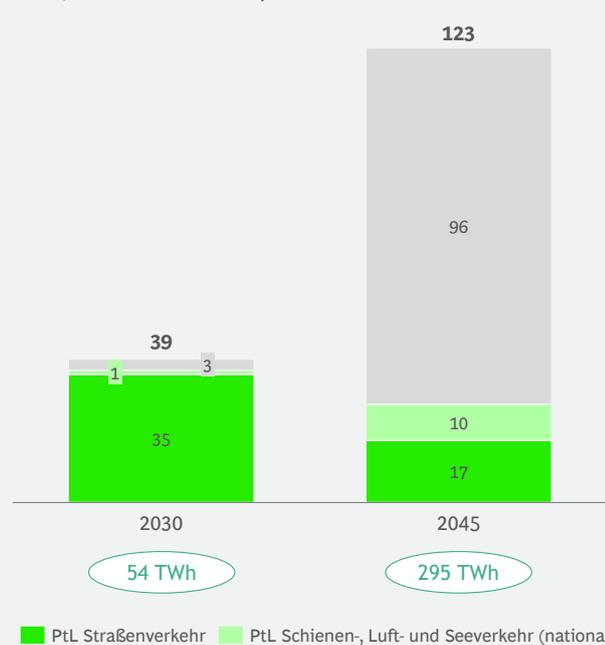
Alternative Antriebe mit Wasserstoff oder Strom befinden sich aktuell in der Entwicklung. Der Zeitpunkt ihrer Marktreife ist momentan noch ungewiss. Außerdem ist es unwahrscheinlich, dass diese Antriebe in den kommenden zwei Jahrzehnten das volle Streckenspektrum im Luftverkehr abdecken können. Vor allem für eine treibhausgasneutrale Langstrecke scheint es aus heutiger Sicht keine Alternative zum Einsatz von flüssigen synthetischen Kraftstoffen zu geben.<sup>110</sup> Treibhausgasneutralität im Luftverkehr ist deshalb nur mit grünen Kraftstoffen zu erreichen, ergänzt durch tieferegreifende Innovationen von Luftfahrzeugen und im Luftverkehrssystem.<sup>111</sup> Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von nachhaltiger Biomasse sollte der Fokus hierbei langfristig auf

<sup>110</sup> Dabei existieren im Wesentlichen zwei Technologieoptionen – nachhaltige flüssige Treibstoffe (Sustainable Aviation Fuels, SAFs) sowie die Direktnutzung von grünem Wasserstoff. Zur Vermeidung der THG-Emissionen und von Nicht-CO<sub>2</sub>-Effekten können bereits heute nachhaltige Treibstoffe (SAFs) eingesetzt werden, die nahezu schadstofffrei verbrennen. Für Kurz- und Mittelstrecken sowie begrenzte Flugzeuggrößen könnte – nach ausreichendem Forschungs- und Entwicklungsfortschritt – auch grüner Wasserstoff ohne CO<sub>2</sub>- und Partikelemissionen direkt genutzt werden.  
<sup>111</sup> Neben alternativen Kraftstoffen inkludiert dies beispielsweise neue Konfigurationen, Batterie- und Brennstoffzellentechnologie, verschiedene Hybridantriebslösungen, neue Gasturbinenkonzepte sowie Innovationen im Luftverkehrssystem.

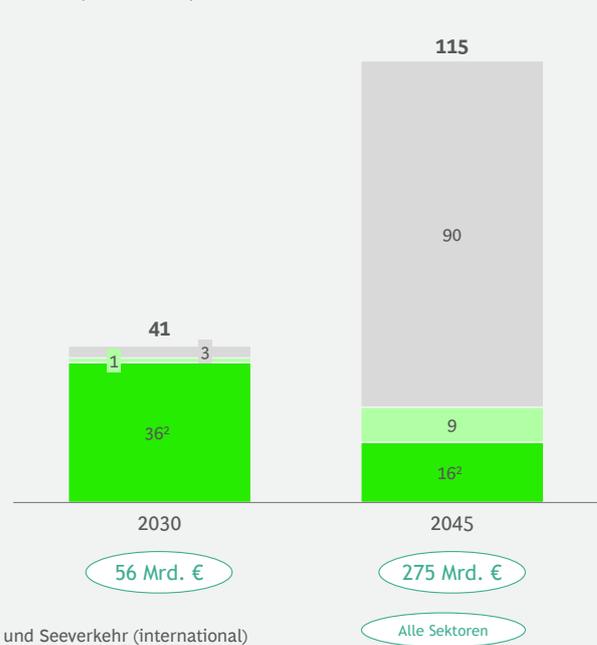
## Langfristig steigende PtL-Nachfrage über alle Verkehre hinweg

ABBILDUNG 58 | PtL-Nachfrage in 2030 und 2045

**PtL-Bedarfe im Verkehr 2030 – 2045**  
TWh; ausschließlich Importe



**Auslandsinvestitionen in PtL<sup>1</sup> 2030 – 2045**  
Mrd. €, real 2019, kumuliert



1. Kapazitäten zur Deckung des deutschen PtL-Bedarfs inkl. internationaler Verkehre (von Deutschland ausgehend) 2. Bei abnehmender Nachfrage nach PtL im Straßenverkehr aufgrund fortschreitender Elektrifizierung werden PtL-Kapazitäten umfunktioniert für internationale Verkehre  
 Quelle: BCG-Analyse

synthetischen Kraftstoffen, sogenanntem E-Kerosin, liegen. Im Zielpfad sind dafür im Jahr 2030 insgesamt über 20 TWh grüne Kraftstoffe (fast 2 Mt Biokraftstoffe, 0,25 Mt synthetische Kraftstoffe) notwendig, davon fast 100 Prozent für den internationalen Luftverkehr. Im Jahr 2045 erhöht sich der Anteil der grünen Kraftstoffe auf 100 Prozent des Energiebedarfs – fast 130 TWh (5 Mt Biokraftstoffe, 7 Mt synthetische Kraftstoffe).

**Auch Züge, Busse und Binnenschiffe benötigen für den nicht elektrifizierten Bestand im Jahr 2045 noch grüne Kraftstoffe** – im Zielpfad insgesamt fast 7 TWh im Jahr 2045 und über 3 TWh im Jahr 2030.

## 8.3 Investitionen, Mehrkosten, Regulierungslücke

Für die Umsetzung des Zielpfades im Verkehr sind bis 2030 Mehrinvestitionen in Höhe von 220 Mrd. Euro erforderlich. Der Verkehrssektor hat damit den zweithöchsten Investitionsbedarf hinter der Energiewirtschaft. Der größte Anteil der Investitionen (35 Prozent) fließt mit 74 Mrd. Euro in die private und öffentliche Ladeinfrastruktur sowie in Wasserstofftankstellen – Letztere insbesondere für schwere Lkw. Der umfangreiche Wechsel auf Pkw und Lkw mit alternativen Antrieben erfordert annähernd ebenso viele Mehrinvestitionen (69 Mrd. Euro, 32 Prozent).<sup>112</sup> 41 Mrd. Euro werden in den vornehmlich im Ausland stattfindenden Hochlauf von Produktionskapazitäten für synthetische Kraftstoffe investiert – wo Erneuerbare-Energien-Anlagen und Anlagen zur Entsalzung, Elektrolyse, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Kraftstoffsynthese sowie die logistische Anbindung neu errichtet werden müssen. Die Ausweitung der Schieneninfrastruktur nimmt schließlich 25 Mrd. Euro in Anspruch.<sup>113</sup>

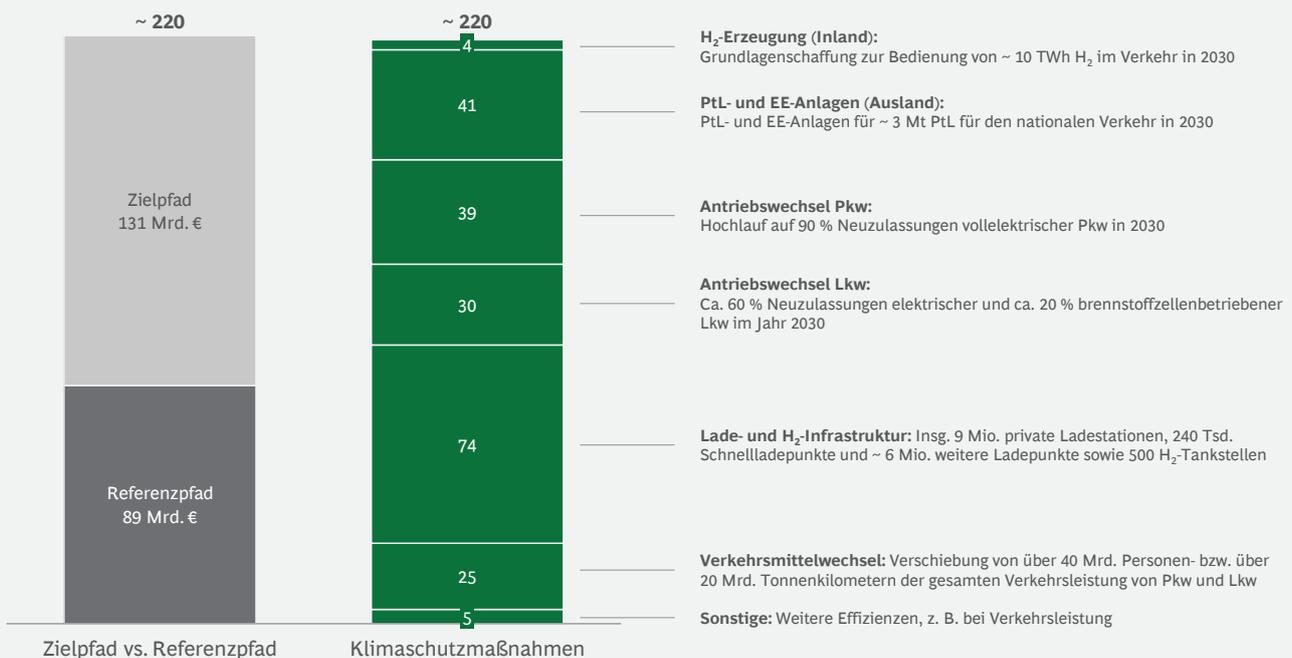
<sup>112</sup> Für zugrunde liegende Investitionsannahmen siehe Kapitel 11.

<sup>113</sup> Auch im Luftverkehr müssen Investitionen in Infrastruktur und alternative Technologien getätigt werden. Aufgrund des nationalen Fokus der vorliegenden Studie werden diese Investitionen nicht quantifiziert.

## Rund 220 Mrd. € Mehrinvestitionen im Verkehr bis 2030

ABBILDUNG 59 | Mehrinvestitionen im Verkehr bis 2030

Mrd. €, real 2019, kumuliert

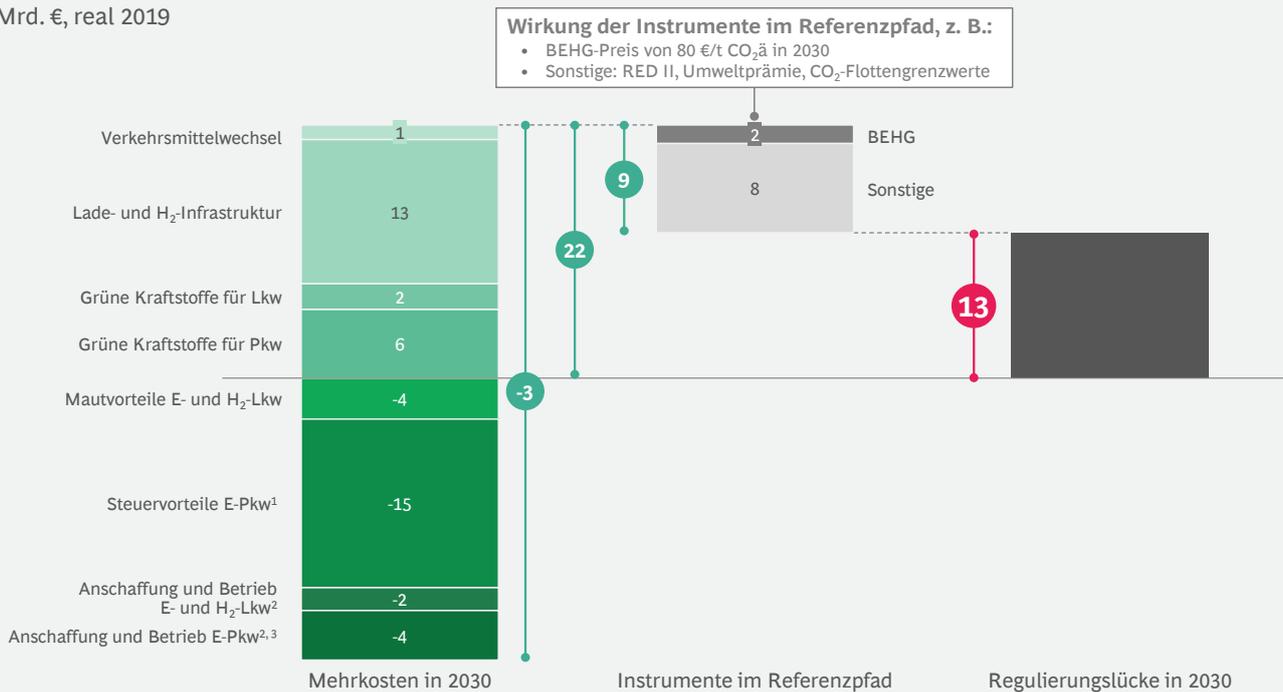


Anmerkung: Auch im Luftverkehr ergeben sich Investitionen zur Durchführung der Transformationsvorhaben. Diese werden aufgrund des Fokus auf den nationalen Klimaschutzziele des Verkehrssektors und des geringen Anteils des Luftverkehrs an den nationalen Emissionen nicht gesondert betrachtet  
Quelle: BCG-Analyse

# Verkehr: 13 Mrd. Euro Regulierungslücke zum 2030-Klimaschutzziel

ABBILDUNG 60 | Mehrkosten der Klimaschutzmaßnahmen im Verkehr in 2030

Mrd. €, real 2019



1. Inkl. Berücksichtigung bestehender Steuervorteile (Befreiung Kfz-Steuer, Dienstwagensteuer etc.) 2. Exkl. Berücksichtigung Umweltprämie; Berechnung der Anschaffungskosten zum vollen Kaufpreis, jedoch keine Inkludierung der Anschaffungskosten einer privaten Wallbox. Zentrale zugrunde liegende Annahmen sind im Appendix dokumentiert 3. Trotz negativer Mehrkosten wird zusätzlicher Anreiz durch E-Kaufprämien benötigt, um die notwendigen Investitionen von privaten Haushalten anzureizen; dies führt zu einer entsprechenden Regulierungslücke von ~ 1,9 Mrd. € bei E-Pkw und gesamten fiskalischen Kosten von ~ 3,1 Mrd. € inkl. Referenzentwicklungen  
Quelle: BCG-Analyse

Im Verkehr entstehen bis 2030 über alle Klimaschutzmaßnahmen hinweg Nettoeinsparungen in Höhe von 3 Mrd. Euro. Diese Einsparungen entstehen vor allem aus der Fortschreibung bestehender Steuer- und Mautvorteile für Fahrzeuge mit alternativen Antrieben im Straßenverkehr (18 Mrd. Euro) sowie durch deren weitere Vollkostenvorteile (6 Mrd. Euro).<sup>114</sup>

Der Wechsel auf elektrische Pkw und Lkw ist damit in Summe bereits unter bestehender Regulierung wirtschaftlich. Demgegenüber verursachen Investitionen in die Lade- und H<sub>2</sub>-Infrastruktur im Jahr 2030 Mehrkosten in Höhe von 13 Mrd. Euro. Der Einsatz treibhausgasneutraler Kraftstoffe erzeugt bei Nutzern von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor im Jahr 2030 Mehrkosten in Höhe von 8 Mrd. Euro. Unter Berücksichtigung der angenommenen notwendigen Kaufanreize ergibt sich im Verkehr für 2030 eine Regulierungslücke von 13 Mrd. Euro.<sup>115</sup>

Effektive Regulierung im Verkehr muss deshalb vor allem eine hohe Investitionslücke überbrücken, um die nationalen Klimaziele zu erreichen – beim Aufbau der benötigten Infrastruktur, zur Überwindung der höheren Anschaffungskosten von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben sowie zum Aufbau der sehr investitionsintensiven Anlagen zur Produktion erneuerbarer Kraftstoffe. Ein Erreichen der gesetzlich vereinbarten Klimaziele ist nur möglich, wenn alle Investitionen gesamthaft getätigt werden. Außerdem besteht eine „Koordinationslücke“ durch den erforderlichen Vorlauf beim Aufbau von Ladeinfrastruktur.

<sup>114</sup> Steuervorteile der Pkw inkludieren vor allem die reduzierte Kfz- und Dienstwagensteuer. Die Mautvorteile der Lkw beziehen sich auf die Befreiung von Lkw-Maut für alternative Antriebe. Weitere Vollkostenvorteile beinhalten insbesondere die Kostenvorteile von Strom im Vergleich zu (fossilen) Kraftstoffen.

<sup>115</sup> Siehe Abbildung 61 zum Kostenvergleich von PtL und fossilen Kraftstoffen.

## 8.4 Politische Instrumente

### 8.4.1 Aktuelle Hemmnisse

Mit der derzeitigen Regulierung würden die Emissionsziele für das Jahr 2030 im Verkehrssektor um 32 Mt verfehlt – das entspricht einer Zielverfehlung von 40 Prozent. Das liegt vor allem daran, dass Infrastrukturbereitstellung und Antriebswechsel zu langsame Fortschritte machen. Zum anderen werden die Defossilisierung von Kraftstoffen und weiteres Wachstum grüner Kraftstoffe nur in unzureichendem Umfang angereizt (beispielsweise durch die deutsche Umsetzung der RED II). Um die Klimaschutzziele zu erreichen, muss ein zukünftiges Regulierungsprogramm mehrere Hemmnisse überwinden:

- **Sorge um unzureichende Ladeinfrastruktur hält Autofahrer vom E-Auto-Kauf ab.** Die womöglich größte Hürde für einen schnelleren Hochlauf der Elektromobilität ist die verbreitete Sorge um die Verfügbarkeit ausreichender Lademöglichkeiten. Dies gilt auch für den Straßengüterverkehr. Um diese Sorge auszuräumen und Elektromobilität damit für möglichst viele Fahrprofile attraktiv zu machen, sollte so früh und umfangreich wie möglich ein Vorbau von Infrastruktur angereizt werden, selbst wenn sich diese zu Beginn noch nicht rechnet.<sup>116</sup>
- **Batterie-Pkw haben höhere Anschaffungskosten als Verbrennerfahrzeuge.** Private Pkw-Käufer gewichten in ihrer Kaufentscheidung die Anschaffungskosten höher als die Kosten im laufenden Betrieb. Trotz der Vollkostenvorteile von Batterie-Pkw sind daher auch weiterhin Maßnahmen zur Angleichung von Kaufpreisnachteilen nötig.
- **Das Angebot alternativer Antriebe ist nicht ausgeschöpft – vor allem im Güterverkehr.** Im Individualverkehr ist in den vergangenen zwei Jahren ein umfangreicheres Angebot an E-Fahrzeugen erst entstanden, nachdem klare politische Regulierungssignale einen Markt dafür geschaffen haben. Im Güterverkehr ist mit den bereits erfolgten Regulierungen (vor allem Energieträgerbesteuerung und Mautprivilegien) die Grundlage für eine Kostenparität alternativer Antriebe gelegt worden. Um Herstellern und Nutzern Planungs- und Nachfragesicherheit für eine schnellere Entwicklung eines Angebots von E- und H<sub>2</sub>-Lkw zu geben, bedarf es Kontinuität.

Synthetische Kraftstoffe sind derzeit nicht wettbewerbsfähig – und vor allem frühzeitige Projekte mit hohen Investitionsunsicherheiten verbunden. PtX-Technologien sind zum Zeitpunkt der Studiererstellung noch nicht im großindustriellen Maßstab verfügbar. Vor allem für frühzeitige Projekte sind Investitionen für mögliche Produzenten daher riskant. Regulatorische Instrumente sollten deshalb vor allem darauf abzielen, Nachfrage- und Investitionssicherheit zu schaffen und die Nutzung von E-Fuels zu fördern.

### 8.4.2 Klimaprogramm für den Verkehr

#### 8.4.2.1 Einordnung und Überblick

Deutschland braucht ein nationales Regulierungspaket, um den CO<sub>2</sub>-Ausstoß nachhaltig zu reduzieren und den Klimaschutz im Verkehrssektor zu beschleunigen. Diese nationalen Maßnahmen sollten die bestehenden europäischen Instrumente sinnvoll ergänzen. Mit der CO<sub>2</sub>-Bepreisung über das „New ETS“, der europäischen Flottenregulierung, der RED-II-Reform zur Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils im Kraftstoffmix und der Energiesteuerrichtlinie sind mehrere europäische Instrumente aktiv oder in Überarbeitung, welche die Entwicklung der Verkehrsemissionen regulieren.

Diese EU-Instrumente werden in ihrer aktuellen Ausgestaltung allerdings zur Erreichung des deutschen Klimaschutzzieles im Verkehr nicht annähernd ausreichen. Aus heutiger Sicht besteht zumindest bis 2030 auch keine Perspektive, dass diese Instrumente das hohe deutsche Ambitionsniveau bedienen können. Daher muss nationale Regulierung in der aktuellen Dekade zusätzliche und wirksamere Impulse setzen, um das Klimaschutzziel im Verkehr zu erreichen. Im Vergleich zur heutigen Situation ist dafür eine ambitioniertere deutsche Regulierung nötig.

**Zur Beschleunigung der Verkehrstransformation müssen sehr unterschiedliche Umsetzungshürden überwunden werden. Dies erfordert einen breiten Mix aus Instrumenten.** Effektive Regulierung muss einerseits den Verbrauch fossiler Kraftstoffe unattraktiver machen, gleichzeitig muss sie bestehende Umsetzungshürden für die Transformation des Verkehrssektors überwinden und erheblich stärkere Investitionsanreize in den sehr schnellen Aufbau von Infrastruktur, den Umstieg auf alternative Antriebe sowie Investitionen für nachhaltige, grüne Kraftstoffe schaffen. Einfache Antworten darauf greifen zu kurz. Daher werden eine Reihe verschiedener Instrumente benötigt:

<sup>116</sup> Gleichzeitig wird der Ausbau der Infrastruktur durch zusätzliche Faktoren gehemmt. Hierzu gehören unter anderem lange und komplizierte Genehmigungsverfahren, die den Ausbau der Infrastruktur verlangsamen und die Planungssicherheit reduzieren. Des Weiteren hemmt die Einschränkung von Mobilität während des Infrastrukturausbaus (zum Beispiel Behinderungen im Straßenverkehr durch den Aufbau von Ladestationen) oftmals umfassende Anstrengungen. Dies gilt analog auch für den Schienenverkehr, wo das Baugeschehen die verfügbare Kapazität beeinträchtigt.

- **Verteuerung fossiler Kraftstoffe:** Um den Verbrauch fossiler Kraftstoffe in Deutschland unattraktiver zu machen, sollte ein höherer Preis im Verkehrssektor greifen. Dafür ist wahrscheinlich weiterhin ein nationales Bepreisungssystem nötig. Gleichzeitig sollte das aktuelle Energiesteuersystem reformiert werden, um stärkere Anreize für den Wechsel auf treibhausgasneutrale E-Fuels oder Biokraftstoffe zu setzen.
- **Förderung des Infrastrukturaufbaus:** Um die Voraussetzungen für einen steilen Markthochlauf der Elektromobilität zu schaffen, sollte der Ausbau von Ladeinfrastruktur und Wasserstofftankstellen umfänglich gefördert werden – insbesondere durch Investitionsförderung zur Überwindung nicht wirtschaftlicher Phasen im Vorbau.
- **Kaufanreize für Batterie- und H<sub>2</sub>-Pkw:** Um den Anschaffungskostennachteil alternativer Antriebe zu überwinden, sollten Kaufprämien für Batterie- und Wasserstoff-Pkw über 2025 hinaus verlängert werden.
- **Antriebsorientierte, CO<sub>2</sub>-basierte Lkw-Maut:** Um Lkw mit Batterie- und Brennstoffzellenantrieben einen nachhaltigen Vollkostenvorteil zu verschaffen, sollte sich die Lkw-Maut am CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Antriebe orientieren und auf kleinere Lkw über 3,5 Tonnen ausgeweitet werden.
- **PtX-Quoten und -Auktionen:** Um trotz der hohen Technologieunsicherheit für die ersten industriellen PtX-Projekte ausreichende Nachfrage- und Investitionssicherheit zu schaffen, sollten zeitnah verpflichtende verkehrsträgerspezifische Quoten für PtX-Kraftstoffe eingeführt werden. Außerdem könnte ein Doppelauktionsmechanismus Investitionssicherheit für die frühzeitige Produktion dieser Kraftstoffe schaffen.

#### 8.4.2.2 Kerninstrumente

**Die Nutzung fossiler Brennstoffe im Verkehrssektor muss durch einen CO<sub>2</sub>-Preis unattraktiver werden.** Für die CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den Sektoren Gebäude und Verkehr sowie Teilen der Industrie wurde in Deutschland 2021 das BEHG eingeführt.<sup>117</sup> Für diese Bereiche rechnet die vorliegende Studie mit einem CO<sub>2</sub>-Preis von 80 bis 180 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä (real: 65 bis 150 Euro pro Tonne) im Jahr 2030. Abhängig von der Höhe

des Preises müssen andere Instrumente mehr oder weniger umfangreich ausgestaltet sein. Bei einem hohen CO<sub>2</sub>-Preis ist beispielsweise weniger Förderung notwendig, um treibhausgasneutrale Technologien anzureizen. Auf der anderen Seite erfordert ein hoher CO<sub>2</sub>-Preis mehr sozialen Ausgleich (siehe Kapitel 5.3.6).

**Gleichzeitig sollte das aktuelle Energiesteuersystem reformiert werden, um stärkere Anreize zur Emissionsreduktion zu setzen.** Sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr auf der Straße stellt die unterschiedliche steuerliche Behandlung von Benzin- und Dieselmotoren ein Hindernis für schnelleren Klimaschutz dar und sollte daher abgeschafft werden.<sup>118</sup> Außerdem sollte die nationale Energiesteuer entsprechend dem Vorschlag der EU-Kommission für die Revision der Energiesteuerrichtlinie harmonisiert<sup>119</sup> werden. Das bedeutet insbesondere Folgendes:

- **Harmonisierung der Steuer für Strom und strombasierte Energieträger:** Strombasierte Kraftstoffe (PtL und grüner Wasserstoff) sollten analog zu Strom besteuert werden, um einen konsistenten Vorteil gegenüber fossilen Kraftstoffen zu erreichen.
- **Besteuerung von Biokraftstoffen gemäß Nachhaltigkeitsgrad:** Nicht nachhaltige Biokraftstoffe sollten analog zu fossilen Kraftstoffen, fortschrittlich nachhaltige Biokraftstoffe analog zu treibhausgasneutralen Kraftstoffen besteuert werden.

**Unzureichende (Lade-)Infrastrukturverfügbarkeit ist aktuell das größte Hemmnis für schnelleres Wachstum der Elektromobilität – der Aufbau von (Lade-)Infrastruktur sollte daher stärker gefördert werden.**

Eine umfangreiche Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten für E-Fahrzeuge und Wasserstofftankstellen ist eine der zentralen Voraussetzungen für das Gelingen der Transformation im Verkehr. Im Vergleich zum heutigen Ausbau ist allerdings eine erhebliche Beschleunigung nötig.<sup>120</sup> Diese sollte im allgemeinen Interesse stärker – insbesondere früher und möglichst großflächig – gefördert werden, um einen Vorbau von Infrastruktur zu einem Zeitpunkt zu ermöglichen, an dem diese noch nicht wirtschaftlich ist. Am effektivsten wäre dafür vor allem eine anfängliche Investitionsförderung.

<sup>117</sup> Im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets hat die EU-Kommission einen „New ETS“ für die Sektoren Straßenverkehr und Gebäude vorgeschlagen. Die möglichen Wechselwirkungen zwischen „New ETS“ und BEHG werden in Kapitel 3.1 erläutert.

<sup>118</sup> In diesem Zusammenhang ist dann die Kfz-Steuer für Benzin- und Dieselfahrzeuge anzugleichen.

<sup>119</sup> EU-Kommission (2021a).

<sup>120</sup> Neben dem Ausbau der Infrastruktur in Deutschland sollte auch deren Ausbau in ganz Europa beschleunigt werden. Dadurch kann die Sorge um unzureichende (Lade-)Infrastrukturverfügbarkeit zusätzlich reduziert werden.

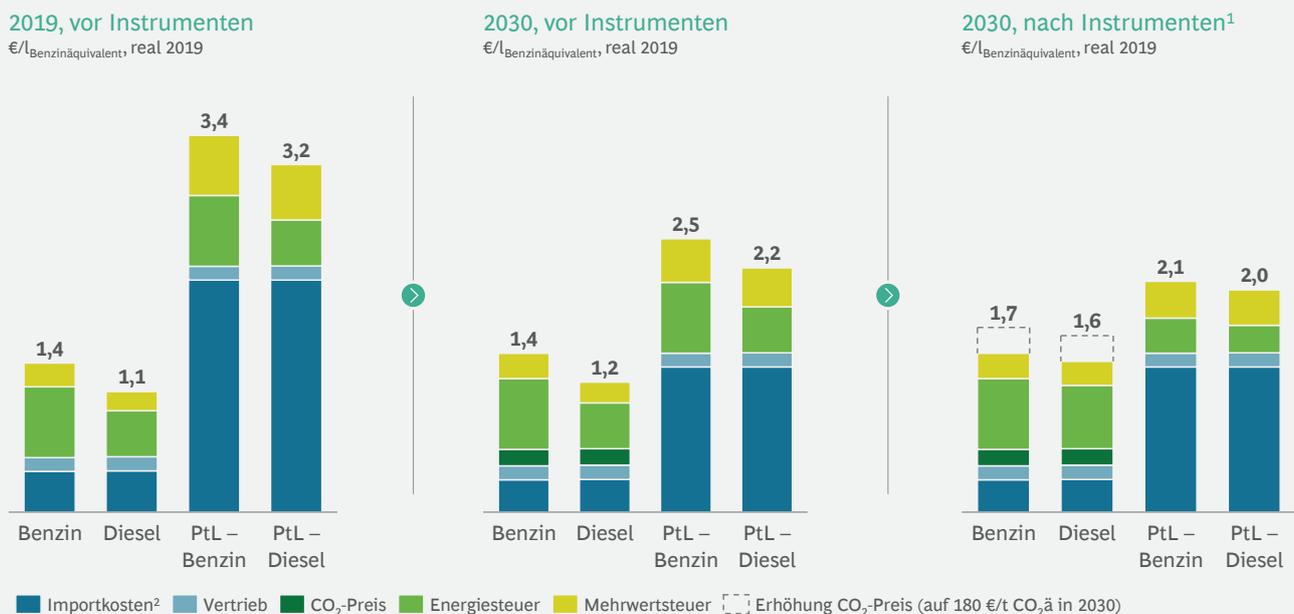
## Exkurs: Kostenvergleich von fossilen und PtL-Kraftstoffen 2030

Die Verwendung treibhausgasneutraler Kraftstoffe ist im Jahr 2030 für Verkehrsteilnehmer immer noch teurer als die fossilen Alternativen. Daher werden im Markt in erster Linie die über RED II mandatierten Mengen an PtL nachgefragt werden. Um die Klimaschutzziele im Verkehr zu erreichen, muss die über RED II hinausgehende Menge an treibhausgasneutralen Kraftstoffen anderweitig angereizt werden. Die zu überbrückende Regulierungslücke in Höhe von 3 Mrd. Euro entspricht der Preisdifferenz zwischen PtL und Diesel beziehungsweise Benzin.

Der CO<sub>2</sub>-Preis sowie die Energiesteuerreform verbessern die preisliche Attraktivität von treibhausgasneutralen Kraftstoffen gegenüber Diesel und Benzin. Insgesamt bleiben PtL-Kraftstoffe im Jahr 2030 allerdings auch bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 180 Euro pro Tonne und einer vorteilhaften Energiesteuerreform teurer als ihre fossilen Alternativen. Um E-Fuel-Produzenten die notwendigen Anreize für die Produktion treibhausgasneutraler Kraftstoffe zu bieten, wird daher mit einer staatlichen PtX-Quote und öffentlichen PtX-Auktionen ein zusätzliches Instrument notwendig sein.

## PtL auch in 2030 und nach Anwendung von Instrumenten teurer als fossile Energieträger

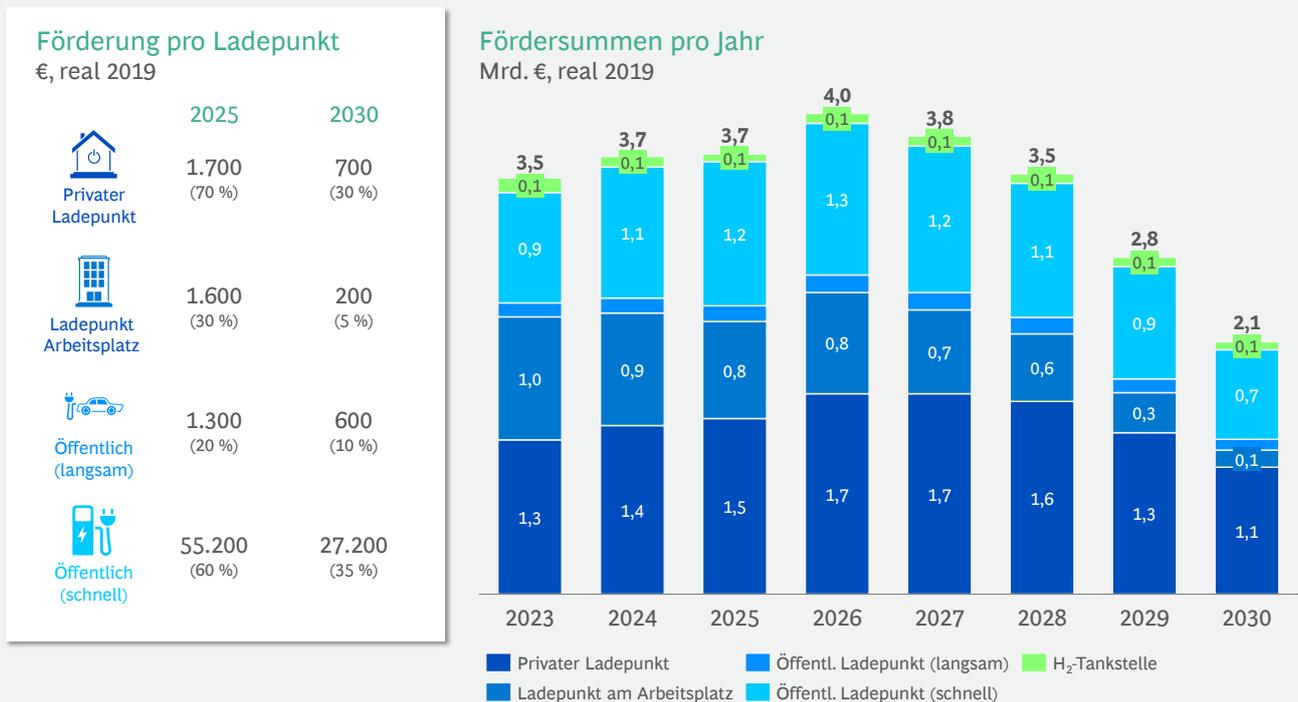
ABBILDUNG 61 | Kraftstoffpreise für PtL und fossile Energieträger im Vergleich



1. Instrumente mit Wirkung auf Kraftstoffpreise: Harmonisierung der Energiesteuer, Erhöhung CO<sub>2</sub>-Preis auf 180 €/t CO<sub>2</sub> 2. Mineralölkosten inkl. Raffination  
Anmerkung: Annahmen für die Herstellung von PtL: H<sub>2</sub> über Polymer-Austauschmembran-Elektrolyse (PEMEL), CO<sub>2</sub> aus Direct Air Capture (DAC), Methanolsynthese und Methanol-to-Gasoline-Prozess. Strom für PEMEL und DAC von Onshore-Windenergieanlage in Nordmarokko. PEMEL-Anlage: Volllast 6.000 h, Effizienz 65 %, CAPEX 600 €/kW<sub>el</sub> (Stack, Peripherie), OPEX 4 % von CAPEX, Lebensdauer 10 Jahre (Stack) bzw. 25 Jahre (Peripherie). DAC-Anlage: Volllast 8.000 h, Stromverbrauch 550 kWh/t CO<sub>2</sub>, CAPEX 570 €/t CO<sub>2</sub>/Jahr, OPEX 3 % von CAPEX, Lebensdauer 20 Jahre. Methanolsynthese: Volllast 6.000 h, Effizienz 75 %, CAPEX 700 €/kW<sub>fuel</sub>, OPEX 3 % von CAPEX, Lebensdauer 20 Jahre. Windenergieanlage: Volllast 5.000 h, CAPEX 950 €/kW<sub>el</sub>, OPEX 2,5 % von CAPEX, Lebensdauer 15 Jahre. WACC: 7,5 %  
Quelle: MWV (2021); BCG-Analyse

## Lade- und H<sub>2</sub>-Infrastruktur: Rasche und gezielte Förderung

ABBILDUNG 62 | Förderung für Lade- und H<sub>2</sub>-Infrastruktur



Anmerkung: XX % = Anteil an CAPEX; öffentlich = öffentlich zugänglich  
Quelle: BCG-Analyse

Höhere Anschaffungskosten von E-Pkw sind die zweite große Hürde für schnellere Elektrifizierung. Käufer von Batteriefahrzeugen sollten daher weiterhin Kaufanreize erhalten. Private Pkw-Käufer gewichten in ihrer Kaufentscheidung die Anschaffungskosten höher als die Kosten im laufenden Betrieb. Der Anschaffungskostennachteil von Elektrofahrzeugen sollte aus diesem Grund durch Kaufanreize zumindest teilweise ausgeglichen werden. Die kürzlich eingeführten Kaufprämien für Batterie- und Wasserstoff-Pkw sollten daher verlängert werden, können sich aufgrund der rückläufigen Batteriekosten allerdings nach 2025 sukzessive reduzieren (zum Beispiel 9 Tsd. Euro in 2025, 4 Tsd. Euro in 2030 – basierend auf aktuellen Kostenprognosen).<sup>121</sup>

Da die weitere Kostenentwicklung von Batterien sehr unsicher ist und sich weiter dynamisch nach unten bewegen könnte, sollte die Höhe der Förderungen in regelmäßigen Abständen evaluiert werden, um so Überförderung zu vermeiden. Vor diesem Hintergrund sollten auch Nachhaltigkeitskriterien wie die Batteriegröße in die Genehmigungskriterien der Kaufprämie einbezogen werden. Darüber hinaus wäre eine zusätzliche Tauschprämie für ältere Verbrenner ab einem

bestimmten Erstzulassungstichtag denkbar, um den Flottenaustausch zu beschleunigen. Um außerdem die Durchdringung von Elektrofahrzeugen im Dienstwagenbestand zu erhöhen, sollte die bestehende Entlastung der Dienstwagensteuer für elektrifizierte und Wasserstoff-Pkw verlängert werden. Eine Kaufprämie ist hier nicht länger erforderlich, da gewerbliche Entscheider stärker nach Vollkostenperspektive entscheiden.

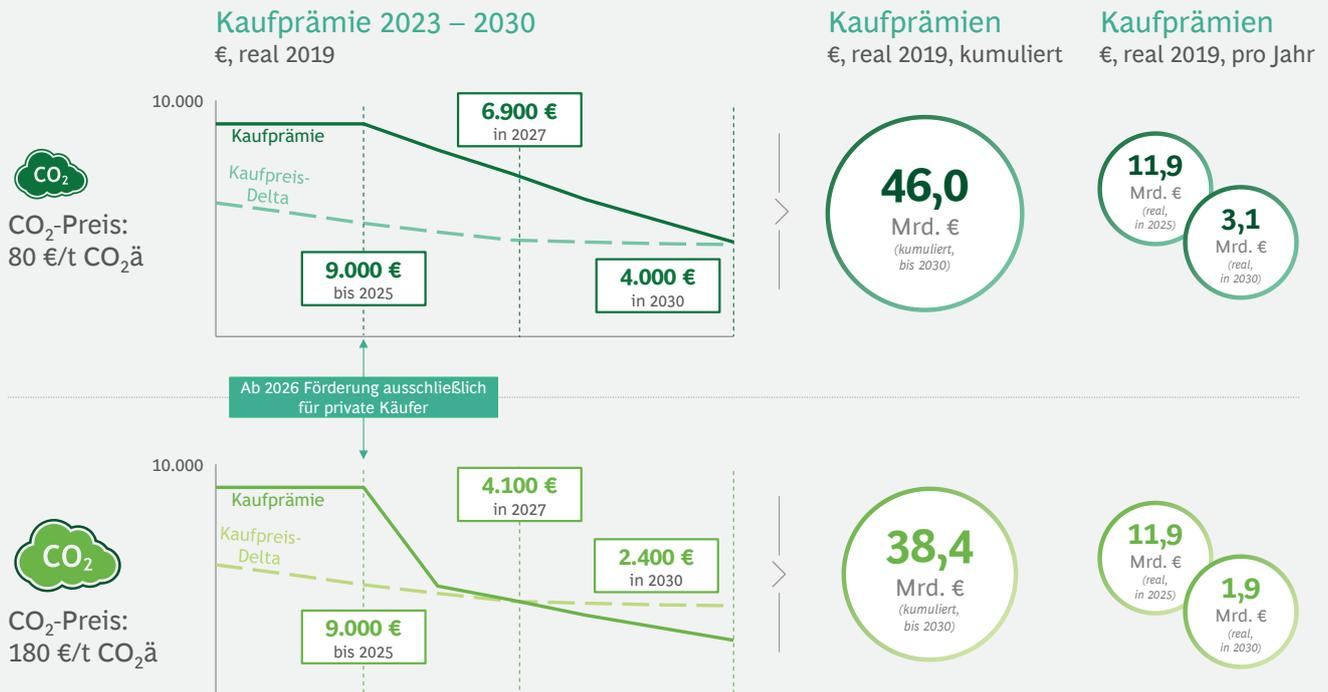
Um den Antriebswechsel im Güterverkehr anzureizen, muss der Vollkostennachteil alternativer Antriebe für Batterie-Lkw weiter abgebaut und für Brennstoffzellen-Lkw dauerhaft überwunden werden. Dafür sollten die Lkw-Maut ausgeweitet und alternative Antriebe weiterhin befreit werden. Durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise, die Angleichung von Energiesteuern und die bestehenden Ausnahmen bei der Lkw-Maut können Batterie-Lkw die Vollkostenparität gegenüber Dieselantrieben weiter ausbauen.

Brennstoffzellen-Lkw können die Vollkostenparität innerhalb dieses Jahrzehnts erreichen (siehe Kapitel 8.2.5). Zur Schaffung von Investitionssicherheit für

<sup>121</sup> Als Alternative zu einer direkten Kaufprämie wird oft auch ein sogenanntes Bonus-Malus-System diskutiert, das parallel den Kauf von Verbrennern verteuert. Ein solches System würde zwar geringere fiskalische Belastungen verursachen, hätte aber den Nachteil, dass es den Flottenaustausch insgesamt durch Verteuerung aller Autokäufe verlangsamt.

## Bei niedrigem CO<sub>2</sub>-Preis höhere Anreizwirkung zum Kauf von BEVs notwendig – insgesamt rückläufiger Förderbedarf

ABBILDUNG 63 | Förderbedarf für BEV in Relation zum CO<sub>2</sub>-Preis



Anmerkung: Kaufpreis-Delta (illustrativ) = durchschnittliches Delta BEV im Vgl. zu Benzin; Diesel und Wasserstoffantrieb nicht berücksichtigt. Falls die Batterie-kostendegression aufgrund dynamischer Technologieentwicklung schneller verläuft als angenommen, reduziert sich der Bedarf an Förderung entsprechend. Diese Entwicklung sollte zur Vermeidung von Abschöpfungseffekten beobachtet werden. Einführung von Nachhaltigkeitskriterien (z. B. für Batteriegröße) reduziert Förderumfang zusätzlich  
Quelle: BCG-Analyse

Hersteller dieser Antriebe sollte diese Entwicklung weiter forciert und dauerhaft sichergestellt werden.

Dafür ist zunächst eine Verlängerung der aktuell gültigen Mautbefreiung erforderlich. Damit diese Befreiung auf einen größeren Teil des Güterverkehrs wirkt, sollte die Maut möglichst bald auf Lkw über 3,5 Tonnen ausgeweitet werden.<sup>122</sup> Sobald die Vollkosten alternativer Antriebe weiter sinken, kann die Befreiung insgesamt graduell wieder aufgehoben werden, ohne dabei die Vollkostenvorteile aufzulösen. In Antizipation einer Revision der Eurovignetten-Richtlinie sollte die Lkw-Maut darüber hinaus grundsätzlich am antriebsbezogenen CO<sub>2</sub>-Ausstoß ausgerichtet werden, nach wie vor ergänzt durch die Faktoren Lärmbelastung und Infrastrukturkosten. Eine sukzessive Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Komponente könnte Lkw mit Dieselantrieben noch unattraktiver machen.

Um einen liquiden Markt für Produktabnehmer sowie langfristige Planungs- und Investitionssicherheit für E-Fuels-Produzenten zu schaffen, sollte Deutschland

verpflichtende nationale PtX-Quoten einführen und frühzeitige Projekte durch Doppelauctionen fördern. Ein Kostenrisiko der öffentlichen Hand ließe sich zum Beispiel über eine Umlage auf Kraftstoffkunden vermeiden.

Zur Erreichung des Zielpfades ist in Deutschland ab 2025 eine verpflichtende verkehrsträgerspezifische PtX-Quote erforderlich, die bis 2030 auf rund 10 Prozent (und bis 2045 in Kombination mit Biokraftstoffen auf 100 Prozent) steigt. Allerdings bleibt selbst mit einer solchen Quote die Unsicherheit über die Entwicklung absoluter Kraftstoffverbräuche – und folglich über die Entwicklung absoluter PtX-Mengen – im frühen Markthochlauf eine Investitionshürde.

Daher sollte parallel ein öffentlicher Doppelauctionsmechanismus etabliert werden, der über einen öffentlichen Intermediär Abnahmeverträge mit PtX-Herstellern und Wiederkaufverträge mit Abnehmern schließt.<sup>123</sup> Der öffentliche Intermediär sollte hierbei kein Preisrisiko übernehmen. Durch die Schaffung der

<sup>122</sup> Nach aktuellen Plänen der EU ist diese Ausweitung spätestens ab 2029 ohnehin geplant. Damit die benötigte Anreizwirkung sich möglichst früh entfalten kann, sollte die Ausweitung vorgezogen werden.

<sup>123</sup> In einem ersten Schritt werden absolute Produktionsmengen über einen festgelegten Zeitraum ausgeschrieben, beispielsweise 100 Tonnen grünes Methanol über zehn Jahre. Dies setzt einen Kontext für kalkulierbare Investitionen. Im zweiten Schritt werden diese Mengen dann versteigert, zum Beispiel in Jahresscheiben. Die ersteigerten Mengen können zur Quotenerfüllung eingesetzt werden.

Voraussetzungen für eine Sonderumlage auf alle Flüssigkraftstoffe ließen sich Preisrisiken für die öffentliche Hand perspektivisch vermeiden. Durch eine solche Sonderumlage können etwaige Verluste beim Weiterverkauf (wenn Einkaufspreis größer Verkaufspreis) ausgeglichen werden.

Darüber hinaus wären auch weitere politische Instrumente für die Erreichung der Klimaziele im Verkehrssektor hilfreich. Diese sind:

- **Informationskampagnen zu Förderungen und Vorteilen alternativer Antriebe:** Breit verfügbare Informationen für Bürger, Flottenbetreiber und Kommunen unter anderem über Förderungen und rechtliche Rahmenbedingungen könnten die Transparenz über Vollkostenvorteile alternativer Antriebe erhöhen und zusätzlich zum Antriebswechsel ermutigen.
- **Bauliche Standards für Elektromobilität und Entbürokratisierung:** Die Entwicklung verbindlicher Anforderungen bei der Planung von (privaten) Neubauten sowie von Büro- und Gewerbeimmobilien sollte zusätzliche Infrastruktursicherheit schaffen. Zusätzlich sind Genehmigungsprozesse zum Aufbau der Ladeinfrastruktur (Genehmigung für Netzanschlüsse, Bauanträge etc.) zu entbürokratisieren und zu beschleunigen.
- **Digitales Melderegister für Ladestationen:** Um die Bereitstellung der E-Infrastruktur mit ausreichendem Vorlauf zu unterstützen, könnten Käufer von E-Fahrzeugen ihre (geplanten) Fahrzeuganschaffungen freiwillig in einem digitalen Melderegister für Ladestationen angeben. Dadurch könnten Ladestationen geplant werden, bevor die Infrastruktur tatsächlich benötigt wird.
- **Ausgestaltung der Kfz-Steuer für Nutzfahrzeuge zum Anreiz alternativer Antriebe bei unzureichendem Fortschritt:** Bei unzureichendem Fortschritt in der Verkehrstransformation bei Nutzfahrzeugen könnten zusätzliche steuerliche Anreize über die Kfz-Steuer für Nutzfahrzeuge, beispielsweise eine umfassende Reduktion für alternative Antriebe, eingeführt werden.
- **Definition von PtX-Nachhaltigkeitsstandards:** Um die Treibhausgasneutralität von PtX-Kraftstoffen für den Verkehr und auch von PtX-Rohstoffen in anderen Sektoren sicherzustellen, sind vor allem für Importe strikte verbindliche Standards nötig. Diese sollten vor allem die Nutzung von 100 Prozent erneuerbarer Energie und nachhaltigem, nicht

fossile Kohlenstoff definieren, mit Fokus auf der Nutzung von CO<sub>2</sub> aus der Luft.<sup>124</sup> Regulatorische Anknüpfungspunkte sind beispielsweise die Kriterien der RED II.

- **Partnerschaften mit PtL-Exportländern:** Die zukünftig benötigten PtL-Importvolumina setzen einen raschen Investitionshochlauf und damit verbunden eine langfristige Planung in den Exportländern voraus. Um beides zeitnah anzustoßen, sollte die wirtschaftliche und politische Zusammenarbeit mit relevanten Ländern und Regionen weiter vertieft und beschleunigt werden, zum Beispiel aufsetzend auf den bestehenden Energiepartnerschaften und Wasserstoffallianzen der Bundesregierung.
- **Beschleunigung der Schieneninfrastrukturmaßnahmen:** Um die Verkehrsleistung im Schienenverkehr zu erhöhen, sollten notwendige Infrastrukturmaßnahmen (zum Beispiel Neu- und Ausbaumaßnahmen, Erweiterung neuralgischer Bahnknoten, Erweiterung der Zugangspunkte zum Schienennetz) beschleunigt werden. Zur möglichen Hebung zusätzlicher Verlagerungspotenziale könnte außerdem der Ausbau der Schieneninfrastruktur weiter gefördert werden. Weitere mögliche Instrumente – unter anderem zur Digitalen Schiene und zur Trassenpreisförderung – sind im letzten Bericht der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) aufgeführt.<sup>125</sup>
- **Ausbau von Oberleitungsinfrastruktur im Rahmen des Gesamtkonzepts „Klimafreundliche Nutzfahrzeuge“:** Um den Ausbau der Ladeinfrastruktur auf den deutschen Autobahnen voranzutreiben, sollten die geplanten Innovations- und Testprojekte rasch umgesetzt und evaluiert werden. Der ermittelte Lade- und Oberleitungsausbaubedarf ist beschleunigt zu realisieren, um den notwendigen Infrastrukturhochlauf für Lkw mit alternativen Antrieben zu schaffen. Diese Maßnahmen sollten parallel durch die Entwicklung von grenzüberschreitenden/europäischen politischen Initiativen zum Ausbau von Oberleitungsinfrastruktur im Straßennetz begleitet werden.
- **Forschungsförderung Luftfahrt:** Zur Innovationsförderung für treibhausgasneutrales Fliegen könnten die Förderstrukturen der nationalen Luftfahrtforschung beispielsweise über die Grundfinanzierung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt bis zur EU-Forschungsförderung durch ein Demonstratoren-Programm ergänzt werden, das anstelle von inkrementellen Weiterentwicklungen

<sup>124</sup> Darüber hinaus kommen weitere Nachhaltigkeitskriterien in Frage, zum Beispiel Wasser-, Landnutzungs- und Sozialstandards.

<sup>125</sup> Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2021).

gen gezielt treibhausgasneutrale Technologiesprünge fördert.<sup>126</sup> Dazu könnten weitere Instrumente des „Masterplans Klimaschutz im Luftverkehr“<sup>127</sup> umgesetzt werden, zum Beispiel Anreize für effizientere Flugführung im europäischen Luftraum.

Aufgrund der umfangreichen Fördermaßnahmen im Verkehrssektor sind von diesen Mehrbelastungen allerdings nur „Nicht-Wechsler“ auf alternative Antriebe betroffen. Halter von Elektrofahrzeugen profitieren dagegen von niedrigeren Betriebs- und Energieträgerkosten. Sie sparen im Vergleich zu heute Geld – insgesamt 15 bis 16 Mrd. Euro im Jahr 2030.

### 8.4.3 Mehrbelastungen, fiskalische Effekte

Durch die Einführung der dargelegten Klimaschutzinstrumente (siehe Kapitel 8.4.2.2) entstehen Autofahrern mit Benzin- oder Diesel-Pkw im Personenverkehr im Jahr 2030 Nettomehrbelastungen in Höhe von 11 bis 17 Mrd. Euro. Höhere Belastungen entstehen Autofahrern vor allem durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise auf fossile Kraftstoffe (auf nominal 80 bis 180 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>), die Angleichung der steuerlichen Behandlung von Dieselkraftstoffen sowie die Beimischung teurerer synthetischer Kraftstoffe.

Zum Ausgleich der dargestellten Mehrbelastungen kommen mehrere Instrumente in Frage, welche in Kapitel 5.3 sektorübergreifend bewertet werden.

Im nationalen Schienen-, See- und Luftverkehr entstehen im Jahr 2030 Mehrbelastungen von insgesamt etwa 3 Mrd. Euro. Sofern Mehrbelastungen nicht an die Endkunden weitergeben werden können, könnten aus heutiger Perspektive Ausgleichsinstrumente<sup>128</sup> erforderlich werden.<sup>129</sup>

<sup>126</sup> BDLI (2020).

<sup>127</sup> BDL (2020).

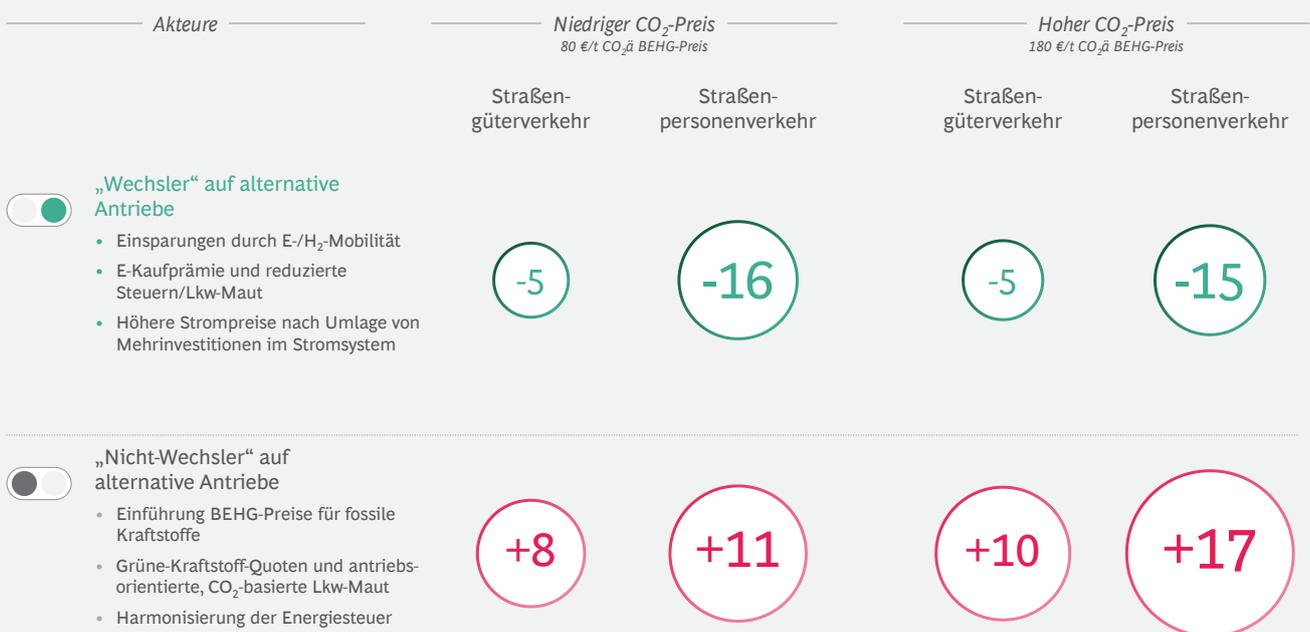
<sup>128</sup> Je nach Ausgangslage könnten auch regulatorische Anreize oder Förderung der Endnutzer implementiert werden.

<sup>129</sup> Der aus Deutschland abgehende internationale Luftverkehr befindet sich in einem globalen, preisgetriebenen Wettbewerb. Auf absehbare Zeit fallen aufgrund einer nationalen Beimischungsquote für alle Flüge, die in Deutschland starten, Mehrkosten an. Deutsche Fluggesellschaften müssen dabei die höheren Kraftstoffpreise für die gesamte Strecke aufbringen, während andere Fluggesellschaften diese nur bis zu ihrem Drehkreuz tragen müssten. Letztere können daher günstigere Flüge anbieten. Das erschwert den Wettbewerb zu Lasten deutscher Fluggesellschaften und verlagert gegebenenfalls THG-Emissionen. Zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit deutscher Fluggesellschaften könnte daher beispielsweise eine Abfederung der Mehrkosten einer Beimischungsquote angestoßen werden. Finanziert werden könnte dies zum Beispiel über eine Anpassung der Luftverkehrssteuer.

## Verkehr: Mehrbelastungen von 19 bis 27 Mrd. Euro für Nutzer nicht grüner Technologien

ABBILDUNG 64 | Mehrbelastungen im Straßenverkehr in 2030, vor Anwendung von Ausgleichsinstrumenten

Mrd. €, real 2019

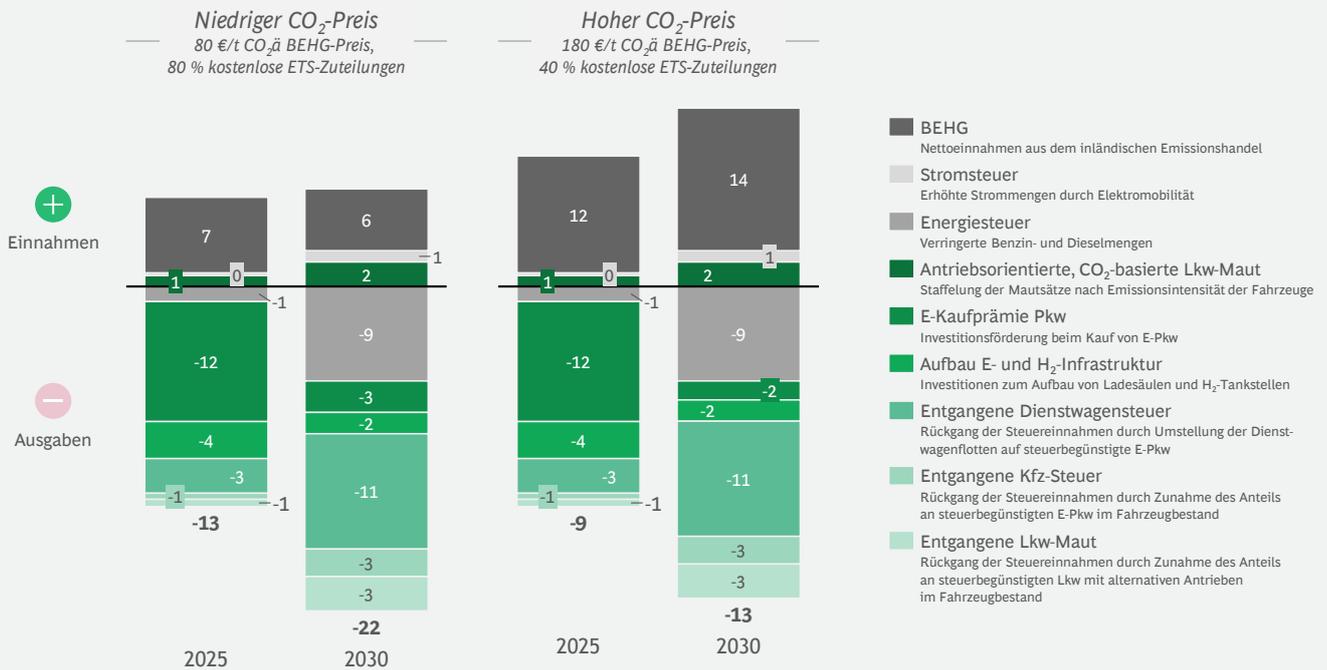


Quelle: BCG-Analyse

## Verkehr: Fiskalische Ausgaben von 13 bis 22 Mrd. Euro

ABBILDUNG 65 | Fiskalische Bilanz für Klimaschutz im Verkehr 2025 und 2030 vor sozialem Ausgleich<sup>1</sup>

Mrd. €, real 2019



1. Hier dargestellt ohne Ausgleich für Unternehmen und private Haushalte, der in Kapitel 5 sektorübergreifend behandelt wird

Anmerkung: Fiskalische Mehrausgaben gegenüber bestehenden EKF-Förderprogrammen für E-Kaufprämie, Ladeinfrastruktur, Forschung zu E-Mobilität etc. in Höhe von ~ 1 Mrd. € in 2019

Quelle: BCG-Analyse

Die jährlichen fiskalischen Belastungen aus den Maßnahmen im Verkehrssektor belaufen sich je nach Höhe der zukünftigen CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Jahr 2030 auf 13 bis 22 Mrd. Euro. Aufgrund der stärkeren Durchdringung des Fahrzeugbestands durch Fahrzeuge mit alternativen Antrieben gehen die Einnahmen aus der Energiesteuer im Jahr 2030 um insgesamt 9 Mrd. Euro zurück. Außerdem entgehen der öffentlichen Hand 11 Mrd. Euro Einnahmen aus der Dienstwagensteuer sowie 3 Mrd. Euro aus der Lkw-Maut.

Kaufprämien für Elektroautos und Förderinstrumente zum Ausbau der Ladeinfrastruktur verursachen im Jahr 2030 nur noch relativ geringe Kosten in Höhe von 2 bis 3 Mrd. Euro beziehungsweise rund 2 Mrd. Euro. Abhängig vom CO<sub>2</sub>-Preis werden diese Ausgaben mehr oder weniger stark kompensiert. Dieser verursacht im Verkehrssektor neue Einnahmen in Höhe von 6 bis 14 Mrd. Euro. Zur Gegenfinanzierung der fiskalischen (Mehr-)Ausgaben kommen mehrere Instrumente in Frage, die in Kapitel 5.3 beschrieben werden.



## KLIMASCHUTZZIELE

Entsprechend seinem Ziel dürfen die Emissionen des Gebäudesektors im Jahr 2030 höchstens 67 Mt CO<sub>2</sub>e betragen. Gegenüber 2019 (123 Mt CO<sub>2</sub>e) bedeutet dies eine Reduktion um 46 Prozent. Im Vergleich zur Entwicklung muss der Sektor seine jährlichen Treibhausgasreduktionen verdoppeln.

Im Jahr 2045 muss auch der Gebäudesektor Treibhausgasneutralität realisiert haben.

## WESENTLICHE MASSNAHMEN

### Emissionsfreie Neubauten

Ab sofort sollten keine fossilen Brennstoffe mehr in Neubauten eingesetzt werden.

### Mehr energetische Gebäudesanierung

Die jährliche Sanierungsrate erhöht sich im Durchschnitt über alle Gebäudeklassen hinweg deutlich von 1,1 Prozent im Jahr 2019 auf 1,9 Prozent 2030, bei gleichzeitiger Steigerung der Sanierungstiefe. Im Jahr 2030 weist somit ein über alle Gewerke energetisch saniertes Wohngebäude im Durchschnitt einen Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser von circa 70 kWh/(m<sup>2</sup> a) auf.

### Beschleunigung der Wärmewende

Insgesamt gibt es bis 2030 im Bestand 6 Mio. Wärmepumpen (+5 Mio. ggü. 2019) und über 2 Mio. Fernwärmeanschlüsse (+1 Mio. ggü. 2019). Wo immer möglich, muss dafür ab 2023 jede Erneuerungsinvestition in lokal vollständig treibhausgasneutrale Wärmelösungen getätigt werden.

### Treibhausgasneutrale Geräte und Prozesse

Effizienzsteigerungen sowie Elektrifizierung sollten möglichst bei jeder Reinvestition bereits in dieser Dekade für vielfältige Anwendungen von Geräten und Prozessen in privaten Haushalten und im Segment „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ (zum Beispiel Kochen, Backen, Trocknen und gewerbliche Sonderverkehre) realisiert werden.

## MEHRINVESTITIONEN UND -KOSTEN

Insgesamt sind für die Klimaschutzmaßnahmen im Gebäudesektor bis 2030 rund 175 Mrd. Euro Mehrinvestitionen nötig. Der größte Posten entfällt auf umfangreichere energetische Sanierung (80 Mrd. Euro). Erneuerbare Wärmelösungen nehmen 67 Mrd. Euro in Anspruch, die Dekarbonisierung von Geräten und Prozessen 27 Mrd. Euro.

Die durch neue Regulierung zu überwindende „Mehrkostenlücke“ beträgt im Jahr 2030 etwa 9 Mrd. Euro, vor allem durch den Wechsel auf erneuerbare Wärmelösungen. Darüber hinaus muss insbesondere bei energetischen Sanierungen eine Investitionslücke überwunden werden.

## ÜBERGREIFENDE INSTRUMENTE

**CO<sub>2</sub>-Bepreisung** fossiler Brennstoffe über BEHG beziehungsweise Stützung des „New ETS“-Preises über Energiesteuer

**Strompreisreform:** Entlastung der Wärmeanwendung von Umlagen (unter anderem von der EEG-Umlage) – resultierender Wärmepumpenstromtarif: circa 170 Euro/MWh in 2030

**Nationale Biomassestrategie:** Entwicklung einer Strategie für nachhaltige Erzeugung und möglichst effizienten Einsatz von Biomasse, unter anderem in der Fernwärme

## KERNINSTRUMENTE

### Energiebedarfsziele und Pflicht zur Erstellung von Sanierungsfahrplänen

Gebäudespezifische Primärenergiebedarfsziele sollten ausgewiesen sowie Raumwärme- und Warmwasserbedarfsziele benannt werden, verbunden mit einer gestuften Verpflichtung zur Erstellung von Sanierungsfahrplänen zwischen 2023 und 2028 (beginnend mit den sanierungsbedürftigsten Gebäuden). Gleichzeitig sollten im Rahmen einer Innovationsklausel regelmäßig die CO<sub>2</sub>e-Sektorziele überprüft und bei Zielverfehlung als letztes Mittel eine angekündigte, gestufte Pflicht zur Erfüllung der Primärenergiebedarfsziele innerhalb von zehn Jahren durchgesetzt werden, welche mit zusätzlichen Förderangeboten verbunden ist.

### Infrastrukturplanung Kommunen

Es sollte eine systemische und volkswirtschaftlich effizient dimensionierte Planung von Wärme- und sonstigen Netzinfrastrukturen eingeführt werden, ausgehend von einer Bedarfserhebung in kreisfreien Städten und Landkreisen mit gebäudespezifischer Festlegung von Energieträgern. Die von den Kommunen verpflichtend zu erstellende Infrastrukturplanung kann schrittweise erfolgen, wobei urbane Gebiete priorisiert werden sollten. Im Rahmen einer Innovationsklausel sollten regelmäßig die CO<sub>2</sub>e-Sektorziele überprüft und bei Zielverfehlung als letztes Mittel mögliche anlassbezogene (zum Beispiel bei Ersatz eines Gaskessels) Vorgaben zur wärmeplanungskonformen Beheizung gemacht werden.

### Modulare Gebäudeförderung

Bisherige Förderungen zum Anreiz für schnellere, umfassendere Sanierung und Energieträgerwechsel sollten miteinander verknüpft werden, inklusive Kombibonus für mehrere Sanierungsmaßnahmen, Sprinterprämie für den Energieträgerwechsel bis 2030, Bonus für aufwendige Maßnahmen sowie Zugang zu Finanzierung über zweckgebundene, schnell zugängliche KfW-Kredite. Die Förderung von Energielösungen (zum Beispiel Wasserstoffkessel) sollte dabei an in den kommunalen Infrastrukturplänen abgebildeten Verfügbarkeiten beziehungsweise den nachweislich lokal vollständig treibhausgasneutralen Betrieb ab Inbetriebnahme gebunden sein. Insgesamt werden rund 15 bis 17 Mrd. Euro Förderung im Jahr 2030 nötig sein, das sind 13 bis 15 Mrd. Euro mehr als 2019.

### Erneuerbare-Energien-Gebot im Neubau

Ab spätestens 2025 sollten in Neubauten nur noch lokal vollständig treibhausgasneutrale Wärmelösungen zum Einbau zugelassen werden (Wärmepumpen und Fernwärme; bei Öl- und Gaskesseln oder Ähnlichem Nachweis der Nutzung ausschließlich treibhausgasneutraler Brennstoffe ab Inbetriebnahme).

## WEITERE INSTRUMENTE

- Fachkräfteförderung: Gutachter, Planer, Handwerker
- Innovationförderung: Serielle Sanierung (zum Beispiel „Energiesprung“)
- Informationskampagnen zur energetischen Sanierung
- BEHG-Umlagefähigkeit auf den Mieter in Abhängigkeit des energetischen Gebäudezustands
- Standards zur Gewährleistung der Wiederverwendbarkeit und Ressourceneffizienz von Baumaterialien
- Formulierung von Standards und Qualitätskriterien zur Gebäudeautomation (zum Beispiel Interoperabilität, technische Flexibilität)
- Reform der Wärmelieferverordnung: Berücksichtigung steigender CO<sub>2</sub>-Preise für fossile Lösungen

## 9.1 Ausgangslage

Mit 123 Mt CO<sub>2</sub>ä direkten THG-Emissionen im Jahr 2019 ist der Gebäudesektor der viertgrößte Emittent in Deutschland (15 Prozent der gesamten THG-Emissionen dieses Jahres). Der Sektor besteht aus 21 Mio. beheizten Gebäuden, die sich in 19 Mio. Wohn- und 2 Mio. Nichtwohngebäude aufteilen. Den größten Anteil an Wohngebäuden machen mit 16 Mio. die Ein-/Zweifamilienhäuser aus (etwa 2,3 Mrd. Quadratmeter), gefolgt von 3 Mio. Mehrfamilienhäusern (etwa 1,5 Mrd. Quadratmeter). Nichtwohngebäude (etwa 3,5 Mrd. Quadratmeter) umfassen einen sehr heterogenen Bestand aus Wirtschaftsimmobiliien (genutzt durch Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, kurz GHD),

öffentlichen Gebäuden (Verwaltung, Krankenhäuser, Schulen etc.) sowie Gebäuden anderer Sektoren (zum Beispiel Baugewerbe, Landwirtschaft).<sup>130</sup>

Die THG- und Energiebilanz des Sektors umfasst neben Emissionen und Energieverbräuchen aus der Erzeugung und Verteilung von Raumwärme und Warmwasser auch jene aus Geräten und Prozessen in privaten Haushalten und GHD – beispielsweise Prozesswärme in Reinigungen und Bäckereien, Prozesskälte und gewerbliche Sonderverkehre.

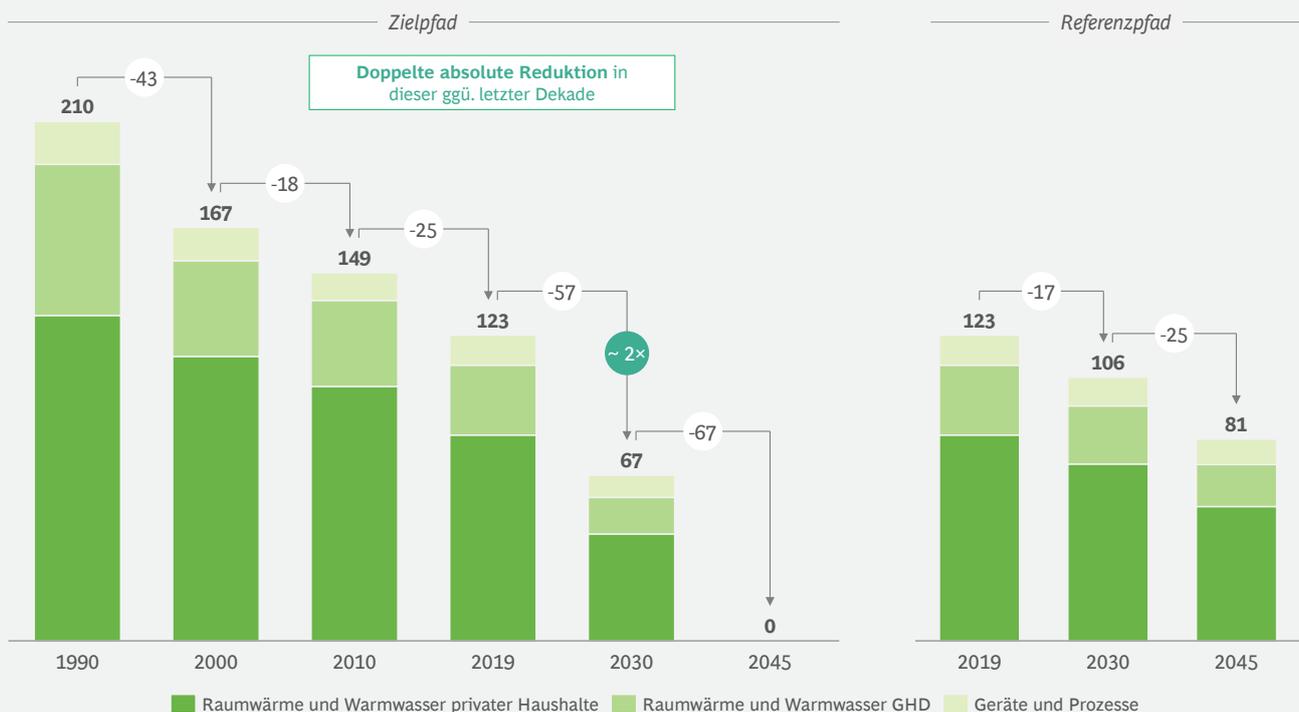
Die Verbrennung von fossilem Öl und Gas für Raumwärme- und Warmwassererzeugung war im Jahr 2019 für 90 Prozent (111 Mt CO<sub>2</sub>ä) der THG-Emissionen des

<sup>130</sup> dena (2021).

## Gebäude: Doppelte absolute THG-Reduktion gegenüber Vorjahren nötig

ABBILDUNG 66 | THG-Quellenemissionen im Gebäudesektor 1990 – 2045

Mt CO<sub>2</sub>ä



Quelle: UBA (2021); BCG-Analyse

**Sektors verantwortlich.** Davon entfiel der Großteil auf Gas- und Ölkessel in privaten Haushalten. Außerdem wurden 12 Mt CO<sub>2</sub> von Geräten und durch Prozesse ausgestoßen, vor allem durch Prozesse im GHD-Segment und zu einem kleineren Teil durch Gasherde in privaten Haushalten.

**Seit 1990 sind die THG-Emissionen im Gebäudesektor um durchschnittlich 2 Prozent pro Jahr gesunken, von 210 Mt CO<sub>2</sub> auf 123 Mt CO<sub>2</sub> im Jahr 2019.** Größter Treiber dieser Entwicklung waren vor allem Nachwendeeffekte, die in Ostdeutschland einerseits Gebäudesanierungen und Neubauten sowie andererseits den Austausch alter Kohleöfen, Heizöl- und Gaskessel durch Fernwärme, moderne Gas- und Ölkessel sowie erneuerbare Energien beschleunigten. Auch in den Folgejahren waren die Emissionen im Gebäudesektor weiter rückläufig aufgrund kontinuierlicher Sanierungen, höherer Neubaustandards sowie effizienterer Wärmeerzeuger. Die Entwicklung der Nachwendejahre hat sich inzwischen allerdings verlangsamt.

**Mit dem neuen Klimaziel muss der Gebäudesektor seine Emissionen bis 2030 gegenüber 1990 um insgesamt 68 Prozent reduzieren.** Diese Zielvorgabe verschärft das bisherige Ziel von 67 Prozent Reduktion im alten Klimaschutzgesetz und steht einer tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Reduktion um 20 Prozent in den vergangenen zehn Jahren gegenüber. Das bedeutet, dass sich die absolute jährliche CO<sub>2</sub>-Reduktion im Gebäudesektor in diesem Jahrzehnt etwa verdoppeln muss (siehe Abbildung 66). Bis 2040 müssen die Emissionen um 92 Prozent sinken, um schließlich im Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Angesichts eines Bestands von 15 Mio. Gebäuden mit fossil befeuerten Gas- und Ölkesseln im Jahr 2019 verlangt diese Erneuerung einen finanziellen und logistischen Kraftakt. Die größten Hürden hierfür sind einerseits sehr langfristige Investitionszyklen, gekoppelt mit einer heterogenen Landschaft vielfältiger einzelner Entscheidungsträger, sowie die bestehenden Engpässe bei den Handwerkerkapazitäten. Dazu kommen sektorspezifische Besonderheiten wie das Mieter-Vermieter-Dilemma<sup>131</sup> und die soziale Frage der Zumutbarkeit möglicher Mehrbelastungen für einkommensschwache Haushalte.

Aktuell werden Emissionssenkungen im Gebäudesektor bereits durch eine Vielzahl von Instrumenten reguliert, vor allem die folgenden:

- **Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG):** Seit 2021 müssen alle Inverkehrbringer von Brennstoffen in den Sektoren Gebäude und Verkehr sowie in der Nicht-ETS-Industrie an einem nationalen Emissionshandelssystem teilnehmen. Der Preispfad ist für die kommenden fünf Jahre festgelegt. Er liegt im Jahr 2021 bei 25 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> und wird bis 2025 jährlich erhöht. Erst 2026 soll nach aktuellem Stand ein freier Handel eröffnet werden, der mit einem Preiskorridor von 55 bis 65 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> beginnt.<sup>132</sup> Somit erhöhen sich in der Referenz die Betriebskosten für fossile Energieträger wie Öl und Erdgas ab 2021.
- **Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG):** Ab 2021 werden die bisherigen Förderprogramme für Sanierungs- und Modernisierungsmaßnahmen in einem Förderangebot für Wohn- und Nichtwohngebäude gebündelt, das sowohl Zuschuss- als auch Kreditförderung anbietet. Dabei sind folgende Maßnahmen förderfähig:
  - Einzelmaßnahmen an Gebäudehülle, Anlagentechnik und Heizungsoptimierung mit 20 Prozent
  - Gesamtmaßnahmen zur energetischen Sanierung mit 25 bis 50 Prozent je nach erreichtem energetischen Niveau
  - Errichtung (Neubau) ab einem Mindestniveau entsprechend der KfW-Effizienzhaus-Stufe 55 mit einem Fördersatz zwischen 15 und 25 Prozent je nach energetischem Niveau
  - Niedrig emittierende Heizsysteme (beispielsweise Wärmepumpen, Biomasseanlagen oder Hybridheizungen) mit 20 bis 45 Prozent
  - Fachplanung und Baubegleitung in Zusammenhang mit einer Einzelmaßnahme mit 50 Prozent

Im ersten Halbjahr 2021 wurden bereits 150 Tsd. Förderanträge gestellt, mehr als 2,7 Mrd. Euro Fördermittel durch das BAFA bewilligt und rund 600 Mio. Euro ausgezahlt.

Zusätzlich wurden im ersten Halbjahr 2021 im Rahmen von KfW-Förderprogrammen für energieeffizientes Sanieren vor deren Wechsel zur BEG mehr als 3,4 Mrd. Euro an Krediten und Zuschüs-

<sup>131</sup> Das Mieter-Vermieter-Dilemma beschreibt in Mietshäusern/Mietwohnungen den Umstand, dass energetisch sinnvolle Investitionen in Sanierung unterbleiben können, weil der Vermieter langfristig keinen Ertrag aus seiner Investition erzielen kann, während der Mieter von der erzielten Energieeinsparung profitieren würde. Dies betrifft insbesondere Mietshäusern/Mietwohnungen im Besitz von Privatpersonen, während bessere Kapitalverfügbarkeit professioneller Wohnungsunternehmen Investitionshemmnisse reduzieren kann.

<sup>132</sup> Aufgrund der derzeitigen hohen Unsicherheit bezüglich dieses Instruments geht die vorliegende Studie im Referenzpfad auch danach zunächst von einer stabilen Preisentwicklung auf nominal 80 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> bis 2030 aus.

sen für private Kunden, den Mittelstand sowie kommunale und soziale Infrastruktur neu zugesagt.<sup>133</sup>

Die Haushaltsmittel für das BEG in den Jahren 2022 und 2023 wurden durch das [Klimaschutz-Sofortprogramm](#) im Juni 2021 und zusätzliche Mittelaufstockung im September 2021 auf insgesamt 11,5 Mrd. Euro Neuzusagevolumen erhöht. Gleichzeitig wurde die Förderung für Heizungen, die ausschließlich mit fossilen Brennstoffen betrieben werden können, beendet.

- [Gebäudeenergiegesetz \(GEG\)](#): Seit Ende 2020 definiert das GEG energetische Vorgaben für Gebäude, vor allem Mindestanforderungen an den Jahres-Primärenergiebedarf von Neubauten, Austausch- und Nachrüstverpflichtungen für Öl- und Gaskessel mit einem Lebensalter von über 30 Jahren, Beschränkungen für den Einbau neuer Öl- und Kohleheizungen ab 2026 sowie Mindeststandards für den Wärmedurchgangskoeffizienten von Gebäudeaußenteilen (inklusive Fassade, Hülle und Fenster) bei freiwilligen Modernisierungen.

Der Rahmen für deutsche Instrumente wird auch durch EU-Richtlinien gesetzt, die im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets laut Vorschlägen der EU-Kommission reformiert werden sollen:

- [Energieeffizienz-Richtlinie \(Energy Efficiency Directive, EED\)](#): Die EED setzt das europäische Ziel, den Primär- und Endenergieverbrauch zu reduzieren, und betrifft damit auch den Gebäudesektor. Explizit sollen gemäß Vorschlag im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets öffentliche Gebäude eine Sanierungsrate von 3 Prozent pro Jahr erreichen. Außerdem sollen Mitgliedsstaaten regionale Behörden motivieren, lokale Pläne für die Wärme- und Kälteversorgung auszuarbeiten.

- [Erneuerbare-Energien-Richtlinie \(Renewable Energy Directive, RED\)](#): Die RED setzt Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien. Für den Gebäudebereich definiert der Vorschlag im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets einen Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in der EU in Höhe von 49 Prozent bis 2030. Zu diesem Ziel der gesamten EU sollen die Mitgliedsstaaten jeweils einen individuellen Beitrag leisten. Der Vorschlag sieht für den Wärmebereich in Deutschland eine Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien in Höhe von 1,5 Prozentpunkten pro Jahr vor. Um den Anteil an erneuerbaren Energien in der EU zu erreichen, sollen die Mitgliedsstaaten in ihren Bauvorschriften und Förderregelungen verpflichtende Mindestwerte für die Nutzung erneuerbarer Energien in Gebäuden vorsehen.
- [Gebäuderichtlinie \(Energy Performance of Buildings Directive, EPBD\)](#): Die EPBD ist der europäische Rahmen für eine Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudebereich. Die Mitgliedsstaaten können Zielwerte für den Primärenergieverbrauch selbst festlegen, müssen sich aber an sektorübergreifenden EU-Zielen orientieren. Aktuell gibt es Konsultationen zur EPBD. Diskutiert werden hierbei die Einführung verbindlicher Mindeststandards für die Gesamtenergieeffizienz, Sanierungsfahrpläne, die Einführung von „Deep Renovation“-Standards sowie die Ausgestaltung der Energieausweise.

Nach Einschätzung dieser Studie werden die bestehenden Instrumente im Gebäudesektor bis 2030 zu einer Reduktion von 17 Mt CO<sub>2</sub>ä auf 106 Mt CO<sub>2</sub>ä führen – dies verfehlt das Klimaziel von 67 Mt CO<sub>2</sub>ä im Jahr 2030 um 39 Mt CO<sub>2</sub>ä.

<sup>133</sup> Zusätzliche Neuzusagen für Kredite und Zuschüsse der KfW im Rahmen der Förderprogramme für energieeffizientes Bauen betragen im ersten Halbjahr 2021 mehr als 17 Mrd. Euro.

## 9.2 Klimapfad für Gebäude

### 9.2.1 Zusammenfassung

Zur Erreichung eines treibhausgasneutralen Gebäudesektors bis 2045 muss der Energiebedarf des Gebäudebestands deutlich sinken – und vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Das bedeutet, dass fast jedes Gebäude in Deutschland innerhalb der kommenden 24 Jahre umfassend energetisch saniert werden muss und eine neue Wärmelösung braucht. Aus heutiger Sicht ist der kosteneffizienteste Technologiepfad für die Mehrheit der Gebäude eine Mischung aus Wärmepumpen in weniger dicht besiedelten Gebieten sowie grüner Fernwärme und Quartierslösungen in urbanen Gebieten. Für sogenannte schwierige Gebäude mit Sanierungsrestriktionen oder unzureichenden Anschlussmöglichkeiten können darüber hinaus Biomasse, Biogas, Wasserstoff und synthetische Brennstoffe eingesetzt werden.

Um in den Gebäuden die richtigen Voraussetzungen für diesen Wärmemix zu schaffen und gleichzeitig die Potenziale der erneuerbaren Energien Deutschlands nicht zu überfordern, muss der Gebäudebestand gegenüber heute deutlich schneller und energetisch tiefer saniert werden. Langfristig muss sich dafür die energetische Sanierungsrate annähernd verdoppeln (2,1 Prozent in 2045 gegenüber 1,1 Prozent in 2019), bei gleichzeitiger Erhöhung der Sanierungstiefe.<sup>134</sup> Zudem müssen auch alle aktuell fossil betriebenen Prozesse wie Kochen, Trocknen und Backen sowie gewerbliche Sonderverkehre weitgehend elektrifiziert werden. Aufgrund der langen Lebensdauern sowie der langsamen Sanierungszyklen von Gebäudehüllen und Wärmeversorgung sind in diesem Sektor frühzeitige Weichenstellungen besonders entscheidend, da anfängliche Versäumnisse später nur mit sehr hohen Kosten ausgeglichen werden können.

Zur Erreichung seines Klimaziels im Jahr 2030 muss der Gebäudesektor bereits in den kommenden neun

<sup>134</sup> Begriffsdefinitionen:

**Vollsanierung:** Bei einer Vollsanierung werden alle energetisch relevanten Bauteile der Gebäudehülle behandelt: Dach, Kellerdecke, Fassade und Fenster.

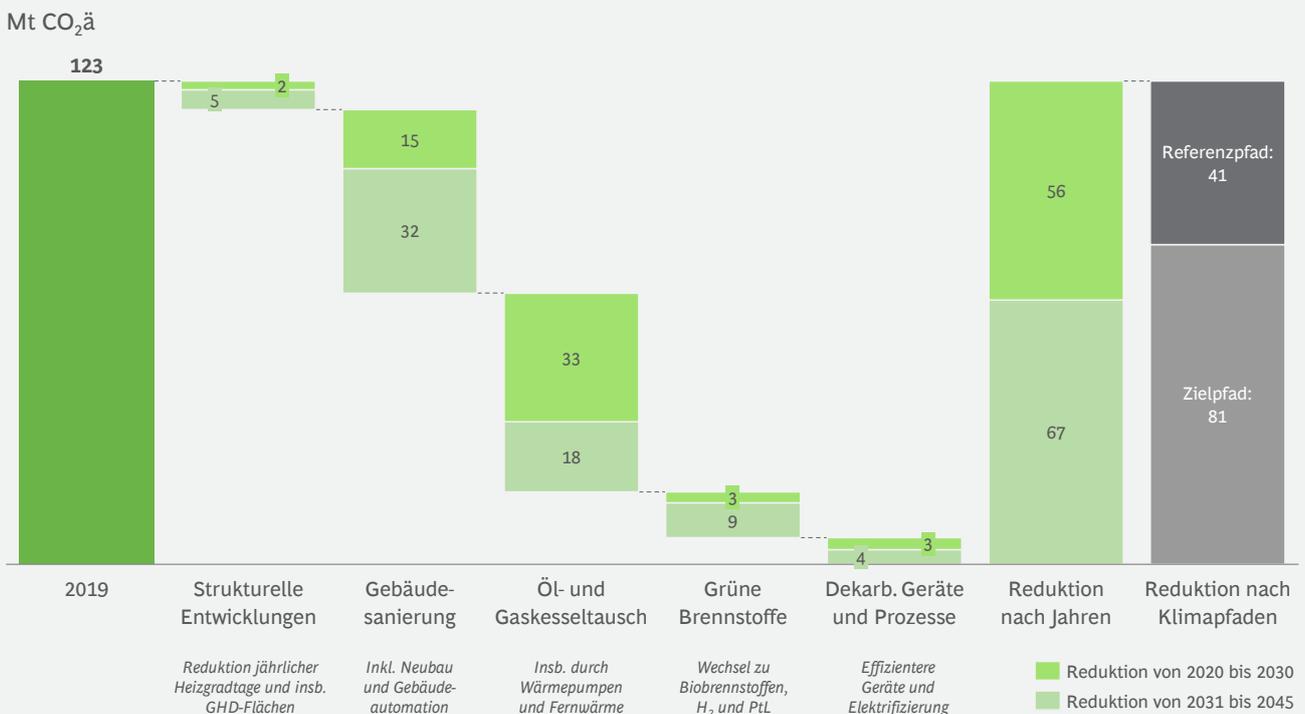
**Vollsanierungsäquivalente:** In der Realität findet eine große Anzahl von Teilsanierungen statt, bei denen nur ein Teil der Maßnahmen einer Vollsanierung durchgeführt wird. In dieser Studie werden alle Teilsanierungen in sogenannte Vollsanierungsäquivalente umgerechnet.

**Sanierungsrate:** Die Sanierungsrate ist ein Ausdruck für die Häufigkeit von Sanierungen. Sie ist definiert als Prozentsatz der jährlich vollsanierten Gebäudeflächen (Vollsanierungsäquivalente) vom gesamten Gebäudebestand. Sie variiert je nach Gebäudealter und Gebäudetyp.

**Sanierungstiefe:** Die Sanierungstiefe gibt an, auf welches Niveau der Raumwärme- und Warmwasserbedarf eines Wohngebäudes durch eine Vollsanierung reduziert wird. Sie variiert ebenfalls je nach Gebäudealter und Gebäudetyp.

## Sanierung sowie Öl- und Gaskesseltausch mit größtem THG-Reduktionsbeitrag

ABBILDUNG 67 | Reduktion der THG-Quellenemissionen im Gebäudesektor 2019 – 2045



Anmerkung: Quellenbilanz ohne Emissionen aus Strom- und Fernwärmeerzeugung  
 Quelle: BCG-Analyse

Jahren fast die Hälfte seiner Emissionen einsparen (46 Prozent gegenüber 2019). Gleichzeitig sollten ab sofort keine Investitionen mehr unternommen werden, die nicht mit einem robusten Pfad in Richtung Null-emissionen im Jahr 2045 in Einklang stehen. Dafür muss sich das Investitionsverhalten der Akteure in diesem Sektor bereits innerhalb der nächsten wenigen Jahre fundamental verändern. De facto ab sofort sollte jeder Neubau nur noch mit lokal vollständig emissionsfreien<sup>135</sup> Wärmelösungen ausgestattet werden.

Im Zielpfad erhöht sich die jährliche Sanierungsrate von 1,1 Prozent im Jahr 2019 auf 1,9 Prozent über alle Gebäudesegmente bis 2030. Gleichzeitig wird die Sanierungstiefe gesteigert, sodass jedes vollsanierte Gebäude im Durchschnitt einen Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser von 70 kWh pro Quadratmeter und Jahr aufweist und damit den heutigen Mindestanforderungen an neue Ein-/Zweifamilienhäuser entspricht.

Außerdem sollte, wo immer möglich, auch in Bestandsgebäuden bei jedem Heizungstausch eine Umstellung auf Wärmepumpen (koordiniert mit umfassender Sanierung zur Schaffung der erforderlichen Voraussetzungen), Fernwärme oder fossilfreie Quartierslösungen erfolgen. Neuinstallationen von fossil betriebenen Öl- und Gaskesseln als Hauptwärmelösungen sind mit dem Klimaziel 2030 nicht vereinbar.

Die Entwicklungen im Referenzpfad sind unzureichend: Das Sektorziel im Jahr 2030 würde bei einer Fortführung der bisherigen Entwicklungen und der Wirkung bestehender Instrumente um 39 Mt CO<sub>2</sub>ä verfehlt. Die vorliegende Studie rechnet damit, dass der Energieverbrauch in den Gebäuden unter Berücksichtigung der aktuellen Entwicklungen durch Sanierung und Effizienzen um 10 Prozent gesenkt werden kann und dass 2 Mio. Gas- und Ölkessel zwischen 2019 und 2030 durch lokal vollständig treibhausgasneutrale Wärmelösungen ersetzt werden. Somit bedarf es einer deutlichen Beschleunigung der bestehenden Anstrengungen, um die Klimaziele zu erreichen.

## 9.2.2 Emissionsfreie Neubauten

Bereits heute müssen bei Neubauten die nötigen Voraussetzungen geschaffen werden, die im Einklang mit der Erreichung von Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 stehen, um zu vermeiden, dass in diesen Neubauten schon frühzeitig wieder Reinvestitionen getätigt werden müssen.

Aktuell werden jährlich ungefähr 135 Tsd. Gebäude<sup>136</sup> neu errichtet. Aufgrund bestehender Neubaustandards haben diese Gebäude bereits heute geringe Energiebedarfe für Raumwärme und Warmwasser im Vergleich zum Gebäudebestand (2019: durchschnittlich 65 kWh pro Quadratmeter und Jahr im Neubau gegenüber durchschnittlich 130 kWh pro Quadratmeter und Jahr im Bestand).

Aufgrund der geringen Verbräuche hat zusätzliche Neubaueffizienz nur einen geringen Hebel für Emissionsenkungen im Gebäudesektor. Mit hohen spezifischen Vermeidungskosten ist sie außerdem vergleichsweise teuer.<sup>137</sup> Eine Verschärfung von Neubaustandards ist daher nicht zwingend notwendig, sofern der Neubau mit einer lokal vollständig treibhausgasneutralen Wärmelösung ausgestattet wird.

Der Fokus bei Neubauten sollte vor allem auf einer frühzeitigen Etablierung lokal vollständig treibhausgasneutraler Wärmelösungen liegen. Bei bestehender Regulierung sind lokal vollständig emissionsfreie Neubauten bereits heute ohne Mehrkosten möglich und im Falle von Wohnhäusern sogar oftmals günstiger.<sup>138</sup> Dennoch werden noch in 33 Prozent der Neubauten Gaskessel eingebaut, die mit fossilem Erdgas betrieben werden.<sup>139</sup>

Auch um das Risiko einer Reinvestition vor 2045 zu vermeiden, sollten in Neubauten ab sofort nur Wärmelösungen eingebaut werden, die nachweisbar im Gebäude ohne fossile Brennstoffe betrieben werden. Nach den Annahmen dieser Studie wird es sich dabei vor allem um Wärmepumpen in Ein-/Zweifamilienhäusern sowie um Fernwärme und Quartierslösungen in urbanen Gebieten handeln.

<sup>135</sup> Hier und im Folgenden werden Wärmelösungen als lokal vollständig emissionsfrei bezeichnet, wenn im Gebäude selbst keine Emissionen anfallen oder vollständig erneuerbare Energieträger (grüne Gase/Flüssigbrennstoffe) eingesetzt werden. Insbesondere sind Wärmepumpen und Fernwärme lokal vollständig emissionsfrei, auch wenn bis 2045 im Mix der Erzeugung von Strom und Fernwärme noch Emissionen anfallen werden.

<sup>136</sup> Destatis (2021b): Rund 110 Tsd. neu fertiggestellte Wohngebäude und rund 25 Tsd. neu fertiggestellte Nichtwohngebäude jährlich (seit 2016 relativ konstant).

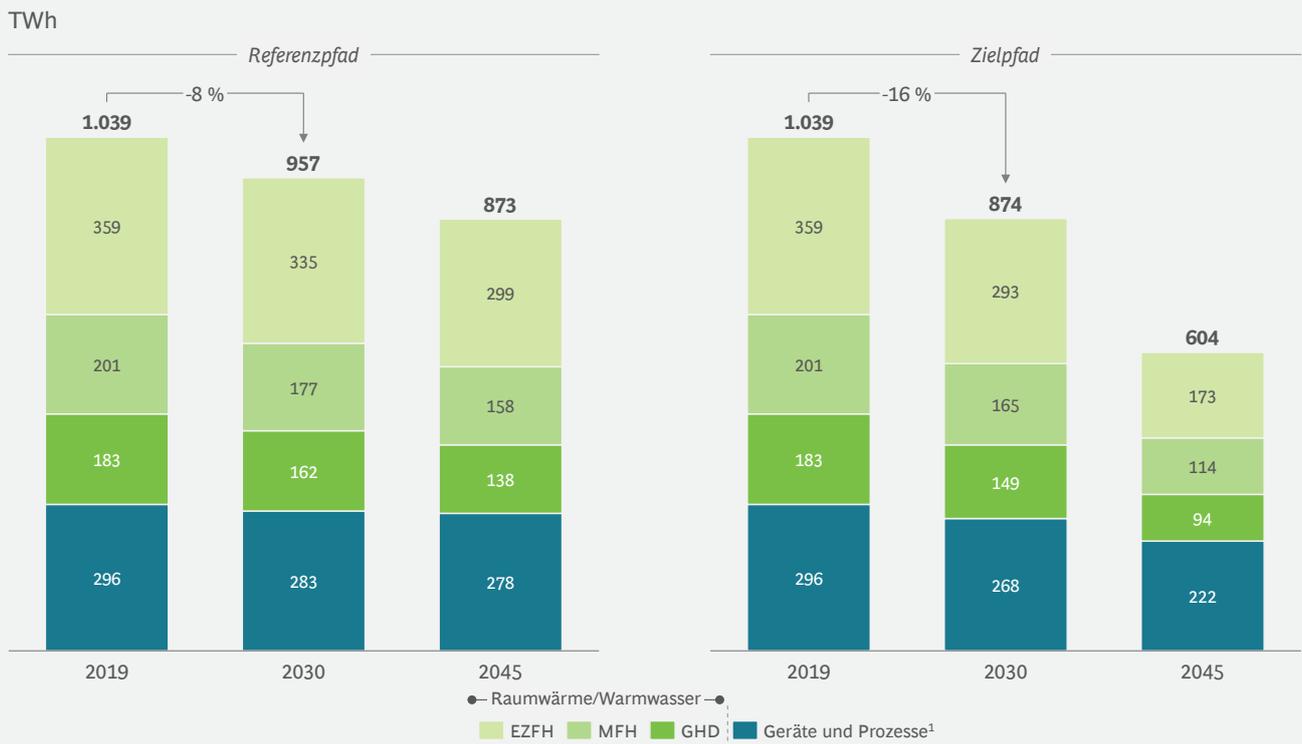
<sup>137</sup> Vorhandene Expertengutachten sagen aus, dass bei bestimmten Nichtwohngebäuden, zum Beispiel Einkaufszentren, bereits die Umsetzung des bestehenden Neubaustandards für Investoren nicht wirtschaftlich vertretbar ist, gemäß Grundsatz der Wirtschaftlichkeit im Gebäudeenergiegesetz. Vgl. ZIA (2021).

<sup>138</sup> BDEW (2021c).

<sup>139</sup> BDEW (2021f).

## Senkung des Energieverbrauchs im Wesentlichen durch Sanierung

ABBILDUNG 68 | Energieverbrauch im Gebäudesektor 2019 – 2045



1. Geräte und Prozesse mit geringeren Energieeinsparungen im Vergleich zu Raumwärme und Warmwasser, da Effizienzgewinnen eine wachsende Ausstattung sowohl in privaten Haushalten als auch GHD gegenübersteht, dabei aber starker Fokus auf elektrischen Anwendungen  
 Quelle: BMWi (2021b); BCG-Analyse

### 9.2.3 Mehr energetische Gebäudesanierung

Aktuell werden in Deutschland jedes Jahr zwischen 2,0 und 2,5 Prozent aller Gebäude saniert, davon allerdings lediglich etwa 1,1 Prozent (im Jahr 2019) energetisch (von 1,4 Prozent bei Mehrfamilienhäusern bis 0,9 Prozent bei GHD). Zur Erreichung der Klimaziele muss der Anteil an energetischen Sanierungen innerhalb dieses Sanierungszyklus schon in diesem Jahrzehnt erheblich gesteigert werden. Dazu ist die Steigerung sowohl der Sanierungsrate als auch der Sanierungstiefe notwendig.

Dies ist nötig, um Deutschlands neues Sektorziel im Jahr 2030 zu erreichen und frühzeitig durch individuell zugeschnittene Sanierung in mehr Gebäuden die Voraussetzungen für eine Umstellung auf neue Wärmeversorger wie Wärmepumpen zu schaffen. Diese könnten in unsanierten Gebäuden ansonsten nur mit höheren Zusatzinvestitionen in die Heiztechnik und mit höheren spezifischen Heizkosten (niedrigere Jahresarbeitszahl) eingebaut werden. Im Zuge eines koordinierten, gebäudeindividuellen Sanierungsfahr-

plans kann der Einsatz einer weniger effizienten Wärmepumpe aber in Kauf genommen werden, solange ein ausreichendes Energieniveau vorliegt und individuell je nach Bedarf zum Beispiel neue Umwälzpumpen oder neue Heizkörper eingesetzt werden. Durch spätere Sanierungsmaßnahmen kann dann die Effizienz der Wärmepumpe weiter gesteigert werden. Deshalb müssen im Gebäudesektor bereits frühzeitig Weichen gestellt werden, um einen weitgehend durchsanierten Gebäudebestand im Jahr 2045 innerhalb des natürlichen Sanierungszyklus zu erreichen. Verfehlungen in diesem Jahrzehnt würden nach 2030 vermehrt kostenintensive energetische Sanierungen außerhalb dieses Sanierungszyklus erfordern und wären daher langfristig mit erheblichen Mehrkosten verbunden.

Im Referenzpfad steigt die durchschnittliche energetische Sanierungsrate leicht auf 1,3 Prozent pro Jahr. Dies ist die Folge der neu eingeführten Sanierungsförderprogramme, die eine Steigerung der Sanierungspunkte bewirken. Die Sanierungstiefe von gegenwärtig durchschnittlich rund 100 kWh pro Quadratmeter und Jahr<sup>140</sup> bleibt nahezu konstant.

<sup>140</sup> Entsprechend KfW-Effizienzhaus-Stufe 100 vollsanierter Gebäude.

Der Fortschritt unterscheidet sich abhängig vom Gebäudetyp: Mehrfamilienhäuser, häufiger in der Hand professioneller Wohnungsunternehmen, werden öfter saniert, Ein-/Zweifamilienhäuser traditionell seltener. Das liegt zum Beispiel an unterschiedlichen Investitionshemmnissen wie der Kapitalknappheit bei jüngeren Eigentümern oder einem fehlenden langfristigen Investitionshorizont bei älteren. Insgesamt steigern die bestehenden Instrumente die Sanierungsaktivität in allen Gebäudesegmenten langfristig. Investitionshemmnisse werden im Referenzpfad für eine Erreichung der Klimaziele allerdings weiterhin unzureichend adressiert.

Um die Klimaziele in den Jahren 2030 und 2045 zu erreichen, muss die Sanierungsrate von 1,1 Prozent im Jahr 2019 auf 1,9 Prozent im Jahr 2030 über alle Gebäudeklassen hinweg erhöht und dann im künftigen Jahrzehnt weiter auf etwa 2,1 Prozent gesteigert werden. Im Zielpfad findet der stärkste Anstieg im Segment der Ein-/Zweifamilienhäuser statt (siehe Abbildung 69). In Mehrfamilienhäusern sind aufgrund der gegenwärtigen strukturell höheren Sanierungsrate auch im Zielpfad leicht höhere Sanierungsraten möglich, im GHD-Bereich wird aufgrund der Heterogenität der Gebäudestruktur eine etwas weniger dynamische

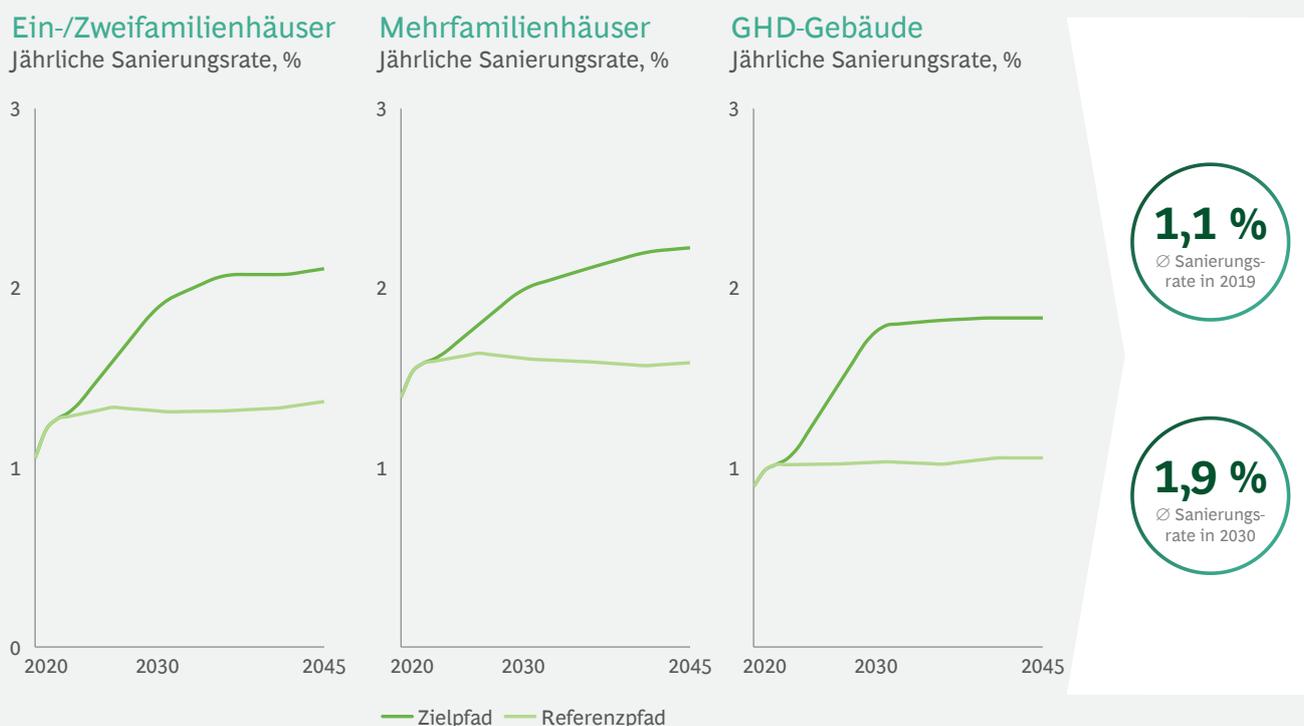
Entwicklung unterstellt. Das höchste Potenzial für Energieeinsparungen haben die „worst performing buildings“<sup>141</sup> mit größtem Sanierungsrückstand.

Im Zielpfad muss auch die Sanierungstiefe gesteigert werden: Um in so vielen Gebäuden wie möglich einen möglichst effizienten Einsatz erneuerbarer Wärmelösungen zu ermöglichen, müssen diese durch individuell zugeschnittene Sanierungsmaßnahmen (zum Beispiel Austausch der Umwälzpumpe, neue Heizkörper oder Fensteraustausch) auf ein ausreichendes Energieniveau gebracht werden. Durchschnittlich sollten dadurch sanierte Wohngebäude ein Energieverbrauchslevel für Raumwärme und Warmwasser im Jahr 2030 von 70 kWh pro Quadratmeter und Jahr erreichen (ähnlich dem heutigen Neubaustandard für Ein-/Zweifamilienhäuser). Zudem sollte die Verbreitung von Gebäudeautomation und -monitoring mit intelligenten Verbrauchs-, Lüftungs- und Heiztechniksteuerungen steigen, um zusätzlich zu THG-Einsparungen beitragen zu können. Effizienzmaßnahmen an der Gebäudehülle und darüber hinaus sind also eine Voraussetzung für die Erreichung der Klimaziele und sollten entsprechend politisch weiter beschleunigt werden.

<sup>141</sup> „Gebäude mit schlechtester Leistung“ beziehungsweise „worst performing buildings“ basieren auf der langfristigen Renovierungsstrategie der Bundesregierung (BMW, 2020) und werden dort als Gebäude mit Endenergieverbrauch von über 200 kWh/(m<sup>2</sup> a) definiert.

## 2030-Ziel erfordert Hochlauf der Rate energetischer Sanierungen auf 2 %

ABBILDUNG 69 | Energetische Sanierungsrate in den verschiedenen Gebäudesegmenten



Anmerkung: Die hier verwendete Definition der Rate energetischer Sanierungen bezieht sich auf Vollsanierungsäquivalente  
Quelle: BCG-Analyse

## 9.2.4 Beschleunigung der Wärmewende

Zur Erreichung von Treibhausgasneutralität bis 2045 muss bis dahin der gesamte Gebäudebestand mit erneuerbaren Wärmelösungen betrieben werden. Dafür kommen grundsätzlich nach heutigem Stand die folgenden Lösungen in Frage:

- **Wärmepumpen**, die mit Hilfe von Strom Umweltwärme zum Beispiel aus der Luft, dem Grundwasser oder dem Abwasser zur Erwärmung von Gebäuden nutzen
- **Nah- und Fernwärme** (einschließlich Quartierslösungen<sup>142</sup>), die Gebäude über eine Wärmeleitung direkt mit Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Industrieprozessen, Biomasse, geothermischer Energie und Großwärmepumpen versorgen (siehe auch Kapitel 10)
- **Gaskessel mit grünen Gasen**<sup>143</sup>, die anstelle von Erdgas treibhausgasneutralen Wasserstoff, Biomethan oder Power-to-Gas-Brennstoffe nutzen

- **Ölkessel mit grünen Brennstoffen**<sup>143</sup>, die anstelle von Heizöl zum Beispiel Bioöle oder synthetische Brennstoffe verbrennen, die mit Hilfe von erneuerbaren Energien treibhausgasneutral erzeugt werden können (Power-to-Liquid)
- **Strom-Direktheizungen**, die elektrische Energie direkt in Wärmeenergie umwandeln, zum Beispiel mit Hilfe einer Heizspirale oder eines Heizdrahtes

Im Jahr 2019 wurden 70 Prozent des deutschen Gebäudebestands noch mit fossilen Energieträgern beheizt. Das entspricht einem Bestand von etwa 6 Mio. Öl- und 9 Mio. Gasheizungen. Bei einer gleichbleibenden Austauschrate werden zwischen 2023 und 2030 voraussichtlich etwa 5 Mio. davon erneuert. Das entspricht einem Drittel des Bestands.

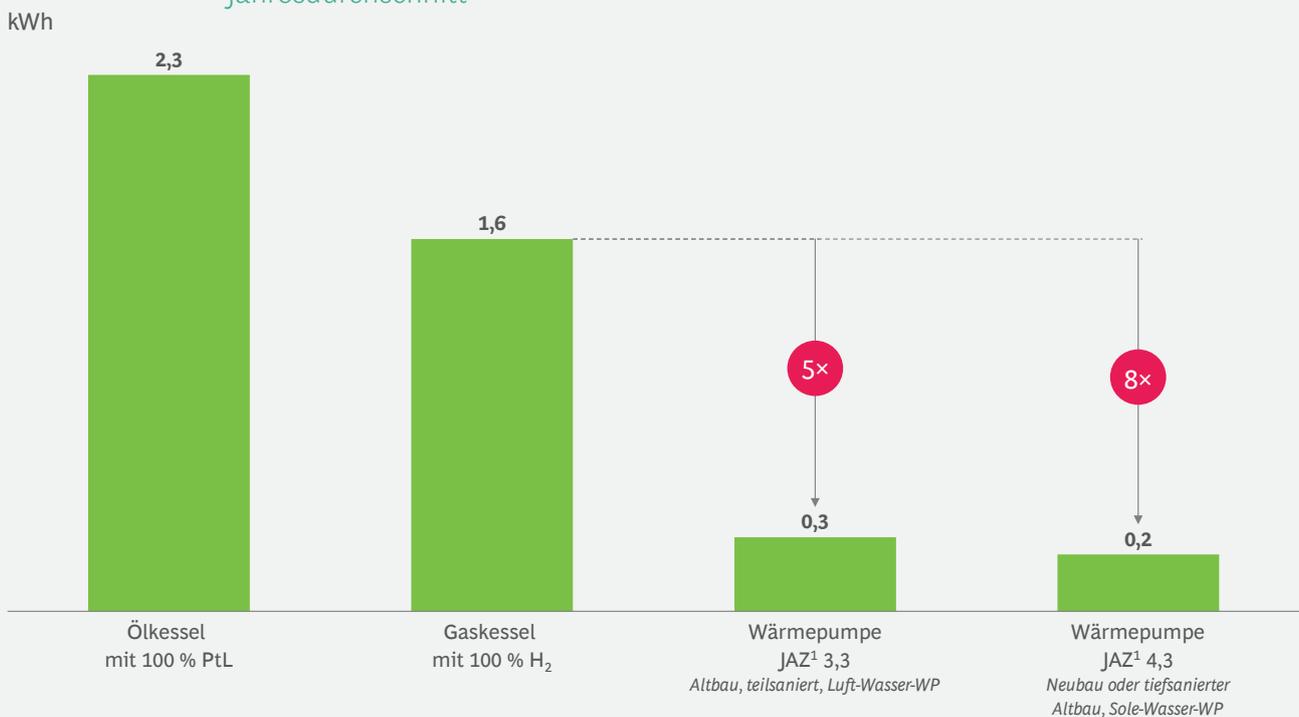
Sowohl für die Erreichung des Sektorziels im Jahr 2030 (46 Prozent THG-Reduktion gegenüber 2019) als auch zur Sicherstellung langfristig tragfähiger Lösungen für Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 müssen de facto ab sofort Erneuerungsinvestitionen, wo immer möglich, in lokal vollständig treibhausgasneutrale Wärmelösungen getätigt werden.

<sup>142</sup> Im Folgenden wird in diesem Kapitel vereinfachend von Fernwärme gesprochen. Damit sind jedoch neben der Fernwärme selbst immer auch Nahwärmenetze und Quartierskonzepte gemeint.

<sup>143</sup> Gas- und Ölkessel mit grünen Gasen/Brennstoffen auch als Spitzenlastlösungen im hybriden Verbund mit Wärmepumpen.

## 5- bis 8-facher Strombedarf von grünem H<sub>2</sub> vs. Wärmepumpen

ABBILDUNG 70 | Strombedarf für 1 kWh Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung im Jahresdurchschnitt



1. JAZ = Jahresarbeitszahl

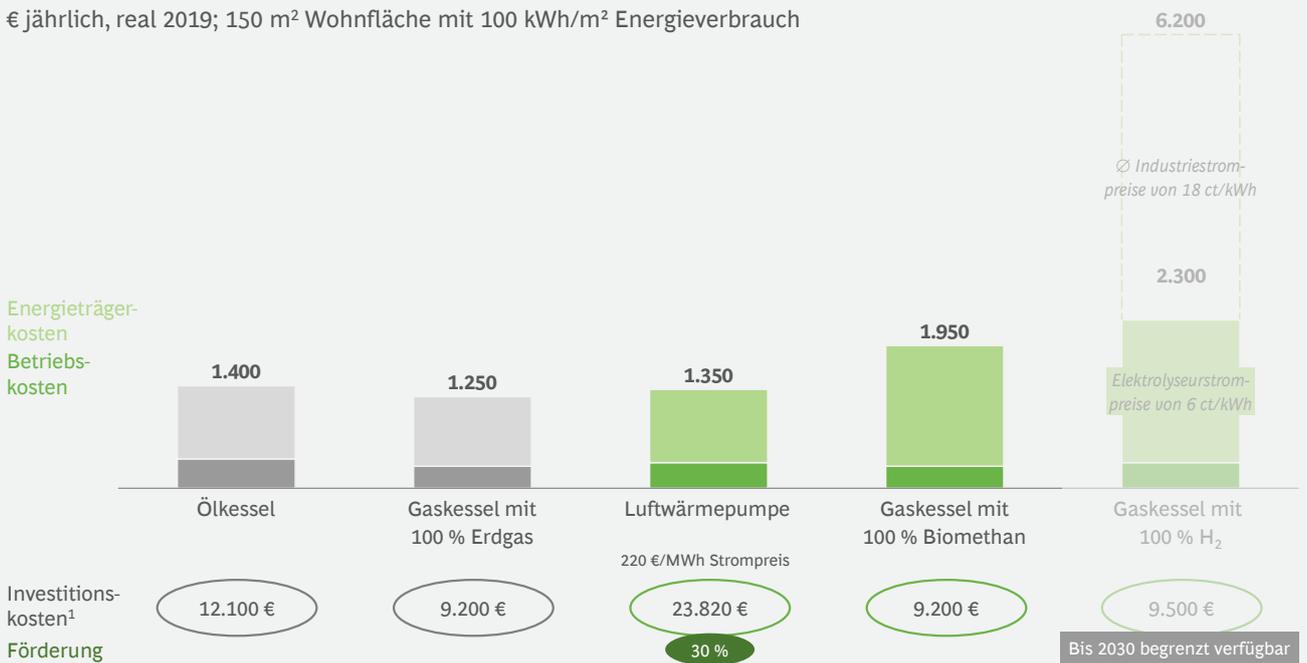
Anmerkung: Annahmen: 67 % Elektrolysewirkungsgrad (Heizwert), 43 % PtL-Wirkungsgrad (Heizwert), 4 % Stromnetzverluste bei WP, 2 % bei PtL und H<sub>2</sub>, 96 % Kesselwirkungsgrade. Die Implikationen für die Bereitstellung gesicherter Leistung im Stromsystem sowie für die Anforderungen der Wärmepumpen hinsichtlich Lastverschiebung zum Zeitpunkt der Höchstlast und bei „Dunkelflaute“ werden in Kapitel 10 beschrieben

Quelle: BCG-Analyse

# Wärmepumpen aus heutiger Sicht in der Masse der Gebäude die Dekarbonisierungsoption mit den geringsten Vollkosten

ABBILDUNG 71 | Wärmekosten für ein teilsaniertes Ein-/Zweifamilienhaus im Jahr 2019

€ jährlich, real 2019; 150 m<sup>2</sup> Wohnfläche mit 100 kWh/m<sup>2</sup> Energieverbrauch



1. Annuiert im Beispiel bei 2 % Kapitalkosten über 20 Jahre: Ölkessel 550 € p. a., Gaskessel (Erdgas/Biomethan) 420 € p. a., Luftwärmepumpe 780 € p. a., H<sub>2</sub>-Gaskessel 430 € p. a.  
 Anmerkung: Annahmen: Energieträgerpreise – Erdgas bei ~ 60 €/MWh in 2019, Öl bei ~ 60 €/MWh, Wärmepumpenstromtarif von 220 €/MWh in 2019, Biomethan bei 12 €/MWh; Wirkungsgrade: Wärmepumpe bei JAZ 3,3, Erdgas, H<sub>2</sub> und Öl bei 96 %; bei 45 % Investitionsförderung für Wärmepumpen und Absenkung Stromtarif auf 170 €/MWh, wie in Kapitel 9.4.2 vorgeschlagen, werden Wärmepumpen mit fossilen Energieträgern kompetitiv  
 Quelle: BDEW (2021b); BCG-Analyse

Bis 2030 stehen dabei in größeren Mengen nur Wärmepumpen und Fernwärme zur Verfügung, während grüner Wasserstoff und synthetische Brennstoffe nur sehr begrenzt verfügbar sind. Zumindest bis 2030 stellen Wärmepumpen in Ein-/Zweifamilienhäusern und Fernwärme in urbanen Gebieten auch aus Vollkostensicht die günstigsten Technologieoptionen gegenüber anderen lokal treibhausgasneutralen Wärmelösungen dar (siehe Abbildung 71). Wärmepumpen können in vielen Fällen zwar mit Hilfe einer Kombination aus Erneuerung der Gebäudetechnik und einem Austausch der Heizkörper in den Gebäudebestand eingebracht werden, allerdings ist häufig eine umfassende energetische Sanierung Voraussetzung für den kostengünstigen Betrieb mit einer hohen Jahresarbeitszahl.

Die Investition in hybride Öl- und Erdgaskessel mit Solarthermie kann in (teil)sanierten Gebäuden zu CO<sub>2</sub>-Einsparungen gegenüber dem monovalenten fossilen

Betrieb beitragen. Im Regelfall kann die Beistellung der Solarthermie allein zu bis zu 25 Prozent CO<sub>2</sub>-Einsparungen gegenüber monovalenter Nutzung eines Brennwärtekessels führen. Allerdings erfordern bereits die Ziele für das Jahr 2030 in der Breite umfangreichere Maßnahmen, und bis 2045 müssten auch diese Gebäude lokal vollständig treibhausgasneutral umgerüstet werden. Biomasse unterliegt nachhaltigkeitsbedingten Potenzialrestriktionen und sollte zudem stärker in großtechnischen Anwendungen wie der Industriewärme- und der Fernwärmeerzeugung genutzt werden, wo sie perspektivisch durch BECCUS negative Emissionen schaffen kann (siehe Kapitel 2.2). Grüner Wasserstoff hat einerseits einen deutlichen Kosten- und Effizienznachteil (im Durchschnitt etwa fünf- bis achtfacher Strombedarf pro erzeugter Wärmeeinheit gegenüber einer Wärmepumpe<sup>144</sup> mit einer Jahresarbeitszahl von 3 bis 4, siehe Abbildung 70), der durch erheblich günstigere Bedingungen für Produktion von erneuerbarem Strom im Ausland ausgeglichen werden

<sup>144</sup> Beispielrechnung: Um 1 kWh Raumwärme und Warmwasser bereitzustellen, wird etwas über 1 kWh Wasserstoff benötigt. Die Produktion dieses grünen Wasserstoffs erfordert unter Berücksichtigung des elektrochemischen Wirkungsgrades der Elektrolyse und sonstiger Verdichtungs- und Transportaufwendungen 1,6 kWh Strom. Demgegenüber fällt bei einer Jahresarbeitszahl von 3 bis 4 bei Wärmepumpen in (teil)sanierten Gebäuden ein spezifischer Strombedarf von etwa 0,3 kWh pro erzeugter kWh Raumwärme und Warmwasser an (die Differenz ist die genutzte Umweltwärme). Somit sind Wärmepumpen im Jahresdurchschnitt um ein Mehrfaches effizienter als direkte Stromheizungen, grüner Wasserstoff und Power-to-Liquid-Brennstoffe. Die Implikationen für die Bereitstellung gesicherter Leistung im Stromsystem sowie die Anforderungen der Wärmepumpen hinsichtlich Lastverschiebung zum Zeitpunkt der Höchstlast und bei „Dunkelflaute“ werden in Kapitel 10 beschrieben.

müsste, und wird andererseits den Annahmen dieser Studie zufolge bis 2030 nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung stehen.<sup>145</sup>

Aus diesem Grund sollte auch in Bestandsgebäuden de facto ab sofort, wo immer möglich, der Wärmeträgerwechsel auf Wärmepumpen (inklusive dafür notwendiger Gebäudeertüchtigung/-sanierung), oder Anschluss an ein bestehendes Fernwärmenetz oder die Integration in eine grüne Quartierslösung erfolgen. In Gebäuden mit kurzfristig austauschbedürftigen Wärmeerzeugern in Kombination mit Sanierungsrückständen wird die direkte Umstellung auf nur eine erneuerbare Wärmelösung vielfach nicht möglich sein. Stattdessen sollte in diesen Gebäuden eine hybride Lösung mit möglichst hohem Erneuerbare-Energien-Anteil eingesetzt werden, idealerweise, sofern beim individuellen Gebäudezustand sinnvoll, Wärmepumpen mit Spitzenlastkesseln – Letztere könnten perspektivisch wieder abgeschaltet werden, wenn das Gebäude ausreichend energetisch ertüchtigt wird.

**Nach 2030 ist das Technologieren offener.** Aus heutiger Sicht haben Wärmepumpen und grüne Fernwärme im Gebäudesektor auch langfristig einen Kostenvorteil gegenüber alternativen Nullemissionslösungen. Die vorliegende Studie geht daher auch nach 2030 davon aus, dass sich Wärmepumpen und Fernwärme als primäre Heizlösungen im Zielpfad etablieren. Dabei wird als Voraussetzung für den Einsatz von Wärmepumpen angenommen, dass das Stromsystem inklusive Netzen entsprechend skaliert und Kapazitäten gesichert werden. Zudem wird als Voraussetzung für den kostengünstigen Einsatz von Wärmepumpen unterstellt, dass Bestandsgebäude durch koordinierte, umfassende Sanierungsmaßnahmen auch entsprechend für den Einsatz von Wärmepumpen ertüchtigt werden, beispielsweise durch Austausch der Umwälzpumpe sowie der Heizkörper und durch Dämmung der Gebäudehülle, und dafür ausreichend Handwerkerkapazitäten zur Verfügung gestellt werden können.

Grüner Wasserstoff in eigenen Verteilnetzen spielt auch zukünftig eine relativ geringe Rolle, etwa in geografischer Nähe zu großtechnischen Wasserstoffabnehmern. Solche Umstellungen von Erdgas auf 100 Prozent grünen Wasserstoff erfordern eine hohe Koordination zwischen Endabnehmern und Netzbetrieb: Alle angeschlossenen Gaskunden im betroffenen Gebiet müssen ab dem ersten Tag reinen Wasserstoff

nutzen können und ökonomisch nutzen wollen, alle Gasspeicher, -rohre, -verdichter und -zähler müssen dafür ertüchtigt sein.<sup>146</sup> Erneuerbare flüssige Energieträger werden mit höheren Großhandelspreisen als für grünen Wasserstoff verbunden sein, können bei Verfügbarkeit aber individuell geliefert und in vorhandenen Anlagen durch einfache Modifikationen genutzt werden.

Im Falle einer breiten Verfügbarkeit und deutlichen Kostensenkung von (importiertem) treibhausgasneutralem Wasserstoff und synthetischen Flüssigbrennstoffen könnten sich dieses Bild ändern und diese Wärmelösungen nach 2030 eine breitere Anwendung finden als in der vorliegenden Studie erwartet.<sup>147</sup> Dafür wären vor allem eine starke Entwicklung ausländischer Produktionsmärkte sowie der Ausbau einer paneuropäischen Wasserstoffinfrastruktur erforderlich. Biomethan als grünes Gas sollte zudem stärker aus der wenig energiesystemdienlichen Verstromung zurückgedrängt werden und über „CH<sub>4</sub>-Netze“ Kunden in anderen Sektoren zur Verfügung stehen (siehe Kapitel 10.2). Dort wird es auch in Gebäuden vermehrt zum Einsatz kommen, zum Beispiel in ländlichen Gebieten bei der Versorgung umliegender Kommunen. Erneuerbare flüssige Energieträger können ebenfalls in ländlichen Gebieten Anwendung finden, und einzelne Anlagen können gezielt kostengünstig beliefert werden.

**Aufgrund baulicher Restriktionen und infrastruktureller Gegebenheiten werden sich nicht alle Gebäude über Wärmepumpen, Fernwärme und Quartierslösungen dekarbonisieren lassen. In wenigen sogenannten schwierigen Gebäuden müssen bis 2045 andere treibhausgasneutrale Wärmelösungen eingesetzt werden.** In unsanierten Gebäuden (z. B. mit technischen Dämmrestriktionen oder solchen unter Denkmalschutz) mit hohem spezifischen Wärmeverbrauch und ungeeigneten Verteilsystemen ist ein Einsatz von Wärmepumpen mit sehr niedrigen Leistungskoeffizienten und unverhältnismäßig hohen Betriebskosten verbunden. In manchen unsanierten Gebäuden sind sehr hohe Vorlauftemperaturen über 75 Grad Celsius sogar technisch mit Wärmepumpen nicht umsetzbar. In dichten urbanen Räumen gibt es zudem häufig räumliche Restriktionen bei der Erschließung der Wärmequellen bzw. bei der Aufstellung der Lüfter. Die Fernwärme eignet sich hingegen für verdichtete urbane Gebiete, wird jedoch auch dort nicht überall verfügbar sein können. In niedrig besiedelten (Vor-)

<sup>145</sup> Voraussetzung für den Einsatz von 100 Prozent grünem Wasserstoff ist weiterhin die Verfügbarkeit von 100 Prozent „H<sub>2</sub>-ready“-Gaskesseln, die ab 2025 auf den Markt kommen sollen.

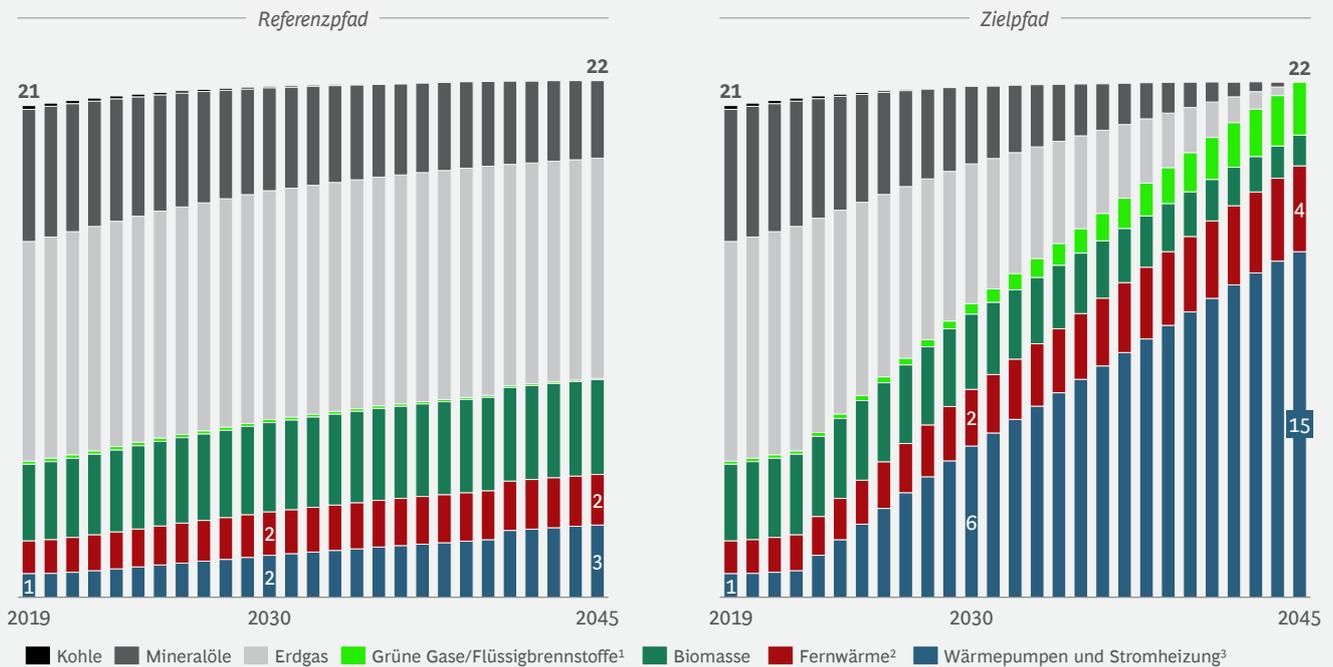
<sup>146</sup> Laut einer Studie des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW, 2021) im Auftrag des Landes Berlin sieht die Berliner Gaswirtschaft eine Beimischung von 50 Prozent Volumenanteil (17 Prozent energetischer Anteil) Wasserstoff nach erforderlichen ausführlichen technischen Umstellungen als Obergrenze und 100 Prozent Wasserstoff mittelfristig als unrealistisch an.

<sup>147</sup> Diese Studie nimmt an, dass Wasserstoff erst ab einem Großhandelspreis von etwa 1,5 Euro pro Kilogramm im Gebäudesektor wettbewerbsfähig wäre. Die Kostenannahmen in dieser Studie gehen von Großhandelspreisen für grünen Wasserstoff von 2,8 Euro pro Kilogramm in 2030 (bei zentraler Produktion in Deutschland) und 2,3 Euro pro Kilogramm bis 2045 (durchschnittlich, über einen Mix aus Importen und zentraler Produktion in Deutschland) aus.

## Bis 2030 Hochlauf auf 6 Mio. Wärmepumpen im Zielpfad

ABBILDUNG 72 | Primäre Heizlösung in Gebäuden 2019 – 2045

Mio. Gebäude



1. Biogas, H<sub>2</sub>, PtL 2. Inkl. Quartierslösungen 3. Inkl. Hybridlösungen

Anmerkung: Solarthermie kommt immer in Kombination mit anderen Lösungen vor; diese Darstellung zeigt nur Hauptlösungen; Anzahl der Gebäude basiert auf 19 Mio. Wohngebäuden und 1,98 Mio. thermisch relevanten Nichtwohngebäuden  
Quelle: dena (2021); BCG-Analyse

Städten ist sie aufgrund hoher spezifischer Infrastrukturlösungen und höherer Leitungsverluste energetisch und wirtschaftlich selten die beste Option.

Alle diese schwierigen Gebäude müssen spätestens bis 2045 mit individuellen emissionsfreien Wärmelösungen ausgestattet werden. Im Lösungsraum stehen Direktstromheizungen, Biomasse, Biomethan, Wasserstoff, Power-to-Liquid und hybride Lösungen mit Wärmepumpen, Solarthermie und Photovoltaik sowie entsprechender Ausstattung mit Wärmespeichern. Aus diesem Grund werden im Zielpfad im Jahr 2045 insgesamt knapp 4 Mio. Gebäude mit einer Mischung aus Biomasse, Biogas, Wasserstoff und Power-to-Liquid-Brennstoffen beheizt.

In Summe ist im Jahr 2045 ein „bunter“ Energieträgermix erforderlich, der der Heterogenität des Gebäudebestands Rechnung trägt. Bis 2030 steigt der Anteil von Wärmepumpen auf 26 Prozent (6 Mio. Wärmepumpen, siehe Abbildung 72) und von Fernwärme auf 16 Prozent (2 Mio. Gebäude) des Energieverbrauchs.<sup>148</sup> Diese werden ergänzt um einen Mix aus Solarthermie (2 Prozent), Biomasse (11 Prozent) und Wasserstoff in ersten Modellprojekten. Erdgas und Heizöl machen im

Jahr 2030 noch etwa 29 beziehungsweise 13 Prozent der Wärmeleistung aus. Im Jahr 2045 erreichen Wärmepumpen einen Anteil von 55 Prozent, Fernwärme einen Anteil von 30 Prozent am Endenergieverbrauch (siehe Abbildung 6).

Gute Regulierung sollte auf die (Un-)Sicherheiten des Transformationsprozesses abgestimmt sein. Bis 2030 ist der Pfad zur Erreichung des Sektorziels relativ klar vorgezeichnet, danach ist er offener. Daher sind einerseits klare kurzfristige Anreize erforderlich, welche die Durchdringung heute verfügbarer Technologien im Gebäudesektor im Rahmen des Investitionszyklus maximieren. Andererseits sollte Regulierung für den Fall schneller zukünftiger technologischer Entwicklungen Technologieoffenheit wahren.

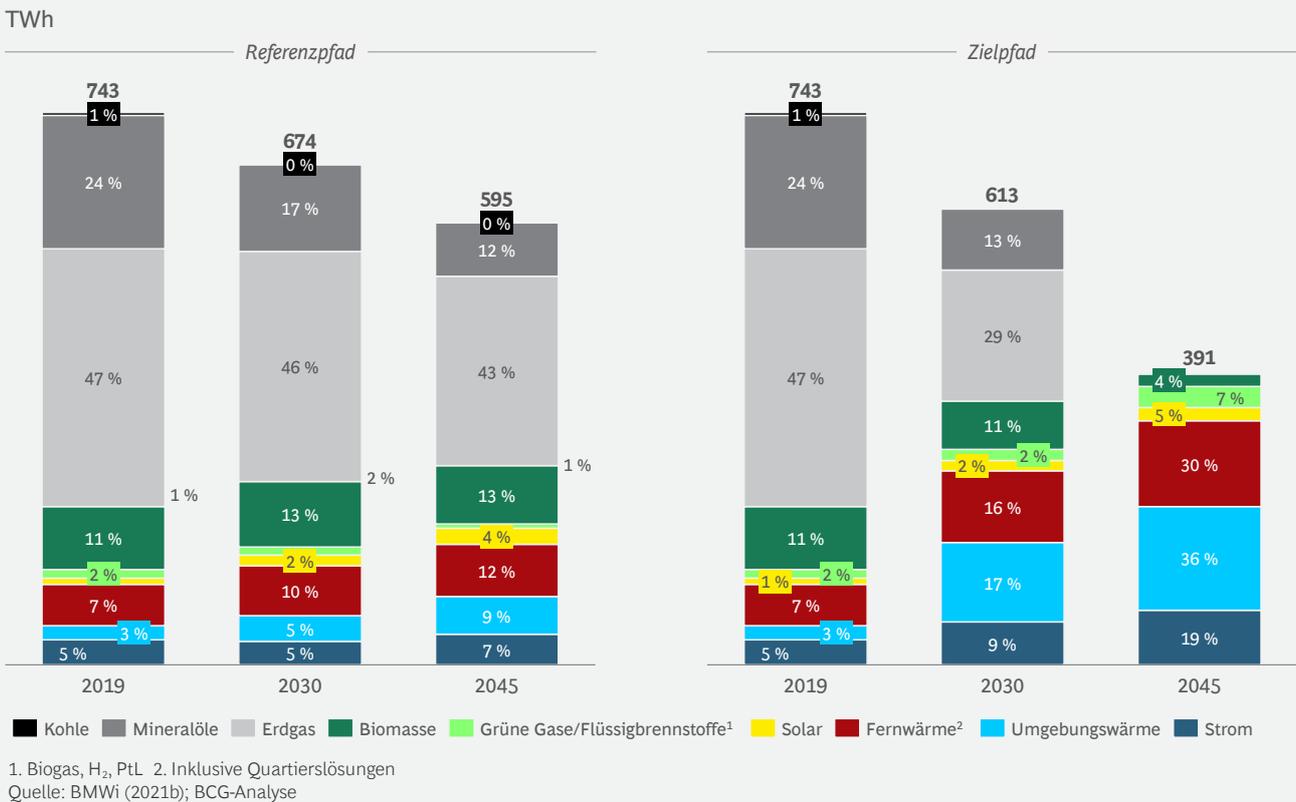
### 9.2.5 Geräte und Prozesse

Emissionen aus Geräten und Prozessen in Gebäuden müssen bis 2045 um 12 Mt CO<sub>2</sub>e sinken, wobei eine hundertprozentige Elektrifizierung und Effizienzsteigerung von 10 Prozent in privaten Haushalten nötig ist. Dies betrifft vor allem Herde zum Kochen, die

<sup>148</sup> Fernwärmeeinsatz insbesondere in Mehrfamilienhäusern mit höherem durchschnittlichen Endenergieverbrauch als in Ein-/Zweifamilienhäusern.

# Wärmepumpen und Fernwärme sind starke Treiber der Wärmewende

ABBILDUNG 6 | Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden und GHD 2019 – 2045



aktuell bereits zu 90 Prozent elektrisch betrieben werden. Zur Erreichung von Nullemissionen sind bis zu 100 Prozent erforderlich. Darüber hinaus entstehen größere Energieverbräuche vor allem in Form von Strom für Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), Klimaanlage zur Raumkühlung und „weiße Ware“. Die Energieverbräuche in diesen Bereichen sind trotz steigender Ausstattungsgrade aufgrund von Effizienzverbesserungen bereits seit Jahren sowohl spezifisch als auch absolut rückläufig. Die vorliegende Studie geht davon aus, dass sich dieser Trend durch eine weiter zunehmende Ausstattung mit hocheffizienten Geräten durch natürlichen Austausch auch in Zukunft fortsetzt, sich allerdings aufgrund sinkender marginaler Effizienzgewinne gegenüber heutigen Bestgeräten zukünftig verlangsamt. Deshalb müssen Effizienzen, Automation und Elektrifizierung in privaten Haushalten weiter angeregt werden, um das Sektorziel zu erreichen.

Darüber hinaus müssen fossil betriebene Geräte und Prozesse im GHD-Sektor, die 10 Prozent der THG-Emissionen im Gebäudesektor verursachen, bis 2045 bei jeder Reinvestition elektrifiziert werden. Zur Erreichung von Treibhausgasneutralität müssen die Energiegewinnung für Prozesse wie gewerbliches Waschen,

Spülen, Kochen, Backen und Trocknen sowie gewerbliche Sonderverkehre langfristig elektrifiziert werden. Wo eine Elektrifizierung von Sonderverkehren nicht möglich ist, ist eine Umstellung auf Wasserstoff oder synthetische Energieträger erforderlich.

Für die Zielerreichung im Jahr 2030 müssen bereits die innerhalb der nächsten neun Jahre anfallenden Reinvestitionszeitpunkte dafür genutzt werden, Geräte und Prozesse quer über eine heterogene Landschaft von Anwendungen zu dekarbonisieren. Gleichzeitig sollten Effizienzpotenziale in der Gewerbeteknik, beispielsweise der Prozesswärme und -kälte, der Klimakälte, in Antrieben für Lüftungssysteme, diversen motorischen Anwendungen (insbesondere durch effizientere Pumpen und hydraulischen Abgleich), in der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) vor allem in großen Rechenzentren und Infrastruktureinrichtungen sowie über effizientere Beleuchtung realisiert werden. Auch der Grad der Gebäudeautomation zur intelligenten Verbrauchssteuerung sollte erhöht werden, um weitere Effizienzsteigerungen im GHD-Segment zu erzielen.

## 9.3 Investitionen, Mehrkosten, Regulierungslücke

Im Gebäudesektor sind zur Zielerreichung bis 2030 Mehrinvestitionen in Höhe von 175 Mrd. Euro nötig.

- **Energetische Sanierung, effizienter Neubau und Gebäudeautomation** lösen insgesamt Mehrinvestitionen von etwa 80 Mrd. Euro bis 2030 aus. Diese entstehen zum einen durch die Erhöhung der Sanierungsrate in zusätzlich zu sanierenden Gebäuden und zum anderen durch die Steigerung der Sanierungstiefe für eine umfassende Gebäudeertüchtigung, aber wahrscheinlich auch durch eine größere Knappheit von Handwerkern und Materialien.<sup>149</sup>
- **Energieträgerwechsel** verursachen insgesamt Mehrinvestitionen von etwa 94 Mrd. Euro bis 2030. Diese fallen vor allem für Wärmepumpen an, die trotz bestehender Förderprogramme erheblich höhere

Investitionskosten haben als alternative Öl- und Gaskessel. Mehr Anschlüsse an die Fernwärme lösen im Vergleich zu fossil betriebenen Lösungen für die Gebäudeeigentümer eher Minderinvestitionen aus.

Aus den zuvor beschriebenen Maßnahmen entstehen in Gebäuden annuisierte Mehrkosten in Höhe von 9 Mrd. Euro im Jahr 2030. Gebäudesanierung und -automation haben sehr lange Investitionslaufzeiten von bis zu über 30 Jahren, über die sie Einsparungen bei Energieträgerkosten erzeugen. Die annuisierten Investitionskosten übersteigen diese Einsparungen um nur 1 Mrd. Euro im Jahr 2030, wobei Ein-/Zweifamilienhäuser gegenüber Mehrfamilienhäusern und GHD die geringsten Mehrkosten verursachen.<sup>150</sup>

Allerdings bewirken die langen Investitionslaufzeiten dieser Maßnahmen für viele Gebäudeeigentümer nur einen relativ geringen Handlungsdruck, sodass

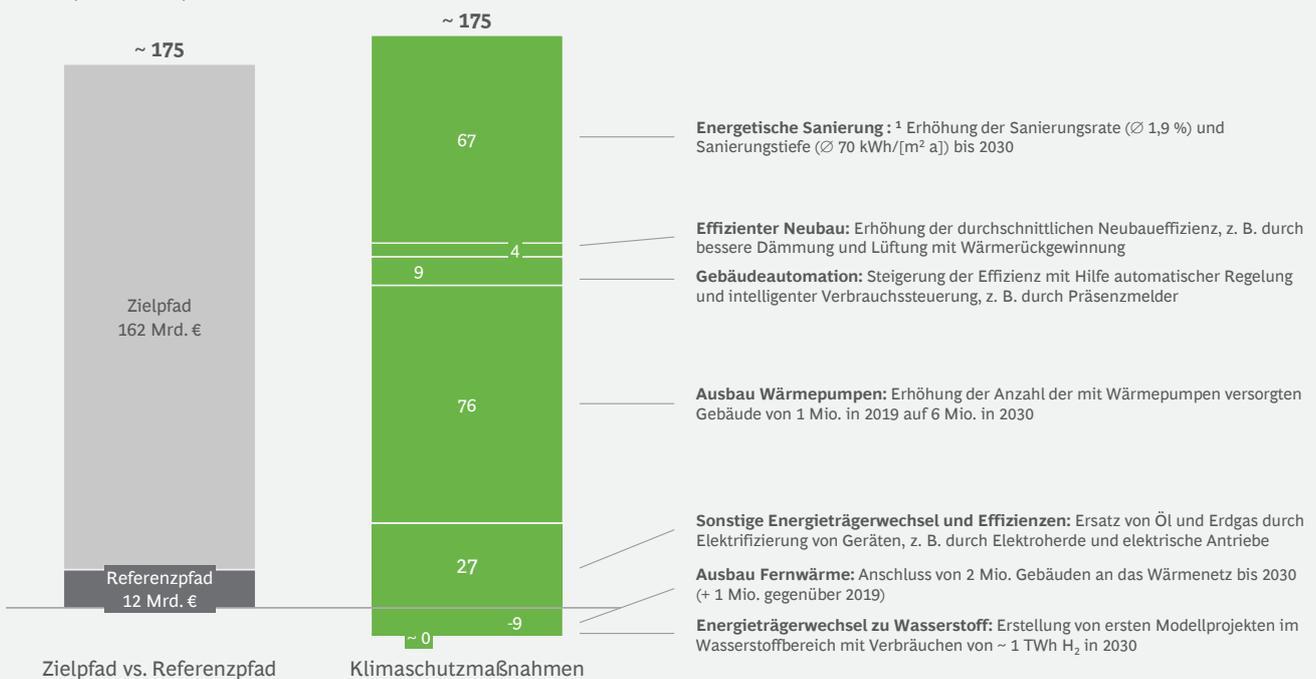
<sup>149</sup> 80 Mrd. Euro Mehrinvestitionen gegenüber aktueller Sanierungsrate (durchschnittlich 1,1 Prozent) und -tiefe (Ein-/Zweifamilienhäuser: durchschnittlich 110 kWh/[m<sup>2</sup> a], Mehrfamilienhäuser: durchschnittlich 90 kWh/[m<sup>2</sup> a]) basierend auf energiebedingten Mehrkosten energetischer Sanierungen. Es wurden energiebedingte Mehrkosten für die energetische Sanierung eines Gebäudes mit einem Ausgangszustand eines Energieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser von 140 kWh/(m<sup>2</sup> a) in Höhe von 140 bis 260 Euro pro Quadratmeter je nach Gebäudeklasse inklusive eines Aufschlags von 30 Prozent angenommen. Dieser Aufschlag ergibt sich zum einen aus der Knappheit von Handwerkern und Materialien, zum anderen auch durch das Anfallen zusätzlicher Sanierungen außerhalb von Sanierungszyklen, in denen auch die Sowieso-Kosten als Mehrkosten anfallen.

<sup>150</sup> Beispiel: Die Vollsanierung eines Einfamilienhauses mit 150 Quadratmetern auf einen Raumwärme- und Warmwasserverbrauch von rund 70 kWh/(m<sup>2</sup> a), vergleichbar mit KfW-Effizienzhaus-Stufe 70, erzeugt mit aktueller Förderung bei energiebedingten Mehrkosten in Höhe von rund 25 Tsd. Euro (Vollkosten von rund 70 Tsd. Euro) Einsparungen in Höhe von beispielsweise 1.100 Euro jährlich durch niedrigeren Erdgasverbrauch und amortisiert sich dabei mit 2 Prozent Kapitalkosten über einen Zeitraum von 30 Jahren.

## Rund 175 Mrd. Euro Mehrinvestitionen in Gebäude bis 2030

ABBILDUNG 73 | Mehrinvestitionen im Gebäudesektor bis 2030

Mrd. €, real 2019, kumuliert

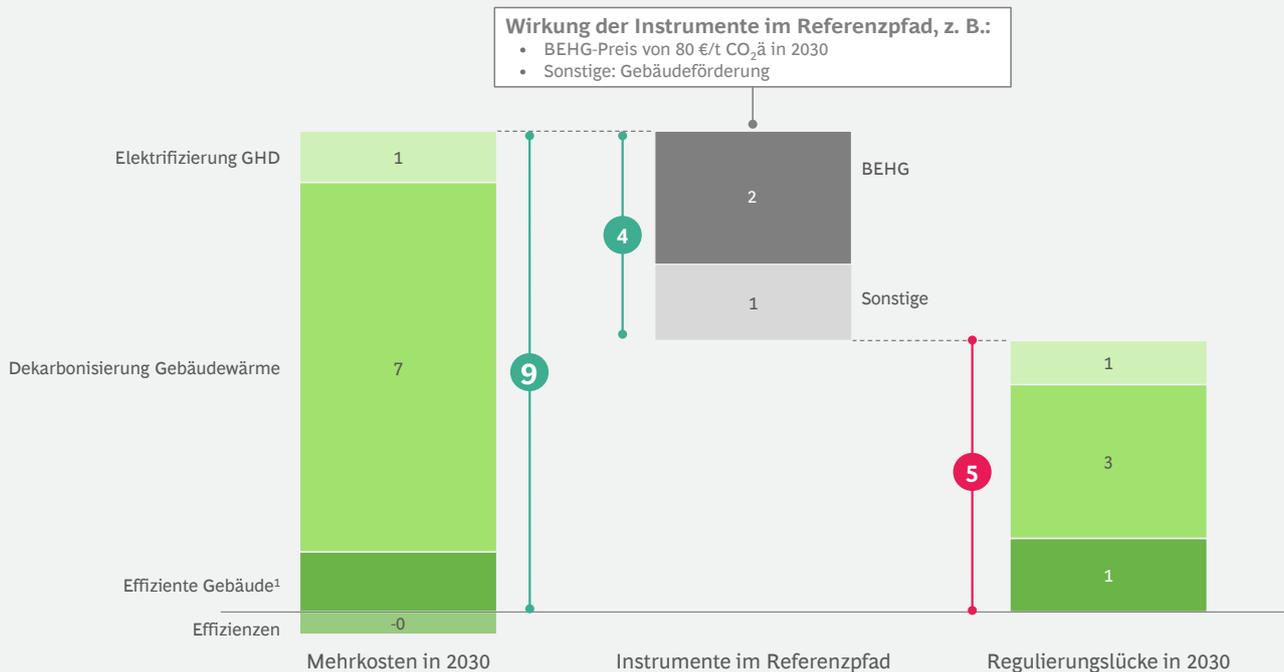


1. Mehrinvestitionen gegenüber aktueller Sanierungsrate (Ø 1,1 %) und -tiefe (Ein-/Zweifamilienhäuser: Ø 110 kWh/[m<sup>2</sup> a], Mehrfamilienhäuser: Ø 90 kWh/[m<sup>2</sup> a]); basierend auf energiebedingten Mehrkosten für energetische Sanierungen  
Quelle: BCG-Analyse

## Gebäude: 5 Mrd. Euro Regulierungslücke zum 2030-Klimaschutzziel

ABBILDUNG 74 | Mehrkosten der Klimaschutzmaßnahmen im Gebäudesektor in 2030

Mrd. €, real 2019



1. Sanierung, Neubau, Gebäudeautomation  
Quelle: BCG-Analyse

dennoch weitere Anreize nötig sind, um die entsprechenden erforderlichen Investitionen zu incentivieren – was durch bestehende Regulierung nur zu einem Teil adressiert wird. Der Wechsel zu erneuerbaren Wärmetechnologien im Bestand ist meist nicht nur mit erhöhten Anschaffungskosten alternativer Wärmelösungen gegenüber Gas- und Ölkesseln sowie häufig je nach Gebäudezustand notwendiger energetischer Sanierung, sondern darüber hinaus derzeit auch mit Mehrkosten verbunden, da Strom für Wärmepumpen im Gebäudebestand mit heute fälligen Umlagen teurer als Erdgas bleibt. Unter Berücksichtigung der zusätzlich erforderlichen Investitionsanreize für Gebäudesanierung besteht in Gebäuden eine Mehrkosten-Regulierungslücke von 5 Mrd. Euro im Jahr 2030.

Aufgrund der geringen Nettomehrkosten ist die Regulierungslücke im Gebäudesektor verglichen mit anderen Sektoren relativ niedrig. Zur Bewältigung des Investitionsberges müssen zusätzliche Instrumente deshalb vor allem weitere Anreize für schnellere und gebündelte Maßnahmen setzen, zum Beispiel, indem besonders aufwendige Maßnahmen und umfassende Sanierungen besser angereizt werden.

## 9.4 Politische Instrumente

### 9.4.1 Aktuelle Hemmnisse

Unter den aktuellen Entwicklungen werden die Emissionsziele bis 2030 um 39 Mt CO<sub>2</sub>ä verfehlt. Das liegt einerseits daran, dass sich der Energieträgerwechsel in Bestandsgebäuden für viele Entscheider derzeit nicht lohnt. Andererseits muss zukünftige Regulierung aber auch viele nicht ökonomische Hemmnisse überwinden, die aktuell im Gebäudesektor für Trägheit sorgen.

- **Langer Investitions- und Amortisationshorizont:** Investitionskosten machen sich über Energiekosteneinsparungen erst über einen langen Zeithorizont bezahlt, der für viele Entscheider derzeit zu unattraktiv und zum Teil wirtschaftlich nicht umsetzbar ist. Zusätzliche Instrumente müssen daher auch die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen weiter verbessern.
- **Liquiditätseingänge:** Auch bei grundsätzlich wirtschaftlichen Maßnahmen können hohe Anfangsinvestitionen in vielen Fällen individuelle Zahlungsmöglichkeiten übersteigen. Instrumente müssen daher auch die „Cashflow“-Perspektive verbessern, zum Beispiel durch günstige Kredite.
- **Informationslücke:** Derzeit gibt es bei vielen Eigentümern sowohl fehlende Transparenz über den eigenen Gebäudezustand sowie die Verfügbarkeit und die Wirtschaftlichkeit verschiedener CO<sub>2</sub>-Senkungsmaßnahmen als auch Unklarheit über die Verfügbarkeit erforderlicher Infrastruktur für erneuerbare Wärmelösungen wie Fernwärme und Wasserstoff sowie über existierende Förderprogramme. Instrumente sollten diese Lücke adressieren, Transparenz schaffen und bestehende Förderprogramme vereinfachen.
- **Heterogenität:** Die Erreichung der Klimaziele erfordert neue Entscheidungen von sehr vielen unterschiedlichen Akteuren in sehr unterschiedlichen Lebenssituationen mit sehr unterschiedlichen Gebäuden. Instrumente müssen daher in der Lage sein, sowohl verschiedene Gebäudeklassen als auch unterschiedliche Bevölkerungsschichten zu adressieren.
- **Handwerkerknappheit:** Eine erhöhte Sanierungsrate geht einher mit verstärkter Nachfrage nach entsprechenden Handwerkerleistungen, während die Kapazitäten qualifizierter Handwerker jedoch begrenzt sind. Zudem führt ein im Vergleich zu anderen Sektoren träger „Stand der Technik“ dazu, dass niedrig emittierende Technologiealternativen durch Fachleute im Sektor gar nicht erst vorge-

schlagen werden. Auch Energieberater werden im Zuge vermehrter energetischer Sanierung und Energieträgerwechsel stärker nachgefragt, was zu zunehmender Knappheit führen kann.

- **Sektorspezifische Umsetzungshindernisse:** Darüber hinaus werden Veränderungen im Gebäudesektor durch verschiedene strukturelle Umstände gebremst, die ein effektiver Instrumentenmix adressieren sollte. Dazu gehört zum Beispiel das Mieter-Vermieter-Dilemma, das Kosten und Nutzen mancher Maßnahmen ungleich zwischen den Akteuren verteilt.

Einerseits sollten politische Instrumente für den Gebäudesektor noch höhere finanzielle Anreize schaffen, um den Investitionsberg bei Sanierungen und die Mehrkosten erneuerbarer Wärmetechnologien zu reduzieren. Parallel müssen sie vor allem eine stärkere Koordination und eine schnellere, großflächige Umsetzung von Maßnahmen unterstützen, bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Beweggründe verschiedener involvierter Akteure und Schaffung der nötigen Transparenz.

### 9.4.2 Klimaprogramm für Gebäude

#### 9.4.2.1 Einordnung und Überblick

Für die Erreichung des Klimaziels im Gebäudesektor gibt es keine einfachen regulatorischen Antworten. Aus heutiger Sicht erscheint eine Lösung mit rein marktlichen Instrumenten wie der CO<sub>2</sub>-Bepreisung wenn nicht unrealistisch, so doch zumindest ineffizient. Daher ist im Gebäudesektor ein breiter Mix aus Instrumenten nötig, der zum einen größere betriebswirtschaftliche Anreizwirkung entfaltet, aber gleichzeitig einen stärkeren steuernden Rahmen setzt. Zunächst muss die Nutzung erneuerbarer Wärmelösungen im Bestand betriebswirtschaftlich attraktiver werden. Während durch höhere CO<sub>2</sub>-Bepreisung fossile Brennstoffe verteuert werden, sollte gleichzeitig die Nutzung von Strom in der Gebäudewärme durch Befreiung von bestehenden Umlagen attraktiver gemacht werden.

Um frühzeitig Transparenz über erforderliche Investitionen in Infrastruktur und Gebäude sicherzustellen, sollte noch in diesem Jahrzehnt die Erstellung kommunaler Wärme- und Infrastrukturplanungen zum zukünftigen Ausbau von Strom-, Wärme-, Wasserstoff- und Gasnetzen verpflichtend gemacht, aber auch öffentlich gefördert werden – wie auch die Erstellung von individuellen Sanierungsfahrplänen für alle Gebäude durch den Gebäudeeigentümer, die den Weg zur Erreichung von gebäudespezifischen Primärenergiebedarfszielen und Dekarbonisierung skizzieren. Darüber hinaus wird im Gebäudesektor zur Überwin-

derung des Investitionsberges vor allem erhebliche öffentliche Förderung benötigt, die in einem gemeinsamen modularen System vereinfacht werden sollte. Trotz dieser umfangreichen Maßnahmen könnten aufgrund der Trägheit im Gebäudesektor ordnungsrechtliche Instrumente als „Backstop-Lösung“ erforderlich sein. So findet in Neubauten trotz bereits heute bestehender Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Wärmelösungen noch immer kein vollständiger Umstieg statt. Spätestens ab 2025 sollte daher für Neubauten ein Gebot zum Einbau lokal vollständig emissionsfreier Wärmelösungen gelten. Später könnten ähnliche Lösungen als „letztes Mittel“ auch im Bestand erforderlich sein, zum Beispiel in Form der Vorgabe einer wärmeplanungskonformen Beheizung oder zeitlich gestufter Verpflichtungen zur Erfüllung von Primärenergiebedarfszielen für die sanierungsbedürftigsten Gebäude („worst performing buildings“), begleitet durch ausreichende Informations-, Förder- und Kreditangebote.

#### 9.4.2.2 Kerninstrumente

Die Nutzung fossiler Brennstoffe muss durch einen CO<sub>2</sub>-Preis im Gebäudesektor unattraktiver werden. Für die CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den Sektoren Gebäude und Verkehr sowie Teilen der Industrie wurde in Deutschland 2021 das BEHG eingeführt.<sup>151</sup> Für diese Bereiche rechnet die vorliegende Studie mit einem CO<sub>2</sub>-Preis von 80 bis 180 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä (real: 65 bis 150 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä) im Jahr 2030. Abhängig von der Höhe des Preises müssen andere Instrumente mehr oder weniger umfangreich ausgestaltet sein. Bei einem hohen CO<sub>2</sub>-Preis ist beispielsweise weniger Förderung notwendig, um treibhausgasneutrale Technologien anzureizen. Auf der anderen Seite erfordert ein hoher CO<sub>2</sub>-Preis mehr sozialen Ausgleich (siehe Kapitel 5.3).

Gleichzeitig kann CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Gebäudesektor nur ein Instrument von vielen sein. Zunächst würde ein alleiniger Verlass auf Bepreisung zu hohen sozialen Verwerfungen führen. Zum anderen gibt es für Akteure im Sektor vor allem eine Investitions Herausforderung, für deren Bewältigung die CO<sub>2</sub>-Bepreisung ein nicht ausreichendes Instrument ist. Zumindest erscheint es aus heutiger Sicht extrem unwahrscheinlich, dass sich eine Verdoppelung der energetischen Gebäudesanierung nur durch hohe Preise fossiler Brennstoffe aneizen lässt. Bepreisung kann aus diesem Grund nur ein Teil einer breiteren Instrumentenlandschaft sein.

Um einen schnellen Einsatz von Wärmepumpen zu ermöglichen, muss Strom als Energieträger entlastet werden. Eine wesentliche Hürde für den Einsatz von Wärmepumpen in weniger gut gedämmten Gebäuden

ist auch die vergleichsweise hohe Belastung von Strom mit Steuern und Abgaben. Aktuell haben dadurch Wärmepumpen in Bestandsgebäuden einen Betriebskostennachteil gegenüber fossilen Brennstoffen – und durch neu geschaffene Entlastungsregelungen seit Kurzem auch gegenüber lokal erzeugtem grünen Wasserstoff, der für die gleiche Wärmeversorgung einen mehrfach höheren Stromverbrauch in Anspruch nimmt. Um diese Benachteiligung zu beenden, sollte Strom als Heizenergieträger in Gebäuden besser gestellt werden. Neben den bestehenden Netzentgeltbefreiungen für atypische Verbrauchsprofile sowie dem Erlass der Konzessionsabgaben sollte daher für den Stromverbrauch von Wärmepumpen zusätzlich die EEG-Umlage abgeschafft und die Stromsteuer abgesenkt werden, sodass sich für die Anwendung ein effektiver Strompreis von etwa 170 Euro pro MWh ergibt (siehe Abbildung 75).

Mit der Einführung kommunaler Wärme- und Infrastrukturplanungen sollten Kommunen Transparenz über zukünftig verfügbare erneuerbare Wärmelösungen schaffen und frühzeitig den Umbau erforderlicher Infrastruktur anstoßen. Die Wärmewende erfordert vor allem in Ballungsgebieten einen erheblichen Umbau kollektiver Infrastruktur. Gleichzeitig ist für einzelne Entscheidungsträger eine zentrale Hürde bei der Entscheidung für die beste erneuerbare Wärmelösung die oftmals fehlende Transparenz über langfristig verfügbare Infrastruktur.

Ein Anschluss an (grüne) Nah- oder Fernwärmenetze<sup>152</sup> ist häufig die kostengünstigste Alternative, aber nur in zukünftigen Erschließungsgebieten möglich. Investitionen in „H<sub>2</sub>-ready“-Gaskessel lohnen sich nur dann, wenn zukünftig tatsächlich der Anschluss an ein Wasserstoffnetz erfolgt. Um den Haushalten eine klare Perspektive auf die verfügbaren Infrastrukturoptionen zu verschaffen, sollten alle 400 Landkreise und kreisfreien Städte in Deutschland zukünftig verpflichtet werden, kommunale Wärme und Infrastruktur (Strom-, Fernwärme-, Gas- und Wasserstoffnetze) systemisch zu planen und volkswirtschaftlich optimal zu dimensionieren.

Dazu müssten zunächst aktuelle Beheizungsarten, Wärmeverbräuche und THG-Emissionen erhoben und anschließend Verbesserungspotenziale und Minderungsziele ermittelt werden, um daraus individuell für Gebäude die wahrscheinlichsten Wärmeträger abzuleiten und passende Netzentwicklungspläne aufzustellen. Bis 2028 könnten bei dieser Planung urbane Gebiete priorisiert werden. Benötigte Genehmigungen zum Infrastrukturausbau durch die zuständigen

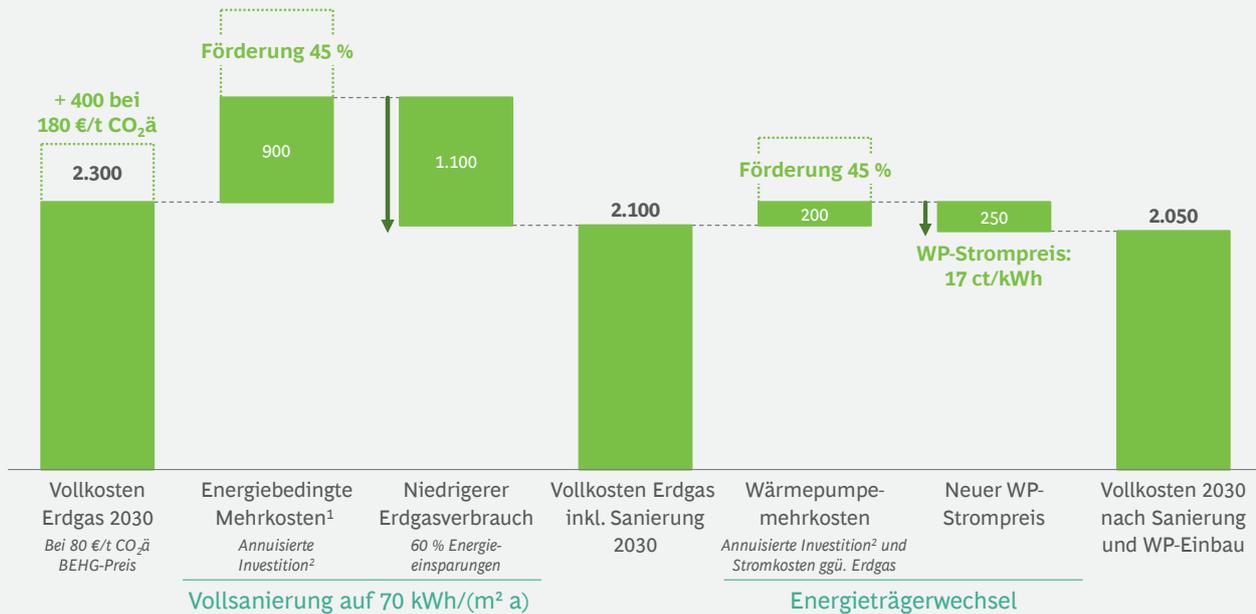
<sup>151</sup> Im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets hat die EU-Kommission einen „New ETS“ für die Sektoren Straßenverkehr und Gebäude vorgeschlagen. Die möglichen Wechselwirkungen zwischen „New ETS“ und BEHG werden in Kapitel 5.3 erläutert.

<sup>152</sup> Inklusive Quartierslösungen.

## Förderung und CO<sub>2</sub>-Bepreisung schließen Mehrkostenlücke

ABBILDUNG 75 | Wärmevollkosten für Ein-/Zweifamilienhaus in 2030

€ jährlich, real 2019; 150 m<sup>2</sup> Altbau mit 170 kWh/(m<sup>2</sup> a) Raumwärme- und Warmwasserverbrauch vor Sanierung



1. Energiebedingte Mehrkosten von ~ 21 Tsd. € (nicht annuiert) bei Vollkosten von ~ 68 Tsd. € jeweils nach Abzug von 45 % Investitionsförderung der energiebedingten Mehrkosten 2. Unter Berücksichtigung von 45 % Investitionsförderung  
 Anmerkung: Annahmen: Energieträgerpreise – Erdgas bei ~ 72 ct/kWh in 2030 inkl. BEHG-Preis von 80 €/t CO<sub>2</sub>ä (nominal), Wärmepumpenausgangspreis von 270 €/MWh in 2030 vor Anwendung von politischen Instrumenten; Investitionskosten – Sanierung auf 70 kWh/(m<sup>2</sup> a) bei ~ 255 €/m<sup>2</sup> energiebedingten Mehrkosten bei Sanierung entlang des Sanierungszyklus, Wärmepumpe bei 28.170 € vor Förderung; 45 % Förderung inkl. 10 % Bonus für schnelle Umsetzung gemäß in diesem Kapitel vorgeschlagener „modularer Gebäudeförderung“  
 Quelle: BCG-Analyse

Behörden könnten auf dieser Grundlage schneller, konsequenter und für Bürger transparenter erfolgen.

Zur Erhöhung der Transparenz über mögliche und notwendige Sanierungsmaßnahmen sollten gebäudespezifische Primärenergiebedarfsziele bei Bestandsgebäuden ausgewiesen sowie Raumwärme- und Warmwasserbedarfsziele benannt werden, verbunden mit der Verpflichtung zur Erstellung eigener Sanierungsfahrpläne. Durch die Einführung von Primärenergiebedarfszielen lässt sich das derzeit anonyme übergreifende Sektorziel auf einzelne Gebäude unter Berücksichtigung individueller Gebäudespezifika wie Gebäudeklasse, Alter, Baurestriktionen und Ausgangszustand in einem heterogenen Gebäudebestand übersetzen.

Diese Energiebedarfsziele könnten künftig anhand von Referenzgebäuden Richtwerte für den kumulierten Soll-Energiebedarf eines Gebäudes definieren, wobei das Primärenergiebedarfsziel die erforderlichen vorgelegten Prozesse zur Energieerzeugung mit abbildet (anhand der definierten Primärenergiefaktoren je Energieträger). Raumwärme- und Warmwasserbedarfsziele sollten als besonders relevante Kennzahlen für Nutzer benannt werden. In Ergänzung zum bereits bestehenden Energieausweis würde damit nicht nur der energetische Ist-Zustand, sondern auch der Soll-

Zustand eines Gebäudes leicht nachvollziehbar und klar dokumentiert. Neben der Transparenz für Eigentümer könnten dadurch auch Käufern bestehende Sanierungsrückstände und künftige Kosten transparent ausgewiesen sowie Eigentümer auf diese Weise angereizt werden, solche Rückstände zu vermeiden.

Ergänzend sollte für jedes Gebäude die Erstellung eines gebäudespezifischen Sanierungsfahrplans verpflichtend gemacht werden, der den Weg zur Erreichung der Energiebedarfsziele dokumentiert und in konkrete Handlungsfelder für Gebäudeeigentümer übersetzt. Ein solcher Sanierungsfahrplan sollte folgende Elemente enthalten:

- Empfehlungen für Sanierungsmaßnahmen zur Erreichung der „2045er-Reife“
- Empfehlungen zum Energieträgerwechsel unter Berücksichtigung der jeweiligen kommunalen Wärme- und Infrastrukturplanung
- Einsparpotenziale
- Geschätzte Gesamtkosten der Sanierung sowie bereitstehende Förderprogramme

Um ausreichenden Vorlauf zu gewährleisten, könnte die Erstellung eines solchen Fahrplans ab etwa 2023 (für die „worst performing buildings“) gestuft bis 2028 für alle Bestandsgebäude verpflichtend werden, wobei nach Baualtersklassen und Sanierungsrückständen priorisiert werden sollte. Gleichzeitig sollte die Erstellung dieser Pläne umfangreich gefördert werden, im Bedarfsfall zu 100 Prozent und im Regelfall zu 80 Prozent. Zudem sollten staatlich finanzierte Weiterbildungen zeitnah ein ausreichendes Angebot künftiger Gutachter sicherstellen.

Zur Überwindung des Investitionsberges im Gebäudesektor, insbesondere für Gebäudesanierungen und Wärmepumpen, erfordert die Wärmewende noch mehr öffentliche Förderung und Kreditvergabe. Diese sollte in einem gemeinsamen modularen System vereinfacht werden. Dabei sollte vor allem eine schnelle, umfangreiche und koordinierte Umsetzung von Effizienzen und Energieträgerwechsel im Fokus stehen. Sinnvoll wären dafür die im Folgenden beschriebenen Fördermaßnahmen:

- Das derzeitige Fördervolumen muss für einzelne Anwendungen angehoben werden: Bisher werden Einzelmaßnahmen vor allem an der Gebäudehülle generell mit 20 Prozent im BEG gefördert. Diese Förderung sollte beibehalten und ergänzt werden durch:
  - Erhöhung des Fördersatzes auf 35 Prozent für besonders aufwendige Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle, zum Beispiel Fassadendämmung, Schrägdachsanie rung, vollumfänglichen Fenstertausch und umfassenden Ausbau elektrischer Anlagen
  - Erhöhung des Fördersatzes auf 35 Prozent für die Kombination aus regenerativer Wärme erzeugung, Speicherung, vorbereitenden Maßnahmen für die gebäudeeigene Ladeinfrastruktur, Digitalisierung des Netzanschlusspunktes („Smart Meter Gateway“) sowie treibhausgasreduzierender Gebäudeautomation
- Es sollten Maßnahmen eingeführt werden, die eine koordinierte Umsetzung anreizen. Vor allem die energetische Gebäudesanierung und der Energieträgerwechsel müssen in koordinierter Reihenfolge stattfinden. Förderprogramme hierfür sollten beinhalten:
  - Einführung eines Kombibonus-Systems, das bei gleichzeitigem Anstoßen mehrerer Maßnahmen einen Bonus gewährt, zum Beispiel bei zwei Sanierungsmaßnahmen einen Bonus von 2,5 Prozentpunkten sowie bei drei und mehr Maßnahmen einen Bonus von 5,0 Prozentpunkten

- Abänderung der aktuellen Förderkonditionen für den Energieträgerwechsel, sodass die Kompatibilität mit der jeweiligen kommunalen Wärme- und Infrastrukturplanung als Voraussetzung gewährleistet werden muss, zum Beispiel das Vorliegen der erforderlichen Fernwärme- und Wasserstoffinfrastruktur
- Abänderung der aktuellen Förderkonditionen für den Energieträgerwechsel, sodass bei hybriden Lösungen der erneuerbare Anteil zwar gefördert wird, aber nur dann, wenn der gebäudespezifische Sanierungsfahrplan auf dem Weg zu Null-emissionen eine solche (gegebenenfalls temporäre) bivalente Lösung einschließt. Zum Nachweis muss der entsprechende Sanierungsfahrplan innerhalb von zwei Jahren nachgereicht werden.

- Schnelle Sanierung und Energieträgerwechsel sollten belohnt werden:

- Erhöhung des derzeitigen Fördersatzes für Energieträgerwechsel (35 Prozent) um eine Sprinterprämie bis 2030 bei Wechsel von fossil zu erneuerbar betriebenen Wärmesystemen, zum Beispiel um 10 Prozentpunkte
- Erhöhung des derzeitigen zusätzlichen Fördersatzes von 5 Prozentpunkten für Maßnahmen des individuellen Sanierungsfahrplans auf 10 Prozentpunkte, wenn der Sanierungsfahrplan innerhalb von sieben Jahren vollständig umgesetzt wird

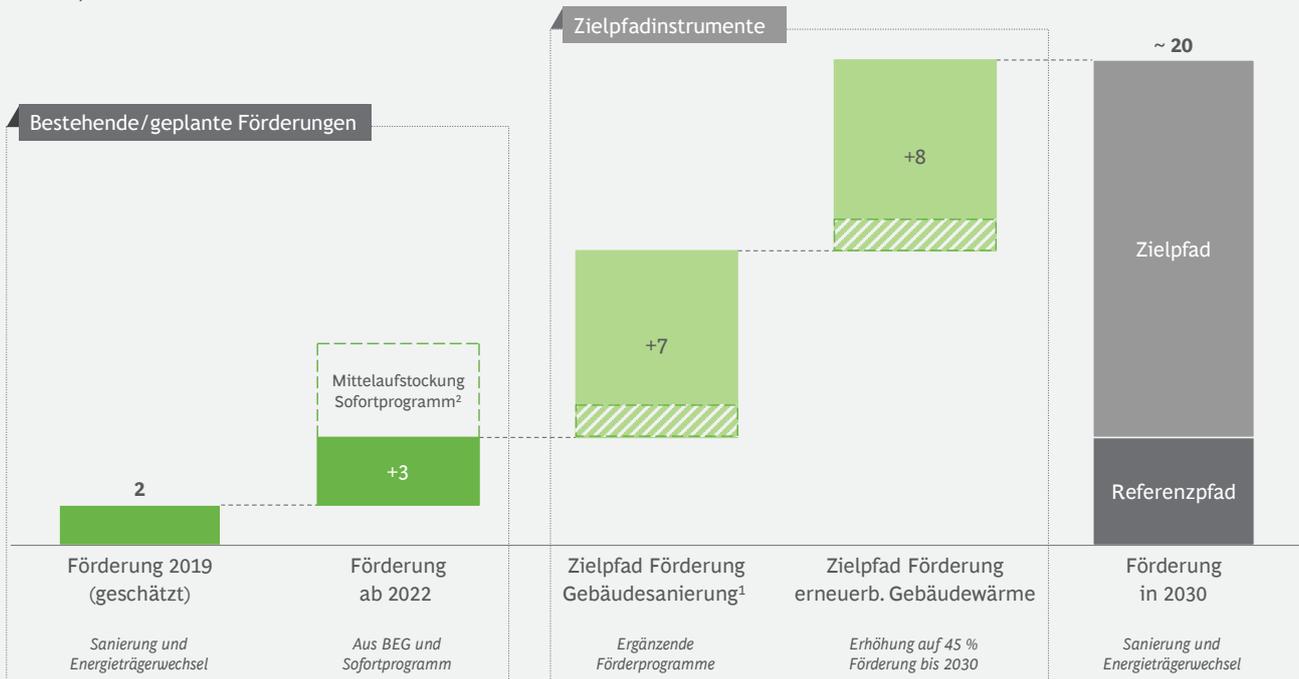
- Die Finanzierung von Investitionen in Gebäudesanierung und Energieträgerwechsel sollte durch eine Ausweitung von zweckgebundenen, schnell zugänglichen KfW-Krediten vereinfacht werden.

Trotz dieser Instrumente könnten aufgrund der Trägheit im Gebäudesektor ordnungsrechtliche Instrumente erforderlich sein. Mit den zuvor beschriebenen Maßnahmen würden erneuerbare Energieträger wirtschaftlich bessergestellt, erheblich höhere Transparenz über mögliche und erforderliche Sanierungslösungen geschaffen und mit Hilfe umfangreicher Förderprogramme öffentliches Geld bereitgestellt, mit dem die Umsetzung dieser Lösungen für Entscheider profitabel wird. Angesichts der verhältnismäßigen Trägheit von Entscheidungsprozessen und der operativen Hindernisse besteht im Gebäudesektor dennoch die Gefahr, dass diese Maßnahmen nicht genügen, um Deutschlands Klimaziele zu erreichen. Aus diesem Grund könnten in diesem Sektor ordnungsrechtliche Instrumente als „Backstop-Lösung“ erforderlich sein.

## Vervierfachung des jährlichen Gebäudefördervolumens nötig

ABBILDUNG 76 | Jährliche Förderungen im Gebäudesektor 2019 – 2030

Mrd. €, real 2019



1. Inkl. Gebäudeautomation 2. Im September 2021 beschlossene Mittelaufstockung auf 11,5 Mrd. € für zusätzliches Neuzusagevolumen für Förderanträge im Rahmen des BEG schließt einen Teil der Förderlücke, die zum Zeitpunkt der Studiererstellung im Referenzpfad vorlag; hier illustrativ etwa 50 % des Fördervolumens als Zuschüsse dargestellt, Förderkredite nicht dargestellt  
Anmerkung: Bestehende und geplante Förderungen inkludieren Förderprogramme für Neubau, energetische Sanierung und Energieträgerwechsel  
Quelle: BMWi (2021c); BMF (2021); BCG-Analyse

Im Neubau gibt es diese Situation eigentlich bereits jetzt. Obwohl schon heute erneuerbare Wärmelösungen in Neubauten wirtschaftlich sind, wurden sie 2019 lediglich in 66 Prozent aller Neubauten eingesetzt. Um spätere Reinvestitionen zu vermeiden, sollten daher ab spätestens 2025 in Neubauten nur noch Wärmelösungen zugelassen werden, die nachweislich ab Inbetriebnahme lokal keine Emissionen verursachen (zum Beispiel Wärmepumpen, Nah-/Fernwärme, Biomasse, Wasserstoffkessel mit grünem Wasserstoff, Heizkessel mit erneuerbaren Flüssigbrennstoffen).

Darüber hinaus sollte ab Mitte des Jahrzehnts eine regelmäßige Überprüfung des Erfolgs der Maßnahmen bezüglich THG-Emissionen, Energieverbräuchen und Sanierungsraten erfolgen. Bei Verfehlung der Ziele wäre als letztes Mittel mit ausreichendem Vorlauf von mindestens fünf Jahren eine Verpflichtung zur Erfüllung von Primärenergiebedarfszielen denkbar, gestuft nach spezifischen Energieverbräuchen<sup>153</sup>, beginnend mit den sanierungsbedürftigsten Gebäuden („worst performing buildings“), wobei der erstellte Sanierungsfahrplan als Orientierung für umsetzbare Maßnahmen genutzt werden kann. Zur Vermeidung sozialer Verwer-

fungen sollten auch solche verpflichtenden Maßnahmen öffentlich gefördert werden. Das bestehende Haushaltsrecht müsste dazu entsprechend überarbeitet werden, um den Grundsatz „Fordern und Fördern“ entsprechend abzubilden. Auch auf kommunaler Ebene ist bei deutlicher Verfehlung der Ziele eine ähnliche Lösung als letztes Mittel denkbar, in Form einer Innovationsklausel zur Vorgabe der wärmeplanungskonformen Beheizung per Landesrecht. Eine mögliche Anschlusspflicht kann dann anlassbezogen bei Öl-/Gaskesselaustausch in einem Gebäude nach Einzelfallprüfung unter Wirtschaftlichkeitskriterien erfolgen.

Darüber hinaus wären auch weitere politische Instrumente für die Erreichung der Klimaziele im Gebäudesektor hilfreich. Im Einzelnen sind dies:

- **Informationskampagnen zum Thema energetische Gebäudesanierung:** Um die Inanspruchnahme der bestehenden und neuen Förderprogramme zu erhöhen, müssen Werbekampagnen (Fernsehen, Rundfunk, soziale Medien, Plakate etc.) zu möglichen Kosteneinsparungen und Fördermaßnahmen

<sup>153</sup> Unter Berücksichtigung der Heterogenität im Gebäudebestand zum Beispiel nach Gebäudeklassen.

für die Gebäudesanierung entwickelt werden. Des Weiteren sollten bestehende Websites über ein zentrales und nutzerfreundliches Onlineportal zur Gebäudesanierung miteinander verknüpft und ergänzt werden, inklusive Simulationstools zur Ermittlung von Primärenergiebedarfszielen, Raumwärme- und Warmwasserbedarfszielen, Fördergeldern und Vernetzung mit regional tätigen Gebäudegutachtern. Außerdem könnten verhaltensökonomische Anreize für Gebäudeeigentümer zur Planung und Durchführung von Sanierungsmaßnahmen geschaffen werden, beispielsweise durch Zuschüsse für Räumungs- und Reinigungsservices nach der Sanierung.

- **Fachkräfteförderung:** Grundlage für die Erstellung von Sanierungsfahrplänen und die Umsetzung entsprechender Maßnahmen ist eine ausreichende Anzahl von gut ausgebildeten Energieexperten aus den Reihen der Architekten, Ingenieure und Handwerker. Ein verstärktes attraktives Angebot und – nach entsprechender Prüfung – gegebenenfalls eine finanzielle Unterstützung von Weiterbildungsmaßnahmen und Umschulungsprogrammen sowie die Einführung und das starke Bewerben von Studiengängen und Ausbildungsberufen können entsprechende Berufe attraktiver machen, um den Fachkräftemangel zu beheben. Gleichzeitig muss die Planungssicherheit für Handwerksbetriebe durch frühzeitige, verbindliche Planung von Sanierungen und Energieträgerwechseln öffentlicher Gebäude erhöht werden.
- **Innovationsförderung serielle Sanierung:** Zur breitflächigen Erhöhung der Sanierungsrate sollte die „Bundesförderung Serielle Sanierung“ zur Förderung von Innovationen (zum Beispiel „Energiesprung“) durch Forschungsmittel und Bereitstellung günstiger Kredite in der Gründungsphase überprüft, gegebenenfalls angepasst und ausgebaut werden. Serielle Sanierung kann außerdem durch den Einsatz bei der öffentlichen Gebäudesanierung weiter vorangetrieben werden.
- **Standards zur Gewährleistung der Wiederverwendbarkeit und Ressourceneffizienz** von Baumaterialien in Neubau, Sanierung und Abriss: Um im Sinne der Treibhausgasneutralität den bisherigen Fokus im Gebäudesektor auf Betriebsemissionen um die THG-Emissionen über den Lebenszyklus eines Gebäudes zu ergänzen, muss eine informative Bilanzierung im Rahmen einer „Lifecycle Analysis“ eingeführt werden zur Bewertung von Baustoffen und Bauweisen. Standards zur Gewährleistung von Wiederverwendbarkeit und Ressourceneffizienz

können nur dann effizient und technologieoffen ansetzen, wenn die Stoff- oder Energieflüsse sowie deren Emissionen lebenszyklusübergreifend betrachtet werden. Gesetzliche Vorgaben, Anreizsysteme und Förderprogramme sollten dann auf dieser Basis auf den Hebel mit der größten Lenkungswirkung über den Lebenszyklus ausgerichtet werden.

- **BEHG-Umlagefähigkeit in Abhängigkeit vom energetischen Gebäudezustand:** Um das Mieter-Vermieter-Dilemma zu adressieren, muss die Möglichkeit zur Umlage des CO<sub>2</sub>-Preises vom Vermieter auf den Mieter an die Umsetzung von Sanierungsmaßnahmen und die erreichten Primärenergiebedarfsziele gemäß Energieausweis geknüpft werden.<sup>154</sup> Gleichzeitig muss die finanzielle Überlastung von Haushalten mit geringerem Einkommen durch bestehende Ausgleichsregelungen im Wohngeld-CO<sub>2</sub>-Bepreisungsentlastungs-Gesetz vermieden werden.
- **Formulierung von Standards zur Gebäudeautomation:** Um Förderprogramme möglichst wirksam zu gestalten, müssen Qualitätskriterien für die Gebäudeautomation im BEG (zum Beispiel Interoperabilität, technologische Flexibilität) verbindlich zur Ableitung förderungswürdiger Maßnahmen definiert werden. Darüber hinaus müssen perspektivisch notwendige Umfeldmaßnahmen für Elektrik in Bestandsgebäuden im BEG definiert werden.
- **Reform der Wärmelieferverordnung:** Zur Gleichstellung der Fernwärme mit fossilen Energieträgern müssen perspektivische CO<sub>2</sub>-Preissteigerungen beziehungsweise steigende Energiebesteuerung beim Kostenvergleich zwischen vorheriger Eigenversorgung und gewerblicher Wärmelieferung (zum Beispiel durch CO<sub>2</sub>-Faktor oder Erneuerbaren-Pauschale) berücksichtigt werden.

### 9.4.3 Mehrbelastungen, fiskalische Effekte

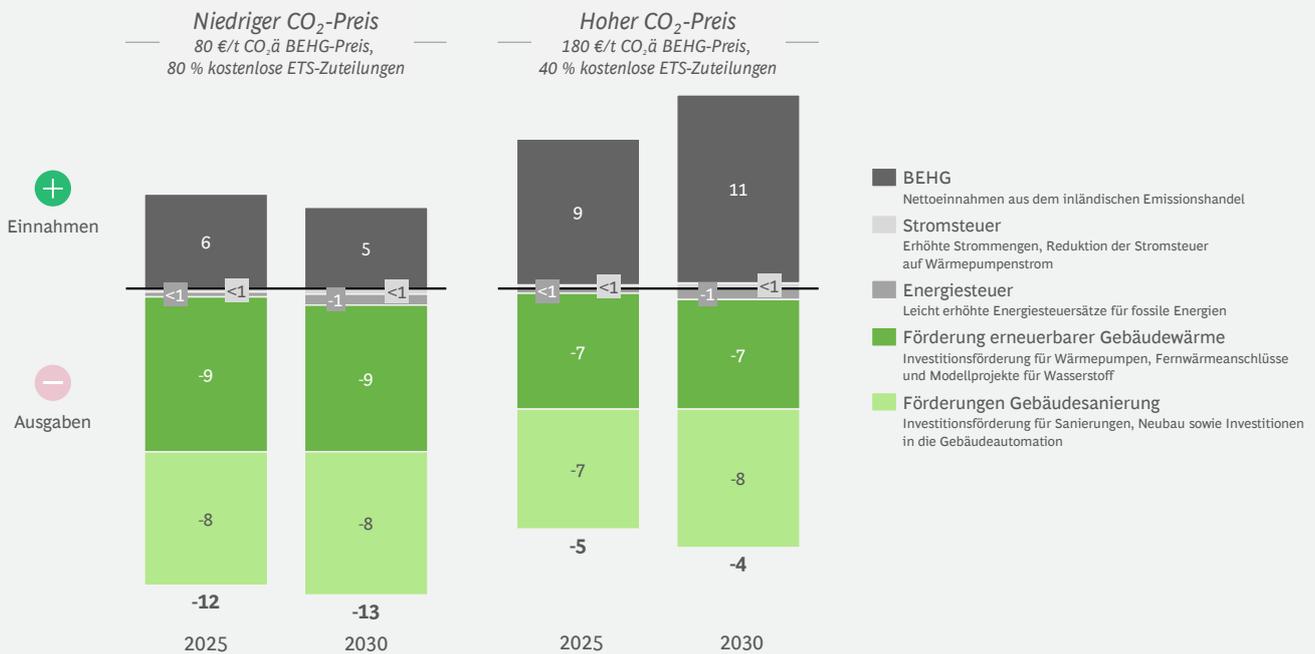
Durch die genannten Instrumente wird der Fiskus im Jahr 2030 bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 80 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä mit 13 Mrd. Euro belastet – bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 180 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä mit 4 Mrd. Euro. Die fiskalischen Ausgaben setzen sich vor allem aus 7 bis 9 Mrd. Euro im Jahr 2030 für die modulare erneuerbare Gebäudewärme, 8 Mrd. Euro im Jahr 2030 für die Förderung von Gebäudesanierung sowie reduzierte Erträge aus der Energiesteuer zusammen.

<sup>154</sup> Unter Berücksichtigung von Gebäudespezifika wie Gebäudeklasse, Alter, Baurestriktionen und Ausgangszustand.

## Gebäude: Fiskalische Belastung bei niedrigem CO<sub>2</sub>-Preis

ABBILDUNG 77 | Fiskalische Bilanz für Klimaschutz 2025 und 2030 im Gebäudesektor vor sozialem Ausgleich<sup>1</sup>

Mrd. €, real 2019



1. Hier dargestellt ohne Ausgleich für Unternehmen und private Haushalte, der in Kapitel 5 sektorübergreifend behandelt wird  
Anmerkung: Fiskalische Mehrausgaben gegenüber bestehenden EKF-Förderprogrammen für Gebäudesanierung, erneuerbare Wärme etc. in Höhe von rund 2 Mrd. € in 2019  
Quelle: BMF (2020); BCG-Analyse

Durch die Einführung der Klimaschutzinstrumente und die Umsetzung von CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen entstehen allerdings Mehrbelastungen in Höhe von 11 bis 20 Mrd. Euro für Gebäudeeigentümer und Mieter. Höhere Belastungen entstehen vor allem durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise auf fossile Brennstoffe (nominal 80 bis 180 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> in 2030), aber auch leicht steigende Haushaltsstrompreise infolge der Umsetzung von Maßnahmen im Stromsektor (Anstieg von durchschnittlich 300 Euro pro MWh in 2019 auf 350 Euro pro MWh in 2030, Wärmepumpen ausgenommen).

Aufgrund der umfangreichen Fördermaßnahmen im Gebäudesektor sind „Nicht-Wechsler“ zu grünen Technologien von steigenden Belastungen überproportional betroffen. Bewohner sanierter Gebäude mit dezentralen erneuerbaren Wärmelösungen werden zwar durch hohe Investitionskosten belastet, profitieren aber von Förderungen und Energieeinsparungen. Außerdem sind sie nicht oder weniger betroffen von steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen. Auch Bewohner von Gebäuden mit Fernwärmeanschluss profitieren finanziell durch geringere Investitions- und Wartungskosten. Die Gruppe der

„Wechsler“ zu grünen Technologien hat deshalb in Summe keine signifikanten Mehrbelastungen. „Nicht handelnde“ private Haushalte und Unternehmen aus dem GHD-Sektor werden vor allem durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise kontinuierlich stärker belastet und haben dauerhaft höhere Betriebskosten zu schultern. Im Jahr 2030 betragen die Nettomehrbelastungen für diese Gruppe insgesamt 13 Mrd. Euro (siehe Abbildung 78). Bei einem hohen CO<sub>2</sub>-Preis sind die Mehrbelastungen noch höher und betragen insgesamt 19 Mrd. Euro im Jahr 2030.

Geringverdiener<sup>155</sup> sind als häufige „Nicht-Wechsler“ zu grünen Technologien von Mehrkosten überproportional betroffen und sollten daher finanziell entlastet werden. In Mietwohnungen reichen Vermieter aktuell die Kosten der CO<sub>2</sub>-Bepreisung oft an ihre Mieter weiter, sodass sich deren Wärmekosten erhöhen. Gleichzeitig machen Heizkosten für Geringverdiener einen höheren Anteil an deren monatlichen Ausgaben aus. Im Schnitt erhöhen sich Belastungen durch gesteigerte Strom-, Wärme- und Mobilitätskosten für Geringverdiener deshalb um 1,5 Prozent des Einkommens, für Spitzenverdiener nur um 1,1 Prozent bei einem BEHG-

<sup>155</sup> Haushaltsnettoeinkommen klassifiziert als gering (unter 1.300 Euro/Monat), mittel (1.300 bis 5.000 Euro/Monat) und hoch (über 5.000 Euro/Monat).

# Gebäude: 13 bis 19 Mrd. € Mehrbelastungen für Nutzer nicht grüner Technologien

ABBILDUNG 78 | Mehrbelastungen im Gebäudesektor in 2030, vor Anwendung von Ausgleichsinstrumenten

Mrd. €, real 2019



Quelle: BCG-Analyse

Preis von 80 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä. Bei einem hohen CO<sub>2</sub>-Preis von 180 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä liegt die Erhöhung für Geringverdiener sogar bei 2,3 Prozent. Zum Ausgleich dieser Mehrbelastungen kommen folgende Instrumente in Frage:<sup>156</sup>

- Eine EEG-Umlagenbefreiung für alle Verbraucher würde den Haushaltsstrompreis senken und damit alle Einkommensgruppen entsprechend ihrem Stromverbrauch entlasten.
- Die Ausschüttung eines jährlichen Klimageldes in Höhe von 85 Euro an jeden Bürger bewirkt sehr ähnliche Entlastungen wie eine volle EEG-Umlagenbefreiung, da der Stromverbrauch pro Person relativ unabhängig vom Einkommen ist.
- Ein gezielter Ausgleich könnte über die Grundsicherung in Kombination mit einem Härtefallfonds erfolgen. Dabei würden die Bezüge für Empfänger von Arbeitslosengeld, gesetzlichem Sozialgeld oder Rente um 225 Euro pro Jahr erhöht werden. Dies

inkludiert bereits den bestehenden Ausgleich beim Wohngeld gemäß Wohngeld-CO<sub>2</sub>-Bepreisungsentlastungsgesetz.

Die Wahl der Entlastungsinstrumente hängt stark vom CO<sub>2</sub>-Preis und von der Ausgestaltung der Umlagefähigkeit ab, die die Höhe der Belastungen für „Nicht-Wechsler“ zu grünen Technologien beeinflussen. Bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen (hier: 80 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä) geht die vorliegende Studie davon aus, dass eine Kombination aus Grundsicherung, Härtefallfonds für weitere, nicht erfasste Geringverdiener sowie eine moderate Senkung der Strompreise diese größten Betroffenen wirksam adressieren kann.

Bei einem hohen CO<sub>2</sub>-Preis (hier 180 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>ä) müsste zusätzlicher Ausgleich geschaffen werden. Da bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen sowohl für private Haushalte als auch für Unternehmen größere Mehrbelastungen entstehen, kann in diesem Fall die Abschaffung der EEG-Umlage in Erwägung gezogen werden. Die sektorübergreifende Sicht auf diese Instrumente wird in Kapitel 5.3 behandelt.

<sup>156</sup> Die Einführung eines Mobilitätsgeldes, wie in Kapitel 5.3 diskutiert, kann insbesondere Autofahrer entlasten. Mehrbelastungen durch Strom oder Wärme werden von diesem Instrument nicht adressiert.



## KLIMASCHUTZZIELE

Entsprechend ihrem Ziel dürfen die Emissionen der Energiewirtschaft (primär Strom, Fernwärme, Raffinerien) im Jahr 2030 höchstens 108 Mt CO<sub>2</sub>e betragen. Gegenüber 2019 (258 Mt CO<sub>2</sub>e) bedeutet dies eine Reduktion um 58 Prozent. Im Jahr 2045 muss auch der Energiesektor mindestens Treibhausgasneutralität erreicht haben.

Gleichzeitig steht die Energiewirtschaft vor einem historischen Aufbauprojekt: Durch die Dekarbonisierung anderer Sektoren steigt dort die Stromnachfrage um insgesamt mehr als 40 Prozent bis 2030.

## WESENTLICHE MASSNAHMEN

### Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten

Um bei gleichzeitiger Energiewende die steigende Nachfrage nach erneuerbarem Strom sicherzustellen, ist mehr als eine Verdoppelung der aktuellen erneuerbaren Erzeugungsleistung bis 2030 notwendig. Der Zielpfad sieht 140 GW Photovoltaik, 98 GW Wind an Land sowie 28 GW Wind auf See vor, um einen Anstieg der Nettostromnachfrage auf 722 TWh unter Einhaltung des Emissionsbudgets zu bedienen (2019: 507 TWh).

### Netzausbau auf allen Spannungsebenen

Für die Integration dieser erneuerbaren Energien (insbesondere Wind auf See), die Anbindung großer neuer Verbraucher (zum Beispiel Elektrolyseure, Power-to-Heat in der Industrie, Elektromobilität) sowie einen möglichst engpassfreien Stromtransport bedarf es eines enormen Netzausbaus.

Hierbei muss das ambitionierte Szenario des aktuellen Netzentwicklungsplans bis 2035 leicht übertroffen und bereits 2030 beschleunigt werden. Gleichzeitig müssen die Verteilnetze erheblich ausgebaut und digitalisiert sowie Verbraucher im Rahmen technisch-wirtschaftlicher Grenzen flexibilisiert werden, damit Stromverbraucher wie Batteriefahrzeuge oder Wärmepumpen Preissignale für einen stromsystemdienlichen flexiblen Betrieb erhalten.

### Ausbau thermischer Leistung zur Versorgungssicherheit

Zur Erreichung des Klimaschutzziels bei den angenommenen Stromverbräuchen wird unter den Annahmen in „Klimapfade 2.0“ die Kohleverstromung bis 2030 auslaufen. Damit diese Kapazitäten vom Netz gehen können, müssten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (insbesondere in wind- und sonnenarmen Zeiten) bis 2030 über 40 GW Gaskraftwerke zugebaut werden – ansonsten wird Kohlekraftwerksleistung weiterhin benötigt. Dies entspricht dem ambitioniertesten Zubau thermischer Leistung, der jemals über einen solchen Zeitraum in Deutschland stattgefunden hat.

### Aufbau von Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Transportinfrastrukturen

Damit in allen Sektoren Wasserstoff als neuer klimafreundlicher Energieträger zum Einsatz kommen kann, ist der Aufbau einer eigenen Wasserstoffinfrastruktur nötig, die zentrale Produktion an der Küste und später Importe vor allem aus dem Süden mit großen Nachfragern verbindet (insbesondere Stahl, Grundstoffchemie, später Energie). Auch für den erforderlichen Einsatz von Carbon-Capture and Storage (unvermeidliche Prozessemissionen, negative Emissionen) bedarf es eines CO<sub>2</sub>-Leitungsauf-/umbaus in Deutschland.

## MEHRINVESTITIONEN UND -KOSTEN

Insgesamt sind für die Klimaschutzmaßnahmen im Energiesektor bis 2030 rund 415 Mrd. Euro Investitionen erforderlich. Die größten Investitionen entfallen mit 155 Mrd. Euro auf den Strom-, Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Netzausbau sowie den Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten (67 Mrd. Euro für Photovoltaik, 63 Mrd. für Wind an Land und 40 Mrd. für Wind auf See). Unter Beibehaltung der Umlagensystematik aus dem Basisjahr 2019 steigen die Endkundenpreise dabei für private Haushalte gegenüber 2019 um 6 Cent/kWh auf 36 Cent/kWh (+4 Cent/kWh gegenüber 2021).

## ÜBERGREIFENDE INSTRUMENTE

CO<sub>2</sub>-Bepreisung fossiler Brennstoffe über ETS und BEHG beziehungsweise Stützung des „New ETS“-Preises über Energiesteuer

Aufbau von Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Transportinfrastrukturen: Integrierter Planungsansatz zur Sicherstellung der Versorgung kritischer Verbraucher sowie Finanzierung des benötigten Hochlaufs bis 2030 über bestehende Netzentgelte (Wasserstoff) oder öffentliche Vorleistung (CO<sub>2</sub>)

## KERNINSTRUMENTE

### Erneuerbaren-Offensive

Um schnelleren Zubau erneuerbarer Stromerzeugungskapazität anzureizen, sollten Auktionsvolumina und Vergütung für erneuerbare Energien entsprechend angepasst werden. Bundesweit verpflichtende Flächenquoten und zweiseitige Differenzverträge für Wind und Photovoltaik sowie eine deutlich beschleunigte Planungs-, Genehmigungs- und Einspruchspraxis sollten die Erreichung der Ausbauziele sichern.

### Beschleunigter Netzausbau

Hierzu gehören eine Fokussierung der Prüftiefe, stringenterer Fristensetzung, Nutzung von Genehmigungsfiktionen sowie der Aufbau neuer behördlicher Kapazitäten, zum Beispiel durch einen Sondersenat am Bundesverwaltungsgericht. Der langfristig benötigte Ausbau sollte durch die Perspektive eines „Zielnetzes“ antizipiert werden und kann außerdem durch eine bessere Nutzung bestehender Leitungen entlastet werden.

### Flexibilisierung des Stromverbrauchs

Stromverteilnetze, Verbraucher und Einspeiser müssen erheblich in Digitalisierung und Flexibilisierung investieren, wofür eine entsprechende Anreizregulierung geschaffen werden sollte. Auch die Einführung von Anreizen für Kunden wie Matching-Algorithmen kann zu systemdienlicherem Verbrauch führen.

### Zentraler Kapazitätsmarkt

Der ambitionierte Zubau von Gaskraftwerken zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit wird über den Energy-Only-Markt voraussichtlich nicht ausreichend angereizt. Daher sollte ein zentraler Kapazitätsmarkt geschaffen werden, der die Vorhaltung der notwendigen Leistung vergütet.

## WEITERE INSTRUMENTE

- Soziale Flankierung früheren Auslaufens der Kohleverstromung
- Erhöhung der Attraktivität von Aufdach-Photovoltaik
- „H<sub>2</sub>-ready“-Standard für neue Gaskraftwerke
- Erhöhung der Attraktivität des Handels mit erneuerbarem Strom
- Koordinierter Aufbau von Elektrolyseuren
- Einführung eines „Zielnetzes“ im Netzentwicklungsplan
- Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz der Energiewende
- Integration von Dekarbonisierungsanreizen im KWKG
- Ausbau/Bundesförderung effiziente Wärmenetze
- Kommunale Wärmeplanung
- „Nutzen statt Abregeln“

# 10 Sektorbetrachtung Energiewirtschaft

## 10.1 Ausgangslage

In der Energiewirtschaft<sup>157</sup> wurden im Jahr 2019 dem THG-Inventar des Umweltbundesamtes<sup>158</sup> zufolge insgesamt 258 Mt CO<sub>2</sub>ä emittiert. Davon entfielen 193 Mt CO<sub>2</sub>ä auf das Stromsystem (75 Prozent), 23 Mt auf die Fernwärmeerzeugung (9 Prozent), 22 Mt auf Raffinerien (9 Prozent) und 18 Mt auf sonstige Energieemissionen.<sup>159</sup> Insgesamt trug der Energiesektor als größter Emittent 32 Prozent zum Gesamtvolumen der THG-Emissionen in Deutschland des Jahres 2019 bei.

In der Strom- und Fernwärmeerzeugung verteilte sich die Emissionslast im Jahr 2019 auf 122 Mt CO<sub>2</sub>ä aus der Verbrennung von Braunkohle (56 Prozent), 46 Mt aus der Verbrennung von Steinkohle (21 Prozent) sowie 35 Mt aus der Verbrennung von Erdgas (16 Prozent). Die restlichen 13 Mt wurden durch die Verbrennung von Öl, Abfall und sonstigen fossilen Brennstoffen emittiert.

Die THG-Emissionen in der Energiewirtschaft sind seit 1990 von 466 Mt CO<sub>2</sub>ä auf 258 Mt im Jahr 2019 gesunken. Damit hat die Energiewirtschaft bisher den größten absoluten und auch relativen Minderungsbeitrag aller

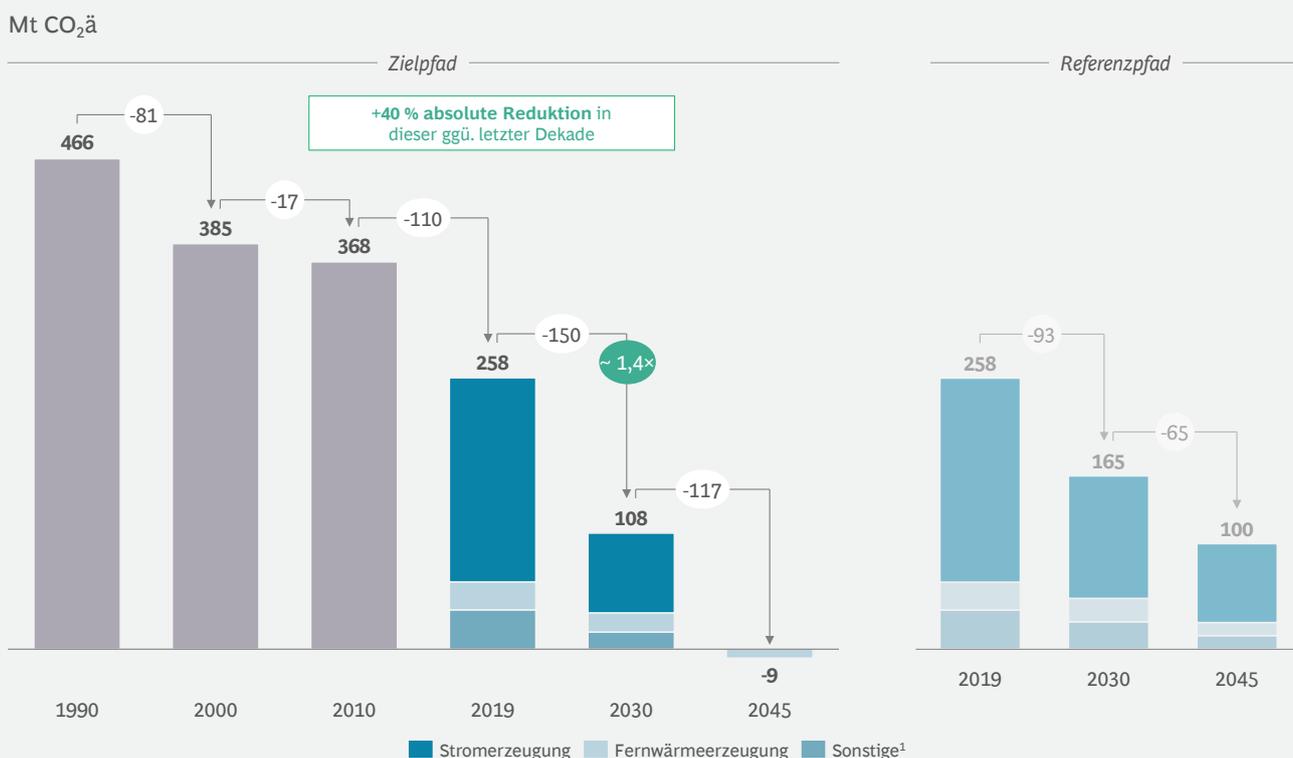
<sup>157</sup> Wie in der ersten Klimapfade-Studie wird die Energiewirtschaft unterteilt in das Stromsystem, die Fernwärmeerzeugung, Raffinerien sowie sonstige Energieemissionen.

<sup>158</sup> UBA (2021).

<sup>159</sup> Sonstige Energieemissionen beziehen sich auf THG-Emissionen aus der Herstellung von festen Brennstoffen und sonstigen Energieerzeugern, Pipeline-Transport sowie flüchtige Emissionen aus Brennstoffen.

## Energie: +40 % absolute THG-Reduktion gegenüber letzter Dekade nötig

ABBILDUNG 79 | THG-Quellenemissionen in der Energiewirtschaft 1919 – 2045



1. Inkl. Raffinerien, Herstellung fester Brennstoffe, flüchtige Emissionen  
Quelle: UBA (2021); BCG-Analyse

Sektoren erzielt. Diese Entwicklung lässt sich in drei Perioden einteilen:

- In den ersten Jahren nach der deutschen Wiedervereinigung sind die THG-Emissionen um durchschnittlich 13 Mt pro Jahr gesunken, primär getrieben durch das Auslaufen verhältnismäßig ineffizienter Kohlekraftwerke.
- Zwischen 1995 und 2014 ist der CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Energiewirtschaft relativ konstant geblieben. Trotz eines schnellen Wachstums erneuerbarer Energien gelang es nicht, die THG-Emissionen zu senken, da durch den parallelen Kernenergieausstieg die Laststunden fossiler Kraftwerke annähernd gleich blieben. Wirtschaftswachstum und steigende Stromexporte ins benachbarte Ausland führten zudem zu einer robusten Nachfrage.
- Seit ungefähr 2015 ist der kontinuierliche Ausbau erneuerbarer Energien auch in der THG-Emissionsentwicklung erkennbar, da diese zunehmend fossile Kraftwerke verdrängen. Außerdem führten steigende CO<sub>2</sub>-Kosten in Kombination mit niedrigen Erdgaspreisen zu einem Rückgang der Laststunden von Kohlekraftwerken. Im Zeitraum zwischen 2015 und 2019 sanken die Emissionen dadurch um 6 Prozent pro Jahr – insgesamt um 72 Mt CO<sub>2</sub>ä.

Das neue nationale Klimaziel sieht in der Energiewirtschaft bis 2030 eine Emissionsreduktion von 77 Prozent gegenüber 1990 auf insgesamt 108 Mt CO<sub>2</sub>ä vor.<sup>160</sup> Gegenüber 2019 entspricht dies einer Emissionssenkung von 58 Prozent, und bis 2045 muss die Energiewirtschaft Treibhausgasneutralität erreichen.

Gleichzeitig steigt die deutsche Nettostromnachfrage im Zielpfad bis 2030 um 42 Prozent (von 507 TWh in 2019 auf 722 TWh in 2030 und 993 TWh in 2045).<sup>161</sup> Zur Erreichung der Klimaziele in anderen Sektoren ist dort eine Elektrifizierung vieler Anwendungen nötig, vor allem im Verkehr (Elektromobilität) sowie in der Gebäude- und Industriewärme (insbesondere Wärmepumpen und Power-to-Heat). Darüber hinaus muss der Stromsektor eine wachsende Nachfrage nach grünem Wasserstoff bedienen, dessen Produktion sehr stromintensiv ist. Dies macht die Klimaherausforderung der Energiewirtschaft umso größer.

Aktuell wirken auf die Emissionen der Energiewirtschaft vor allem folgende politische Instrumente:

- **Europäischer Emissionshandel (ETS):** Industrieanlagen und Kraftwerke mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 MW sind in Europa im ETS erfasst und müssen über den Kauf von Zertifikaten einen Preis pro emittierter Tonne CO<sub>2</sub>ä entrichten. In der deutschen Energiewirtschaft bewirkt dies bei steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen grundsätzlich eine Verschiebung von der stärker emittierenden Kohle- hin zur weniger stark emittierenden Gasverstromung.
- **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG):** Über das EEG erhalten neu gebaute Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom (beispielsweise Windkraftanlagen oder Solarparks) eine garantierte Einspeisevergütung pro erzeugter MWh über meist 20 Jahre. Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland von 12 GW im Jahr 2000 auf 125 GW im Jahr 2019 ist hauptsächlich auf diese Förderung des Deltas zwischen Großhandelsstrompreis und garantierter Vergütung zurückzuführen. Die Kosten für diese Förderung werden derzeit voll auf die Stromverbraucher umgelegt (in Höhe von 28 Mrd. Euro bei einem Regelsatz von 6,4 ct pro kWh in 2019).
- **Kohleausstiegsgesetz:** Dieses Gesetz legt einen Pfad zur schrittweisen Stilllegung der Kohlekraftwerke in Deutschland fest. 2030 sollen demnach noch 17 GW am Netz sein (gegenüber 44 GW in 2019), spätestens zwischen 2035 und 2038 sollen alle Kohlekraftwerke stillgelegt sein. Das Gesetz wurde 2020 verabschiedet und hatte daher keine Auswirkung auf die Emissionen der Energiewirtschaft bis 2019.
- **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG):** Das KWKG fördert Anlagen, die gleichzeitig Strom und Wärme produzieren und damit eine hohe Effizienz aufweisen. Diese Effizienzgewinne tragen ebenso wie der durch das ETS angereizte Wechsel von Kohle auf Erdgas grundsätzlich zur Emissionsminderung in der Energiewirtschaft bei.

Nach Einschätzung dieser Studie würden bestehende politische Instrumente in der Energiewirtschaft bis 2030 zu einer Reduktion auf 165 Mt CO<sub>2</sub>ä führen. Damit verfehlt der Sektor sein Klimaschutzziel von 108 Mt im Jahr 2030 deutlich.

<sup>160</sup> Vor der Klimaschutzgesetz-Novelle vom Juli 2021 betrug das Emissionsreduktionsziel für die Energiewirtschaft 32 Prozent in 2030 gegenüber 1990.

<sup>161</sup> Siehe auch Kapitel 10.2.2.1.

## 10.2 Klimapfad für die Energiewirtschaft

### 10.2.1 Zusammenfassung

Der deutsche Stromsektor steht vor dem größten Aufbauprojekt seiner Geschichte. Einerseits verursacht er derzeit die meisten Emissionen aller Sektoren in Deutschland und muss Emissionen am schnellsten senken. Gleichzeitig produziert er mit Strom den wichtigsten heimischen Energieträger für eine treibhausgasneutrale Zukunft, der für die Dekarbonisierung der anderen Sektoren benötigt wird. Beides zusammen erfordert das größte Auf- und Umbauprojekt in der Geschichte des deutschen Stromsektors: Um neue Nachfrage aus industrieller Wärmeerzeugung, der Elektrifizierung des Verkehrs, 15 Mio. Wärmepumpen sowie der Produktion von grünem Wasserstoff zu bedienen, müsste sich die deutsche Stromproduktion bis 2045 mehr als verdoppeln. Dafür sind eine Verfünffachung der Kapazitäten von Wind und Photovoltaik bis an nach heutigen Maßstäben realistische Potenzialgrenzen, der Ersatz von Kernkraft und Kohle durch Gaskraftwerke, der Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff in der thermischen Stromerzeugung sowie eine Verdoppelung des deutschen Stromnetzes erforderlich. Ein derartiger Aufbau ist in der deutschen Geschichte ohne Beispiel.

Bereits in dieser Dekade steht das deutsche Stromsystem vor einer beispiellosen Zäsur. Nach 30 Jahren relativ konstanter Stromerzeugung müsste der Energiesektor für die Erreichung der Klimaziele in nur neun Jahren über 40 Prozent mehr Stromnachfrage bedienen, während er gleichzeitig seine absoluten Emissionen um fast 60 Prozent senkt. Das wird das System auf allen Ebenen vor nie da gewesene Herausforderungen stellen. Der jährliche Zubau von erneuerbaren Energien verdoppelt sich im Zielpfad gegenüber den letzten Jahren. Mit den im Zielpfad angenommenen Energie- und CO<sub>2</sub>-Preisen sowie dem Zubau erneuerbarer Energien und von Gaskraftwerken geht die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken deutlich zurück. Um den Rückgang gesicherter Leistung aus Kern- und Kohlekraftwerken bis 2030 vollständig ersetzen zu können, müssten bis dahin mehr als 40 GW neuer („H<sub>2</sub>-ready“-)Gaskraftwerke zugebaut werden – der größte Zubau thermischer Kraftwerke, den es in Deutschland je gegeben hat. Gelingt dies nicht, werden Kohlekraftwerke weiter am Netz bleiben müssen. Die

sozialen und strukturellen Konsequenzen würden deutlich über die des erst kürzlich vereinbarten Kohlekompromisses hinausgehen und müssten entsprechend politisch flankiert werden. Außerdem ist der Ausbau der Energieinfrastruktur in Deutschland radikal zu beschleunigen. Im Stromnetz muss der aktuell ambitionierteste Ausbaupfad im Netzentwicklungsplan um fünf Jahre vorgezogen werden. Gleichzeitig muss mit dem Bau eines neuen Wasserstoffnetzes begonnen werden, um einen Teil der im Jahr 2030 produzierten 43 TWh grünen Wasserstoffs von der Nordseeküste zu großen Industriezentren zu transportieren.

### 10.2.2 Stromsystem

#### 10.2.2.1 Stromnachfrage

Zur Erreichung von Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 muss sich die deutsche Stromproduktion annähernd verdoppeln. Die deutsche Nettostromnachfrage steigt im Zielpfad von 507 TWh im Jahr 2019 auf 993 TWh im Jahr 2045. Dies ist primär durch die Elektrifizierung anderer Sektoren, die nationale Produktion von grünem Wasserstoff, die Entstehung neuer Industriezweige wie der Batterieproduktion sowie durch Stromverbräuche aus neuen Anwendungen wie Carbon-Capture getrieben. In dieser Studie wird nicht von einem Abbau oder einer Verlagerung von Wirtschaftskraft ausgegangen, das heißt, eine Nachfragesenkung zur Erreichung der Klimaziele wird nicht unterstellt.

Bereits in den kommenden neun Jahren steigt die Stromnachfrage zur Erreichung der Ziele um 42 Prozent (plus 215 TWh). Insbesondere die Kombination aus einem Anstieg der Nachfrage und gleichzeitiger Notwendigkeit von Dekarbonisierung wird das deutsche Stromsystem vor eine historische Herausforderung stellen. Zum Vergleich: Seit 1990 bis heute entwickelte sich der Stromverbrauch in etwa konstant.

#### 10.2.2.2 Erzeugung von erneuerbarem Strom

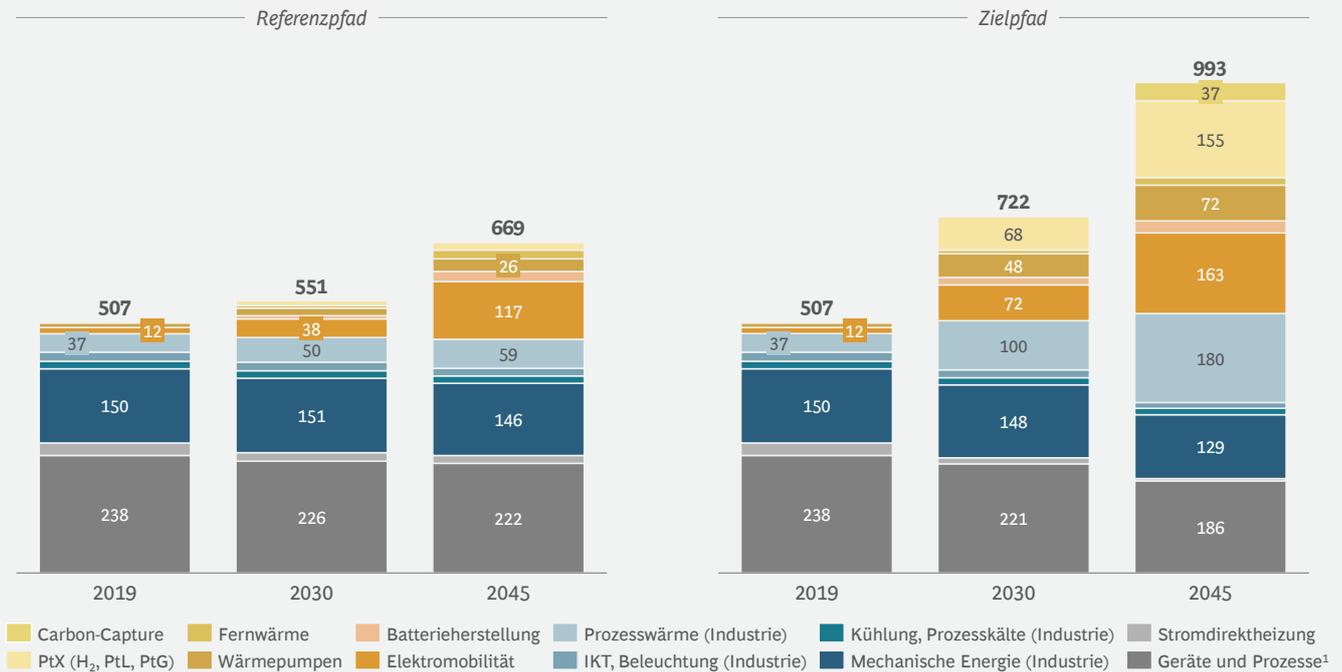
Um die steigende Nachfrage nach erneuerbarem Strom zu bedienen, ist bis 2045 ein Ausbau von Wind und Photovoltaik bis an realistische Potenzialgrenzen nötig.<sup>162</sup> Die erneuerbare Erzeugungsleistung muss sich bis 2045 gegenüber 2019 etwa vervierfachen. Konkret steigen die Erzeugungskapazitäten im Zielpfad

<sup>162</sup> Realistische Ausbaugrenzen beschreiben in dieser Studie im Jahr 2045 bis zu 130 TWh Potenzial für Aufdach-Photovoltaik aufgrund begrenzter Verfügbarkeit von geeigneten Dachflächen (ohne Annahme von Flächenkonkurrenz mit Solarthermie), bis zu 360 TWh für Freiflächen-Photovoltaik bei einer Nutzungsannahme von 1,1 Prozent der Fläche Deutschlands, bis zu 420 TWh für Wind an Land bei einer Nutzungsannahme von 2,2 Prozent der Fläche Deutschlands sowie bis zu 300 TWh für Wind auf See basierend auf genehmigten und in Entwicklung befindlichen Flächen (mit Teilen bereits außerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone). Stromverbräuche über das Niveau des Zielpfades in 2045 hinaus müssten sich allein aus zusätzlichen Photovoltaikanlagen versorgen, was sich trotz Speichern oft nicht mit den Lastprofilen vieler Verbraucher, beispielsweise Power-to-Heat oder Elektrolyseuren, aus ökonomischer Sicht vereinbaren lässt.

## 40 % höherer Stromverbrauch in 2030 durch neue Verbraucher

ABBILDUNG 80 | Nettostromnachfrage nach Anwendungen 2019 – 2045

TWh



1. Geräte und Prozesse in privaten Haushalten und GHD

Anmerkung: IKT = Informations- und Kommunikationstechnik. Die Nettostromnachfrage beschreibt die sektorübergreifende Summe aller inländischen Verbräuche ohne Betrachtung von Netzverlusten, Kraftwerkseigenverbräuchen, Speicherungsverlusten oder Importen/Exporten

Quelle: AGEb (2021a); BDEW (2021g); BMWi (2021b); BCG-Analyse

bis 2045 auf 230 GW Photovoltaik, 180 GW Wind an Land und 70 GW Wind auf See. Die Kapazität zur Biomasse- und -gasverstromung geht dagegen von 9 GW im Jahr 2019 auf 6 GW im Jahr 2045 zurück, da diese in anderen Sektoren effizienter eingesetzt werden kann, beispielsweise als erneuerbarer Rohstoff in der Chemie oder in der monovalenten Wärmeerzeugung.

Bei entsprechender Flexibilisierung der Nachfrage<sup>163</sup> können damit im Jahr 2045 etwa 94 Prozent der Stromnachfrage aus direkt erzeugter oder (zwischen)gespeicherter erneuerbarer Energie bedient werden. Der Rest muss in wind- und sonnenarmen Zeiten durch die Verbrennung von grünen Gasen wie treibhausgasneutralen Wasserstoff oder Biomethan in Gaskraftwerken erzeugt werden.

Insgesamt muss Deutschland im Jahr 2045 eine Nachfrage nach grünem Wasserstoff in Höhe von 237 TWh bedienen, davon 92 TWh im Strom- und Fernwärmesektor. Von der nationalen Nachfrage nach Wasserstoff können höchstens ungefähr 99 TWh aus einem sinn-

vollen Mix inländischer erneuerbarer Energien gedeckt werden. Der Rest muss über ein bis dahin zu errichtendes europäisches Wasserstoffnetz aus Ländern mit besseren Bedingungen für die Erzeugung erneuerbarer Energien importiert werden.<sup>164</sup>

Zur Erreichung der neuen Klimaziele im Jahr 2030 muss sich der Zubau von Erzeugungskapazitäten für erneuerbaren Strom gegenüber dem aktuell für die kommenden neun Jahre gesetzten Ausbaupfad im EEG verdoppeln (von 7 GW auf 14 GW pro Jahr). Der Energiewirtschaft verbleibt im Jahr 2030 damit ein Treibhausgasbudget von 108 Mt CO<sub>2</sub>e, mit dem eine Stromnachfrage in Höhe von 722 TWh, eine stärkere Fernwärmeerzeugung sowie die Raffinerien abgedeckt werden müssen. Das bedeutet beispielsweise, dass sich spezifische Emissionen im Stromsystem um über 75 Prozent reduzieren müssen – von 408 g CO<sub>2</sub>e pro kWh im Jahr 2019 auf 100 g pro kWh im Jahr 2030. Dafür benötigt Deutschland einen erheblichen Ausbau erneuerbarer Erzeugung auf 140 GW Photovoltaik, 98 GW Wind an Land und 28 GW Wind auf See im Jahr 2030. Im Vergleich zu den letzten drei Jahren entspricht

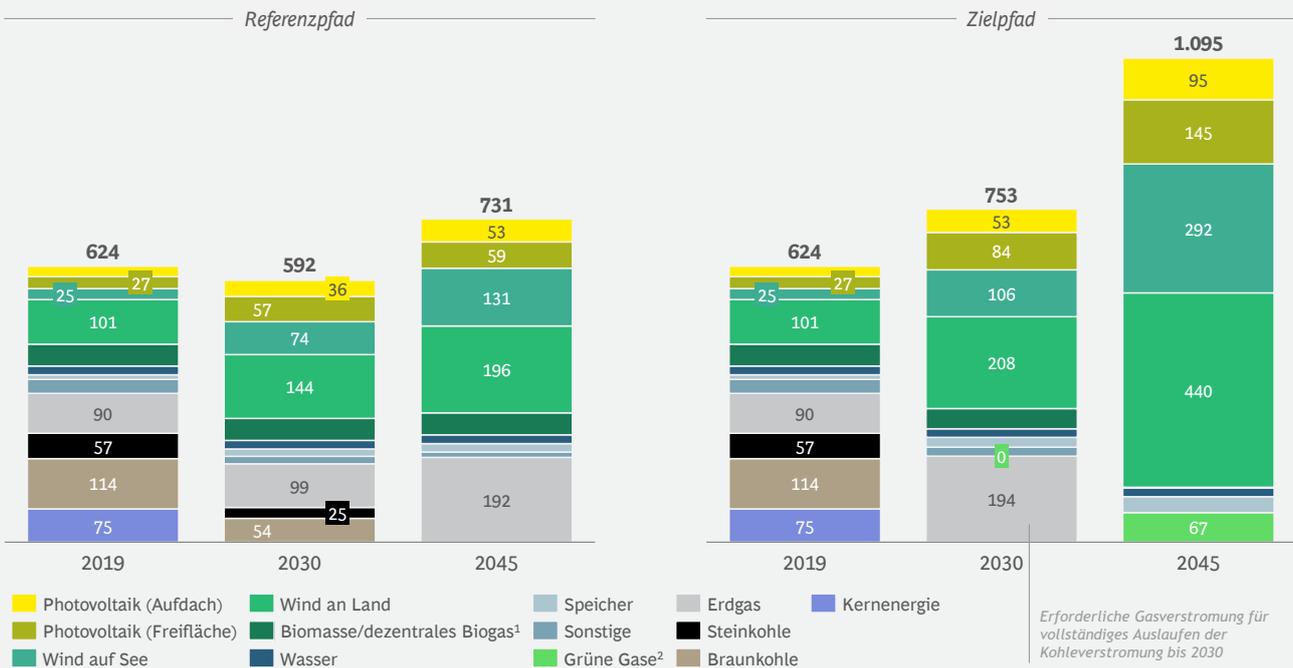
<sup>163</sup> Die vorausgesetzte Flexibilisierung der Verbraucher umfasst beispielsweise 80 Prozent Verfügbarkeit für 2 Stunden Lastverschiebung bei Wärmepumpen, 90 Prozent Verfügbarkeit für 24 Stunden bei Power-to-Heat in der Fernwärme beziehungsweise 20 Prozent für 2 Stunden in der Industrie sowie 60 Prozent für eine Woche bei Elektrolyseuren.

<sup>164</sup> Siehe Kapitel 10.2.3.

# Starke Zunahme erneuerbarer Stromerzeugung im Zielpfad

ABBILDUNG 81 | Nettostromerzeugung nach Energieträgern 2019 – 2045

TWh



1. Feste Biomasse und dezentrale Verstromung von Biomethan in heute EEG-geförderten Anlagen 2. Grüner Wasserstoff, PtG, Biomethan in Gaskraftwerken  
 Anmerkung: Nettostromerzeugung beschreibt die gesamte inländische Stromerzeugung mit Ausnahme der Kraftwerkseigenverbräuche  
 Quelle: BMWi (2021b); BCG-Analyse

das mehr als einer Verdoppelung des jährlichen Zubaus. Um diese Erzeugungskapazitäten kosteneffizient in das bestehende Stromsystem integrieren zu können, sind zusätzliche Speicherkapazitäten nötig. Diese wachsen im Zielpfad auf 21 GW Speicher im Netz (davon 12 GW Batteriespeicher) bis 2030.

## 10.2.2.3 Stromnetze

Voraussetzung für das Funktionieren eines vollständig erneuerbaren Stromsystems ist ein deutlich gestärktes Übertragungs- und Verteilnetz. Neben dem grundsätzlich notwendigen beschleunigten Ausbau müssen die deutschen Stromnetze innerhalb der kommenden zwei Jahrzehnte deutlich leistungsstärker, aber auch intelligenter und damit digitaler werden. Das Transportnetz muss beispielsweise zur Integration zusätzlicher Erzeugungskapazitäten durch Wind auf See erweitert und ausgebaut werden.

In den Verteilnetzen stehen ebenfalls enorme Investitionen zur Flexibilisierung, Digitalisierung und Leistungserhöhung an. Erforderlich sind neue Anschlüsse für Industriestandorte, die durch die Elektrifizierung ihrer Prozesse und Prozesswärmeerzeugung einen

deutlich höheren Strombedarf haben. Zusätzlich ergibt sich durch den Zubau von Ladeinfrastruktur für E-Mobilität im Verkehr, Wärmepumpen in Gebäuden und dezentraler Erzeugung von erneuerbarem Strom, beispielsweise Aufdach-Photovoltaik, weiterer Ausbaubedarf insbesondere für die Verteilnetze. Auf allen Spannungsebenen muss während des Ausbaus der Erzeugungsleistung das Problem von Netzengpässen adressiert werden.

Zur Erreichung der Ziele im Jahr 2030 muss sich der Netzausbau bereits innerhalb der kommenden neun Jahre radikal beschleunigen. Im Übertragungsnetz muss der aktuell ambitionierteste Ausbaupfad im Netzentwicklungsplan<sup>165</sup> von 2035 auf 2030 vorgezogen und massiv beschleunigt werden. Dem Verteilnetz steht ein ähnlich ambitionierter Ausbau bevor: Eine Vielzahl von Verbrauchern wird einen Anschluss mit höherer Leistung benötigen. Dafür sind die lokalen Netze in vielen Fällen allerdings noch nicht ausgelegt. Besonders im Verteilnetz sollten aber gemäß dem „NOVA“-Prinzip (Netzoptimierung vor Ausbau) Flexibilisierungspotenziale auf Verbraucherseite gehoben werden, um kostenintensiven Netzausbau so gering wie möglich zu halten.

<sup>165</sup> 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021).

Vor allem die Umstellung von Erdgas auf Power-to-Heat in der industriellen Wärmeerzeugung ist kritisch. Für das Gelingen der Energiewende und damit auch für die Erreichung der Klimaziele ist ein erfolgreicher Stromnetzausbau eine der zentralen Herausforderungen. In den vergangenen Jahren blieb vor allem der Transportnetzausbau deutlich hinter dem Ausbau erneuerbarer Energien zurück. Sollte sich das in den kommenden Jahren nicht ändern, würde ein deutlicher Anstieg der Netz- und dadurch der Stromkosten drohen – insbesondere getrieben durch einen lokal noch stärkeren Ausbau der Erzeugung erneuerbarer Energien. Von diesen höheren Strompreisen müssten zahlreiche Verbraucher wieder entlastet werden. Zudem würde das deutsche Klimaziel im Jahr 2030 wahrscheinlich unerreichbar.

### 10.2.2.4 Versorgungssicherheit und Flexibilität

Um auch in wind- und sonnenarmen Perioden Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, wird weiterhin eine hohe gesicherte thermische Erzeugungsleistung benötigt – etwa im Umfang der heutigen.<sup>166</sup> Insgesamt

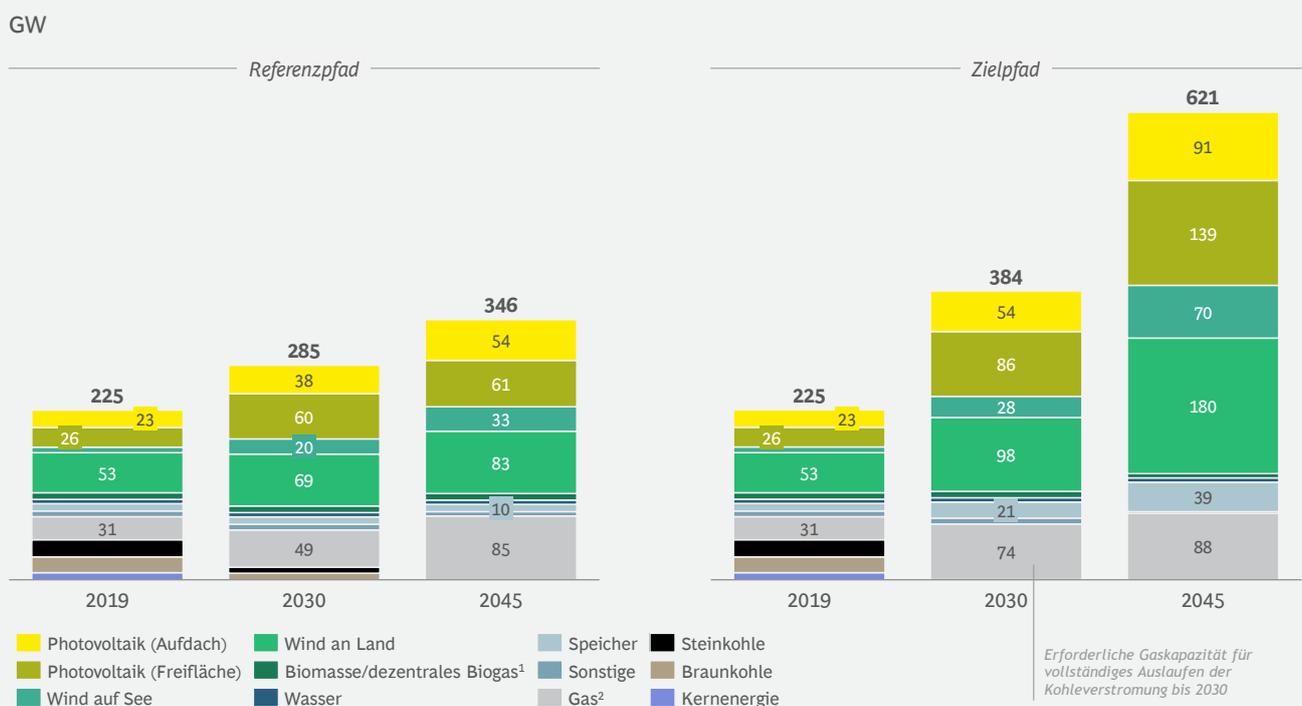
ist im Zielpfad im Jahr 2045 eine gesicherte Leistung in Höhe von 114 GW erforderlich (2019: 102 GW). Zwar kann diese zukünftig besser als heute durch Batteriespeicher bedient werden, allerdings ist aus heutiger Sicht nicht absehbar, dass sich damit tage- oder gar wochenlange Dunkelflauten, das heißt Perioden mit sehr wenig Wind und Sonne, überbrücken ließen. Aus diesem Grund ist weiterhin eine erhebliche Kapazität an regelbarer thermischer Leistung erforderlich. Die dafür kosteneffizienteste Lösung sind flexible Gaskraftwerke, die zur Erreichung von Treibhausgasneutralität langfristig mit grünen Gasen, vor allem Wasserstoff, befeuert werden müssen.

Gleichzeitig ist eine deutlich größere Flexibilität der Stromverbraucher (insgesamt 58 GW im Jahr 2030) notwendig, um den Zubaubedarf an flexibler Leistung und Netzen nicht zusätzlich zu verschärfen. Das bedeutet, dass Stromverbraucher flexibler auf volatile Erzeugungsmengen von erneuerbarem Strom reagieren müssen, soweit sie nicht auf kontinuierlichen Verbrauch angewiesen sind. Dafür eignen sich vor allem viele neue Verbraucher wie die Wasserstoffproduktion,

<sup>166</sup> Wie in der ersten Klimapfade-Studie wird die gesicherte Leistung ohne Berücksichtigung von Importkapazitäten sowie unter Berücksichtigung von 90 Prozent Verfügbarkeit bei konventionellen Kraftwerken, 80 Prozent bei Pumpspeicherkraftwerken, 25 Prozent bei Laufwasserkraftwerken, 2 Prozent bei Windkraftanlagen, 0 Prozent bei Photovoltaik, 10 Prozent bei Batteriespeichern sowie 35 Prozent bei Demand-Side-Management-Potenzialen bewertet. Zusätzlich wurde eine Sicherheitsmarge in Höhe von 5 Prozent über die modellierte Spitzenlast hinaus angenommen. Im Vergleich zu einem probabilistischen Ansatz fällt im gewählten deterministischen Ansatz der Bedarf an gesicherter Leistung etwas höher aus – die Hauptaussage des Bedarfs eines massiven Ausbaus von flexibler Erzeugungsleistung bleibt davon unbeeinträchtigt.

## Massiver Ausbau von Wind, PV und flexibler Leistung

ABBILDUNG 82 | Installierte elektrische Erzeugungsleistung 2019 – 2045

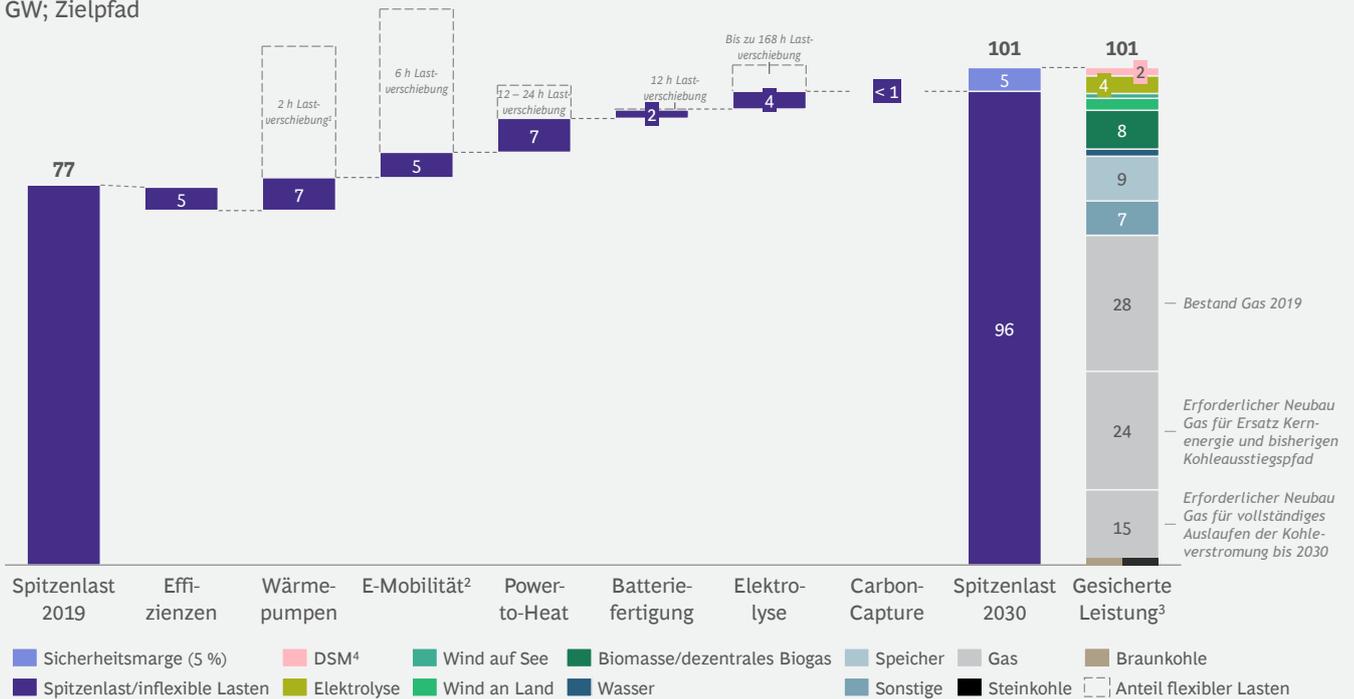


1. Feste Biomasse und dezentrale Verstromung von Biomethan in heute EEG-geförderten Anlagen 2. Dargestellte Erzeugungsleistung für 2019 enthält neben am Strommarkt teilnehmenden Gaskraftwerken auch Reservekraftwerke und konservierte (vorläufig stillgelegte) Kraftwerke  
Quelle: BMWi (2021b); BCG-Analyse

# Flexibilisierung neuer Verbraucher kritisch für die Versorgungssicherheit

ABBILDUNG 83 | Inflexible Leistung und verfügbare Erzeugungskapazitäten bei Spitzenlast 2019 – 2030

GW; Zielpfad



1. Lastverschiebung über Installation von Wärmespeichern; Wärmepumpe selbst mit durchschnittlicher Leistungszahl von 2,0. 2. E-Mobilität unterstellt, dass der Ladevorgang bei geringer Stromverfügbarkeit verschoben werden kann; ein Entladen der Batterie wurde nicht unterstellt. 3. Thermische Leistung mit 90 % Verfügbarkeit. 4. DSM = Demand-Side-Management (auch Lastmanagement) | Anmerkung: Verfügbarkeiten für Verschiebung: Wärmepumpen (85 %), E-Mobilität (80 %), PtH Fernwärme (90 %), PtH Industrie (20 %), Batteriefertigung (10 %), Elektrolyse (60 %), Carbon-Capture (0 %)  
Quelle: Fraunhofer ISE (2021); BCG-Analyse

die Elektromobilität sowie Wärmepumpen mit Warmwasserspeicher, die ihre Stromnachfrage in Zeiten sehr niedriger Erzeugung von erneuerbarem Strom drosseln können.<sup>167</sup>

Unter den getroffenen Annahmen kommt es im Zielpfad bis 2030 zu einem Auslaufen der Kohleverstromung. Sollte die dafür notwendige Verdoppelung der Gaskapazität nicht im vorausgesetzten Umfang erfolgen, werden auch nach 2030 Kohlekraftwerke zur Aufrechterhaltung einer gesicherten Stromversorgung am Netz bleiben müssen. Im Jahr 2030 entsteht zur Erreichung der Klimaziele bei gleichzeitiger Bedienung der Stromnachfrage ein Bedarf an gesicherter Leistung in Höhe von 96 GW. Zwar sind viele der neuen Verbraucher grundsätzlich flexibel, allerdings entsteht auch durch Wärmepumpen und E-Fahrzeuge zumindest ein Teil inflexibler Nachfrage, für die Leistung vorgehalten werden muss. Daher steigt die Spitzenlast im System von 77 GW im Jahr 2019 auf 101 GW im Jahr 2030 an (inklusive einer Sicherheitsmarge von 5 Prozent).

Um diese Last zu bedienen, wäre bereits bis 2030 der Zubau von 43 GW neuer Gaskraftwerke erforderlich (zum Vergleich: Die Kapazität der bestehenden Gas-erzeugungsflotte in Deutschland im Jahr 2019 betrug insgesamt 31 GW). Das wäre der größte Zubau thermischer Kraftwerke, den es in Deutschland innerhalb eines Jahrzehnts jemals gegeben hat. Alle neuen Gaskraftwerke sollten außerdem bereits „H<sub>2</sub>-ready“<sup>168</sup> sein und an solchen Standorten errichtet werden, die an ein zukünftiges Wasserstoffnetz angeschlossen werden können (siehe Kapitel 10.2.3). Ohne einen Zubau von Gaskapazitäten dieser Größenordnung wird weiterhin auf bestehende Kapazitäten, unter anderem Kohlekraftwerke, zurückgegriffen werden müssen.

Unter den getroffenen Annahmen läuft die Kohleverstromung im Zielpfad zur Erreichung des CO<sub>2</sub>-Budgets bereits in 2030 aus, neun Jahre vor dem erst kürzlich vereinbarten Ausstieg. Deutschland muss im Zielpfad mit 194 TWh verbliebener thermischer Stromerzeugung im Jahr 2030 unter einem Emissionsbudget von

<sup>167</sup> Beispiel: Wärmepumpen können durch ihren Wärmespeicher zwar grundsätzlich temporär vom Netz gehen, allerdings im Schnitt nur für ungefähr zwei Stunden.

<sup>168</sup> „H<sub>2</sub>-ready“ beschreibt die Kompatibilität der Gaskraftwerke, sowohl basierend auf Turbinen- als auch Motorentchnologie, (nach nur geringer Umrüstung) bereits statt Erdgas auch Wasserstoff zu verfeuern. Diese Definition wurde von Verbänden wie EUTurbines oder EUGINE bereits detailliert betrachtet.

89 Mt CO<sub>2</sub>ä bleiben.<sup>169</sup> Das bedeutet, dass ein thermisches Kraftwerk im Mittel nicht mehr als 460 g CO<sub>2</sub>ä pro kWh Strom ausstoßen darf – in etwa der Emissionsfaktor von Erdgasverstromung (zum Vergleich: Ein Gas-und-Dampf-Kraftwerk stößt weniger als 400 g CO<sub>2</sub>ä pro kWh aus, eine Gasturbine etwa 500 g CO<sub>2</sub>ä pro kWh, ein Steinkohlekraftwerk im Mittel knapp 800 g CO<sub>2</sub>ä pro kWh und ein Braunkohlekraftwerk etwa 1.000 g CO<sub>2</sub>ä pro kWh). Kohleverstromung wäre daher nur dann in größerem Umfang innerhalb des Emissionsziels abbildbar, wenn entweder noch mehr Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom ausgebaut, mehr als die aktuell modellierten 40 TWh Stromimporte realisiert oder bereits in größerem Umfang grüne Gase wie Wasserstoff in der Gasverstromung genutzt würden.

Das Auslaufen der Kohleverstromung deutlich vor dem vereinbarten Ausstiegstermin wird Implikationen für den sozialverträglichen Strukturwandel in den betroffenen Regionen haben. Auch für den Erhalt der Wertschöpfungsketten wie in der Gips- und Zementindustrie werden Maßnahmen erforderlich sein, um den schnelleren Wegfall von Rohstoffen aus der Kohleverstromung (REA-Gips, Flugasche) durch eine zusätzliche umweltverträgliche Gewinnung von Naturgips und anderen Alternativen auszugleichen.

trie werden Maßnahmen erforderlich sein, um den schnelleren Wegfall von Rohstoffen aus der Kohleverstromung (REA-Gips, Flugasche) durch eine zusätzliche umweltverträgliche Gewinnung von Naturgips und anderen Alternativen auszugleichen.

### 10.2.3 Wasserstoffproduktion und -infrastruktur

Grüner Wasserstoff, ein „Energieträger der Zukunft“, ist ein elementarer Baustein zur Erreichung von Treibhausgasneutralität.<sup>170</sup> Er kann grundsätzlich sowohl zentral im Energiesystem produziert und verteilt als auch dezentral am Verbrauchsort hergestellt werden.

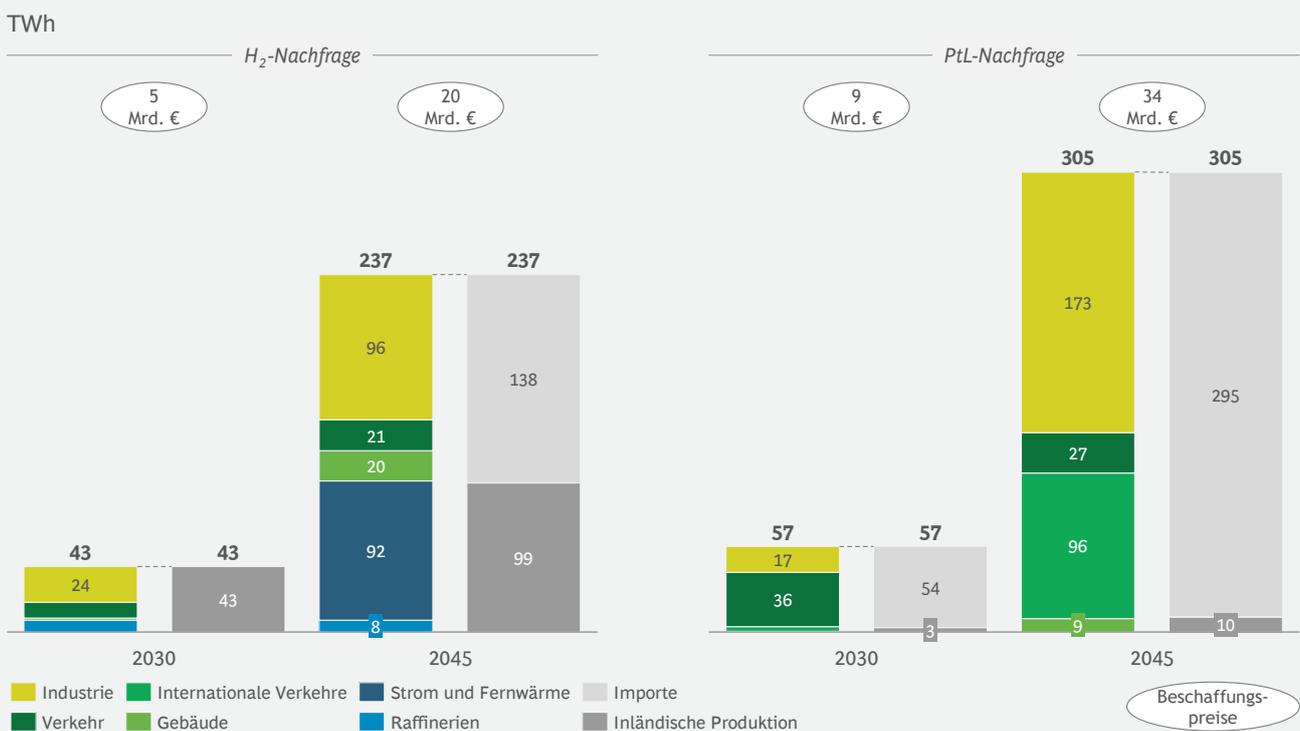
Deutschland benötigt ein eigenes Wasserstofftransportnetz als Teil einer paneuropäischen Wasserstoffinfrastruktur. Im Zielpfad hat Deutschland sektorübergreifend einen Wasserstoffverbrauch von 237 TWh im Jahr 2045. Bereits vor 2030 besteht ein stetig steigender Bedarf für die Produktion von Stahl und Che-

<sup>169</sup> Das CO<sub>2</sub>-Budget für die Energiewirtschaft beträgt 108 Mt, davon entfallen 10 Mt auf Raffinerien und 9 Mt auf sonstige Energieemissionen. Damit verbleiben 89 Mt CO<sub>2</sub>-Restbudget für das Strom- und Fernwärmesystem, wobei fossile Emissionen der Fernwärmeerzeugung überwiegend in der Gas-KWK stattfinden und thermodynamisch ein Großteil der Emissionen im Stromsystem bilanziert wird.

<sup>170</sup> Siehe Exkurs in Kapitel 2.2: Zum Beispiel lässt sich ein breiter Einsatz von blauem Wasserstoff spätestens im Jahr 2045 unter Berücksichtigung der Vorketten sowie von CO<sub>2</sub>-Schlupf in der Abscheidung und Lagerung nicht mit dem deutschen Pfad zur Treibhausgasneutralität vereinbaren. Temporärer Bezug von blauem Wasserstoff käme als übergangsweise Dekarbonisierungsmaßnahme zum Beispiel zwischen 2030 und 2035 in Betracht, sollte jedoch allein durch den Markt/CO<sub>2</sub>-Bepreisung abgebildet werden. Des Weiteren erfordert der Einsatz von blauem Wasserstoff ein stringentes Monitoring des Emissionsfaktors zur Vermeidung von Carbon-Leakage.

## Industrie, Verkehr und Energiewirtschaft treiben H<sub>2</sub>- und PtL-Nachfrage

ABBILDUNG 9 | Wasserstoff- und PtL-Nachfrage nach Sektoren und Anwendungen 2030 – 2045



Anmerkung: H<sub>2</sub> = Wasserstoff aus der Elektrolyse von erneuerbaren Energien (übergangsweise – vor 2040 – auch Bezug von blauem Wasserstoff denkbar); PtL = erneuerbare synthetische Brenn- und Kraftstoffe aus grünem Wasserstoff (v. a. Syncrude, Methanol); internationale Verkehre = von Deutschland abgehender See- und Luftverkehr; im Jahr 2019 betrug der Wert fossiler Energieträgerimporte 91 Mrd. €  
Quelle: BCG-Analyse

mie sowie ab den 2030er Jahren für die emissionsarme, flexible Stromerzeugung.

Der Gesamtverbrauch an Wasserstoff übersteigt die deutschen Erzeugungskapazitätspotenziale für erneuerbaren Strom, die für die Produktion von grünem Wasserstoff zur Verfügung stehen, deutlich. Der Zielpfad unterstellt daher nur etwa 42 Prozent inländische Produktion im Jahr 2045, die das realistische Ausbaupotenzial an Windenergie für die Wasserstoffproduktion in Deutschland ausreizt. Zusätzliche Wasserstoffelektrolyse könnte daher nur von Photovoltaik bedient werden, was technisch wie ökonomisch nicht sinnvoll abbildbar wäre – zumal im Jahr 2045 leitungsgebundene Wasserstoffimporte vermutlich günstiger sein werden. Etwa 58 Prozent des in Deutschland benötigten Wasserstoffs müssen daher langfristig aus dem Ausland importiert werden, wo die Produktionskosten aufgrund günstigerer Erzeugung von erneuerbarem Strom deutlich geringer sind – zusätzlich zu den erheblichen Importmengen von synthetischen Kraftstoffen für die Industrie und den Verkehrssektor.

Aus heutiger Sicht ist die Produktion von grünem Wasserstoff in unmittelbarer Nähe der Erzeugung von erneuerbarem Strom mit anschließendem Pipeline-Transport zum Wasserstoffverbraucher mittel- bis langfristig günstiger, als erneuerbaren Strom zum Verbraucher zu transportieren und dort Wasserstoff herzustellen. Das liegt insbesondere daran, dass der Transport von Gasen strukturell günstiger ist als der Transport von Strom.<sup>171</sup> Dies spiegelt sich auch in den betriebswirtschaftlichen Kosten wider: Ein Großabnehmer für Wasserstoff aus Norddeutschland, welcher aus dem noch aufzubauenden nationalen Wasserstoffnetz bezogen wird, zahlt im Jahr 2030 rund 2,90 Euro pro kg. Für die Elektrolyse vor Ort müsste ein voll entlastetes stromintensives Unternehmen rund 3,80 Euro pro kg Wasserstoff zahlen.<sup>172</sup>

Für Deutschland bedeutet dies, dass in einem rein volkswirtschaftlich effizienten Szenario die Wasserstoffproduktion vor allem an der Nordseeküste stattfindet und diese über Pipelines mit Verbrauchern beispielsweise im Ruhrgebiet oder in Süddeutschland verbunden wird. Die Industrie steht jedoch bereits in den kommenden Jahren unter einem starken Transformationsdruck zur Umstellung von Prozessen in der Chemie- und Stahlproduktion auf die Nutzung von Wasserstoff: Im Jahr 2030 benötigt die Industrie im Zielpfad dieser Studie 24 TWh Wasserstoff. Ob zu diesem Zeitpunkt das Wasserstoffnetz große Verbraucher in Süddeutschland bereits einschließt, ist un-

sicher – auch wenn der größte Teil des Netzes durch Umstellung und Nachrüstung bestehender Gasnetze realisiert werden kann. Der alternative Neubau von zusätzlichen Stromübertragungsleitungen, um Elektrolyseure mit erneuerbarem Strom zu versorgen, ist bis 2030 aber mindestens ebenso schwierig umzusetzen.

Bis 2030 sollte beim Aufbau der deutschen Wasserstoffwirtschaft und bei der Ausgestaltung der politischen Rahmenbedingungen also zwischen verschiedenen Prioritäten abgewogen werden:

- Einerseits sollte eine übermäßige Konzentration von Elektrolyseuren südlich des deutschen Netzengpasses vermieden werden, um den ohnehin hohen Bedarf an neuen Nord-Süd-Stromübertragungsleitungen nicht weiter zu erhöhen. Damit würden auch volkswirtschaftliche Kosten sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Redispatch thermischer Kraftwerke kurzfristig vermieden werden.
- Andererseits sind Industrieanlagen in der Chemie- und Stahlproduktion zum langfristigen Erreichen der Treibhausgasneutralität schon bald auf grünen Wasserstoff als Rohstoff angewiesen (siehe Kapitel 7.2). Diesen Anlagen muss die Versorgung mit grünem Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Bedingungen und in ausreichenden Mengen ermöglicht werden, wenn nötig auch mit dezentraler Elektrolyse. Damit wird den Pfadabhängigkeiten der Klimazielerreichung bei gleichzeitigem Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts effektiv Rechnung getragen.

Es braucht besonders in den kommenden Jahren eine koordinierte Planung zwischen Wasserstoff-Großverbrauchern sowie Strom- und Gasnetzbetreibern, um unter Abwägung der beiden vorgenannten Aspekte einen möglichst sinnvollen Transformationspfad zu identifizieren. Der notwendige Ausbau des Wasserstoffnetzes sollte dabei zügig vorangetrieben werden, um den relevanten Abnehmern so schnell wie möglich den Bezug von möglichst günstigem Wasserstoff in großen Mengen zu ermöglichen.

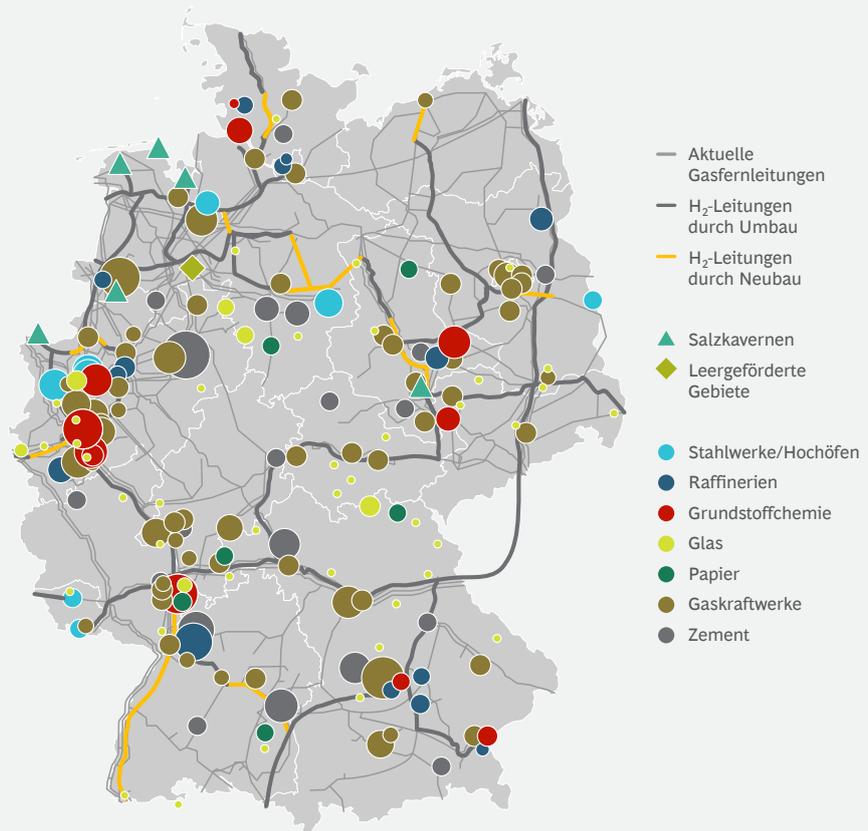
Auch der Import von Wasserstoff ist leitungsgebunden aufgrund der Vermeidung verlustintensiver Umwandlungs- oder Verflüssigungsprozesse nach derzeitigem Kenntnisstand ökonomischer als ein Transport über die Schifffahrt. Aus diesem Grund sollte ein nationales Wasserstoffnetz langfristig international angebunden und mit möglichen Exportregionen wie beispielsweise

<sup>171</sup> Die Kosten pro km für Strom- und Gasleitungen sind im Neubau vergleichbar. Aufgrund der hohen Energiedichte von Gasen kann eine Gasleitung aber deutlich größere Energiemengen durchleiten. So weisen Nord Stream oder OPAL beispielsweise Kapazitäten von über 40 GW auf, während die einzelnen Stromübertragungsleitungen des Bundesbedarfsplangesetzes alle unter 5 GW liegen. Bei der Umwidmung der Erdgasleitungen für den (anteiligen) Transport von Wasserstoff wird der Kostenvorteil durch die höhere Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Erdgas noch erhöht.

<sup>172</sup> Für die Preisentwicklung von Wasserstoff für ausgewählte Akteure siehe Tabelle 5 im Appendix (Kapitel 11.1.1).

## Breiter Bedarf für ein deutsches Wasserstoffnetz

ABBILDUNG 12 | Übersicht der größten H<sub>2</sub>-Verbraucher und der bis 2040 geplanten Infrastruktur des European Hydrogen Backbone



Quelle: Gas for Climate (2021); BCG-Analyse

Südeuropa und Nordafrika verbunden sein, in denen Wasserstoff zu geringen Kosten produziert werden kann.

Bereits im Jahr 2030 benötigt Deutschland im Zielpfad insgesamt 43 TWh grünen Wasserstoff, vor allem in den großen Prozessindustrien.<sup>173</sup> Davon entfallen 24 TWh auf die Industrie, 8 TWh auf Raffinerien und 10 TWh auf den Verkehr, vor allem in Wasserstoff-Lkw. Der Rest kommt vor allem bei Pilotprojekten zum Einsatz. Da bis 2030 keine Importe in größerem Umfang erwartet werden, fällt für den benötigten Wasserstoff ein Strombedarf in Höhe von 68 TWh an. Um diese Mengen an Wasserstoff herzustellen, ist bereits im Jahr 2030 eine zentrale Produktion nötig. Von der Nordseeküste bis zum Ruhrgebiet muss dafür bereits innerhalb der kommenden neun Jahre mit dem (Um-) Bau der ersten Leitungen begonnen werden, um etwa 1.500 Kilometer Wasserstoffleitungen in Deutschland zur Verfügung stellen zu können. Für diese würden bereits rund 650 Mio. Euro Infrastrukturinvestitionen benötigt.<sup>174</sup>

Insgesamt wird die Nachfrage nach gasförmigen Energieträgern in den kommenden Jahrzehnten deutlich zurückgehen. Die Gasverteilnetze werden sich dabei ortsabhängig sehr heterogen entwickeln; es ist jedoch zu erwarten, dass sie in ihrer Mehrzahl an Kapillarität verlieren. Ein Teil der heutigen Erdgasleitungen wird für die Nutzung von Wasserstoff umgebaut, um zum Beispiel größere industrielle Verbraucher sowie naheliegende Verteilnetze zu versorgen. Zusätzlich zu Wasserstoffleitungen wird es weiterhin langfristig einen Bedarf an Methanleitungen geben, insbesondere um Biomethan-Einspeiser mit Verbrauchern zu verbinden, zum Beispiel mit nahe liegenden Produktionsbetrieben sowie ländlichen Kommunen. Um diese doppelte Infrastrukturverfügbarkeit zu gewährleisten, an anderen Orten Fehlinvestitionen zu vermeiden sowie den geordneten Rückbau sicherzustellen, sind eine ortsspezifische Planung sowie eine Verzahnung mit der Netzentwicklungsplanung vonnöten.

<sup>173</sup> Analog zum Exkurs zur Wasserstoff-Farbenlehre (Kapitel 2.2): Sofern ein entsprechend hohes Angebot an grünem Wasserstoff bis 2030 nicht sichergestellt werden kann, müssen für eine Übergangszeit auch alternative emissionsarme Herstellungsprozesse von Wasserstoff, auch über Importe, zum Einsatz kommen.

<sup>174</sup> Gas for Climate (2021): Die Abbildung 12 zeigt den zum Zeitpunkt der Studiererstellung öffentlich verfügbaren Zwischenstand; die internen Diskussionen zur Netzplanung sehen bereits den Anschluss weiterer industrieller Groß- und Mittelstandorte vor.

## 10.2.4 CO<sub>2</sub>-Infrastruktur

Deutschland braucht für die Erreichung von Treibhausgasneutralität auch die Speicherung von CO<sub>2</sub> und damit eine eigene CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur. Carbon-Capture, das Einfangen von CO<sub>2</sub>, wird beispielsweise zur Eliminierung von Prozessemissionen in der Zementproduktion notwendig sein. Außerdem benötigt Deutschland zukünftig negative Emissionen, um Restemissionen vor allem aus der Landwirtschaft auszugleichen. Dazu kommen einerseits Carbon-Capture von Biomasse, vor allem in Sektoren wie Papier und der Fernwärme (inklusive der Müllverbrennung), sowie andererseits langfristig Direct Air Capture in Frage, das Einfangen von CO<sub>2</sub> aus der Luft.

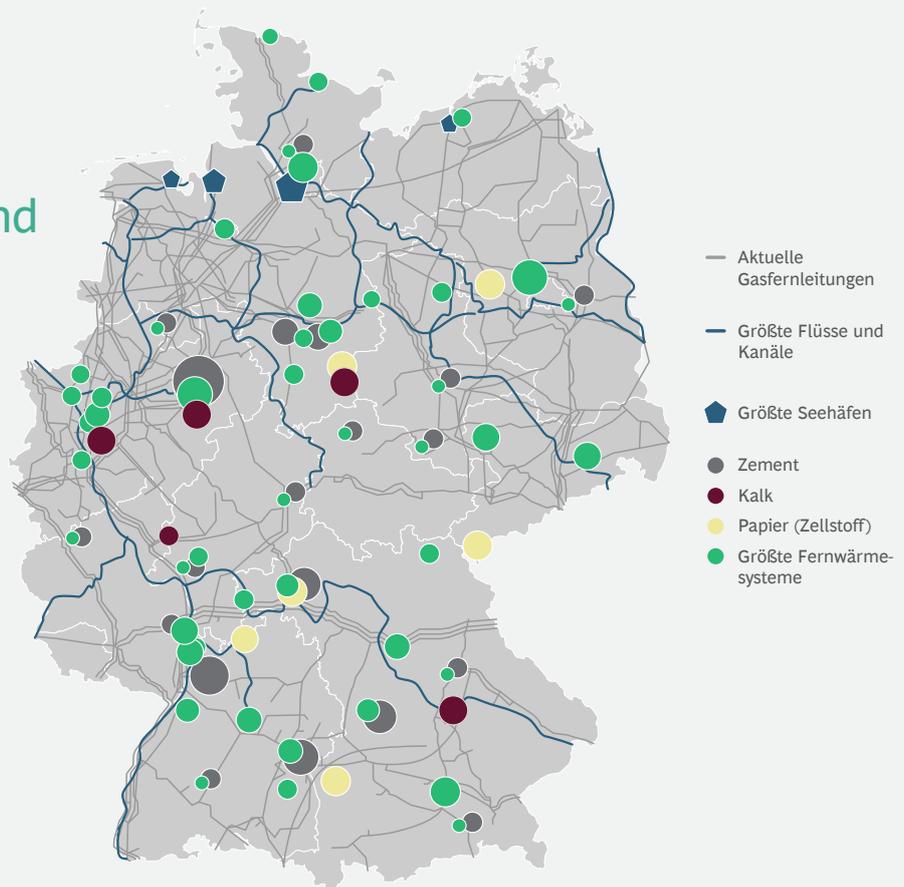
Eine stoffliche Nutzung des CO<sub>2</sub>, zum Beispiel über Karbonatisierung in mineralischen Baustoffen, ist bestenfalls in geringem Umfang möglich. Daher bedarf es dafür Speicherstätten wie salzwasserführender Gesteinsschichten (saliner Aquifere) oder leergeförderter Erdgasfelder, die eine dauerhafte Lagerung ermöglichen. Diese Speicherstätten sind in und um Deutschland zwar vorhanden, aber nur begrenztem Maße gesellschaftlich akzeptiert. Somit bedarf es einer Transportinfrastruktur, die CO<sub>2</sub>-Quellen und Offshore-

Speicher miteinander verbindet. Neben der Binnenschifffahrt kommt dafür langfristig vor allem leitungsgebundene Infrastruktur in Frage. Ergänzend zu einer Erschließung von Speicherstätten außerhalb des deutschen Festlands, beispielsweise in der Nordsee, sollte auch das Potenzial inländischer Speichermöglichkeiten weiter untersucht werden.

Bereits in diesem Jahrzehnt sollte daher mit Vorbereitungen möglicher Lagerstätten für CO<sub>2</sub> und einer koordinierten Infrastrukturplanung begonnen werden. Besonders die CO<sub>2</sub>-Infrastrukturplanung sollte eng mit der Biomassestrategie und dem Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur verzahnt werden, um gesamtheitlich die Umwidmung von bestehender Gasinfrastruktur zu planen und bei Leitungsneubau das Verlegen von Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Leitungen im Zweifel zeitgleich zu realisieren. Außerdem sind bereits vor 2030 erste Demonstrationsprojekte für Carbon-Capture nötig. Ein Hemmnis stellt dabei insbesondere die mangelnde gesellschaftliche Akzeptanz von Speicherung in Deutschland dar – hier wäre die Wiederaufnahme eines gesellschaftlichen Dialogs notwendig. Allerdings scheinen Speicherorte außerhalb des deutschen Festlands aktuell auch ökonomischer zu sein.

## CO<sub>2</sub>-Quellen für Carbon-Capture sind weit verteilt

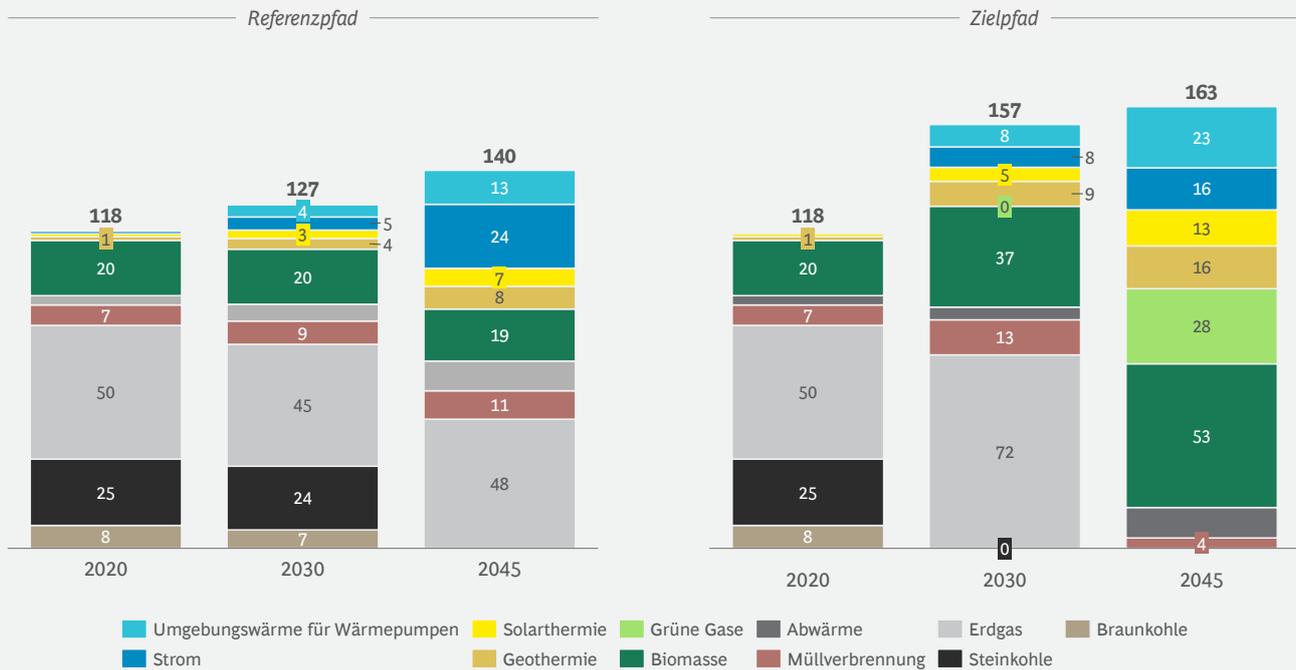
ABBILDUNG 84 | Übersicht der größten potenziellen Carbon-Capture-Anwender



## Die Fernwärme erschließt neue (Ab-)Wärmequellen

ABBILDUNG 85 | Einsatz von Energieträgern zur Fernwärmeerzeugung 2020 – 2045

TWh



Quelle: AGEB (2021a); BMWi (2021b); BCG-Analyse

### 10.2.5 Fernwärme

Die Fernwärme leistet insbesondere im Gebäudesektor einen Beitrag zur Dekarbonisierung, da sie Verbrauchern den Ersatz eigener fossiler Wärmeerzeuger ermöglicht. Die Einbindung in ein Gesamtsystem erlaubt dabei die treibhausgasneutrale Versorgung aus Wärmequellen, die einzelnen Gebäuden nicht zur Verfügung stehen. Insbesondere in urbanen Räumen lassen sich somit effizient Abwärmequellen und erneuerbare Energien in den Gebäudebestand bringen. Diese Gesamtsysteme können individuell an örtliche Gegebenheiten angepasst werden. Sie umfassen zentrale Netze zur Versorgung ganzer Städte sowie kleinere Nahwärme- und Quartierslösungen, die vergleichsweise wenige Gebäude oder Straßenzüge versorgen.

Spätestens im Jahr 2045 dürfen Fernwärmesysteme keine fossilen Brennstoffe mehr nutzen. Der Beitrag der Fernwärme wirkt langfristig nur dann, wenn auch die Fernwärmeerzeugung vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt wird. Dafür sind sowohl die Erschließung als auch die Integration eines diversifizierten Wärmeerzeugungs- und -bezugsmix in gemein-

samen Systemen notwendig. Die Fernwärme der Zukunft wird ortsspezifisch mit einer Kombination aus verschiedenen Abwärmequellen, Wärmepumpen, Solarthermie, Geothermie und Biomasse sowie mit grünem Wasserstoff betriebenen KWK-Anlagen in Verbindung mit Wärmespeichern und Power-to-Heat erzeugt. Die Fernwärme wird damit in mehrerlei Hinsicht systemdienlich: Zum einen kann sie flexibel auf das Stromsystem reagieren, indem sie in Perioden mit guter Verfügbarkeit erneuerbarer Energien vor allem Strom zur Wärmeproduktion einsetzt und in Flauten über die KWK das Stromsystem versorgt. Zum anderen eignet sie sich für effiziente, zentrale Biomasseverbrennung, die zukünftig über Bioenergie-CCUS zur Erzeugung negativer Emissionen genutzt werden kann, welche insbesondere nach 2045 erforderlich werden.<sup>175</sup>

Für einen vollständigen Ersatz der kohlebasierten Wärmeerzeugung benötigt die Fernwärme bereits 2030 einen deutlich diverseren Wärmemix. 2019 wurden 30 Prozent der deutschen Fernwärme auf Basis von Wärmeauskopplung von Stein- und Braunkohle-KWK-Anlagen im Stromsystem erzeugt. Produzieren diese Anlagen im Jahr 2030 keinen Strom mehr, stehen sie

<sup>175</sup> In der Abfallverbrennung (auch im Rahmen der Fernwärme) erscheint übergangsweise auch CCUS zur Reduktion von Emissionen sinnvoll. Wenn die Abfallmengen aufgrund von stofflicher Defossilisierung in der Chemie perspektivisch keinen fossilen Kohlenstoff enthalten, ist hier auch die Erzeugung negativer Emissionen möglich. Dies ist in der vorliegenden Studie unter BECCUS in der Fernwärme subsumiert.

auch nicht mehr als Wärmequelle für die Fernwärme zur Verfügung. Um diese Kapazität zu ersetzen, ist zunächst ein deutlicher Zubau von („H<sub>2</sub>-ready“-)Gaskraftwerken erforderlich. Mittelfristig werden diese Gas-KWK aus dem Dispatch-Mechanismus des Stromsystems rückläufige Betriebsstunden erhalten, da erneuerbare Energien Erdgas in die Spitzenlastzeugung drängen. Parallel zum erforderlichen Zubau von Gaskraftwerken müssen in der Fernwärme daher einerseits mehr Wärmespeicher gebaut und gleichzeitig in erheblichem Umfang neue Wärmequellen erschlossen werden. Dafür kommt beispielsweise die Nutzung nachhaltiger Biomasse<sup>176</sup> und von Power-to-Heat in Frage, außerdem ist die Erschließung von Abwärmepotenzialen aus Industrie, Gebäuden, Abwasser und Flüssen relevant. Dafür werden die Optimierung der technischen Systeme der Netzinfrastruktur auf das Zusammenspiel der vorgenannten Energieträger und -speicher (zum Beispiel örtliche Temperaturabsenkungen in Kombination mit dem Einsatz von Wärmepumpen) sowie die marktliche Interaktion mit verschiedenen Wärmeeinspeisern erheblich an Bedeutung gewinnen.

## 10.3 Investitionen, Mehrkosten, Regulierungslücke

In der Energiewirtschaft sind zur Zielerreichung zwischen 2021 und 2030 Investitionen in Höhe von 415 Mrd. Euro notwendig. Das deutsche Stromsystem steht in den kommenden neun Jahren vor einem fundamentalen Umbau – und muss gleichzeitig stark wachsen. Parallel dazu muss mit dem Bau neuer Infrastrukturen für Wasserstoff und CO<sub>2</sub> begonnen werden. Aus diesem Grund werden im Energiesystem die höchsten Investitionen aller Sektoren benötigt.<sup>177</sup> Der größte Investitionsbedarf entfällt auf den Netzausbau, woran das Verteilnetz den höchsten Anteil hat. Für den Ausbau von Netzinfrastrukturen sind im Zielpfad insgesamt Investitionen in Höhe von 155 Mrd. Euro erforderlich. Darüber hinaus entfallen 170 Mrd. Euro auf erneuerbare Erzeugungskapazitäten, davon 67 Mrd. Euro auf Photovoltaik, 63 Mrd. Euro auf Wind an Land und 40 Mrd. Euro auf Wind auf See. Für den Ausbau von Gaskraftwerken zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind weitere 48 Mrd. Euro nötig. Insgesamt müssen bis 2030 im Referenzpfad rund 185 Mrd. Euro und zur Erreichung des Zielpfades weitere 230 Mrd. Euro investiert werden.

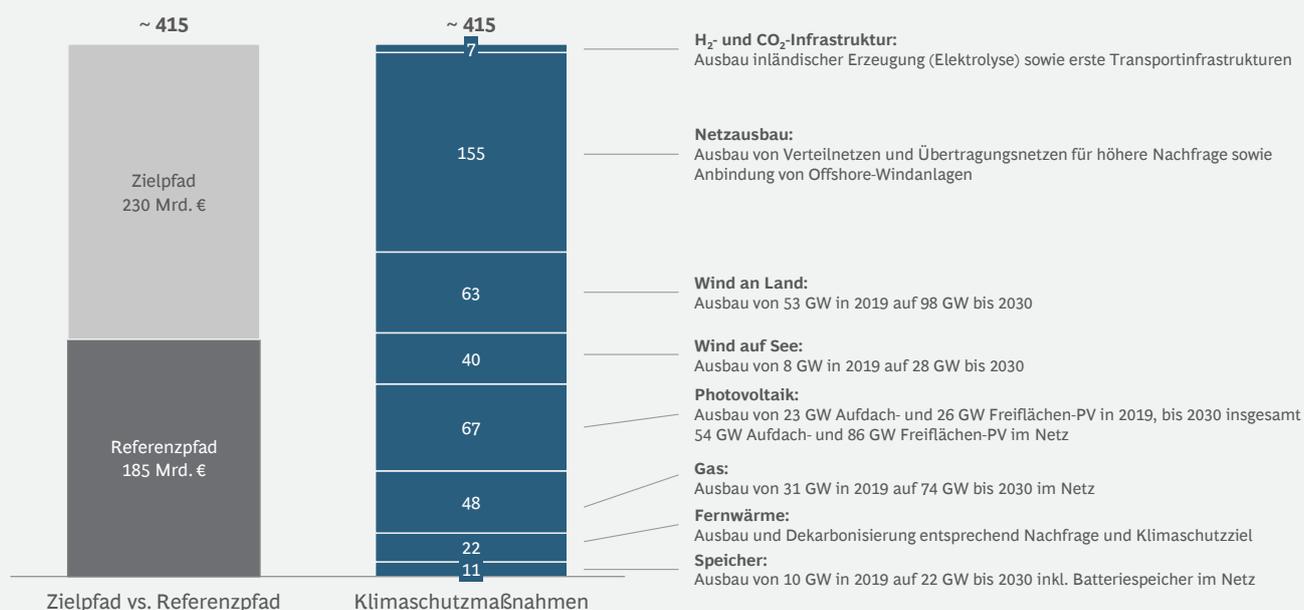
<sup>176</sup> Die Nutzung von nachhaltiger Biomasse in der Fernwärme bietet dann auch die Möglichkeit für den Einsatz großindustrieller Bioenergie-Carbon-Capture-Anlagen zur Erzeugung negativer Emissionen.

<sup>177</sup> Investitionen und Kosten für eventuelle Infrastrukturrückbauten, beispielsweise für das deutsche Gasnetz, sind hier bis 2030 nicht enthalten.

## Rund 415 Mrd. Euro Mehrinvestitionen in der Energiewirtschaft bis 2030

ABBILDUNG 86 | Mehrinvestitionen in der Energiewirtschaft bis 2030

Mrd. €, real 2019, kumuliert



Quelle: BCG-Analyse

## Exkurs: Zukunft der Raffinerien in Deutschland

2019 wurden in deutschen Raffinerien aus Rohöl über 101 Mt an Produkten (Bruttoraffinerieerzeugung) hergestellt. Der inländische Verbrauch betrug 103 Mt und teilte sich auf in etwa 60 Prozent Kraftstoffe, davon der Großteil für den Straßenverkehr, knapp 20 Prozent Brennstoffe und gut 20 Prozent Produkte, die stofflich genutzt werden, vor allem petrochemische Vorprodukte, aber auch Schmierstoffe und Bitumen. Im Kontext der Treibhausgasneutralität sehen sich deutsche Raffinerien vor verschiedene Herausforderungen gestellt:

Die Absatzmengen werden sich aufgrund der benötigten Transformationen im Straßenverkehr sowie in Gebäuden deutlich reduzieren. Schon bis 2030 wird im Zielpfad dieser Studie mit einem Rückgang der energetischen Nachfrage nach Flüssigkraftstoffen und Flüssigbrennstoffen um 33 Prozent gegenüber 2019 gerechnet, verglichen mit einem Rückgang von nur 18 Prozent im Referenzpfad. Diese Entwicklung ist hauptsächlich getrieben durch das Ausphasen fossiler Energieträger im Zuge der Treibhausgasneutralität. Im Verkehrssektor werden fossile Kraftstoffe größtenteils durch elektrische und Wasserstoffantriebe sowie synthetische und Biokraftstoffe ersetzt, während im Industrie- und im Gebäudesektor vor allem Heizöl durch Power-to-Heat-Lösungen und Fernwärme verdrängt wird. Somit geht die energetische Nachfrage von 2019 bis 2045 um 80 Prozent zurück. Die verbleibenden Mengen benötigter Energie bestehen größtenteils aus synthetischen und Biokraftstoffen für den Straßen-, Schiffs- und Luftverkehr. Zusätzlich wird auch die stoffliche Nachfrage in der Chemieindustrie aufgrund von Recyclingmaßnahmen, welche den Bedarf an Primäreinsatzstoffen signifikant senken, abnehmen.

Die Verschiebung der Nachfragestruktur erfordert eine Anpassung der Ausbeute der jeweiligen Fraktionen. Parallel zum Nachfragerückgang für Flüssigkraftstoffe und Flüssigbrennstoffe findet auch eine zunehmende Umverteilung der Nachfrage statt: Während der Straßenverkehr und die Wärmeerzeugung in Gebäuden zu einem großen Teil elektrifiziert werden, bleibt die Nachfrage nach Schiffs- und Flugzeugkraftstoffen

nahezu konstant. Das Verhältnis der unterschiedlichen produzierten Fraktionen muss entsprechend angepasst werden, was in vielen Fällen eine Umrüstung der existierenden Anlagen erfordert.

Eine Verschiebung der Rohstoffversorgung hin zu grünen Einsatzstoffen wie synthetischem Rohöl (Syncrude) oder grünem Methanol kann den Wert der verarbeiteten Mengen steigern, setzt jedoch auch Umrüstungen der Anlagen voraus. Infolge der Dekarbonisierung des Verkehrssektors und der Defossilisierung der Chemieindustrie werden Mineralölprodukte schrittweise durch synthetische und Biokraftstoffe sowie synthetisches Naphtha ersetzt. Die Rolle der deutschen Raffinerien in den kommenden Jahrzehnten wird somit maßgeblich von der technologischen Route geprägt sein, welche bei dieser Umstellung eingeschlagen werden wird. Bei der Fischer-Tropsch-Route würde synthetisches Rohöl importiert und die bestehende Raffinerieinfrastruktur zur Weiterverarbeitung genutzt werden können. Bei der Methanolroute könnten die Raffinerien über den MtX-Prozess synthetische Kraftstoffe herstellen – allerdings könnte der importierte Rohstoff auch an den Raffinerien vorbeigeleitet werden, zum Beispiel direkt an die Chemieindustrie. In jedem Fall wird die Umstellung auf grüne Kraftstoffproduktion in den Raffinerien Investitionen in Anlagenumrüstungen erfordern. Gleichzeitig ist der Durchsatz im Zielpfad je Tonne Einsatzstoff viel werthaltiger, was für die Raffinerien eine Chance bedeutet: Während beispielsweise das energetisch genutzte Volumen bis 2045 von 86 Mt auf 17 Mt zurückgeht (Rückgang um 80 Prozent), erhöht sich der Wert von durchschnittlich 500 Euro pro Tonne auf 1.200 Euro (Steigerung um 140 Prozent).

Die Gesamtkosten des Stromsystems im Jahr 2030 steigen durch die Beschleunigung der Energiewende von 73 Mrd. auf 104 Mrd. Euro. Dieser Anstieg wird verursacht durch steigende Kosten für Stromnetze (13 Mrd. Euro), für die Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien (13 Mrd. Euro) und für neue „H<sub>2</sub>-ready“-Gaskraftwerke (5 Mrd. Euro). Die Mehrkosten des Stromgesamtsystems werden bei bestehender Regulierung fast vollständig auf die Endkunden umgelegt.<sup>178</sup>

Die Durchschnittskosten für Strom pro MWh sind im Zielpfad leicht rückläufig, dennoch würden bei aktueller Regulierung die Strompreise für alle einzelnen Verbrauchsgruppen leicht ansteigen. Innerhalb der kommenden neun Jahre entfällt ein Großteil des „EEG-Rucksacks“ der frühen Ausbaujahre der erneuerbaren Energien. Zudem steigt parallel zum Wachstum der Systemkosten auch der Verbrauch deutlich. Im Ergebnis sinken die spezifischen Stromsystemkosten pro MWh. Selbst die graduelle Umstellung von Kohle- und Erdgasverstromung auf Wasserstoff und Biomethan ab den 2030er Jahren hat lediglich geringen Einfluss auf

die Systemkosten, da diese einen immer kleineren Teil der gesamten Stromerzeugungsmengen ausmachen. Allerdings steigt die Stromnachfrage bis 2030 überproportional bei denjenigen Stromkunden, die aktuell sehr niedrige Strompreise zahlen (zum Beispiel die Nutzer von Power-to-Heat für industrielle Prozesswärme und Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion). Dadurch steigen die Strompreise im Zielpfad trotzdem für alle Verbraucher an. Die verschiedenen Verbrauchsgruppen werden dabei relativ zu ihrem heutigen Preisniveau unterschiedlich stark belastet. Unter der aktuellen Regulierung<sup>179</sup> – zuzüglich einer unterstellten Sonderumlage für den Zubau gesicherter Leistung – beträgt der Anstieg der Strompreise im Jahr 2030 gegenüber 2021 13 Prozent für private Verbraucher (4 ct pro kWh) und 6 Prozent für industrielle Großabnehmer ohne Befreiungstatbestände (1 ct pro kWh).

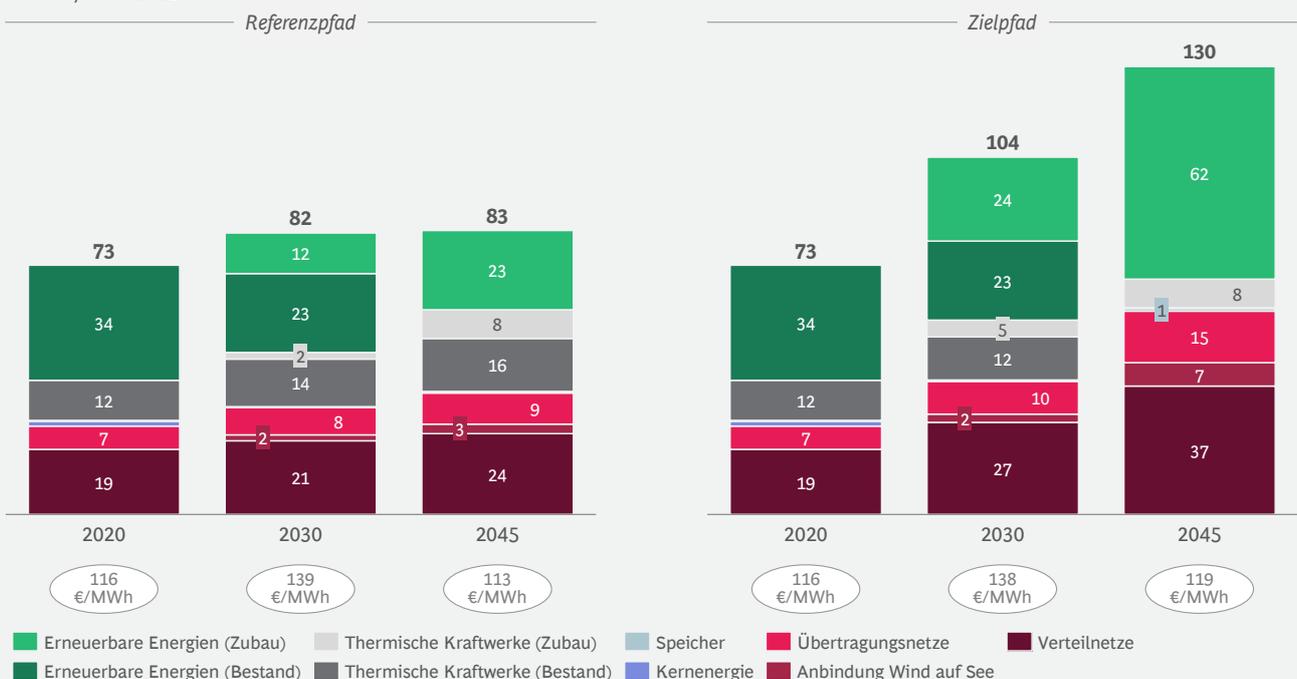
<sup>178</sup> Einzige Ausnahme sind unter derzeitiger Regulierung die Kosten der neuen Gaskraftwerke. Diese würden sich unter dem bestehenden Energy-Only Marktregime zu großen Teilen nicht refinanzieren und brauchen daher einen neuen Marktmechanismus. Für die Berechnung der Mehrkosten wurde dennoch ihr vollständiger Anteil an den Stromsystemkosten herangezogen.

<sup>179</sup> Ohne staatliche Förderung der EEG-Umlage.

## Netze und erneuerbare Energien treiben steigende Stromsystemkosten

ABBILDUNG 87 | Vollkosten des Stromsystems nach Kostenart 2020 – 2045

Mrd. €, real 2019

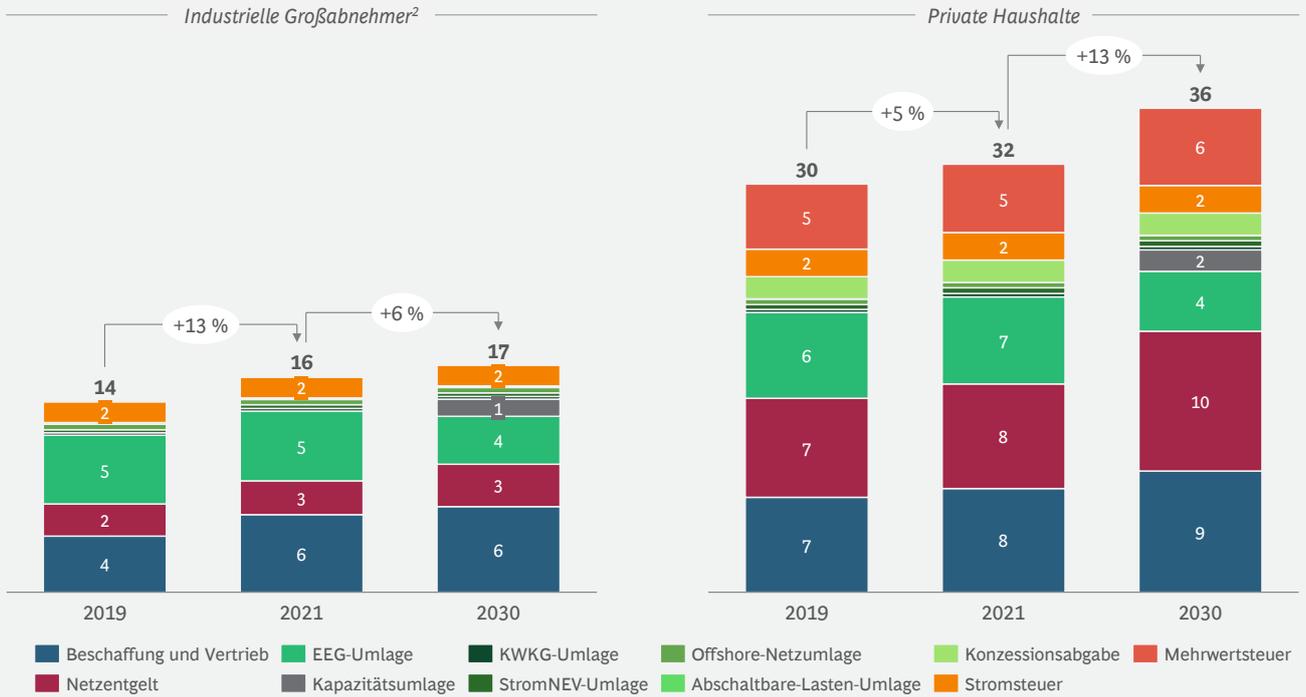


Anmerkung: Vollkosten berechnet ohne annuierte Kapitalkosten und fixe Betriebskosten der bestehenden thermischen Anlagen sowie Speicher; ohne Vertriebskosten  
Quelle: Bundesnetzagentur (2020); BCG-Analyse

# Endkundenpreise für Strom steigen leicht an

ABBILDUNG 20 | Durchschnittliche Stromtarife nach Verbrauchern bei aktueller Regulierung<sup>1</sup> 2019 – 2030

ct/kWh, real 2019; Zielpfad



1. Aktuelle Regulierung aus dem Jahr 2019 ohne staatliche Förderung der EEG-Umlage 2. Großabnehmer nach BDEW mit 100 GWh Stromverbrauch p. a. Quelle: BDEW (2021d); BCG-Analyse



## 10.4 Politische Instrumente

### 10.4.1 Aktuelle Hemmnisse

Der heutige regulatorische Rahmen schafft für viele erforderliche Investitionen keine hinreichende Sicherheit. Um die benötigten Investitionen für den umfangreichen und zügigen Umbau der Energiewirtschaft zu tätigen, brauchen Marktakteure Sicherheit, dass diese sich langfristig amortisieren. Diese Sicherheit ist an entscheidenden Stellen derzeit nicht gegeben:

- Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom werden aufgrund ungewisser zukünftiger Strommarktpreise nicht in der benötigten Geschwindigkeit marktgetrieben zugebaut – und die regulatorisch vergüteten jährlichen Zubaukapazitäten im EEG sind aktuell zu gering.
- Gaskraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit haben in Zukunft nur eine geringe Anzahl an Betriebsstunden. Die daraus resultierenden Einnahmen aus dem Energy-Only-Markt (zum Beispiel in Stunden sehr hoher Börsenstrompreise) sind schwer prognostizierbar und reizen Kraftwerksneubauten daher bei Weitem nicht an.
- Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Netze begegnen besonders hohen Unsicherheiten, da weder Infrastrukturbedarfe noch Vergütung geklärt sind.

Ein erfolgreiches Klimaprogramm im Energiesektor muss daher für alle diese Projekte einen klaren Regulierungsrahmen sowie stabilere und hinreichende finanzielle Investitionsanreize schaffen.

Gleichzeitig scheitert schnellerer Klimaschutz in der deutschen Energiewirtschaft an mangelnder Umsetzungsgeschwindigkeit. Der Stromnetzausbau macht seit Jahren deutlich langsamere Fortschritte als geplant.<sup>180</sup> Auch der Ausbau von Windenergieanlagen an Land ist in den vergangenen Jahren deutlich hinter seinen Zielen zurückgeblieben.<sup>181</sup> Die Ursachen für diese Verzögerungen sind vielfältig. Planungs- und Genehmigungsverfahren sind derzeit für viele dieser Projekte sehr langwierig, auch aufgrund umfangreicher Einspruchsmöglichkeiten. Administrative Widerstände auf kommunaler oder Landesebene sowie bundes- oder landesrechtliche Regulierungen zur Einschränkung der Flächenverfügbarkeit für erneuerbare Energien haben vielerorts den Ausbau

begrenzt.<sup>182</sup> Gleichzeitig werden viele Projekte durch lokalen Widerstand aus der Bevölkerung und organisierte Windkraftgegner verzögert.

### 10.4.2 Klimaprogramm für die Energiewirtschaft

#### 10.4.2.1 Einordnung und Überblick

Der deutsche Energiesektor steht innerhalb der kommenden neun Jahre vor einem nie da gewesenen Umbau – angesichts der großen Umsetzungshürden ist ein „Weiter so“ nicht denkbar. In weniger als einer Dekade muss der Stromsektor seine Emissionen mehr als halbieren und gleichzeitig einen um 42 Prozent höheren Strombedarf bedienen, während Deutschland parallel aus der Kernenergie und der Kohle aussteigt. Dafür muss ein Investitionsvolumen in Höhe von 443 Mrd. Euro mobilisiert und möglichst effizient eingesetzt werden. Niemals zuvor in der Geschichte sind in das deutsche Stromsystem innerhalb so kurzer Zeit so hohe Investitionen geflossen.

Es ist vollkommen unrealistisch, dass dieser Umbau im bestehenden Regulierungsrahmen allein durch den Markt erfolgen könnte. Vielmehr bedarf es erheblicher zusätzlicher Steuerung – für den Ausbau der Erzeugung von erneuerbarem Strom und von Stromnetzen, die Bereitstellung gesicherter Leistung sowie die Flexibilisierung von Verbrauchern. Darüber hinaus werden Instrumente zum Bau von Stromnetz-, Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Infrastruktur sowie zur Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung benötigt.

Der CO<sub>2</sub>-Preis im ETS macht den Betrieb fossiler Kraftwerke unattraktiver, setzt aber keine ausreichenden Investitionsanreize für deren Ersatz. Durch eine Verteuerung fossiler Brennstoffe in (Heiz-)Kraftwerken verringert der CO<sub>2</sub>-Preis die Kostenlücke für erneuerbare Strom- und Wärmeerzeugung. Unter den in dieser Studie angenommenen Entwicklungen des Ausbaus von erneuerbaren Energien und des CO<sub>2</sub>-Preises würde der Betrieb von Kohlekraftwerken im Jahr 2030 bereits unrentabel werden. Dennoch genügt der CO<sub>2</sub>-Preis allein nicht, um den Ausbaupfad erneuerbarer Energien anzureizen und damit die Voraussetzungen zu schaffen, dass die Kohlekraftwerke tatsächlich vom Netz gehen können. Außerdem bewirkt er keinen oder nur einen sehr indirekten Anreiz für den Ausbau von Infrastruktur wie von Strom- oder Wasserstoffnetzen, die Bereitstellung gesicherter Leistung und die Flexi-

<sup>180</sup> 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021).

<sup>181</sup> BMWi (2021b).

<sup>182</sup> Beispiele hierfür sind die Regelungen zu Mindestabständen zwischen Windkraftanlagen und Wohnbebauung in Nordrhein-Westfalen und Bayern oder die Begrenzung der Flächenkulisse für Freiflächen-Photovoltaik im EEG unter anderem auf Seitenstreifen von Autobahnen und Schienenwegen.

bilisierung von Verbrauchern. Es werden im Energiesektor also weitere Instrumente über den CO<sub>2</sub>-Preis hinaus benötigt.

**Für den Ausbau erneuerbarer Energien und den Netzausbau müssen bestehende Instrumente gestärkt und deren Umsetzung massiv beschleunigt werden, auch mit Hilfe von ordnungsrechtlichen Maßnahmen.**

Der Ausbau erneuerbarer Energien durch das EEG muss beschleunigt werden, ebenso wie ein stärkerer, marktlich getriebener Ausbau. Die Netzplanung muss stark steigende Strombedarfe bis 2030 berücksichtigen, aber auch weiter steigende Bedarfe bis in die Mitte des Jahrhunderts schon heute mitdenken.

Angesichts der erforderlichen Geschwindigkeit des zusätzlichen Ausbaus innerhalb der kommenden neun Jahre sowie der in den vergangenen Jahren erlebten Herausforderungen auf unterschiedlichen politischen und administrativen Ebenen erscheint diese Beschleunigung ohne den Einsatz von Ordnungsrecht und eine stärkere Rolle des Bundes bis 2030 unrealistisch. Ein Klimaprogramm erfordert daher unter anderem eine verpflichtende bundesweite Flächenquote für die Erzeugung von erneuerbarem Strom sowie eine Vereinfachung und Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energien und Netze.

**Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie der Flexibilisierung von Verbrauchern müssen neue Marktmechanismen geschaffen werden – Deutschland benötigt einen Kapazitätsmechanismus sowie eine Lösung für die Vergütung von Flexibilisierung.** Für den Ersatz von Kernkraft und Kohle in der gesicherten Leistung ist in der kommenden Dekade ein Nettozubau von 43 GW Gaskraftwerken erforderlich, die angesichts mittel- und langfristig sinkender Laststunden nicht aus dem Energy-Only-Markt angereizt werden. Daher ist die Schaffung eines zentralen Kapazitätsmechanismus notwendig, über den die entsprechenden Anreize gesetzt werden. Außerdem wird die Flexibilisierung von Verbrauchern im heutigen Strommarktdesign nur sehr begrenzt angereizt, da aufgrund der aktuellen Netzentgeltsystematik selbst hohe Preisschwankungen im Strompreis nicht ausreichen, um die Mehrkosten einer flexibel angepassten Stromnachfrage<sup>183</sup> zu kompensieren. Somit muss ein Politikrahmen geschaffen werden, der die Digitalisierung der Verteilnetze fördert und verfügbarkeitsvariable Stromtarife sowie lokale Flexibilitätsmärkte ermöglicht. Insgesamt wird damit flexibles, netzdienliches Verbrauchsverhalten angereizt.

**Die Regulierung von Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Infrastruktur kann zwar an die bestehende Infrastrukturregulie-**

**rung anschließen, erfordert aber explizite Anschubfinanzierung.** Analog zu bestehenden Prozessen im Strom- und Gasbereich bedarf es auch für die Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Infrastruktur einer integrierten Planung und Durchführung des Netzum- und -ausbaus in enger Abstimmung mit dem europäischen Ausland. Aus finanzieller Sicht ist – wie bei anderen Infrastrukturen auch – in der Anfangsphase mit wenigen angeschlossenen Verbrauchern eine Anschubfinanzierung zum zügigen Ausbau erforderlich. Dies könnte bei Wasserstoff über eine Umlage auf alle Gaskunden, bei CO<sub>2</sub> auf die Nutzer geschehen.

**Auch die Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung benötigt zusätzliche Instrumente.** Hier gibt es ebenfalls beispielsweise mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) bereits Anreize, die im Sinne des ambitionierten Zielpfades ausgeweitet und auf erneuerbare Erzeugung, beispielsweise aus Biomasse oder langfristig auch grünen Gasen, fokussiert werden müssen. Darüber hinaus müssen verstärkt Anreize für einen Ausbau der Netze und die Integration neuer Wärmelieferanten geschaffen werden, beispielsweise über die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze.

#### 10.4.2.2 Kerninstrumente

Für den benötigten Zubau von Erzeugungskapazität für erneuerbaren Strom braucht Deutschland eine Offensive für den Ausbau erneuerbarer Energien. Diese Offensive besteht aus einem ambitionierten Paket, das einerseits finanzielle und regulatorische Anreize setzt, andererseits auch die operative Umsetzung entscheidend beschleunigt:

- **Die Zielgrößen der EEG-Ausbaupfade sollten erhöht werden.** Konkret sollte für 2030 ein Anteil von 70 Prozent erneuerbarer Energie am Bruttostromverbrauch<sup>184</sup> als Ziel im EEG festgeschrieben werden. Die Zielgrößen der Ausbaupfade im EEG beziehungsweise Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) sollten dementsprechend erhöht werden, um bis 2030 eine installierte Leistung von 140 GW Photovoltaik, 98 GW Wind an Land und 28 GW Wind auf See zu erreichen.
- **Die EEG-Vergütung an Stromerzeuger sollte reformiert werden.** Bei einer symmetrischen Marktprämie erhalten Stromerzeuger wie heute einen EEG-Zuschuss, wenn der Strompreis am Markt unter dem Preis der EEG-Auktion liegt. Im Gegensatz zum heutigen System wird bei einer symmetrischen Marktprämie aber bei Marktpreisen über dem Zuschlagspreis der EEG-Auktion eine Rückzah-

<sup>183</sup> Diese Mehrkosten sind primär getrieben durch die aktuelle Netzentgeltsystematik, die aufgrund fehlender zeitlicher Differenzierung bei flexibel angepasster Stromnachfrage zu höheren Netzentgelten führt.

<sup>184</sup> Der Bruttostromverbrauch beschreibt die Summe der gesamten Stromerzeugung im Inland zuzüglich Importen und abzüglich Exporten.

lung von Seiten der Stromerzeuger fällig. Dies hat unter anderem den Vorteil, dass Stromproduzenten geringeren Marktpreisrisiken ausgesetzt sind und sich damit günstiger finanzieren können. Da Finanzierungskosten ein wesentlicher Kostenbestandteil der Erzeugung von erneuerbarem Strom sind, sollte dies zu niedrigeren Systemkosten führen.<sup>185</sup>

- **Eine verbindliche Flächenquote sollte genug Raum für erneuerbare Energien schaffen.** Die benötigte Fläche zur Erreichung der zuvor genannten Ausbauziele – für Wind an Land sind dies laut Schätzungen beispielsweise 2 Prozent der Fläche Deutschlands<sup>186</sup> – sollte ermittelt und unter anderem unter Berücksichtigung von Siedlungsflächen und anderen Ausschlussflächen auf jede Gemeinde heruntergerechnet werden. Gemeinden sollten außerdem dazu verpflichtet werden, die entsprechenden Flächen für erneuerbare Energien auszuweisen.
- **Um einen schnelleren Ausbau von Wind an Land mit Artenschutz zu vereinbaren,** könnten klare Schutzabstände um Nistplätze kollisionsgefährdeter Vogelarten definiert werden, um langwierige Einzelfallprüfungen zu vermeiden. Dadurch könnte der Schutz von Tierpopulationen Vorrang vor dem Schutz individueller Tiere nehmen.
- **Genehmigungsverfahren sollten beschleunigt werden,** beispielsweise durch eine Digitalisierung und maximale Standardisierung in den Verwaltungsprozessen. Für „Repowering“<sup>187</sup> sollten vereinfachte Verfahren greifen, da die betroffenen Flächen bereits für Windstrom genutzt werden. Verfahren sollten insgesamt außerdem durch eine stringenteren Fristensetzung und die Nutzung von Genehmigungsfiktionen beschleunigt werden. Bei einer Genehmigungsfiktion gilt eine Genehmigung als erteilt, wenn die zuständige Behörde nicht innerhalb der vorgesehenen Frist über den Antrag entscheidet. Zur Umsetzung benötigen Länder und Kommunen die entsprechenden Ressourcen.

**Auch Verwaltungsverfahren zur Planung und Genehmigung für Stromübertragungsnetze müssen erheblich beschleunigt werden:**

- Zusätzlich zu den Ansätzen der Beschleunigung beim Ausbau erneuerbarer Energien sollten für Stromnetze die mehrstufigen Planungsverfahren

effizienter gestaltet werden. Dies kann geschehen, indem die Prüftiefe gezielt für Elemente reduziert wird, für die im späteren Planfeststellungsverfahren ohnehin ausführliche Prüfungen vorgesehen sind. Analog zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien sollten Verfahren auch hier durch eine stringenteren Fristensetzung und gegebenenfalls Genehmigungsfiktion beschleunigt werden.

- Auch die Perspektive eines „Zielnetzes“ sollte in die Beplanungsprozesse mit einfließen, um die Vorausplanung der langfristigen Bedarfe zu ermöglichen und frühzeitigen Ausbau anzureizen.
- Außerdem sollten neue personelle Kapazitäten aufgebaut werden, um die steigende Anzahl an Projekten abwickeln zu können, beispielsweise ein Sondersenat am Bundesverwaltungsgericht. Im Falle behördlicher Kapazitätsengpässe könnte die Prüfung von Projektanträgen auf Kosten des Projektträgers an externe Projektmanager ausgelagert werden. So ließen sich Prozesse kosteneffizient beschleunigen, während die genehmigungsrechtliche Kontrolle weiterhin vollständig bei der Behörde verbliebe.
- Zuletzt sollte die Erhöhung der Stromtransportkapazität in bestehenden Leitungen durch Freileitungsmonitoring oder neue Leiterseile regulatorisch vereinfacht werden – beispielsweise durch einen Abbau regulatorischer Hemmnisse in der „Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm“ (TA Lärm) und im Energiewirtschaftsgesetz.

**Stromverteilnetze müssen erheblich in Digitalisierung investieren und Stromverbraucher, wo möglich, flexibilisieren.** Dafür sollte zunächst ein verpflichtendes Monitoring Transparenz über Status und Fortschritt von Digitalisierungsmaßnahmen im Verteilnetz schaffen. Um Investitionsanreize in die beschleunigte Digitalisierung der Netze zu setzen, sollten entsprechende Positionen in der Anreizregulierung festgeschrieben werden. Schließlich sollten, aufbauend auf der Digitalisierung von Netzen und Netznutzern, wirtschaftliche Anreize zum netzdienlichen Verhalten von Nutzern geschaffen werden. Mit diesem Verhalten kann Stromverbrauch in Zeiten mit geringer lokaler Residuallast<sup>188</sup> verschoben werden, um Netzengpässe zu vermeiden. Beispiele für derartige Anreize sind die marktliche Bewirtschaftung von Netzkapazitäten auch

<sup>185</sup> BDEW (2019).

<sup>186</sup> Stiftung Klimaneutralität (2021).

<sup>187</sup> „Repowering“ beschreibt den Ersatz eines Windparks mit vielen kleineren älteren Anlagen durch einen modernen Windpark mit weniger, dafür aber leistungsstärkeren Anlagen.

<sup>188</sup> Residuallast beschreibt den Anteil des Stromverbrauchs, der unabhängig von inflexibler Erzeugung von erneuerbarem Strom ist. In diesem Kontext beschreibt das politische Instrument die Verschiebung in einen Zeitraum, in dem lokal über erneuerbare Energien hinaus wenig Strom nachgefragt und damit das Netz nicht überlastet wird.

im Verteilnetz, beispielsweise durch lokale Märkte, oder zeit- und ortsvariable Stromtarife im Stunden- oder Viertelstundentakt.

Für mehr Zubau von gesicherter Leistung sollte das Marktdesign um einen zentralen Kapazitätsmechanismus ergänzt werden. In den kommenden Jahren werden durch das Ausphasen von Kernenergie und Kohleverstromung viele Grundlast-Kraftwerke bei gleichzeitig steigendem Strombedarf vom Netz gehen. Zum Ausgleich ist bis 2030 ein Netozubau von 43 GW Gaskraftwerken als gesicherte Leistung nötig – mehr, als Deutschland heute hat.

In der Vergangenheit konnte nicht beobachtet werden, dass der Strommarkt allein ausreichend Investitionssignale für einen Zubau in dieser Größenordnung schafft, vor allem da erhebliche Unsicherheit über den Umfang langfristiger Volllaststunden besteht. Daher ist die Schaffung eines zentralen Kapazitätsmechanismus notwendig, über den entsprechende Anreize gesetzt werden. Zusätzlich bedarf es nach 2030 voraussichtlich weiterer politischer Instrumente, wenn Gaskraftwerke auf Wasserstoff umstellen sollten. Diese Instrumente müssen grünen Wasserstoff in ausreichender Menge, den Anschluss an das Wasserstoffnetz sowie die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffverbrennung sicherstellen. Dies ist im Fokus dieser Studie bis 2030 allerdings nicht weiter beschrieben.

Ein solcher Mechanismus würde Betreiber von Kraftwerken und Speichern für die Vorhaltung von Leistung vergüten. Die eigentliche Stromerzeugung würde weiter über den existierenden Energy-Only-Markt vergütet. Die Höhe der Vergütung könnte über ein wettbewerbliches Verfahren bestimmt werden, zum Beispiel Kapazitätsauktionen. Ein solches Verfahren würde zukünftig auch Kraftwerke mit absehbar niedrigen Volllaststunden für Betreiber investierbar machen. Kohlekraftwerke sind von diesem Mechanismus ausgeschlossen.<sup>189</sup>

Die Refinanzierung des Kapazitätsmechanismus könnte durch eine Umlage auf Stromverbrauch erfolgen, die beispielsweise für Großverbraucher anhand der stundenscharfen Residuallast flexibilisiert wird. Analog zu EEG-Umlage und Netzentgelten wären auch hier Entlastungsmechanismen für stromintensive Industrien nötig. Alternativ könnten die Kosten der Vergütung im Kapazitätsmechanismus über marktliche Mechanismen oder aus dem staatlichen Haushalt getragen werden.

Darüber hinaus wären zur Zielerreichung 2030 im Stromsektor weitere politische Instrumente erforderlich. Diese sind nachfolgend beschrieben.

- **Das deutlich vorgezogene Auslaufen der Kohleverstromung sollte im Sinne der betroffenen Regionen und Mitarbeiter möglichst sozialverträglich ausgestaltet werden.** Aus heutiger Sicht erscheint es wenig wahrscheinlich, dass sich unter den gegebenen Annahmen für CO<sub>2</sub>-Preise im ETS die Verstromung von Stein-, aber auch Braunkohle im Jahr 2030 wirtschaftlich gestaltet. Damit diese tatsächlich vom Netz gehen können, müssen einerseits durch einen erheblichen Zubau von erneuerbaren Energien, Netzen und Gaskraftwerken die notwendigen systemseitigen Voraussetzungen geschaffen werden (siehe Kapitel 10.2.2). Unabhängig davon kann das ETS aufgrund seiner marktbedingten Preisunsicherheit (aber auch der Unsicherheit auf den globalen Brennstoffmärkten) nicht zum Ziel der Kohlekommission und des Gesetzgebers beitragen, den Ausstieg aus der Kohleverstromung geordnet und sozialverträglich zu gestalten. Dies betrifft insbesondere den zeitlichen Verlauf der erforderlichen Strukturmaßnahmen, mit denen wegfallende Arbeitsplätze kompensiert werden sollen. Ähnlich wie bei der Schaffung der notwendigen starken und planbaren Voraussetzungen für den Erneuerbare-Energien-, Netz- und Gaskapazitätsausbau sollten die politisch Verantwortlichen für ein früheres Auslaufen der Kohleverstromung zusammen mit den Kraftwerksbetreibern eine Beibehaltung der Sozialverträglichkeit und Strukturentwicklung gewährleisten.
- **Der Ausbau von Aufdach-Photovoltaik sollte attraktiver gestaltet werden.** Aufdach-Photovoltaik trägt im Zielpfad mit einer installierten Leistung von 91 GW im Jahr 2045 signifikant zur Produktion von erneuerbarem Strom bei. Um die Installation derartiger Anlagen attraktiver zu machen, könnte zukünftig die EEG-Umlage auf Eigenverbrauch von Aufdach-Photovoltaikstrom Strom gänzlich entfallen. Außerdem sollten die Regulierungen für Mieterstrommodelle so vereinfacht werden, dass auch Potenziale für das Aufstellen von Aufdach-Photovoltaik auf Mehrfamilienhäusern genutzt werden können. Auch jenseits des Eigenverbrauchs sind zusätzliche Anreize nötig: Zum Beispiel könnte durch eine Anhebung der Leistungsgrenze, ab der Anlagen an

<sup>189</sup> Nach der EU-Richtlinie zum Strombinnenmarkt dürfen nur Kraftwerke, die weniger als 550 g CO<sub>2</sub> pro kWh Strom ausstoßen, Förderung über einen Kapazitätsmechanismus erhalten. Damit sind Kohlekraftwerke allein aus europarechtlichen Gründen vom vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismus ausgeschlossen.

EEG-Auktionen teilnehmen müssen, die Installation größerer Aufdach-Photovoltaikanlagen auf Lagerhallen und ähnlichen Gebäuden attraktiver werden.

- Ein „H<sub>2</sub>-ready“-Standard soll sicherstellen, dass alle neu zu bauenden Gaskraftwerke mittelfristig zu 100 Prozent Wasserstoff verbrennen können – gegebenenfalls mit definiertem Umrüstungsaufwand. Dies ist nötig, da zur Erreichung der Treibhausgasneutralität spätestens 2045 kein fossiles Gas mehr verbrannt werden darf und verbleibende Gasverbraucher auf Wasserstoff umstellen müssen. Regulatorisch ließe sich das beispielsweise über Anforderungen für Gaskraftwerke im Kapazitätsmechanismus oder im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz umsetzen.
- Um Zubau erneuerbarer Energien auch außerhalb des EEG anzureizen, sollte der Handel mit erneuerbarem Strom attraktiver gemacht werden. Bilaterale Lieferverträge für erneuerbaren Strom (PPAs) ließen sich durch staatliche Absicherungen attraktiver machen, beispielsweise im Falle der Insolvenz einer PPA-Vertragspartei. Außerdem wäre eine Ausweitung der Strompreiskompensation für industrielle Verbraucher auf deren PPA-Strommengen denkbar. Generell müssen PPAs nach Leistung und Laufzeit strukturiert werden können; entsprechende Elemente sollten handhabbar sein.
- Elektrolyseure sollten möglichst netzdienlich gesteuert werden, um Stromsystemkosten möglichst niedrig zu halten, was auch den Elektrolyseuren zugutekommt. Dazu gehören einerseits die Standortwahl, andererseits systemdienliche Betriebszeiten. Kurzfristig sind diese Kriterien jedoch nicht vollumfänglich umsetzbar, da Unternehmen mit hohem Wasserstoffbedarf noch nicht an ein aufzubauendes Wasserstoffnetz angeschlossen sind und die Kriterien sich mit dezentraler Elektrolyse nur schwer erfüllen lassen. Bei allen Regelungen sollte vor allem in den nächsten Jahren die Verfügbarkeit von Wasserstoffnetzen berücksichtigt werden, um benötigte Investitionen in Wasserstofftechnologien in der Industrie nicht zu verlangsamen.

Bei vorhandener Anbindung an die Wasserstoffinfrastruktur können perspektivisch höhere Anforderungen an neue Elektrolysestandorte gestellt werden – in vielen Fällen wird dies erst ab 2030 möglich sein. Diese Anforderungen sollten sich vor allem in der europäischen Zertifizierung von „grünem“ Wasserstoff wiederfinden, etwa auf Basis der Nachhaltigkeitsdefinition unter der Renewables Energy Directive (RED) II. In Deutschland könnten dann perspektivisch der Elektrolyse-Standort und

die Betriebszeiten beispielsweise innerhalb der Förderung von Energieträger-CCfDs für Wasserstoff<sup>190</sup> oder der Befreiung von Elektrolyseuren von der EEG-Umlage regulatorisch berücksichtigt werden.

- Um Netzausbauinvestitionen auch langfristig so kosteneffizient wie möglich zu steuern, sollte im Netzentwicklungsplan das Konzept eines „Zielnetzes“ eingeführt werden. Derzeit orientiert sich der Netzausbau am Kapazitätsbedarf der kommenden 10 bis 15 Jahre. Durch die Einführung einer zusätzlichen Perspektive auf den Ausbaubedarf bis 2045 kann bereits frühzeitig bei Ausbauprojekten eine ausreichende Auslegung sichergestellt werden, zum Beispiel durch die Genehmigung von Leerrohren als Teil der regulierten Infrastruktur.
- Die Regierung sollte in Maßnahmen zur Akzeptanzsteigerung für den Ausbau der Erzeugung von erneuerbarem Strom und von Stromnetzen investieren. Für Kommunikationsmaßnahmen, die den Beitrag bestimmter Vorhaben für den Klimaschutz verdeutlichen, sollten daher ausreichende Etats geschaffen werden. Die teilweise bereits existierende finanzielle Teilhabe lokaler Akteure an der Energiewende sollte kontinuierlich evaluiert und gegebenenfalls ausgeweitet werden. Übergreifend sollte zeitnah zwischen verschiedenen betroffenen Akteuren ein „Infrastrukturkonsens“ erarbeitet werden, um Dauerkonflikte über die für die Treibhausgasneutralität benötigte Energieerzeugungs- und Transportinfrastruktur zu befrieden.

Außerhalb des Stromsektors erfordert der notwendige Ausbau zweier bisher nicht vorhandener Infrastrukturen politische Instrumente, die zeitnah Investitionssicherheit schaffen:

Für den zügigen Aufbau eines Wasserstoffnetzes ist eine integrierte Planung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen in Abstimmung mit den Gas- und Stromnetzbetreibern erforderlich. Die Planung sollte priorisierte Industrien wie Stahl und die Grundstoffchemie berücksichtigen, sodass die fehlende Anbindung an ein Wasserstoffnetz dort kein langfristiges Hindernis für die Dekarbonisierung darstellt. Außerdem sollten sowohl kurzfristige Anbindungen von größeren Industrieclustern als auch die langfristige Flächenabdeckung berücksichtigt werden. Zur Finanzierung des Hochlaufs wäre es sinnvoll, die Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur mindestens zwischenzeitlich gemeinsam zu regulieren. Das würde zwar in den Anfangsjahren bedeuten, dass der Aufbau des Wasserstoffnetzes weitgehend von Erdgaskunden bezahlt würde, die damit verbundenen Mehrkosten wären allerdings gering. Etwa ab 2030 wäre die Rückkehr zu einer verursachungsgerechten

<sup>190</sup> Siehe „Klimaprogramm für die Industrie“ in Kapitel 7.4.2.

Regulierung möglich. Eine gemeinsame Regulierung hätte allerdings auch langfristige Vorteile, da spätere Kosten für den Rückbau nicht mehr benötigter Erdgasnetzabschnitte dann über Wasserstoffnetzentgelte mitfinanziert werden könnten.

**Auch ein neues CO<sub>2</sub>-Netz sollte Teil dieser integrierten Netzplanung sein und entsprechend finanziert werden.**

Die Refinanzierung der Infrastruktur für Transport und Speicherung könnte anfangs als staatliche Anschubfinanzierung ausgestaltet werden und mittelfristig verursachungsgerecht über eine Umlage auf die Carbon-Capture-Kosten der Unternehmen erfolgen. Diese würde dann im Rahmen des industriellen Instrumentenmix „mitgefördert“ werden.<sup>191</sup> Ähnlich wie beim Stromnetzausbau sollte auch beim Aufbau der Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Infrastruktur die gesellschaftliche Akzeptanz dieser Netze gefördert werden. Anstelle von leitungsgebundener Infrastruktur könnte alternativ zur Anbindung einzelner Standorte die Binnenschifffahrt in Frage kommen, sofern sich dies als ökonomischer herausstellt.

Schließlich werden auch für die Dekarbonisierung des Fernwärmesektors politische Instrumente benötigt:

- **Zur Erreichung eines schnellen Zubaus an KWK-Anlagen sollten bestehende Anreize im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) erhöht werden.** Dabei sollten die bestehenden Förderungen für Kapitalinvestitionen (CAPEX-Förderungen) für den KWK-Zubau bis 2030 erhöht werden. Außerdem sollte eine Verpflichtung für „H<sub>2</sub>-Readiness“ beim Bau neuer Gas-KWK-Anlagen eingeführt werden.
- **Neben der Dekarbonisierung bestehender Fernwärmeerzeugung sollte der Ausbau von Netzen unterstützt werden,** um mehr Wärmequellen und -senken miteinander verbinden zu können. Hier kann, wo nötig, eine Investitionsförderung gewährt werden.

- **In der Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) sollten verschiedene Erzeugungstechnologien und der Netzausbau gefördert werden.** Großwärmepumpen, Biomasse, Geothermie, Groß-Solarthermie, Anbindung von (Industrie-)Abwärme und schließlich der Fernwärmenetzausbau selbst (inklusive Temperatursenkungen) sollten hier adressiert werden. Die Bundesförderung effiziente Wärmenetze sollte investitionssicher auf 2030 und passend mit entsprechenden Förderbudgets auf das 65 %-Ziel für Deutschland ausgerichtet werden.
- **Abgesehen von finanziellen Anreizen für Fernwärmenetze ist eine kommunale Wärmeplanung notwendig,** um Fernwärmenetze künftig wie Strom- und Gasnetze systemisch zu planen und volkswirtschaftlich optimal zu dimensionieren.
- **Die Nutzung von erneuerbarem Strom zur Wärmeerzeugung in „Überschusszeiten“ sollte erleichtert werden.** Anstatt die Erzeugung von erneuerbarem Strom abzuregeln, sollte dieser, wo möglich, für die Wärmebereitstellung genutzt werden. Aktuell gibt es dafür regulatorische Hemmnisse, die durch eine Überarbeitung der Abgaben-, Umlagen- und Entgelt-systematik adressiert werden können. Die systemische Anwendung von „Nutzen statt Abregeln“ bedarf einer klugen regionalen Steuerung durch die Netzbetreiber, wo Abregelungen für erneuerbare Energien anfallen und der überschüssige Strom alternativ genutzt werden kann, entsprechender Technik für hohe Flexibilität und Regelgeschwindigkeit sowie eines flexiblen Umlagenprinzips zur Abrechnung.<sup>192</sup>

<sup>191</sup> Perspektivisch wird nach 2030 auch ein Markt für negative Emissionen benötigt, da Industrieunternehmen über negative Emissionen aus BECCUS unter anderem Emissionen aus der Landwirtschaft kompensieren. Dies ist aber bis 2030 nicht Teil des vorgeschlagenen Instrumentenmix.

<sup>192</sup> Ein Beispiel hierfür ist der § 13 Abs. 6a EnWG, der das Nutzen statt Abregeln anwendbar macht, aber in der aktuellen EnWG-Novelle nicht bis zum Jahr 2030 verlängert wurde.



## 11.1 Annahmen

### 11.1.1 Übergreifende Annahmen

Tabelle 1: Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts und der Bruttowertschöpfung der größten Sektoren

Sektor	Einheit	2019	2030
<b>Bruttoinlandsprodukt</b>			
Gesamtdeutschland	Mrd. € <sub>2019</sub>	3.449	3.981 (+1,3% p. a.)
<b>Bruttowertschöpfung</b>			
Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	Mrd. € <sub>2017</sub>	11	11 (+0% p. a.)
Grundstoffchemie	Mrd. € <sub>2017</sub>	18	22 (+1,5% p. a.)
Papier	Mrd. € <sub>2017</sub>	10	11 (+0,3% p. a.)
Verarbeitung von Steinen und Erden	Mrd. € <sub>2017</sub>	9	10 (+1,2% p. a.)
Glas und Keramik	Mrd. € <sub>2017</sub>	7	8 (+1,2% p. a.)
Gewinnung von Steinen und Erden; Bergbau	Mrd. € <sub>2017</sub>	3	3 (+1,2% p. a.)
Ernährung und Tabak	Mrd. € <sub>2017</sub>	52	57 (+0,8% p. a.)
NE-Metalle und Gießereien	Mrd. € <sub>2017</sub>	11	11 (+0% p. a.)
Sonstige Wirtschaftszweige	Mrd. € <sub>2017</sub>	152	164 (+0,7% p. a.)
Sonstige chemische Industrie	Mrd. € <sub>2017</sub>	52	71 (+2,8% p. a.)
Gummi- und Kunststoffwaren	Mrd. € <sub>2017</sub>	29	38 (+2,5% p. a.)
Metallerzeugnisse	Mrd. € <sub>2017</sub>	48	57 (+1,7% p. a.)
Fahrzeugbau	Mrd. € <sub>2017</sub>	130	178 (+2,9% p. a.)
Maschinenbau	Mrd. € <sub>2017</sub>	97	123 (+2,3% p. a.)

Quelle: Destatis (2019); BMWi und BMF (2021); EIU (2021); BCG-Analyse

Tabelle 2: Entwicklung der relevantesten Produktionsoutputs in der Referenz

Produkt	Einheit	2019	2030
Primärstahl	Mt	28	29 (+1,9% p. a.)
Sekundärstahl	Mt	12	15 (+2,5% p. a.)
Zementklinker	Mt	25	23 (-0,3% p. a.)
Ammoniak	Mt	3	3 (+0,0% p. a.)
Petrochemie	Mt	14	13 (-0,5% p. a.)

Quelle: VDZ (2020); WV Stahl (2020); BCG-Analyse

Tabelle 3: Preisentwicklung Rohstoffe und CO<sub>2</sub>

Rohstoffpreise	Einheit	2019	2030
Rohöl	€ <sub>2019</sub> /GJ	10,4	8,3 (-0,6% p. a.)
Erdgas	€ <sub>2019</sub> /GJ	4,9	3,7 (-2,5% p. a.)
Steinkohle	€ <sub>2019</sub> /GJ	1,9	1,8 (-0,3% p. a.)
CO <sub>2</sub> im ETS	€ <sub>2019</sub> /t CO <sub>2</sub> ä	25	72 (90 in € <sub>2030</sub> )
CO <sub>2</sub> im BEHG (niedrig)	€ <sub>2019</sub> /t CO <sub>2</sub> ä	–	65 (80 in € <sub>2030</sub> )
CO <sub>2</sub> im BEHG (hoch)	€ <sub>2019</sub> /t CO <sub>2</sub> ä	–	150 (180 in € <sub>2030</sub> )
Biomethan	€ <sub>2019</sub> /GJ	19	23 (+1,9% p. a.)
Biomasse (fest)	€ <sub>2019</sub> /GJ	8	9 (+1,7% p. a.)
Pellets (~ 2 t p. a.)	€ <sub>2019</sub> /GJ	16	18 (+1,0% p. a.)
Biodiesel	€ <sub>2019</sub> /GJ	23	24 (+0, % p. a.)
Bioethanol	€ <sub>2019</sub> /GJ	23	24 (+0,3% p. a.)

Quelle: IEA (2020); C.A.R.M.E.N. e. V. (2021a); C.A.R.M.E.N. e. V. (2021b); BCG-Analyse

Tabelle 4: Preisentwicklung Strom für verschiedene Akteure und Anwendungsfälle

Akteur/Anwendung	Vor Instrumenten			Nach Instrumenten	
	2019	2025	2030	2025	2030
	€ <sub>2019</sub> /MWh			€ <sub>2019</sub> /MWh	
Private Haushalte – allgemein	305	356	361	361	367
<i>davon: Beschaffung und Vertrieb</i>	71	88	91	88	91
<i>davon: Kapazitätsumlage</i>	–	4	15	4	15
<i>davon: Netzentgelt</i>	74	94	101	96	104
<i>davon: EEG-Umlage</i>	64	65	49	67	51
<i>davon: Sonstige Umlagen</i>	27	28	28	28	28
<i>davon: Stromsteuer</i>	21	21	21	21	21
<i>davon: Mehrwertsteuer</i>	49	57	58	58	59
Private Haushalte – Wärmepumpe	223	268	270	151	171
<i>davon: Beschaffung und Vertrieb</i>	54	73	75	73	75
<i>davon: Kapazitätsumlage</i>	0	4	15	4	15
<i>davon: Netzentgelt</i>	37	51	56	48	52
<i>davon: EEG-Umlage</i>	64	65	49	–	–
<i>davon: Sonstige Umlagen</i>	11	12	12	1	1
<i>davon: Stromsteuer</i>	21	21	21	1	1
<i>davon: Mehrwertsteuer</i>	36	43	43	24	27
Industrie (keine Entlastung) – allgemein	142	171	171	173	174
<i>davon: Beschaffung und Vertrieb</i>	42	62	64	62	64
<i>davon: Kapazitätsumlage</i>	0	3	12	3	12
<i>davon: Netzentgelt</i>	24	29	31	29	31
<i>davon: EEG-Umlage</i>	51	52	39	54	41
<i>davon: Sonstige Umlagen</i>	9	10	10	10	10
<i>davon: Stromsteuer</i>	15	15	15	15	15
Industrie (keine Entlastung) – Power-to-Heat	142	171	171	61	64
<i>davon: Beschaffung und Vertrieb</i>	42	62	64	58	60
<i>davon: Kapazitätsumlage</i>	0	3	12	-	-
<i>davon: Netzentgelt</i>	24	29	31	2	2
<i>davon: EEG-Umlage</i>	51	52	39	-	-
<i>davon: Sonstige Umlagen</i>	9	10	10	2	2
<i>davon: Stromsteuer</i>	15	15	15	1	1
Industrie (maximale Entlastung) – alle Anwendungen (inkl. Power-to-Heat)	41	61	64	61	64
<i>davon: Beschaffung und Vertrieb</i>	38	58	60	58	60
<i>davon: Kapazitätsumlage</i>	–	–	–	–	–
<i>davon: Netzentgelt</i>	1	2	2	2	2
<i>davon: EEG-Umlage</i>	–	–	–	–	–
<i>davon: Sonstige Umlagen</i>	2	2	2	2	2
<i>davon: Stromsteuer</i>	1	1	1	1	1

Quelle: BDEW (2021d); BCG-Analyse

Tabelle 5: Preisentwicklung Wasserstoff für verschiedene Akteure (alle ohne Mehrwertsteuer)

Akteur	2025	2030
	€ <sub>2019</sub> /kg H <sub>2</sub>	€ <sub>2019</sub> /kg H <sub>2</sub>
Großabnehmer mit Direktanbindung <sup>193</sup> (Stahl, Chemie, Stromsystem)	3,3	2,9
<i>davon: Zentrale Erzeugung in Deutschland</i>	3,2	2,8
<i>davon: Pipeline-Direktanbindung</i>	0,1	0,1
Abnehmer über Verteilnetz <sup>193</sup> (Gebäude, nicht energieintensive Industrie, Verkehr)	3,8	3,4
<i>davon: Zentrale Erzeugung in Deutschland</i>	3,2	2,8
<i>davon: Verteilnetzkosten</i>	0,6	0,6
Produktion vor Ort <sup>194</sup> (Industrie, Verkehr)	4,2	3,8
<i>davon: Dezentrale Erzeugung vor Ort</i>	4,2	3,8

Quelle: BCG-Analyse

Tabelle 6: Preisentwicklung der relevantesten Energieträger für die Industrie (bei CO<sub>2</sub>-Preis von 80 €/t im Jahr 2030, alle ohne Mehrwertsteuer)

Akteur/Anwendung	Vor Instrumenten			Nach Instrumenten	
	2019	2025 € <sub>2019</sub> /MWh	2030	2025 € <sub>2019</sub> /MWh	2030 € <sub>2019</sub> /MWh
Kohle <sup>195</sup>	13	30	36	31	39
<i>davon: Großhandelspreis</i>	7	7	7	7	7
<i>davon: CO<sub>2</sub>-Preis (80 €/t im Jahr 2030)</i>	-	17	23	17	23
Erdgas <sup>196</sup>	33	39	42	39	42
<i>davon: Großhandelspreis</i>	19	13	13	13	13
<i>davon: CO<sub>2</sub>-Preis (80 €/t im Jahr 2030)</i>	-	10	13	10	13
Biomasse (Hackschnitzel) <sup>197</sup>	37	39	40	40	43
<i>davon: Großhandelspreis</i>	27	29	30	30	33
<i>davon: CO<sub>2</sub>-Preis (80 €/t im Jahr 2030)</i>	-	-	-	-	-
Fernwärme	75	83	93	83	93
Strom – allgemein (keine Entlastung)	142	171	171	173	174
Strom – Power-to-Heat (keine Entlastung) <sup>198</sup>	142	171	171	61	64
Strom – allgemein (maximale Entlastung) <sup>198</sup>	41	61	64	61	64
Strom – Power-to-Heat (maximale Entlastung) <sup>198</sup>	41	61	64	61	64

Quelle: BCG-Analyse

<sup>193</sup> Herstellung von Wasserstoff an zentraler Windenergieanlage (Nordsee) über Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL). PEMEL (in 2030): Volllast 5.100 h, Effizienz 67 %, Investitionskosten 600 €/kW<sub>el</sub> (Stack, Peripherie), Betriebskosten 4 %, Lebensdauer 10a (Stack)/25a (Peripherie). Windenergie (in 2030): Volllast 3.800 h, Investitionskosten 950 €/kW<sub>el</sub>, Betriebskosten 2,5 %, Lebensdauer 15a. Gewichtete Kapitalkosten 6,0 %.

<sup>194</sup> Herstellung von Wasserstoff an dezentraler Anlage in Deutschland (Strombezug aus dem Netz) über Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL). PEMEL (in 2030): Volllast 8.000 h (unter Annahme einer gesetzlichen Neuregelung ohne Vollbenutzungsstundenbegrenzung für EEG-Umlagebefreiung), Effizienz 67 %, Investitionskosten 600 €/kW<sub>el</sub> (Stack, Peripherie), Betriebskosten 4 %, Lebensdauer 10a (Stack)/25a (Peripherie). Strom: 6,4 ct/kWh, entsprechend Strompreis für maximal entlastete (stromintensive) Unternehmen. Gewichtete Kapitalkosten 6,0 %.

<sup>195</sup> Beinhaltet Großhandelspreis, Vertrieb, CO<sub>2</sub>-Preis und Energiesteuer.

<sup>196</sup> Beinhaltet Großhandelspreis, Vertrieb, CO<sub>2</sub>-Preis, Energiesteuer und Netzentgelte.

<sup>197</sup> Beinhaltet Großhandelspreis, Vertrieb, CO<sub>2</sub>-Preis und Energiesteuer.

<sup>198</sup> Für Preiskomponenten siehe Tabelle 4.

Tabelle 7: Preisentwicklung der relevantesten Energieträger für Verkehr (bei CO<sub>2</sub>-Preis von 80 €/t im Jahr 2030, alle inkl. Mehrwertsteuer von 19 %)

Akteur/Anwendung	Einheit	Vor Instrumenten			Nach Instrumenten	
		2019	2025	2030	2025	2030
Benzin	€ <sub>2019</sub> /MWh	156	162	166	162	166
	(€ <sub>2019</sub> /l)	(1,35)	(1,40)	(1,44)	(1,40)	(1,44)
davon: CO <sub>2</sub> -Preis (80 €/t im Jahr 2030)	€ <sub>2019</sub> /MWh	-	13	17	13	17
	(€ <sub>2019</sub> /l)	(0,00)	(0,12)	(0,16)	(0,12)	(0,16)
Diesel	€ <sub>2019</sub> /MWh	126	132	136	138	158
	(€ <sub>2019</sub> /l)	(1,09)	(1,14)	(1,18)	(1,20)	(1,37)
davon: CO <sub>2</sub> -Preis (80 €/t im Jahr 2030)	€ <sub>2019</sub> /MWh	-	13	17	13	17
	(€ <sub>2019</sub> /l)	(0,00)	(0,14)	(0,18)	(0,14)	(0,18)
Bioethanol <sup>199</sup>	€ <sub>2019</sub> /MWh	250	252	253	235	191
	(€ <sub>2019</sub> /l)	(1,64)	(1,65)	(1,66)	(1,54)	(1,25)
Biodiesel	€ <sub>2019</sub> /MWh	179	182	183	178	170
	(€ <sub>2019</sub> /l)	(1,72)	(1,74)	(1,75)	(1,71)	(1,63)
PtL – Benzin <sup>200</sup>	€ <sub>2019</sub> /MWh	394	319	286	307	241
	(€ <sub>2019</sub> /l)	(3,42)	(2,77)	(2,48)	(2,66)	(2,09)
PtL – Diesel <sup>200</sup>	€ <sub>2019</sub> /MWh	364	289	255	282	232
	(€ <sub>2019</sub> /l)	(3,16)	(2,51)	(2,21)	(2,44)	(2,01)
Wasserstoff	€ <sub>2019</sub> /MWh	285	244	140	249	157
	(€ <sub>2019</sub> /l)	(9,50)	(8,19)	(4,69)	(8,35)	(5,26)
Strom	€ <sub>2019</sub> /MWh	305	356	361	361	367

Quelle: BCG-Analyse

<sup>199</sup> 100 Prozent Bioethanol unterliegt aktuell einem Energiesteuersatz von 0,65 €/l. Aufgrund seines niedrigen spezifischen Heizwertes wird Bioethanol pro MWh deutlich höher besteuert als beispielsweise Biodiesel. Mit der Umstellung der Energiesteuer auf Besteuerung pro Energiegehalt würde sich der Preis für Bioethanol pro MWh nach Instrumenten dem von Biodiesel annähern.

<sup>200</sup> Annahmen für die Herstellung von PtL: Wasserstoff über Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL), Kohlenstoff aus Direct Air Capture (DAC), Methanolsynthese und Methanol-to-Gasoline-Prozess. Strom für PEMEL und DAC von Onshore-Windenergieanlage in Nordmarokko. PEMEL-Anlage: Volllast 6.000 h, Effizienz 65 %, Investitionskosten 600 €/kW<sub>el</sub> (Stack, Peripherie), Betriebskosten 4 %, Lebensdauer 10a (Stack)/25a (Peripherie). DAC-Anlage: Volllast 8.000 h, Stromverbrauch 550 kWh/t CO<sub>2</sub>, Investitionskosten 570 €/t CO<sub>2</sub>/a, Betriebskosten 3 %, Lebensdauer 20a. Methanolsynthese: Volllast 6.000 h, Effizienz 75 %, Investitionskosten 700 €/kW<sub>fuelis</sub>, Betriebskosten 3 %, Lebensdauer 20a. Windenergieanlage: Volllast 5.000 h, Investitionskosten 950 €/kW<sub>el</sub>, Betriebskosten 2,5 %, Lebensdauer 15a. Gewichtete Kapitalkosten 7,5 %.

Tabelle 8: Preisentwicklung der relevantesten Energieträger für Gebäude (bei CO<sub>2</sub>-Preis von 80 €/t im Jahr 2030)

Energieträger/Akteur	Vor Instrumenten			Nach Instrumenten	
	2019	2025	2030	2025	2030
	€/2019/MWh			€/2019/MWh	
<b>Erdgas</b>					
Ein-/Zweifamilienhäuser <sup>201</sup>	62	69	72	69	72
<i>davon: CO<sub>2</sub>-Preis (80 €/t im Jahr 2030)</i>	-	10	13	10	13
Mehrfamilienhäuser <sup>201</sup>	55	62	65	62	65
<i>davon: CO<sub>2</sub>-Preis (80 €/t im Jahr 2030)</i>	-	10	13	10	13
GHD <sup>202</sup>	47	52	55	52	55
<i>davon: CO<sub>2</sub>-Preis (80 €/t im Jahr 2030)</i>	-	10	13	10	13
<b>Heizöl</b>					
Ein-/Zwei-/Mehrfamilienhäuser <sup>201</sup>	64	71	75	71	74
<i>davon: CO<sub>2</sub>-Preis (80 €/t im Jahr 2030)</i>	-	13	17	13	17
GHD <sup>202</sup>	54	60	63	59	62
<i>davon: CO<sub>2</sub>-Preis (80 €/t im Jahr 2030)</i>	-	13	17	13	17
<b>Fernwärme</b>					
Ein-/Zwei-/Mehrfamilienhäuser <sup>201</sup>	89	99	111	99	111
GHD <sup>202</sup>	75	83	93	83	93
<b>Biomasse</b>					
Ein-/Zwei-/Mehrfamilienhäuser (Pellets, circa 2 t) <sup>203</sup>	75	83	93	83	93
GHD (Pellets, circa 5 t) <sup>202</sup>	50	55	56	57	60
<b>Strom<sup>204</sup></b>					
Private Haushalte – allgemein	305	356	361	361	367
Private Haushalte – Wärmepumpe	223	268	270	151	171
GHD – allgemein	202	241	243	244	248
GHD – Wärmepumpe	171	204	205	111	128

Quelle: BCG-Analyse

<sup>201</sup> Inkl. Mehrwertsteuer von 19 %.

<sup>202</sup> Ohne Mehrwertsteuer.

<sup>203</sup> Inkl. Mehrwertsteuer von 7 %.

<sup>204</sup> Für Preiskomponenten siehe Tabelle 4.

## 11.1.2 Industrie

Tabelle 9: Kosten für verschiedene Wärmeerzeuger

Technologie	Einheit	Investitionen 2030	Betriebskosten 2030
Kohle	€ <sub>2019</sub> /kW	300	2 % (der Investitionen)
Heizöl	€ <sub>2019</sub> /kW	400	2 % (der Investitionen)
Erdgas	€ <sub>2019</sub> /kW	300	2 % (der Investitionen)
Power-to-Heat (bis Mitteltemperatur)	€ <sub>2019</sub> /kW	420	2 % (der Investitionen)
Power-to-Heat (Hochtemperatur)	€ <sub>2019</sub> /kW	1.200 – 2.000	2 % (der Investitionen)
Biomasse	€ <sub>2019</sub> /kW	900	2 % (der Investitionen)
Wasserstoff	€ <sub>2019</sub> /kW	375	2 % (der Investitionen)

Quelle: BCG-Analyse

### 11.1.3 Verkehr

Tabelle 10: Pkw-Anschaffungskosten

Antrieb	Einheit	2021	2030
Benzin	€ <sub>2019</sub>	31.100	31.200
Diesel	€ <sub>2019</sub>	36.800	36.900
Plug-in-Hybrid	€ <sub>2019</sub>	42.400	39.200
Komprimiertes Erdgas (Compressed Natural Gas, CNG)	€ <sub>2019</sub>	37.300	36.500
Flüssiggas (Liquefied Petroleum Gas, LPG)	€ <sub>2019</sub>	35.800	34.900
Batterieelektrisch	€ <sub>2019</sub>	37.900	35.100
Wasserstoff	€ <sub>2019</sub>	53.900	36.700

Quelle: BCG-Analyse

Tabelle 11: Kraftstoffverbräuche Pkw im Bestand

Antrieb	Einheit	2020	2030
Benzin	l/100 km	7,9	7,3
Diesel	l/100 km	6,8	6,3
Plug-in-Hybrid	l Benzinäquiv./100 km	4,4	3,5
CNG	kg/100 km	6,0	5,2
LPG	l/100 km	11,0	10,1
Batterieelektrisch	kWh/100 km	22,6	20,2
Wasserstoff	kg H <sub>2</sub> /100 km	1,1	1,1

Quelle: BCG-Analyse

Tabelle 12: Kraftstoffverbräuche Pkw in Neuzulassungen

Antrieb	Einheit	2020	2030
Benzin	l/100 km	7,4	6,6
Diesel	l/100 km	6,5	5,9
Plug-in-Hybrid	l Benzinäquiv./100 km	4,5	3,8
CNG	kg/100 km	5,2	4,6
LPG	l/100 km	10,5	9,2
Batterieelektrisch	kWh/100 km	22,4	20,3
Wasserstoff	kg H <sub>2</sub> /100 km	1,1	1,1

Quelle: BCG-Analyse

Tabelle 13: Lkw-Anschaffungskosten (schwere Nutzfahrzeuge)

Antrieb	Einheit	2021	2030
Benzin	€ <sub>2019</sub>	110.000	110.000
Diesel	€ <sub>2019</sub>	110.000	110.000
Gas	€ <sub>2019</sub>	132.900	128.400
Batterieelektrisch	€ <sub>2019</sub>	255.200	185.000
Wasserstoff	€ <sub>2019</sub>	380.900	186.800

Quelle: BCG-Analyse

Tabelle 14: Kraftstoffverbräuche Lkw (schwere Nutzfahrzeuge)

Antrieb	Einheit	2020	2030
Diesel	l/100 km	27,7	26,1
Erdgas	kg/100 km	18,7	17,6
Batterieelektrisch	kWh/100 km	144,0	115,0
Wasserstoff	kg/100 km	8,3	7,5

Quelle: BCG-Analyse

Tabelle 15: Kosten- und Größenentwicklung Batterien und Brennstoffzellen

Variable	Einheit	2021	2030
<b>Batterieelektrische Pkw</b>			
Batteriegröße	kWh	50	105
Batteriekosten	€ <sub>2019</sub> /kWh	110	70
<b>Batterieelektrische schwere Sattelzugmaschinen</b>			
Batteriegröße	kWh	580	730
Batteriekosten	€ <sub>2019</sub> /kWh	140	80
<b>Wasserstoffbetriebene schwere Sattelzugmaschinen</b>			
Brennstoffzellengröße	kW	295	340
Brennstoffzellenkosten	€ <sub>2019</sub> /kW	525	155
Batteriegröße	kWh	40	50
Batteriekosten	€ <sub>2019</sub> /kWh	230	130

Quelle: BCG-Analyse

Tabelle 16: Anschaffungskosten<sup>205</sup> Ladeinfrastruktur

Art des Ladepunktes	Einheit	2021	2030
Privater Ladepunkt <sup>206</sup>	€ <sub>2019</sub>	2.700	2.300
Ladepunkt am Arbeitsplatz	€ <sub>2019</sub>	5.900	4.900
Öffentlich zugänglicher Ladepunkt, langsam	€ <sub>2019</sub>	6.700	5.600
Öffentlich zugänglicher Ladepunkt, schnell (50 kW)	€ <sub>2019</sub>	38.000	25.900
Öffentlich zugänglicher Ladepunkt, schnell (150 kW)	€ <sub>2019</sub>	82.700	55.900
Öffentlich zugänglicher Ladepunkt, schnell (350 kW)	€ <sub>2019</sub>	203.500	135.800

Quelle: BCG-Analyse

Tabelle 17: Verhältnis Pkw zu Ladeinfrastruktur

Art des Ladepunktes	Einheit	2021	2030
Privater Ladepunkt	BEV- und PHEV-Pkw pro Ladestation	1,4	1,7
Ladepunkt am Arbeitsplatz	BEV- und PHEV-Pkw pro Ladepunkt	1,5	3,3
Öffentlich zugänglicher Ladepunkt, langsam	BEV- und PHEV-Pkw pro Ladepunkt	11	15
Öffentlich zugänglicher Ladepunkt, schnell	BEV-Pkw pro Ladepunkt	46	100

Quelle: BCG-Analyse

Tabelle 18: Ladestrompreise für batterieelektrische Pkw

Art des Ladepunktes	Einheit	2021	2030
Privater Ladepunkt	ct <sub>2019</sub> /kWh	32	36
Ladepunkt am Arbeitsplatz	ct <sub>2019</sub> /kWh	28	32
Öffentlich zugänglicher Ladepunkt (150 kW)	ct <sub>2019</sub> /kWh	46	50
Öffentlich zugänglicher Ladepunkt (350 kW)	ct <sub>2019</sub> /kWh	56	60

Quelle: Eurostat (2021); BCG-Analyse

<sup>205</sup> Anschaffungskosten inkl. Hardware, Installation sowie Anschluss ans Stromnetz.

<sup>206</sup> Investitionen berücksichtigen die Wallbox im Eigenheim sowie den notwendigen Hausanschluss (Niederspannung). Mögliche notwendige Kosten für ein verstärktes Verteilnetz sind nicht berücksichtigt.

## 11.1.4 Gebäude

Tabelle 19: Betrachtete Gebäudetypen im Vergleich (inkl. Haustechnik)

Variable	Einheit	Ein-/Zweifamilienhaus	Mehrfamilienhaus
Typ	-	Altbau	Altbau
Größe	m <sup>2</sup>	150	500
Energieverbrauch	kWh/m <sup>2</sup> p. a.	130	100
Heizlast	kW	10	22

Quelle: BDEW (2021b); BCG-Analyse

Tabelle 20: Anschaffungskosten für Wärmezeugungseinheiten der jeweiligen Heizlast nach Gebäudetyp

Variable	Einheit	Ein-/Zweifamilienhaus	Mehrfamilienhaus
<b>Anschaffungskosten 2030 ohne Förderung</b>			
Ölkessel	€ <sub>2019</sub>	12.100	15.000
Gaskessel	€ <sub>2019</sub>	9.200	12.000
Luftwärmepumpe	€ <sub>2019</sub>	23.820	47.830
Fernwärme	€ <sub>2019</sub>	3.600	3.800
Wasserstoffkessel	€ <sub>2019</sub>	10.120	13.200
<b>Anschaffungskosten 2030 mit bestehender Förderung</b>			
Ölkessel	€ <sub>2019</sub>	12.100	15.000
Gaskessel	€ <sub>2019</sub>	8.900	11.380
Luftwärmepumpe	€ <sub>2019</sub>	16.370	32.910
Fernwärme	€ <sub>2019</sub>	3.500	3.660
Wasserstoffkessel	€ <sub>2019</sub>	9.790	12.520

Quelle: BDEW (2021b); BCG-Analyse

## Sanierte Flächen sollten in 2030 ~ 70 kWh/(m<sup>2</sup> a) Raumwärme- und Warmwasserbedarf erreichen

TABELLE 21 | Sanierungstiefe und -kosten

		PEB für Raumwärme und Warmwasser <sup>1</sup> (kWh/(m <sup>2</sup> a) NFL)	Sanierungs- vollkosten (€/m <sup>2</sup> WFL)	+ 30 % Aufschlag <sup>2</sup> Davon energiebedingte Mehrkosten (€/m <sup>2</sup> WFL)	Davon Dämmung (€/m <sup>2</sup> WFL)	Davon Lüftung mit WRG (€/m <sup>2</sup> WFL)	Vergleich Sanierungs- niveau im Zielpfad <sup>1</sup> (kWh/(m <sup>2</sup> a))
<b>EZFH</b>	KfW-Effizienzhaus 140	134	425	110	60	0	
	KfW-Effizienzhaus 100	96	450	135	65	0	2019: Ø 106 kWh/(m <sup>2</sup> a)
	KfW-Effizienzhaus 85	82	470	155	70	0	
	KfW-Effizienzhaus 70	68	520	205	85	50	2030: Ø 70 kWh/(m <sup>2</sup> a) 2045: Ø 65 kWh/(m <sup>2</sup> a)
	KfW-Effizienzhaus 55	48	590	275	120	50	
<b>MFH</b>	KfW-Effizienzhaus 140	122	285	70	45	0	
	KfW-Effizienzhaus 100	87	310	95	55	0	2019: Ø 88 kWh/(m <sup>2</sup> a)
	KfW-Effizienzhaus 85	75	345	130	60	0	2030: Ø 70 kWh/(m <sup>2</sup> a)
	KfW-Effizienzhaus 70	53	400	185	85	70	2045: Ø 63 kWh/(m <sup>2</sup> a)
	KfW-Effizienzhaus 55	41	465	250	115	70	

1. Annahme: Warmwasserbedarf von 15 kWh/m<sup>2</sup> in EZFH und 20 kWh/m<sup>2</sup> in MFH 2. 30 % Aufschlag ergibt sich aus Handwerker- und Materialknappheit sowie durch zusätzliche Sanierungen außerhalb von Sanierungszyklen, in denen auch die Sowieso-Kosten als Mehrkosten anfallen  
Anmerkung: Kosten beziehen sich auf Vollsanierungsäquivalente – Sanierungsniveau wird entlang natürlicher Sanierungszyklen und Sanierungsfahrpläne sequenziell erreicht; Ausgangszustand ist für EZFH ~ 150 kWh/(m<sup>2</sup> a) und für MFH ~ 120 kWh/(m<sup>2</sup> a); Angaben in €, real 2019; NFL = Nutzfläche, WFL = Wohnfläche, PEB = Primärenergiebedarf, EZFH = Ein-/Zweifamilienhäuser, MFH = Mehrfamilienhäuser, WRG = Wärmerückgewinnung  
Quelle: BCG-Analyse

## 11.1.5 Energiewirtschaft

Tabelle 22: Investitionskosten nach Stromerzeugungstechnologie

Technologie	Einheit	2020	2030
Braunkohle	€ <sub>2019</sub> /kW	1.800	1.800
Steinkohle	€ <sub>2019</sub> /kW	1.500	1.500
Gas (Gasturbine)	€ <sub>2019</sub> /kW	960	960
Gas (Gas- und Dampfturbine)	€ <sub>2019</sub> /kW	1.200	1.200
Biomasse	€ <sub>2019</sub> /kW	2.200	2.200
Andere	€ <sub>2019</sub> /kW	1.800	1.800
Wasserkraft	€ <sub>2019</sub> /kW	2.500	2.500
Aufdach-Photovoltaik	€ <sub>2019</sub> /kW	1.160	850
Freiflächen-Photovoltaik	€ <sub>2019</sub> /kW	700	500
Wind an Land	€ <sub>2019</sub> /kW	1.170	950
Wind auf See	€ <sub>2019</sub> /kW	2.860	1.490
Pumpspeicher	€ <sub>2019</sub> /kW	5.000	5.000
Batteriespeicher („behind-the-meter“)	€ <sub>2019</sub> /kW	830	490
Batteriespeicher (im Netz)	€ <sub>2019</sub> /kW	1.390	820

Quelle: BCG-Analyse

Tabelle 23: Fixe Wartungs- und Betriebskosten nach Stromerzeugungstechnologie

Technologie	Einheit	2020	2030
Braunkohle	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	53	53
Steinkohle	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	57	57
Gas (Gasturbine)	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	27	27
Gas (Gas- und Dampfturbine)	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	27	27
Biomasse	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	35	35
Andere	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	0	0
Wasserkraft	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	22	22
Aufdach-Photovoltaik	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	12	8
Freiflächen-Photovoltaik	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	14	10
Wind an Land	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	31	25
Wind auf See	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	90	47
Pumpspeicher	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	22	22
Batteriespeicher („behind-the-meter“)	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	14	8
Batteriespeicher (im Netz)	€ <sub>2019</sub> /kW p. a.	14	8

Quelle: BCG-Analyse

Tabelle 24: Variable Betriebskosten (ohne Brennstoffkosten) nach Stromerzeugungstechnologie

Technologie	Einheit	2020	2030
Braunkohle	€ <sub>2019</sub> /MWh	5	5
Steinkohle	€ <sub>2019</sub> /MWh	4	4
Gas (Gasturbine)	€ <sub>2019</sub> /MWh	3	3
Gas (Gas- und Dampfturbine)	€ <sub>2019</sub> /MWh	3	3
Biomasse	€ <sub>2019</sub> /MWh	4	4
Andere	€ <sub>2019</sub> /MWh	3	3
Wasserkraft	€ <sub>2019</sub> /MWh	0	0
Aufdach-Photovoltaik	€ <sub>2019</sub> /MWh	0	0
Freiflächen-Photovoltaik	€ <sub>2019</sub> /MWh	0	0
Wind an Land	€ <sub>2019</sub> /MWh	0	0
Wind auf See	€ <sub>2019</sub> /MWh	0	0
Pumpspeicher	€ <sub>2019</sub> /MWh	0	0
Batteriespeicher („behind-the-meter“)	€ <sub>2019</sub> /MWh	0	0
Batteriespeicher (im Netz)	€ <sub>2019</sub> /MWh	0	0

Quelle: BCG-Analyse

## 11.2 Instrumentensteckbriefe

Steckbrief 1: Harmonisierung Energiesteuer und Ausrichtung nach Energiegehalt)	196
Steckbrief 2: Wechsel zu Strom anreizen: Strompreisreform	197
Steckbrief 3: Nationales Infrastrukturprogramm (Fokus: Wasserstoff- und CO <sub>2</sub> -Netze)	198
Steckbrief 4: Nationale Biomassestrategie	199
Steckbrief 5: Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfDs)	200
Steckbrief 6: Investitionsförderung	201
Steckbrief 7: Effizienzstandards und -förderung	202
Steckbrief 8: Grüne Leitmärkte und grüne öffentliche Beschaffung	203
Steckbrief 9: Förderung der Lade- und Wasserstofftankstelleninfrastruktur	204
Steckbrief 10: Kaufanreize für E- und Wasserstoff-Pkw	205
Steckbrief 11: Antriebsorientierte, CO <sub>2</sub> -abhängige Lkw-Maut	206
Steckbrief 12: PtX-Quote und -Auktionen	207
Steckbrief 13: Infrastrukturplanung Kommunen	208
Steckbrief 14: Energiebedarfsziele und Pflicht zur Erstellung von Sanierungsfahrplänen	209
Steckbrief 15: Modulare Gebäudeförderung	210
Steckbrief 16: Erneuerbare-Energien-Gebot im Neubau	211
Steckbrief 17: Erneuerbaren-Ausbau-Offensive: Auktionen	212
Steckbrief 18: Erneuerbaren-Ausbau-Offensive: Flächenquoten und Beschleunigung	213
Steckbrief 19: Beschleunigte Verfahren für Netzausbau	214
Steckbrief 20: Flexibilisierung des Stromverbrauchs	215
Steckbrief 21: Zentraler Kapazitätsmarkt	216



# Harmonisierung Energiesteuer und Ausrichtung nach Energiegehalt

## Anpassung der nationalen Energiesteuer in Anlehnung an den Vorschlag der EU-Kommission und Wechsel auf Besteuerung nach Energiegehalt

### KONTEXT

Neben Förderungen von Antriebswechseln, Infrastruktur und emissionsarmen Kraftstoffen kann die Besteuerung von Energieträgern einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Verkehrs leisten. In Gebäuden nimmt die Harmonisierung der Energiesteuer eher eine untergeordnete Rolle in der Dekarbonisierung ein, stellt aber insbesondere Strom für Wärmepumpen besser.

### WIRKMECHANISMUS

Aktuell werden in Deutschland über die Energiesteuer sämtliche Energieträger nach Verbrauch besteuert. Teilweise werden bereits heute durch ausgewählte Steuerbegünstigungen Anreize zur Nutzung bestimmter Kraftstoffe gesetzt. Dabei sind die Steuersätze für Brennstoffe im Wärmesektor meist deutlich niedriger als für Kraftstoffe im Straßenverkehr (Ausnahme Strom). Dem Ansatz des „Fit for 55“-Pakets folgend soll die Energiesteuer mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität in 2045 weiterentwickelt und künftig nach Energiegehalt erhoben werden. Anders als bisher werden zukünftig nachhaltige Kraft- und Brennstoffe niedriger besteuert als fossile in gleicher Anwendung.

#### Verkehr

- Sukzessive Anhebung der Dieselsteuer ab 2023 auf das Niveau der Benzinsteuer gemäß Energiegehalt in 2033 (beides 20 €/GJ, entspricht 0,65 €/l Benzin bzw. 0,72 €/l Diesel)
- Harmonisierung der Steuer für Strom, strombasierte und fortschrittlich-nachhaltige Energieträger auf bisherigen Stromsteuersatz von 5,7 €/GJ ab 2023 (zum Beispiel 20,5 €/MWh für Strom, 0,18 €/l für fortschrittlich-nachhaltiges Benzin, 0,20 €/l für fortschrittlich-nachhaltigen Diesel)
- Einordnung des Steuersatzes für nachhaltige, nicht fortschrittliche Biokraftstoffe zwischen fossilen und treibhausgasneutralen Kraftstoffen auf 10 €/GJ (zum Beispiel 0,33 €/l für nachhaltigen Biodiesel)

#### Gebäude

- Harmonisierung der Energieträger: Bepreisung Biokraftstoffe nach Fortschrittlichkeit, Erhebung Energiesteuer auf Biomasse, Angleichung Energiesteuer auf Heizöl an Erdgas
- Absenkung Stromsteuer für Wärmepumpen/Power-to-Heat auf ein Minimum von 0,15 €/GJ



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

### ZUSTÄNDIGE EBENE

EU, Bund

### RECHTLICHER MODUS

EU-Richtlinie, nationales Gesetz

### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

EU-Energiesteuerrichtlinie, in Deutschland umgesetzt durch Energiesteuergesetz und Durchführungsverordnung

### WECHSELWIRKUNGEN

CO<sub>2</sub>-Bepreisung: Einführung eines EU-„New ETS“ für Straßenverkehr und Gebäude könnte die Einführung eines deutschen CO<sub>2</sub>-Preisaufschlags nötig machen. Dieser Preisaufschlag könnte über eine zusätzliche CO<sub>2</sub>-Komponente in der Energiesteuer umgesetzt werden, und zwar zusätzlich zu den in diesem Steckbrief erläuterten Anpassungen der Energiesteuersätze nach Energiegehalt und Nachhaltigkeit der Energieträger.

Strompreisreform: Absenkung der Stromsteuer als Teil einer weitergreifenden Strompreisreform

### INKRAFTTRETEN

Ab 2023 Harmonisierung der strombasierten und (fortschrittlich-) nachhaltigen Energieträger. Sukzessive Anhebung der Dieselsteuer ab 2023 bis 2033

Ab 2023 Harmonisierung der Energiesteuer für Gebäudeenergieträger

### MONITORING

Jährlicher Monitoringmechanismus, insbesondere im Hinblick auf zusätzliche Reduktionen der Steuern auf treibhausgasneutrale Energieträger, falls Antriebs- und Gebäude-transformation Wirkung nicht in ausreichendem Maße entfaltet

### PERSPEKTIVE 2030+

Erreichung des festgesetzten Dieselsteuersatzes in 2033. Prinzipiell steht die nationale Umsetzung der Energiesteuer weiterhin in direkter Abhängigkeit zur EU-Regulierung.

### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Abgestufte Anpassung schafft ausreichend Zeit zum Wechsel von Antrieb, Kraftstoffen und Brennstoffen durch Privatbesitzer und Unternehmen.

Gesteigerte Transparenz für Gebäudeeigentümer durch einheitliches System

### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Durch vorgeschlagene Anpassung der EU-Energiesteuerrichtlinie im Klimaschutzpaket „Fit for 55“ wesentliche Voraussetzung geschaffen

### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Reduktion der Energiesteuer auf E-Fuels und fortschrittlich-nachhaltige Biokraftstoffe ist wichtiger Anreiz zum Energieträgerwechsel.

### ZENTRALE RISIKEN

Mögliche starke Belastungen für deutschen Güterverkehr, vor allem bei Verkehr ins Ausland

Mögliche Entlastung zugunsten von ölbasierten Heizsystemen und damit niedrigerer Anreiz zum Wechsel zu erneuerbaren Energien

Benachteiligung nationaler Speditionen im europäischen Wettbewerb durch wesentliche nationale Verteuerung

### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

> Abgestufte Anpassung, um ausreichend Zeit für Antriebswechsel zu schaffen

> Starke Reglementierung bezüglich des Einsatzes von Ölkesseln im GEG und Sicherstellung eines treibhausgasneutralen Betriebs

> Auflösung/Abschwächung der Ungleichheiten im Wettbewerb durch einheitliche europäische Besteuerungshöhen



## Wechsel zu Strom anreizen: Strompreisreform

### Senkung des Strompreises für erneuerbare Wärmetechnologien inklusive Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anwendungen

#### KONTEXT

Die Erreichung der Klimaschutzziele 2030 erfordert eine weitgehende Elektrifizierung in der Industrie und den Gebäuden im Wärmesektor sowie durch Wärmepumpen in der Niedertemperatur beziehungsweise Power-to-Heat in der Mittel- und Hochtemperatur. Dieser Energieträgerwechsel steigert die Betriebskosten für Unternehmen und private Haushalte, da Strom gegenüber fossilen Energieträgern aktuell wesentlich teurer ist.

#### WIRKMECHANISMUS

Eine Senkung und Stabilisierung der Strompreise für Wärmepumpen und Power-to-Heat senkt die Hürden der Umstellung für Gebäude und garantiert die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. Deshalb werden für diese Technologien folgende Steuern und Umlagen ab 2023 reduziert und/oder erlassen:

- **EEG-Umlage:** Ausweitung „Besondere Ausgleichsregelung“ für stromintensive Unternehmen; Abschaffung für Wärmepumpen in Gebäuden
- **Netzentgelte:** Beibehaltung Wärmepumpentarife/max. Entlastung für Industrie
- **Stromsteuer:** Senkung auf den EU-rechtlich zulässigen Mindestwert von 0,15 €/GJ
- **Konzessionsabgabe:** Reduzierung auf das gewerbliche Minimum
- **Andere Umlagen** (KWKG, StromNEV, Offshore, abschaltbare Lasten): Abschaffung

Daraus resultiert ein Strompreis von 171 €/MWh für Wärmepumpen in privaten Haushalten, 128 €/MWh im GHD-Segment und 64 €/MWh für Power-to-Heat in der Industrie. Klimaschutzverträge entlasten den Strompreis in der Industrie weiter.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

#### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund, EU

#### RECHTLICHER MODUS

Bundesgesetz

#### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Entlastungen Stromsteuer nach StromStG<sup>1</sup> § 9; Höchstbeträge Konzessionsabgabe nach KAV<sup>2</sup> § 2; Befreiung stromintensiver Unternehmen nach KWKG<sup>3</sup> § 27 und StromNEV<sup>4</sup> § 19

#### WECHSELWIRKUNGEN

Klimaschutzverträge unterstützen weitere Senkung bis 2030; BEHG- und ETS-Preisentwicklung setzt verstärkte Anreize für Elektrifizierung; Quoten für ETS-Industrien können zusätzlich Kostenlücke schließen und Nachfrage stabilisieren; CAPEX-Förderungen für erneuerbare Technologien unterstützen den Gebäudesektor und die Industrie bei Investitionen in strombasierte Technologien; flexible Netzentgelte und netzentgeltliche Umlagen können Strompreis zu Schwachlastzeiten weiter entlasten.

#### INKRAFTTRETEN

**2023:** Absenkung der Steuern und Umlagen für erneuerbare Wärmelösungen

#### MONITORING

Kein Monitoring vorgesehen

#### PERSPEKTIVE 2030+

Langfristige Wirkungsdauer vorgesehen

#### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Langfristig gesenkte Steuern und Umlagen erzeugen planbar niedrige Strompreise, jedoch stärkere Abhängigkeit von der Marktpreisentwicklung.

#### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Erleichterung des administrativen Aufwands dank pauschalem Strompreis für alle Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anwendungen

#### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Fokussierung auf Power-to-Heat und Wärmepumpen erlaubt Förderung ohne übermäßige Belastung des Fiskus durch „Beieffekte“ auf elektrische Bestandsgeräte.

#### ZENTRALE RISIKEN

Starke preisliche Fluktuationen durch gestärkte Abhängigkeit von Marktpreisen



#### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

Klimaschutzverträge erlauben variable Zuschüsse zur Stabilisierung des Strompreises für Power-to-Heat-Anwendungen.

1. Stromsteuergesetz 2. Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas 3. Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung 4. Stromnetzentgeltverordnung



# Nationales Infrastrukturprogramm (Fokus: Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Netze)

## Integrierte Planung von Erdgas-, Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Netzen, um Wasserstoffversorgung sowie Abtransport für abgeschiedenes CO<sub>2</sub> zu gewährleisten

### KONTEXT

Wasserstoff und CCUS sind Kernelemente des Nullemissionspfades, weshalb eine flächendeckende Versorgung mit Wasserstoff sowie die Verfügbarkeit einer Infrastruktur zum Abtransport des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> sichergestellt werden müssen. Daher soll neben der deutschen Wasserstoffstrategie auch eine CO<sub>2</sub>-Strategie formuliert werden, die entsprechende Infrastrukturbedarfe berücksichtigt.

### WIRKMECHANISMUS

Sowohl für das Wasserstoff- als auch das CO<sub>2</sub>-Netz ist es ökonomisch sinnvoll, auf aktueller Erdgasinfrastruktur aufzubauen, Leitungen umzubauen und nur selektiv neue Leitungen zu verlegen. Daher ist eine integrierte Planung von Erdgas-, Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Netzen in Abstimmung mit den Gas- und Stromnetzbetreibern sinnvoll. Zur Erreichung von Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 sollen sowohl kurzfristige Anbindungen von größeren Industrieclustern als auch die langfristige Flächenabdeckung im Sinne eines Gesamtausbauszenarios einbezogen werden. Bis 2030 soll beim Leitungsausbau so priorisiert werden, dass Industrien wie insbesondere die Grundstoffchemie und Stahl für Wasserstoff beziehungsweise Zement, Papier und Fernwärme für CO<sub>2</sub> in der Planung berücksichtigt werden, damit die Anbindung an die entsprechenden Netze kein Hindernis für die Dekarbonisierung darstellt.

Aufgrund des Zeitdrucks zur Erreichung der Klimaschutzziele in 2030 soll auch die Möglichkeit des Anschubs über Important Projects of Common European Interest (IPCEI) oder andere direkte Förderung in Erwägung gezogen werden. Die Refinanzierung der Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Netze soll sich langfristig über Umlagen auf Nutzer selbst tragen. Wie die Umlagen ausgestaltet werden und wie viel zusätzliche staatliche Förderung hierbei benötigt wird, unterliegt der Ausgestaltung der beiden Szenarien. Eine mögliche Kombination der Finanzierung der Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Netze mit dem möglichen Rückbau der Gasinfrastruktur bis 2045 soll hierbei auch in Betracht gezogen werden.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund

### RECHTLICHER MODUS

Gesetz, Verordnungen,  
Netzentwicklungsplan

### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG); Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG); Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)

### WECHSELWIRKUNGEN

Beschleunigung Netzausbau: Eventuell sinnvolle Kombination von Planungs- und Genehmigungsverfahren bei Gas- und Stromnetzen  
Klimaschutzverträge (CCfDs): Wasserstoffnutzung und -kosten der jeweiligen Anwender stark abhängig von bestehender und geplanter Infrastruktur

### INKRAFTTRETEN

Ab spätestens 2023

### MONITORING

Überwachung des Netzausbaufortschritts und gegebenenfalls Beschleunigung beziehungsweise Anpassung an sich entwickelnde geografische Verteilung von Wasserstoffkonsumenten beziehungsweise CO<sub>2</sub>-Produzenten

### PERSPEKTIVE 2030+

Erweiterung der Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Netze auch nach 2030; Gesamtausbau bis spätestens 2045

### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Planungssicherheit bezüglich Verfügbarkeit und Entscheidung Eigenproduktion/ Netzbezug für Wasserstoffnutzer

Planungssicherheit bezüglich Abtransportmöglichkeit von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> und damit Anreiz zur Investition in Carbon-Capture für CO<sub>2</sub>-Produzenten

### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Kein unverhältnismäßiger Mehraufwand durch Orientierung an bestehenden Normen und Mechanismen der Gasnetz-kostenumlage durch Entgelte

### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Kurzfristige Förderungen einzelner Pipelines beziehungsweise Netzteile zwar denkbar, langfristig aber integrierte Beplanung einer regulierten Infrastruktur sinnvoller, wie für Strom- und Gasnetze bewährt

### ZENTRALE RISIKEN

Verzögerung des Netzausbaus bei Etablierung einer integrierten Beplanung

Prohibitiv hohe Wasserstoff- beziehungsweise CO<sub>2</sub>-Netzentgelte insbesondere für frühe Anwender

### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

Paralleler Anschub einzelner Elemente über IPCEI-Projekte oder direkte Förderung denkbar

Staatliche Deckelung der Entgelte durch Zuschüsse beziehungsweise Umlage auf Gesamtheit aller Gaskunden



# Nationale Biomassestrategie

## Umverteilung der Biomasse in großtechnische Industrie- und Fernwärmanlagen, perspektivisch BECCUS

### KONTEXT

Der Einsatz von Biomasse als Rohstoff und Energieträger ist ein entscheidendes Element des Nullemissionspfades. Biomasse ist jedoch eine begrenzte Ressource, sodass eine angemessene Strategie zur nachhaltigen Erzeugung und zum möglichst effizienten Einsatz entwickelt werden muss. Dabei soll der heutige Biomasseeinsatz (fest und gasförmig) für die Stromerzeugung, den Einsatz in gedämmten Gebäuden (Neubau und Sanierungen) sowie Kaminöfen auf die notwendigen Anwendungen umgeleitet werden.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

### WIRKMECHANISMUS

Erstens müssen als Teil dieser Strategie das nachhaltige heimische Aufkommen (unter Einbeziehung von LULUCF-Negativemissionen) sowie Importmöglichkeiten abgeschätzt werden. Zweitens muss die Strategie einen Plan für die systemdienliche Allokation von Biomasse enthalten. Diese soll dem Prinzip der Kaskadennutzung folgen, nach dem Biomasse zunächst mehrfach stofflich mit abnehmender Wertschöpfung und erst dann energetisch verwendet wird. Bei der energetischen Nutzung wären Regulierungen denkbar, welche den Einsatz bestimmter Biomassearten in strategiekompatible Anwendungen lenken:

- Zentralisierung des Biomasseeinsatzes sowie ein Fokus auf Industrien, in denen der Einsatz von CCUS bereits vorgesehen ist (zum Beispiel Zement, Kalk)
- Verlagerung der Biomasse in großtechnische Industrieanwendungen und monovalente Fernwärmeerzeugung durch Beschränkung der EEG-Förderung von Biomasseanlagen und Anreizung der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz
- Investitionsförderung sowie CCfD für Biomasseanlagen in industrieller Prozesswärme geknüpft an Kompatibilitätsbedingung mit der gesamtheitlichen Nutzungsstrategie

### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund

### RECHTLICHER MODUS

Vom Kabinett verabschiedete Strategie

### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Bundesamt-für-Wirtschaft-und-Ausfuhrkontrolle-(BAFA-)/EEG-Förderung von Biomasseanlagen; nationale Umsetzung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) (unter anderem inklusive Quoten für fortschrittliche Biokraftstoffe sowie PtL im Luftverkehr)

### WECHSELWIRKUNGEN

Investitionsförderung für Energieträgerwechsel: Einbettung der Förderung von Biomasseanlagen in eine nationale Biomassestrategie Wärme-Energieträger-CCfD: Prüfung der Kompatibilität mit nationaler Biomassestrategie beim jährlichen Auktionsverfahren

CAPEX-Förderung für treibhausgasmindernde Anlagen: Förderung von Carbon-Capture-Anlagen besonders dort, wo große Mengen von Biomasse als Brennstoff genutzt werden und somit negative Emissionen erzeugt werden können

Infrastrukturplanung Kommunen: Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Biomasse und Biomethan

### INKRAFTTRETEN

Bis 2022 Abschluss der Entwicklung einer nationalen Biomassestrategie sowie erste Anpassungen bestehender und geplanter Förderungen

### MONITORING

Kontinuierliche Abschätzung der verfügbaren Biomasse sowie der Kompatibilität von deren Verwendung mit nationaler Biomassestrategie

### PERSPEKTIVE 2030+

Weiterführung und gegebenenfalls Anpassung über 2030 hinaus

### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Nationale Biomassestrategie als langfristige Orientierung für bestehende und zukünftige Förder- und Regulierungssysteme schafft Planungssicherheit für alle Sektoren beim Energieträgerwechsel.

### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Entwicklung einer nationalen Biomassestrategie mit geringen Umsetzungsrisiken verbunden  
Umsetzbarkeit von Förderungen in jeweiligen Steckbriefen besprochen

### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Unklarheit über zukünftige Technologieoptionen und Risiko von „stranded assets“ bei Ausbleiben einer nationalen Biomassestrategie  
Optimale Hebung der Potenziale für negative Emissionen, welche für die Erreichung der Klimaschutzziele notwendig sind

### ZENTRALE RISIKEN

Langfristig ineffiziente Allokation von Biomasse bei falschen Richtungsentscheidungen in der Strategie

Export von stofflicher Biomasse durch Regulierung und Preissignale in anderen Ländern

### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

> Kontinuierliches Monitoring und gegebenenfalls Anpassung der Strategie basierend auf Stakeholder-Dialog mit der Wissenschaft

> Adäquate Anreize in Deutschland setzen, um Nutzung der stofflichen Biomasse im Sinne der nationalen Biomassestrategie sicherzustellen



## Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfDs)

### Einzelvertragliche Vereinbarungen zum Ausgleich der Mehrkosten durch die Produktion grüner Produkte bzw. die Verwendung nachhaltiger Energieträger

#### KONTEXT

Beim Wechsel auf grüne Technologien, insbesondere in aktuell CO<sub>2</sub>-intensiven Industrien wie Stahl, Chemie, Zement, Keramik und Glas, entstehen häufig Mehrkosten für die Unternehmen. Gerade in der Anfangszeit, in der die Technologien noch nicht voll ausgereift und/oder skaliert sind, sind diese Mehrkosten signifikant. Zur Kompensation dieser Kosten können Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfDs) aufgesetzt werden. Diese begleichen die entstehenden Mehrkosten im Vergleich zur vor Carbon-Leakage geschützten fossilen Referenztechnologie.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

#### WIRKMECHANISMUS

Es wird grundsätzlich unterschieden zwischen Produkt-CCfDs und Energieträger-CCfDs. Bei Ersteren wird die Kostendifferenz im Endprodukt (beispielsweise 1 Tonne Rohstahl, 1 Tonne Zement) inklusive spezifischer Investitionskosten betrachtet und ausgeglichen, bei Letzteren entsprechend die Kostendifferenz auf den Einsatz verschiedener Energieträger während der Produktion (beispielsweise 1 MWh Gas zuzüglich effektiver CO<sub>2</sub>-Preise der Akteure vs. 1 MWh Wasserstoff). Energieträger-CCfDs müssen daher für einen vollen Kostenausgleich um Investitions- und eventuell weitere Betriebskostenförderungen ergänzt werden.

Um Produzenten vor allem in den nächsten Jahren die Investitionsunsicherheit in Bezug auf neue, CO<sub>2</sub>-mindernde Technologien zu nehmen und projektspezifische Förderung zu ermöglichen, bieten sich besonders Produkt-CCfDs an. Perspektivisch sollen diese jedoch, wo möglich, in Energieträger-CCfDs überführt oder beim Übergang in Leitmärkte ausgephast werden. Die CCfDs sollen einzelvertraglich mit den betreffenden Unternehmen ausgehandelt werden, da die entstehenden Mehrkosten unternehmensspezifisch sein können. In der Ausgestaltung würden die Unternehmen ihre (teils individuell variierenden) Mehrkosten (inklusive CAPEX und OPEX) offenlegen und die Förderhöhe der CCfDs auf diese Mehrkosten gegenüber den Kosten für die Produktion von „grauen“ Materialien zuschneiden.

#### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund

#### RECHTLICHER MODUS

Freiwillige, einzelvertragliche Regelung

#### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

ETS; EU-CBAM; EU-Beihilferecht; Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen der WTO (GATT); Allgemeines Abkommen über den Handel mit Dienstleistungen der WTO (GATS)

#### WECHSELWIRKUNGEN

Definition „grüner“ Grundstoffe: Nachhaltigkeitskriterien für das Erteilen von Produkt-CCfDs sind abhängig von einer genauen Definition der „grünen“ Eigenschaft.

#### INKRAFTTRETEN

Ab 2023 Produkt-CCfDs mit Fokus auf Stahl, Zement und Chemieprodukten, parallel Einführung von Energieträger-CCfDs für alle Industrien – beides in entsprechenden Mengen entlang des Zielpfades für beispielsweise 15 oder 20 Jahre

#### MONITORING

Regelmäßige Überwachung und gegebenenfalls Anpassung der CCfDs zur Vermeidung von Überförderung

#### PERSPEKTIVE 2030+

Wo möglich, frühzeitige Überführung der Produkt-CCfDs in Energieträger-CCfDs; perspektivisches Auslaufen der Energieträger-CCfDs durch Anpassung an Gas-Commodity-Preisentwicklung und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung

#### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Deutliche Steigerung der Planungssicherheit durch Abfederung des Investitionsrisikos und des Kostenrisikos für Mehrkosten bei grünen Anlagen durch den CCfD – gleiche Preisunsicherheit wie für graue Produzenten

#### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Einzelvertragliche Ausgestaltung von CCfDs sowie regelmäßige Überwachung und Anpassung der entsprechenden Vergütungen  
Validierte Offenlegung der Preispunkte der zu fördernden Produkte beziehungsweise des Wasserstoffs

#### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Anregung mehrerer Emissionsreduktionshebel bei Produkt-CCfDs  
Vermeidung von Bürokratieaufbau zur Verwaltung und Bepreisung verschiedener Produkte bei Energieträger-CCfDs – stattdessen einfache, industrie- und technologie-unabhängige Betrachtung von Energieträgern

#### ZENTRALE RISIKEN

- Potenzielle Bevorzugung von Einzelprojekten gegenüber Gesamtindustrie bei Produkt-CCfDs für Stahl, Zement, Chemie
- Risiko der Überförderung bei intransparenten Kostenstrukturen von Produkten bei Produkt-CCfDs
- Mögliche Inanspruchnahme von CCfDs durch Industrien mit weniger dringlichem Nutzungsbedarf von Wasserstoff bis 2030
- Potenzieller Konflikt mit EU-Beihilferecht durch staatliche Finanzierung der CCfDs

#### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

- > Perspektivisches Ausphasen in industrieübergreifende Energieträger-CCfDs
- > Klare Vorgaben und Prüfung der Kostenstrukturen betroffener Produkte
- > Steuerung über Beschränkung der CCfD-Ausgabe auf bestimmte Industrien über die Jahre bis 2030 (beihilferechtlich zu prüfen)
- > Prüfung der Vereinbarkeit; ggf. Anstreben einer Änderung des Beihilferechts mit stärkerem Fokus auf Betriebskosten (OPEX)



## Investitionsförderung

### Förderungen für Investitionen in mit erneuerbaren Energien betriebene Anlagen

#### KONTEXT

Zur signifikanten Reduktion der Treibhausgasemissionen der Wärmeerzeugung in der Industrie bis 2030 und zur perspektivischen Treibhausgasneutralität in 2045 müssen fossile Brennstoffe durch erneuerbare Energie ersetzt werden. Je nach Industrie und Prozess kommen dabei verstärkt Power-to-Heat, Biomasse und Wasserstoff zum Einsatz. Die erhöhten Investitionskosten, die dadurch anfallen, können die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie gefährden. Deshalb spielen Förderprogramme eine wichtige Rolle.

#### WIRKMECHANISMUS

Förderungen für Investitionen in mit erneuerbaren Energien betriebene Anlagen in Höhe von 40 Prozent des Investitionswertes entlasten künftig Unternehmen. Als erneuerbare Anlagen zählen alle Systeme, die nach Quellenbilanz einen 60%igen Anteil an erneuerbaren Energien haben (sowie „H<sub>2</sub>-ready“-Erdgas-DRI-Anlagen für Stahlproduktion, sofern förderbedürftig). Diese Maßnahme knüpft an die Zuschüsse des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) im Rahmen der Initiative „Energieeffizienz in der Wirtschaft“ an. Die dort vorgenommene Definition förderfähiger Investitionskosten wird so angepasst, dass künftig die Gesamtinvestitionssumme anstatt wie bisher die Differenz zwischen Referenzanlage und erneuerbarer Anlage einbezogen wird. Bei der Antragstellung wird ergänzend zum Energiesparkonzept auch eine Prüfung der Anlage hinsichtlich der Erreichung der Treibhausgasneutralität gefordert. Investitionen in wasserstoffbasierte Anlagen und/oder vorbereitende Nachrüstungen werden bis 2030 bei ausgewählten Modellprojekten analog mit 40 Prozent des Investitionswertes gefördert. Biomasseanlagen werden nur unter der Voraussetzung der Kompatibilität mit der Biomassestrategie gefördert.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

#### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund

#### RECHTLICHER MODUS

Förderrichtlinie

#### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG); BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung (BECV); Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft (BAFA)

#### WECHSELWIRKUNGEN

Strompreisreform und Klimaschutzverträge: Minderung von Betriebskosten für erneuerbare Anwendungen in der Industrie  
Nationale Biomassestrategie: Definition von priorisierten Einsatzgebieten für Biomasse

#### INKRAFTTRETEN

2023: Anpassung der Fördersätze

#### MONITORING

Keine wesentlichen Überprüfungen

#### PERSPEKTIVE 2030+

Langfristige Fortsetzung des Instruments, Anpassung der Förderkonditionen für hybride Anlagen

#### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Förderung erlaubt Überwindung von Investitionshürden und somit flexible Reaktion auf perspektivisch steigende CO<sub>2</sub>-Preise; zudem langfristige Wirkungsdauer.

#### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Kein signifikanter Mehraufwand durch Anlehnung an bestehende BAFA-Förderungen

#### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Keine relevanten alternativen Hebel

#### ZENTRALE RISIKEN

„Lock-in“-Effekt bei hybriden Anlagen mit fossilem Anteil Richtung 2045-Klimaziel

Potenzieller Konflikt mit EU-Beihilferecht durch staatliche Finanzierung

#### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

> Perspektivische Erhöhung des Erneuerbaren-Anteils für geförderte Hybridlösungen auf 100 Prozent nach 2030

> Prüfung der Vereinbarkeit mit EU-Beihilferecht sowie Sicherstellung der Gleichbehandlung anderer EU-Mitgliedsstaaten



## Effizienzstandards und -förderung

### Erhöhung von Standards in Anlehnung an die Ökodesign-Richtlinie und Förderungen zum Anreizen der Effizienz

#### KONTEXT

Effizienzstandards sind ein wichtiger Hebel zur Erreichung niedriger Verbräuche in Technologieanwendungen und zur Entlastung des Energiesystems sowie zur Erfüllung der Klimaschutzziele bis 2030. Entsprechend werden Standards bereits auf europäischer Ebene definiert, unter anderem über die Industrial Emissions Directive (IED) und die Ökodesign-Richtlinie. Um ihre positiven Effekte auf die Genehmigung neuer Anlagen zu verstärken, sollen die bestehenden Standards auf weitere Produktgruppen ausgeweitet werden, während parallel der Austausch von Bestandsanlagen durch hocheffiziente Alternativen gestärkt gefördert wird.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

#### WIRKMECHANISMUS

Im Rahmen der Ökodesign-Richtlinie werden auf europäischer Ebene verbindliche Mindestanforderungen für diverse Produktgruppen festgelegt, die dann als Kondition für die Verkaufszulassung in der EU wirken. Effizienzanforderungen für Produktaggregate sollen sich hieran orientieren („erweiterter Produktansatz“). Vorschläge für die Regulierung von Pumpen, Motoren und drehzahlgeregelten Antrieben liegen der Europäischen Kommission nach diesem Prinzip schon vor. Bis 2025 soll dieser Ansatz getestet und umgesetzt sowie auf die übrigen größten Energieverbrauchstreiber ausgeweitet werden. Weiterhin sollen die bestehenden Mindestanforderungen bis 2025 angehoben werden. Eine Ausnahmeregelung gilt für diejenigen Unternehmen, die auf Basis einer Lebenszyklusbetrachtung die wirtschaftliche und/oder ökologische Überlegenheit einer alternativen Technologie darlegen können.

Gleichzeitig soll die „Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft“ bis 2030 verlängert werden. Um die Nutzung hocheffizienter Technologien anzureizen, werden zusätzlich Investitionen beispielsweise in die effizientesten 15 Prozent der Produkte nach Ökodesign-Richtlinie durch beschleunigte Abschreibungen gefördert. Um den Austausch in Bestandsanlagen zu fördern, wird darüber hinaus eine Austauschprämie für Anlagen, die nicht älter als 15 Jahre sind, ausgeschrieben.

#### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund

#### RECHTLICHER MODUS

Richtlinie, Umsetzungsverordnungen, Förderrichtlinie

#### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG); BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung (BECV); Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien in der Wirtschaft (BAFA)

#### WECHSELWIRKUNGEN

Keine wesentlichen Wechselwirkungen

#### INKRAFTTRETEN

**2023:** Anpassung der Fördersätze  
**Bis 2025:** Testen und Umsetzung des erweiterten Produktansatzes für die spezifizierten Technologien  
**Bis 2025:** Erhöhung der Mindestanforderungen für Technologien

#### MONITORING

Regelmäßige Überprüfung und Aktualisierung der festgelegten technologischen Standards

#### PERSPEKTIVE 2030+

Frühzeitige Ankündigung der zeitlichen Beschränkung der Laufzeit des Programms, um rasche Modernisierung anzureizen

#### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Investitionsrisiken können durch dieses Instrument abgedeckt werden, da Investitionen mit einer positiven Kosten-Nutzen-Gleichung zusätzlich vom Staat gefördert werden.

#### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Administrativer Aufwand und zusätzlicher Aufwand durch Prüfung von Ausnahmefällen  
Erweiterung der Schulung von Installateuren und Produktintegratoren zur Erstellung einer Konformitätserklärung erforderlich

#### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Langjährig bewährter Prozess der Schaffung von Mindeststandards auf EU-Ebene mit verschiedenen beteiligten Interessengruppen forciert die Entwicklung effizienter Technologien.  
Kreditkonditionen, Zuschüsse und beschleunigte Abschreibungen fördern zeitnahe Investitionen in den Austausch von bestehenden ineffizienten Anlagen.

#### ZENTRALE RISIKEN

- Langwieriger und ressourcenintensiver Prozess der Festlegung von Mindeststandards
- Festlegung von Standards für Querschnittstechnologien für sehr unterschiedliche Industrien
- Potenzieller Konflikt mit EU-Beihilferecht durch staatlich finanzierte Effizienzförderungen

#### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

- Regelmäßige Überprüfung der erweiterten Standards, zum Beispiel alle fünf Jahre
- Ausnahmeregelung auf Basis einer Lebenszyklusanalyse der wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile von Alternativen
- Prüfung der Vereinbarkeit mit EU-Beihilferecht sowie Sicherstellung, dass dieselbe Maßnahme nicht mehrfach staatliche Beihilfen erhält



## Grüne Leitmärkte und grüne öffentliche Beschaffung

### Schaffung sicherer Absatzmärkte für grüne Grundstoffe durch Quoten für den Bezug durch Endproduzenten und für öffentliche Ausschreibungen

#### KONTEXT

Der Wechsel auf grüne Technologien, insbesondere in aktuell CO<sub>2</sub>-intensiven Industrien wie Stahl und Zement, kann gerade in der Anfangszeit signifikante Mehrkosten für die Unternehmen verursachen. Während diese in den ersten Jahren über CCfDs ausgeglichen werden, sollen CCfDs längerfristig in marktgetragene Instrumente wie grüne Leitmärkte überführt werden. Durch die Schaffung sicherer Absatzmärkte kann so die Skalierung CO<sub>2</sub>-vermeidender Technologien weiterhin unterstützt werden.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

#### WIRKMECHANISMUS

Grundsätzlich können grüne Leitmärkte sowohl durch die Verpflichtung von Endproduzenten zum Bezug eines festgelegten Anteils an Grundstoffen aus grüner Produktion als auch durch die Selbstverpflichtung des Staates zur Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien in öffentlichen Ausschreibungsprojekten kreiert werden.

Für eine bessere Steuerung öffentlicher Förderung und die Einführung von Quoten in grünen Leitmärkten bedarf es einer klaren Bestimmung von Grenzwerten und Bilanzierungsmechanismen zur Bewertung grüner Grundstoffe. Diese soll gemeinsam mit den Stakeholdern geschehen, um eine klare Definition und Umsetzbarkeit aufgrund der Anspannung bis 2030 sicherzustellen.

Der Nachweis der CO<sub>2</sub>-Intensität der Grundstoffe ist durch die Grundstoffproduzenten zu erbringen. Eine Zertifizierung soll für alle Unternehmen verpflichtend sein, welche innerhalb der EU verkaufen.

Die Mehrkosten für die grünen Grundstoffe müssen im Privatsektor-Leitmarkt grundsätzlich von den Produzenten getragen werden, im Falle der nachhaltigen öffentlichen Beschaffung von Bundesländern und Kommunen. Im Privatsektor können diese Mehrkosten über den Produktpreis dann an die Kunden weitergereicht werden.

#### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund

#### RECHTLICHER MODUS

Bundesgesetz

#### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

UVgO<sup>1</sup>; GWB<sup>2</sup>; KrWG<sup>3</sup>; VOB/A und VOB/B<sup>4</sup>; KSG<sup>5</sup>; TBT-Abkommen<sup>6</sup>; AEUV<sup>7</sup>; produktspezifische Regulierungen

#### WECHSELWIRKUNGEN

Definition „grüner“ Grundstoffe: Nachhaltigkeitskriterien für das Erteilen von Produkt-CCfDs sind abhängig von einer genauen Definition der „grünen“ Eigenschaft.

Anpassung der Baunormen und Designstandards: Ermöglichung der breitflächigen Verwendung von grünem Zement

#### INKRAFTTRETEN

Ab 2025 Einführung sektorspezifischer Quoten für ausgesuchte Leitmärkte

#### MONITORING

Kontinuierliche Überwachung der Pilotprojekte und eventuelle Anpassung des Zertifizierungsverfahrens

#### PERSPEKTIVE 2030+

Ausweitung der Bezugsquoten auf den gesamten Zement- und Stahlmarkt

#### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Erhöhte Investitionssicherheit für Grundstoffproduzenten durch Sicherung des öffentlichen Absatzmarktes

#### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Notwendigkeit eines Zertifizierungsverfahrens für grüne Rohstoffe  
Komplexität der Umsetzung abhängig von bestehenden Regulationen für jeweilige Endprodukte  
Mehraufwand während der Ausschreibung für die Prüfung der Zertifikate

#### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Reduziertes Investitionsrisiko für Produzenten und deren Zulieferer durch gesicherte Nachfrage im Leitmarkt

#### ZENTRALE RISIKEN

Im Hochlauf möglicherweise unzureichendes Angebot von grünen Grundstoffen zur Erfüllung von Quoten

Falsche/intransparente/unzureichende Zertifizierung importierter Grundstoffe

#### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

Öffentliche Unterstützung für beschleunigten Aufbau einer CCUS- und Wasserstoffinfrastruktur sowie CAPEX-Förderung für Carbon-Capture-Anlagen

Vereinheitlichte Zertifizierungsvorgaben für inländische sowie ausländische Produzenten

1. Unterschwellenvergabeordnung 2. Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen 3. Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen 4. Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen – Teil A und B 5. Bundes-Klimaschutzgesetz 6. Übereinkommen über technische Handelshemmnisse 7. Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union



# Förderung der Lade- und Wasserstofftankstelleninfrastruktur

## Schaffung der Voraussetzungen für steilen Markthochlauf von Elektro- und Wasserstoffmobilität

### KONTEXT

Zur fortschreitenden Dekarbonisierung des Verkehrs ist ein umfangreicher Wechsel auf batterie- und wasserstoffbetriebene Antriebe unerlässlich. Die Gewährleistung einer leistungsstarken sowie deutschland- und europaweit verfügbaren Ladeinfrastruktur ist dazu eine unabdingbare Voraussetzung. Deshalb sollen die bisherigen Förderungen zum Ausbau der Ladeinfrastruktur ausgeweitet und mit Blick auf bisherige Herausforderungen gezielt angepasst werden.

### WIRKMECHANISMUS

Um eine weitestmögliche Netzabdeckung bei der Ladeinfrastruktur zu erreichen, ist die Verteilung von Ladesäulen durch eine gezieltere CAPEX-Förderung zu optimieren. So soll die Errichtung privater E-Ladesäulen mit 1.700 € (2025, 70 Prozent der Anschaffungskosten) bis 700 € (2030, 30 Prozent) gefördert werden, die Errichtung von Ladesäulen am Arbeitsplatz mit 1.600 € (2025, 30 Prozent) bis 200 € (2030, 5 Prozent) sowie an Tankstellen, Supermärkten, in öffentlichen Parkhäusern etc. mit 1.300 € (2025, 20 Prozent) bis 600 € (2030, 10 Prozent). Zudem sollen Schnellladepunkte durch die Förderung von durchschnittlich 60 Prozent (55.200 €, 2025) bis 35 Prozent (27.200 €, 2030) der Investitionskosten noch weiter ausgebaut werden. Flankierend sind die Beschleunigung der Verwaltungsprozesse insbesondere bei der Netzanschlussbereitstellung sowie eine begleitende Handwerkerförderung unerlässlich.

Zusätzlich sollen Wasserstofftankstellen für Pkw und Lkw entlang der zentralen Verkehrsstrassen in Deutschland mit Investitionszuschüssen in Höhe von insgesamt ca. 100 Mio. € pro Jahr gefördert werden.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund

### RECHTLICHER MODUS

Förderrichtlinie

### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

EU-Richtlinie Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (2014/94/EU, AFID); Ladesäulenverordnung (LSV) und Änderung zur Ladesäulenverordnung II; Elektromobilitätsgesetz (EmoG)

### WECHSELWIRKUNGEN

Kaufanreize für E- und H<sub>2</sub>-Pkw: Eventuell Verlangsamung des Wechsels auf alternative Antriebe im Straßenverkehr durch unzureichende Infrastruktur

### INKRAFTTRETEN

Ab 2023 mit sukzessive abnehmendem Förderanteil an Investitionssummen zur Beschleunigung des Vorbaus

### MONITORING

Ein begleitender Monitoring- und Evaluationsmechanismus stellt kontinuierliche Anpassungen der Förderungen bei Bedarf sicher. In Abhängigkeit des Fortschritts beim Ausbau sowie bei der Kostenentwicklung sollen Förderungen entsprechend angepasst werden.

### PERSPEKTIVE 2030+

Perspektivisch könnte die Förderung nach 2030 insbesondere aufgrund sich lohnender Business-Cases für öffentliche Ladesäulen ausgephast werden. Analog gilt dies auch für private Ladesäulen, da elektrische Fahrzeuge ohnehin Vollkostenvorteile aufweisen und sich die Anschaffungskosten angleichen werden.

### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Hohe Planungssicherheit für Betreiber von Ladesäulen durch Zusage von klar definierten Förderungen bis 2030. Etwaige Anpassungen der Förderummen sollen deshalb mit ausreichend Vorlauf bekannt gemacht werden.

### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Aufbau auf bestehenden Förderprogrammen möglich, jedoch sind eine Optimierung sowie das Aufsetzen eines kontinuierlichen Monitoring- und Evaluationsmechanismus erforderlich.

### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Fokus auf Förderung und Einbindung verschiedenster Akteure (Immobilienbesitzer, Arbeitgeber, Betreiber öffentlicher Einrichtungen) anstelle von starren ordnungsrechtlichen Vorgaben zur Bereitstellung essenzieller Voraussetzungen

### ZENTRALE RISIKEN

Vergleichbarer europaweiter Ausbau der Ladeinfrastruktur essenzielle Voraussetzung für das Gelingen des Antriebswechsels

Teilweise Verzögerungen bei Beantragung und Auszahlung von Fördermitteln durch aufwendige Verwaltungsprozesse

Verzögerungen bei Errichtung von Ladesäulen durch mangelnde Verfügbarkeit von Handwerkern

### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

> Betonung der Wichtigkeit und klarer politischer Einsatz für europaweiten Ausbau der Infrastruktur in AFID-Gesprächen

> Vereinfachung von Planungsverfahren und Verwaltungsprozessen zum kontinuierlichen und beschleunigten Ausbau

> Flankierende Handwerkerförderung, um Umsetzung des Infrastrukturchochlaufs zu ermöglichen



## Kaufanreize für E- und Wasserstoff-Pkw

### Verlängerung von Kaufprämien für E- und Wasserstoff-Pkw zur Überwindung des Anschaffungskostennachteils alternativer Antriebe

#### KONTEXT

Höhere Anschaffungskosten von Pkw mit alternativen Antrieben stellen eine große Hürde für den Antriebswechsel dar. Um effektive und weitreichende Anreize für den Antriebswechsel zu emissionsfreien Pkw zu setzen und damit den Straßenverkehr zu dekarbonisieren, haben sich Kauf- und Tauschprämien in den vergangenen Jahren als Instrument bewährt.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

#### WIRKMECHANISMUS

Private Pkw-Käufer gewichten in ihrer Kaufentscheidung die Anschaffungskosten höher als die Vollkosten. Zusatzkosten der Anschaffung können durch einen Kaufanreiz zumindest teilweise ausgeglichen und so die Kaufentscheidung der privaten Pkw-Käufer unterstützt werden.

Daher sollten die bereits eingeführten Kaufprämien für elektrische und wasserstoffbetriebene Pkw verlängert werden. Bis 2025 bleiben Förderungen (von bis zu 9.000 € pro Pkw) daher bestehen. Ab 2026 sollen die Kaufprämien aufgrund der rückläufigen Anschaffungskosten von Pkw mit alternativen Antrieben sukzessive reduziert werden (2030: 4.000 € bei CO<sub>2</sub>-Preis von 80 €/t, 2.400 € bei CO<sub>2</sub>-Preis von 180 €/t). Dadurch werden zudem direkte Anreize zum vorgezogenen Wechsel gesetzt. Ab 2026 wird die Kaufprämie auf private Fahrzeugkäufer beschränkt. Eine Kaufprämie für gewerbliche Entscheider ist nicht länger erforderlich, da diese stärker nach Vollkostenperspektive entscheiden – aus dieser Perspektive sind batteriebetriebene Pkw im Vorteil.

Zur Beschleunigung des Flottenaustauschs ist darüber hinaus eine zusätzliche Tauschprämie für ältere Verbrenner ab einem bestimmten Erstzulassungstichtag denkbar.

#### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund, Länder

#### RECHTLICHER MODUS

Förderrichtlinie

#### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Umweltbonus; Innovationsprämie; Tauschprämie

ETS; Energiesteuer; Förderung Ladeinfrastruktur

#### WECHSELWIRKUNGEN

Förderung Ladeinfrastruktur: Umfang des erforderlichen Ausbaus der E- und Wasserstoffinfrastruktur abhängig von Antriebswechsel

Energiesteuer: Reduktion der Einnahmen durch beschleunigten Wechsel auf alternative Antriebe

Grüne Kraftstoffe: Mehr Nachfrage nach Biokraftstoffen und synthetischen Kraftstoffen bei langsamerem Hochlauf alternativer Antriebe

#### INKRAFTTRETEN

Weiterführung der bestehenden Förderrichtlinie bis 2025, anschließend sukzessive Reduzierung der Kaufprämie bis 2030

#### MONITORING

Ein jährlicher Überprüfungsmechanismus ab 2025 ermöglicht potenzielle Adjustierungen. Bei unzureichendem Hochlauf kann eine Tauschprämie eingeführt werden. Bei rascherer Kostendegression der E-Pkw oder stark steigenden Preisen für fossilen Kraftstoff sollten Kaufprämien zur Vermeidung von Überförderungen reduziert werden.

#### PERSPEKTIVE 2030+

Perspektivisch läuft die Kaufprämie aufgrund der sich einander annähernden Anschaffungskosten von Elektro- und Verbrenner-Pkw durch die regelmäßige Kostenevaluation und die daraus resultierende Reduzierung der Kaufprämien nach 2030 aus.

#### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Hohe Planungssicherheit für Pkw-Käufer sowie -Hersteller durch festgeschriebene Fördersummen und klar definierten Förderzeitraum. Etwaige Anpassungen sollen daher mit ausreichend Vorlauf kommuniziert werden.

#### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Hohe Umsetzbarkeit, da Aufbau auf bestehenden Instrumenten sowie Nutzung der dahinterliegenden Prozesse möglich

#### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Vermeidung von Verwerfung durch Incentivierung über Fördermechanismen anstelle von ordnungsrechtlichen Eingriffen  
Zudem im Vergleich zu Bonus-Malus-System Vermeidung der Verlangsamung des Flottenaustauschs durch gesamthafte Verteuerung bei allen Autokäufen

#### ZENTRALE RISIKEN

Reale Überförderung durch künstliche Beibehaltung der Kostendifferenz Verbrenner – Batterie durch Hersteller

Verkauf von Fahrzeugen ins Ausland, kurz nachdem die Kaufprämie vom Staat ausgezahlt wurde

#### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

- > Jährlicher Überprüfungsmechanismus inklusive Überprüfung der Batteriepreise zur Kalibrierung der Kaufprämien
- > Nachweispflicht für Fahrzeugzulassung im Inland für zwei Jahre, Rückzahlungsverpflichtung bei Nichtnachweis



## Antriebsorientierte, CO<sub>2</sub>-basierte Lkw-Maut

### Schaffung eines nachhaltigen Vollkostenvorteils für Lkw mit alternativen Antrieben durch Orientierung am CO<sub>2</sub>-Ausstoß und Ausweitung auf Lkw < 7,5 t

#### KONTEXT

Zur sukzessiven Dekarbonisierung des Verkehrs und zur perspektivischen Treibhausgasneutralität in 2045 nimmt die Bepreisung CO<sub>2</sub>-emittierender Fahrzeuge beziehungsweise -Fahrten neben der Förderung von Antriebswechseln und der Bereitstellung der erforderlichen Infrastruktur eine wichtige Rolle ein. Dies gilt insbesondere für den Straßengüterverkehr, welcher in 2019 für über 25 Prozent des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes des Verkehrs verantwortlich war.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

#### WIRKMECHANISMUS

In Anlehnung an die aktuellen Verhandlungen zur Revision der Eurovignetten-Richtlinie soll ab 2023 die Lkw-Maut nicht mehr wie bislang an Schadstoffklassen, sondern an den CO<sub>2</sub>-Ausstoß eines Lkw (Antrieb) geknüpft werden. Der Mautsatz soll sich dabei in drei Anteile untergliedern:

- Mautsatzanteil für verursachten CO<sub>2</sub>-Ausstoß basierend auf jeweiligem Antrieb und nicht tatsächlich getanktem Kraftstoff (löst bisherige Erhebung über Schadstoffausstoß ab)
- Mautsatzanteil für Lärmbelastung als Pauschale für alle Lkw (wie bislang)
- Mautsatzanteil für Infrastrukturkosten abhängig von Achs- und Gewichtsklasse (wie bislang)

Die antriebsorientierte, CO<sub>2</sub>-basierte Maut soll weiterhin für alle Lkw ab 7,5 Tonnen gelten. Die Handlungsspielräume in der nationalen Ausgestaltung des Mautsystems und der Wegkostenermittlung nutzend soll diese Regelung schnellstmöglich auch für Lkw ab 3,5 Tonnen greifen. Auch sollen E- und wasserstoffbetriebene Lkw bis mindestens 2030 komplett von der Maut befreit werden, um Anreize für einen raschen Antriebswechsel im Lkw-Segment zu setzen. Zur zusätzlichen Stärkung der Vollkostenvorteile soll der Beitrag des CO<sub>2</sub>-Anteils sukzessive um 10 Prozent (2023) bis 50 Prozent (2030) erhöht werden.

#### ZUSTÄNDIGE EBENE

EU, Bund

#### RECHTLICHER MODUS

EU-Richtlinie, nationales Gesetz

#### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Eurovignetten-Richtlinie;  
Bundesfernstraßenmautgesetz; ETS;  
Energiesteuer; CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerte;  
Euro-7-Norm (in Vorbereitung)

#### WECHSELWIRKUNGEN

Wechsel auf alternative Lkw-Antriebe: Incentivierung des Wechsels durch relative Erhöhung der Vollkosten für Verbrenner-Lkw  
Lkw-Maut: Reduktion der Einnahmen aus Lkw-Maut aufgrund der Befreiung für Lkw mit alternativen Antrieben bei deren steigendem Anteil im Bestand

#### INKRAFTTRETEN

Ab 2023 mit sukzessive ansteigendem Mautsatz des CO<sub>2</sub>-Anteils.  
Schnellstmögliche Ausweitung der Lkw-Maut auf alle Lkw > 3,5 t

#### MONITORING

Ein regelmäßiger Evaluationsmechanismus soll ab 2027 den Hochlauf der Lkw-E- und -Wasserstoffmobilität überprüfen, um sinkende Fiskaleinnahmen aus der Lkw-Maut kontinuierlich im Gesamtkontext der Transformation einzuordnen.

#### PERSPEKTIVE 2030+

Aufgrund der sinkenden Fiskaleinnahmen ist die Befreiung von Lkw mit alternativen Antrieben voraussichtlich sukzessive nach 2030 aufzuheben.

#### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Weiterführung der Befreiung für Lkw mit alternativen Antrieben schafft Planungssicherheit sowohl für Lkw-Hersteller als auch für Lkw-Käufer

#### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Keine größeren Hürden absehbar durch EU-weite Revision (in Verhandlung), jedoch ist möglichen Verwerfungen bei nationalen Ausgestaltungen vorzubeugen

#### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Transparente Bepreisung nach Verursacherprinzip

#### ZENTRALE RISIKEN

Fehlende Harmonisierung und Nuancierung verschiedener CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrumente angesichts der Vielzahl beteiligter EU-weiter Akteure sowie verschiedener rechtlicher Grundlagen und unterschiedlicher Laufzeiten von Mautregelungen

Belastung von Unternehmen durch Doppelbepreisung von CO<sub>2</sub>-Ausstoßen über Maut und ETS bei (noch) unzureichender Verfügbarkeit von Lkw mit alternativen Antrieben

Potenzielle Benachteiligung von treibhausgasneutralen Kraftstoffen, da keine Unterscheidung nach Art des Kraftstoffs vorgenommen wird

#### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

> Berücksichtigung dieses Risikos bei Finalisierung der Revisionsverhandlungen

> Reduktion des CO<sub>2</sub>-basierten Mautsatzanteils bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen

> Regelmäßige Evaluation, um bei signifikanter Benachteiligung gegebenenfalls eine Reduktion der Lkw-Maut beim nachweislichen Einsatz alternativer Kraftstoffe zu implementieren



## PtX-Quote und -Auktionen

### Forcierung der Defossilisierung der verbleibenden Kraftstoffmengen durch die Inverkehrbringung synthetischer Kraftstoffe

#### KONTEXT

Zur Dekarbonisierung des Verkehrs ist neben der Elektrifizierung der Einsatz von synthetischen Kraftstoffen auf Basis erneuerbarer Energien unerlässlich. So zielt das „Fit for 55“-Paket der EU bereits auf einen PtX-Anteil von über 2,5 Prozent bis 2030 für den Verkehr insgesamt ab.

Zur Zielerreichung 2030 benötigt Deutschland synthetische Kraftstoffe vor allem im Straßenverkehr. Auch nach 2030 steigt die Nachfrage nach grünen flüssigen Energieträgern weiter an, dann insbesondere getrieben durch den internationalen Luft- und Seeverkehr.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

#### WIRKMECHANISMUS

Mit Blick auf den anvisierten Mobilitätsmix soll Deutschland ab 2025 verpflichtende technologiespezifische **Quoten für PtX-Kraftstoffe** einführen: in 2025 1 Prozent auf der Straße und 2,5 Prozent im Luftverkehr. Bis 2030 soll diese Quote sukzessive auf 9 Prozent (Straße) beziehungsweise 10 Prozent (Luft) ansteigen. Die Inverkehrbringer der Kraftstoffe sind dabei jeweils für das Einhalten der Beimischungsquoten verantwortlich; bei Verfehlen der Quoten werden Strafzahlungen fällig.

Zur Schaffung von Investitionssicherheit soll parallel ein öffentlicher **Doppelauktionsmechanismus** etabliert werden, der über einen öffentlichen Intermediär Abnahmeverträge mit PtX-Herstellern und Wiederverkaufsverträge mit Abnehmern schließt. Die intermediäre Einheit soll die PtX-Mengen im Auktionsmechanismus dann an die meistbietenden Inverkehrbringer verkaufen. Die Nachfrage wird hierbei durch die vom Staat gesetzte PtX-Quote getrieben. Allerdings soll die intermediäre Einheit nur einen Teil der zur Quoten-erfüllung benötigten Mengen abnehmen, um klare Marktsignale zur weiteren Anreizung zu geben. Generell soll die PtX-Quote sowohl durch auktionierte Mengen als auch durch anderweitig gekaufte PtX-Mengen erfüllbar sein. Ein Kostenrisiko der öffentlichen Hand ließe sich zum Beispiel über eine Umlage auf Kraftstoffkunden vermeiden.

#### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund

#### RECHTLICHER MODUS

Richtlinie, Verordnung

#### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

EU-Richtlinie für erneuerbare Energien (RED II, Revision RED II, Entwurf FuelEU Maritime, Entwurf ReFuelEU Aviation); PtL-Roadmap des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (April 2021)

#### WECHSELWIRKUNGEN

Elektromobilität: Mehr Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen bei langsamerem Hochlauf alternativer Antriebe

#### INKRAFTTRETEN

Ab 2025 mit sukzessive ansteigenden PtX-Quoten

#### MONITORING

Einführung eines regelmäßigen Evaluationsmechanismus ab 2025, um benötigte PtX-Mengen anhand der Entwicklung der Nachfrage nach fossilen Kraftstoffen einzuordnen

#### PERSPEKTIVE 2030+

Einbettung der PtX-Quote in eine generelle Quote von 100 Prozent grüner Kraftstoffe in 2045. In Abhängigkeit des Produktionsstatus kann die intermediäre Einheit bei ausreichendem PtX-Angebot sukzessive ausgephast werden.

#### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Die verpflichtende Beimischungsquote schafft Planungssicherheit für Inverkehrbringer. Der Doppelauktionsmechanismus verschafft langfristige Investitions- und Planungssicherheit für Erzeuger und Abnehmer von PtX-Kraftstoffen.

#### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Aufbau und finanzielle Ausstattung der intermediären Stelle werden benötigt. Bei internationalem Bezug von PtX sollen geopolitische Entwicklungen und potenzielle Herausforderungen bei der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden.

#### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Durch die Ausschreibung von Produktionsmengen zum Beispiel für grünes Methanol und mit EE-Strom hergestelltes Rohöl können verschiedene Zielmärkte (Benzin, Kerosin etc.) adressiert werden. Die Weiterverarbeitung dieser Vorprodukte/Rohstoffe kann dann in Raffinerien oder der (petro)chemischen Industrie erfolgen. Damit können Wertschöpfungsketten in Deutschland erhalten bleiben.

#### ZENTRALE RISIKEN

Preisrisiko für die öffentliche Hand durch etwaige Verluste beim Weiterverkauf (wenn Einkaufspreis größer als Verkaufspreis)

Mehrkosten für die Luftfahrt durch Beimischungsquoten, dadurch vor allem bei höheren Quoten nach 2030 potenziell Möglichkeit des Wettbewerbsnachteils gegenüber nicht deutschen Fluggesellschaften und Risiko von Carbon-Leakage

#### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

> Ein Kostenrisiko der öffentlichen Hand ließe sich zum Beispiel über eine Umlage auf Kraftstoffkunden vermeiden.

Die Rolle der öffentlichen Hand soll demnach nur darin bestehen, den Produzenten Investitionssicherheit zu bieten. Die fiskalische Absorption des Preisrisikos ließe sich auf diesem Wege vermeiden.

> Kontinuierliche Evaluation der Auswirkungen der Beimischungsquoten und daraus resultierender Konsequenzen – gegebenenfalls Abfederung der Mehrkosten zum Beispiel durch eine Anpassung der Luftverkehrssteuer



# Infrastrukturplanung Kommunen

## Systemische und volkswirtschaftlich optimal dimensionierte Planung von Wärme- und sonstigen Netzinfrastrukturen ausgehend von Bedarfserhebung in Kommunen

### KONTEXT

Zur erfolgreichen Dekarbonisierung der Wärmeversorgung im Gebäudesektor sind die Berücksichtigung und vorausschauende Weiterentwicklung regionaler infrastruktureller Gegebenheiten essenziell. Mit kommunalen Wärme- und Infrastrukturplanungen sollen daher Strom-, Fernwärme-, Gas- und Wasserstoffnetze künftig systemisch geplant und volkswirtschaftlich optimal dimensioniert werden.

### WIRKMECHANISMUS

In einem „Bottom-up“-Ansatz werden von allen 400 kreisfreien Städten und Landkreisen zunächst die aktuellen Beheizungsarten, Wärmeverbräuche und CO<sub>2</sub>-Emissionen erhoben und anschließend Verbesserungspotenziale sowie Minderungsziele ermittelt. Die Kommunen sind dabei zur Erstellung per Bundesgesetz (zum Beispiel im Gebäudeenergiegesetz, GEG) verpflichtet und erhalten eine finanzielle und/oder organisatorische zentrale Unterstützung. Es werden bis 2028 urbane Gebiete priorisiert. Zukünftige Energieträger werden dabei gebäudespezifisch festgelegt. Daran anknüpfend werden Netzentwicklungspläne mit den Zeithorizonten 2030, 2035, 2040 und 2045 konzipiert. Zum Infrastrukturausbau benötigte Genehmigungen, die von den zuständigen Behörden zu erteilen sind, können auf dieser Grundlage schneller, konsequenter und für Bürger transparenter erfolgen. Die Umsetzung der Aus- und Umbaupläne für Strom und Fernwärme erfolgt anschließend durch die zuständigen Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber sowie die jeweiligen regionalen Verteilnetzbetreiber. Der Ausbau von Gas- und Wasserstoffnetzen erfolgt durch die zuständigen Gasnetzbetreiber. Der Umsetzungsfortschritt wird durch die Bundesnetzagentur beziehungsweise die Kommunen regelmäßig überprüft.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund, kreisfreie Städte und Landkreise

### RECHTLICHER MODUS

Ordnungsrechtliche Vorgaben durch den Bund und finanzielle Förderung

### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Kommunale Wärmeplanung ergänzt bestehende Gesetze beziehungsweise liefert benötigten Input, zum Beispiel für Netzentwicklungspläne.

### WECHSELWIRKUNGEN

BEHG-Preisverlauf: Weitere Anreize zum Energieträgerwechsel bei der Wärmeversorgung

Sanierungsfahrplan und CAPEX-Förderung für Energieträgerwechsel: Verweist gebäudespezifisch auf kommunale Wärme- und Infrastrukturplanung bei hybriden Lösungen

### INKRAFTTRETEN

**2022:** Vorbereitungen (Kapazitätenplanung, Entwicklung standardisierter Kriterien)

**2023:** Inkrafttreten (mit Übergangsphase: 2023 bis 2028)

**Bis 2028:** Erarbeitung für priorisierte urbane Gebiete

### MONITORING

Ab fünf Jahre nach Abschluss der Planung greift eine Innovationsklausel: Bei deutlicher Verfehlung der Treibhausgasreduktionsziele für Gebäude Vorgabe der wärmeplanungskonformen Beheizung per Landesrecht (anlassbezogen bei Kesseltausch nach Einzelfallprüfung unter Wirtschaftlichkeitsaspekten).

### PERSPEKTIVE 2030+

Wärmeplanung alle fünf Jahre durch Kommunen zu überprüfen mit gestuften, angekündigten Maßnahmen bei Zielverfehlung

### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Erhebliche Steigerung der langfristigen Planungssicherheit für regionale Unternehmen und Gebäudeeigentümer sowie ihrer jeweiligen Investitionen durch gebündelte und integrierte Ermittlung erforderlicher Maßnahmen und Genehmigungen

### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Erheblicher Planungsaufwand für kreisfreie Städte und Landkreise erfordert zusätzliche Ressourcen und Fachwissen.

### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Durch die kommunale Wärmeplanung ergeben sich systemische, kostenoptimale Lösungen, da die Stromnetze, Fernwärme- sowie Gas- und Wasserstoffnetze mit ihren Beiträgen zur Dekarbonisierung übergreifend geplant und aneinander ausgerichtet werden können.

### ZENTRALE RISIKEN

Kapazitätsengpässe für kreisfreie Städte und Landkreise bei der Erstellung von Plänen

Perspektivisch mögliche inflexible Bindung an veraltete Technologien

Undifferenzierte Planung und Zulassung aller Wärmeversorgungsarten

Unzureichende Planbarkeit der Kostenentwicklung und Verwerfungen

### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

- > Bereitstellung von Förderungen (siehe oben) und Aufbau einer zentralen Unterstützungseinheit (zum Beispiel angesiedelt im BMVI)
- > Regelmäßige Überprüfung alle fünf Jahre zur Anpassung an technologische Entwicklungen
- > Festlegung von objektivierten Standards als Entscheidungsgrundlage für kommunale Planung
- > Regulierung der Fernwärmenetzbetreiber (über Wärmelieferverordnung nach Bundesrecht)



# Energiebedarfsziele und Pflicht zur Erstellung von Sanierungsfahrplänen

## Ausweis gebäudespez. Primärenergiebedarfsziele, Benennung Raumwärme- und Warmwasserbedarfsziele sowie Pflicht zur Erstellung von Sanierungsfahrplänen

### KONTEXT

Zur signifikanten Reduktion der Treibhausgasemissionen von Wohn- und Nichtwohngebäuden bis 2030 und zur perspektivischen Treibhausgasneutralität in 2045 muss die energetische Beschaffenheit von Bestandsgebäuden verbessert und zu diesem Zweck die energetische Sanierungsquote von Wohn- und Nichtwohngebäuden erhöht sowie die Sanierungstiefe gesenkt werden. Dazu ist verstärkte und bürgerorientierte Transparenz über den bestehenden Energiebedarf eines Gebäudes, mögliche Optimierungsmaßnahmen sowie daraus resultierende Einsparpotenziale und Fördermöglichkeiten zur Zielerreichung essenziell.

### WIRKMECHANISMUS

Ausgewiesene Primärenergiebedarfsziele sowie benannte Raumwärme- und Warmwasserbedarfsziele definieren künftig anhand von Referenzgebäuden Richtwerte für den kumulierten Energiebedarf eines Gebäudes, beim Primärenergiebedarfsziel einschließlich erforderlicher vorgelagerter Prozesse zur Energieerzeugung. Ergänzend zeigen Sanierungsfahrpläne den gebäudespezifisch erforderlichen Weg zur Erreichung dieser Ziele klar und übersichtlich auf. Primärenergiebedarfsziele sowie Raumwärme- und Warmwasserbedarfsziele berücksichtigen dabei die Heterogenität des Gebäudebestands nach Gebäudeklassen und -alter, Baurestriktionen sowie Ausgangszustand. Zudem beinhaltet der Sanierungsfahrplan Empfehlungen für konkrete Sanierungsmaßnahmen zur Erreichung der 2045-Reife und für Energieträgerwechsel unter Berücksichtigung der jeweiligen kommunalen Wärme- und Infrastrukturplanung sowie Einsparpotenziale und relevante Förderprogramme. Somit können die Bedarfsziele und Sanierungsfahrpläne als Marktinstrument fungieren, indem sie Käufern Sanierungsstaus und eine Abschätzung künftiger Kosten transparent ausweisen. Die Pflicht zur Erstellung eines Sanierungsfahrplans wird zeitlich gestaffelt nach Gebäudealter und Sanierungsrückständen zwischen 2023 (für die Gebäude im schlechtesten energetischen Zustand) und 2028 (für alle Bestandsgebäude) eingeführt. Die Erstellung des Sanierungsfahrplans wird im Bedarfsfall zu 100 Prozent und im Regelfall zu 80 Prozent von der öffentlichen Hand bezuschusst. Darüber hinaus stellen staatlich finanzierte Weiterbildungen die Deckung des künftigen Gutachterbedarfs sicher.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund, Länder

### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Keine wesentlichen Abhängigkeiten

### RECHTLICHER MODUS

Bundesgesetz, ergänzende Verordnungen auf Länderebene

### WECHSELWIRKUNGEN

BEHG-Preisverlauf: Steigende BEHG-Preise setzen verstärkte Anreize zur raschen Sanierung.

Modulare Gebäudeförderung: Vermeidung möglicher Verwerfungen durch Anreize für Sanierungsmaßnahmen statt verpflichtender Sanierungen

BEHG-Umlagefähigkeit: Umlagefähigkeit des CO<sub>2</sub>-Preises auf Mieter wird abhängig gemacht von der Umsetzung der Sanierungsmaßnahmen und den erreichten Primärenergiebedarfszielen.

### INKRAFTTRETEN

**2022:** Definition von Primärenergiebedarfszielen  
**Bis 2028:** Verpflichtung zur Erstellung von Sanierungsfahrplänen für priorisierte Gebäudealtersklassen

### MONITORING

Ab 2025 Überprüfung zum Beispiel anhand der Sektorziele – bei Verfehlung Ankündigung der Pflicht zur Erreichung der Primärenergiebedarfsziele fünf Jahre später, im ersten Schritt für die „worst performing buildings“ mit Umsetzung innerhalb von zehn Jahren; Überarbeitung des Haushaltsrechts zur Förderung auch bei Verpflichtung

### PERSPEKTIVE 2030+

Regelmäßige Überprüfung alle fünf Jahre mit gestuften, angekündigten Verschärfungen der Pflichten bei Verfehlung der Ziele

### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Planungssicherheit wird deutlich gesteigert, da Gebäudeeigentümer Transparenz über den energetischen Gebäudezustand, Ziele, Einsparpotenziale und verfügbare Förderprogramme erlangen. Pflichten werden außerdem frühzeitig angekündigt.

### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Vorlage zur Erarbeitung von Primärenergiebedarfszielen sowie Raumwärme- und Warmwasserbedarfszielen unter Berücksichtigung der Heterogenität von Gebäudeklassen erforderlich bis Ende 2022

Weiterbildung und Management von Baugutachtern sicherzustellen, um Volumina an Sanierungsfahrplänen abdecken zu können

### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Höhere Akzeptanz durch frühzeitige Einbindung von Eigentümern sowie Aufzeigen von Einsparpotenzialen und Fördermöglichkeiten statt ordnungsrechtlicher Eingriffe  
Ausgestaltung von Innovationsklausel erlaubt technologieoffene Pflichterfüllung.

### ZENTRALE RISIKEN

Fachkräftemangel bei Erstellung von Sanierungsfahrplänen sowie bei Durchführung von Sanierungsmaßnahmen

Mieter-Vermieter-Dilemma: Belastung von Eigentümern durch Investitionskosten ohne gleichzeitige Entlastung Betriebskosten

### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

➤ Förderung von Fachkräfteausbildung und Weiterbildungen für Gutachter

➤ Knüpfung der Umlagefähigkeit des CO<sub>2</sub>-Preises von Vermieter auf Mieter an die Erreichung der Primärenergiebedarfsziele



# Modulare Gebädeförderung

## Verknüpfung bisheriger Förderungen zur Anreizung schnellerer und umfassenderer Sanierung sowie Energieträgerwechsel bis 2030

### KONTEXT

Zur signifikanten Reduktion der Treibhausgasemissionen von Wohn- und Nichtwohngebäuden bis 2030 und zur perspektivischen Treibhausgasneutralität in 2045 muss die energetische Beschaffenheit von Bestandsgebäuden verbessert und zu diesem Zweck die energetische Sanierungsquote von Wohn- und Nichtwohngebäuden erhöht sowie die Sanierungstiefe gesenkt werden. Dazu sollen bestehende Förderinstrumente in einem eigentümergefreundlichen und transparenten System modularer Sanierungsförderung verknüpft sowie um eine erhöhte Investitionsförderung zum Energieträgerwechsel ergänzt werden.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

### WIRKMECHANISMUS

Bei der modularen Sanierungsförderung wird

- bei Anstoßen von zwei gleichzeitigen Sanierungsmaßnahmen ein Bonus von 2,5 Prozent gewährt, bei drei und mehr ein Bonus von 5 Prozent,
- bei Maßnahmen des gebäudespezifischen Sanierungsfahrplans ein Bonus von 5 Prozent, bei vollständiger Umsetzung des Sanierungsfahrplans innerhalb von sieben Jahren ein Bonus von weiteren 5 Prozent gewährt,
- der Fördersatz für besonders aufwendige Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle von 20 Prozent auf 35 Prozent erhöht (zum Beispiel bei Fassaden-dämmung, Schrägdachsanie rung, vollumfänglichem Fenstertausch, umfassendem Ausbau elektrischer Anlagen),
- eine Prämie in Höhe von 35 Prozent für regenerative Wärmeerzeugung, Speicherung, Vorbereitung für gebäudeeigene Ladeinfrastruktur, Digitalisierung des Netzanschlusspunktes sowie treibhausgasreduzierende Gebäudeautomation gewährt,
- bei Energieträgerwechsel bis 2030 eine zusätzliche Sprinterprämie von 10 Prozent gewährt bei gleichzeitiger Einführung der Voraussetzungen der Kompatibilität mit der jeweiligen kommunalen Wärme- und Infrastrukturplanung sowie bei hybriden Lösungen des Nachweises eines entsprechenden Sanierungsfahrplans,
- der Zugang zur Finanzierung von Sanierungsmaßnahmen und Energieträgerwechseln über Ausweitung von KfW-Krediten zweckgebunden und schnell bereitgestellt.

### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund, Länder

### RECHTLICHER MODUS

Förderrichtlinie (für Förderprogramme)

### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Gebäudeenergiegesetz (GEG);  
Modernisierungsumlage (§ 599 BGB);  
Gebäudeenergieeffizienzrichtlinie (EPBD) auf EU-Ebene

### WECHSELWIRKUNGEN

BEHG-Preisverlauf: Steigende BEHG-Preise setzen verstärkte Anreize zur raschen Sanierung.

Energiebedarfsziele und Pflicht zur Erstellung von Sanierungsfahrplänen: Transparente Aufbereitung möglicher Maßnahmen und Förderungen  
Infrastrukturplanung Kommunen: Gewährleistung erforderlicher Infrastruktur für Energieträgerwechsel

### INKRAFTTRETEN

2023: Einführung der neuen Förderpakete und Fördersätze

### MONITORING

Überprüfung der Wirkung mit Hilfe einer Innovationsklausel im Instrument „Energiebedarfsziele und Pflicht zur Erstellung von Sanierungsfahrplänen“ sowie „Infrastrukturplanung Kommunen“

### PERSPEKTIVE 2030+

Prüfung der Höhe der Fördersätze unter Berücksichtigung tatsächlicher Energie-trägerpreisentwicklungen und anderer Kostenentwicklungen

### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Hohe Planungssicherheit durch zugesagtes Fördervolumen und lange, angekündigte Wirkungsdauer

### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Vereinfachung durch Anknüpfen an bereits bestehende Förderprogramme, jedoch weitere Ressourcen für erhöhtes Antragsvolumen einzuplanen

### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Höhere Akzeptanz durch frühzeitige Einbindung von Eigentümern statt ordnungsrechtlicher Eingriffe

### ZENTRALE RISIKEN

Informationslücke: Intransparenz über spezifischen Nutzen und Einsparungen bei hohem Aufwand verringert Umsetzungsrate.

Handwerkerangel: Fachkräfte für breitflächige Sanierung limitiert verfügbar

Überförderung, vor allem bei teuren und nicht treibhausgasreduzierenden Technologien

### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

- > Informationskampagnen und verhaltensökonomische Ansätze als flankierende Instrumente
- > Förderung von Ausbildungen bei gleichzeitiger Sanierung öffentlicher Gebäude zur Vorbildfunktion und Planungssicherheit
- > Definition eines Förderkatalogs für treibhausgasreduzierende Digitalisierung und Gebäudeautomation



## Erneuerbare-Energien-Gebot im Neubau

### Erlaubnis des Einbaus von Öl-/Gaskesseln in Neubauten nur bei Nachweis der Nutzung von ausschließlich THG-neutralen Brennstoffen ab Inbetriebnahme

#### KONTEXT

Um zusätzliche Investitionen in Neubauten bis 2045 zu vermeiden, ist es essenziell, frühzeitig Voraussetzungen zu schaffen, die kompatibel mit Treibhausgasneutralität sind. Auch wenn Neubauten einen geringen Anteil an den deutschen Gesamtinvestitionen im Gebäudesektor haben, ist es notwendig, in diesen Gebäudeklassen frühzeitig Zeichen zu setzen, um Reinvestitionen zu vermeiden.

#### WIRKMECHANISMUS

Ab 2025 soll der Einbau von Öl-/Gaskesseln in Neubauten nur dann erlaubt werden, wenn ab Inbetriebnahme nachweisbar ausschließlich treibhausgasneutrale Brennstoffe genutzt werden. Zum Nachweis können beispielsweise die Rechnungen eingereicht werden, die nachweisen, dass der Betrieb mit Wasserstoff, synthetischen Gasen/Flüssigbrennstoffen oder Biomethan vorgenommen wurde.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

#### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund

#### RECHTLICHER MODUS

Ordnungsrechtliche Vorgaben durch den Bund und finanzielle Förderung

#### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Gebäudeenergiegesetz (GEG)

#### WECHSELWIRKUNGEN

Modulare Gebäudeförderung: Anreizwirkung der Förderung zugunsten erneuerbarer Energien

#### INKRAFTTRETEN

2025: Einführung des Erneuerbare-Energien-Gebots für Neubauten

#### MONITORING

Keine wesentlichen Überprüfungen

#### PERSPEKTIVE 2030+

Keine wesentlichen Entwicklungen nötig

#### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Erhöhung der Transparenz in Richtung Zielerreichung in 2045 sowie von erforderlichen Maßnahmen und Vermeidung von Reinvestitionen

#### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Vereinfachung der Einführung durch Verknüpfung mit bestehendem Recht, zum Beispiel Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)

Erhöhter administrativer Aufwand durch Prüfung von Erneuerbare-Energie-Nachweisen

#### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Transparente Zielsetzung und Kommunikation hat erhöhte Lenkungswirkung im Vergleich zu alternativen Instrumenten.

#### ZENTRALE RISIKEN

Keine wesentlichen technischen Risiken aufgrund großer Auswahl an Wärmelösungen wie Wärmepumpen, Fernwärme, Biomasse, Biomethan und Wasserstoff

#### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

> Nicht notwendig



## Erneuerbaren-Ausbau-Offensive: Auktionen

### Höhere Volumina und eine reformierte Vergütung in den EEG-Auktionen finanzieren den benötigten Zubau erneuerbarer Energien planbar und effizient

#### KONTEXT

Um die 2030-Ziele der Emissionen im Stromsektor zu erreichen und gleichzeitig die gesteigerte Stromnachfrage bedienen zu können, müssen erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten über heutige Planungen hinaus zugebaut werden.

Um den Zubau dieser Volumina sicherzustellen, müssen die bestehenden Erneuerbare-Energien-Zubaupfade entsprechend erhöht werden. Ein stärkerer Zubau außerhalb des EEG, etwa über PPAs, würde das benötigte Auktionsvolumen entsprechend reduzieren.

#### WIRKMECHANISMUS

Im EEG soll für 2030 ein Ziel von 70 Prozent erneuerbarer Energie am Bruttostromverbrauch festgeschrieben werden. Die Ausbaupfade im EEG beziehungsweise WindSeeG sollen entsprechend erhöht werden, um bis 2030 eine installierte Leistung von 140 GW Photovoltaik, 98 GW Wind an Land und 28 GW Wind auf See zu erzielen. Die jährlichen EEG-Auktionsvolumina müssen erhöht werden, um diese Ziele zu erreichen. Falls sich ein signifikanter Ausbau erneuerbarer Energien außerhalb des EEG ergibt, beispielsweise durch bilaterale Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements, PPAs), können die EEG-Ausschreibungsvolumina entsprechend reduziert werden.

Außerdem soll die EEG-Vergütung zu einer symmetrischen Marktprämie reformiert werden. Dabei würden Stromerzeuger wie heute einen EEG-Zuschuss erhalten, wenn der Strompreis am Markt unter dem Preis der EEG-Auktion liegt. Im Gegensatz zum heutigen System würde aber bei Marktpreisen über dem Zuschlagspreis der EEG-Auktion eine Rückzahlung von Seiten der Stromerzeuger fällig. Stromproduzenten würden dadurch weniger den Marktpreisrisiken ausgesetzt sein, wodurch Finanzierungsrisiken und damit Erzeugungskosten sinken würden. Ansonsten könnte eine Öffnung der Auktionen für Bieter mit weniger Präqualifikationskriterien den Wettbewerb erhöhen.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

#### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund

#### RECHTLICHER MODUS

Gesetz

#### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG);  
Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)

#### WECHSELWIRKUNGEN

Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien: Das Erreichen der Ausbauziele und die zu erzielenden Preise hängen maßgeblich davon ab, dass der Ausbau durch eine ausreichende Ausweisung von Flächen, einen reformierten Artenschutz und schnellere Verfahren beschleunigt wird.

Durch die Refinanzierung über die EEG-Umlage existiert eine Wechselwirkung mit Instrumenten, die den Strompreis entlasten.

#### INKRAFTTRETEN

Anpassungen im EEG und WindSeeG in 2022 mit Wirkung ab 2023

#### MONITORING

Fortsetzung der regelmäßigen Prognose zur Stromnachfrage, um Ausbauziele bei Bedarf entsprechend anzupassen

#### PERSPEKTIVE 2030+

Nach 2030 könnte das Marktumfeld, insbesondere durch sehr hohe ETS-Preise, einen Ausbau erneuerbarer Energien in hinreichenden Kapazitäten ohne Förderung ermöglichen. Ist dies nicht der Fall oder ist die Marktunsicherheit zu hoch, werden weiterhin staatliche Erneuerbare-Energien-Auktionen benötigt.

#### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Eine symmetrische Marktprämie schafft Planungssicherheit bezüglich der erzielbaren Einkünfte je Projekt. Damit können Erneuerbare-Energien-Projektierer Anlagen sicher planen, finanzieren, bauen und betreiben.

#### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Aufwand für Verwaltung ändert sich nur unwesentlich gegenüber dem aktuellen Gesetz.

#### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Theoretisch könnte ein Zubau auch rein marktgetrieben durch einen hohen ETS-Preis erfolgen. Dies würde jedoch zu Verwerfungen in der Industrie führen. Außerdem wäre der Zubau der benötigten Kapazitäten erneuerbarer Energien aufgrund von ETS- und Strompreisunsicherheiten nicht hinreichend gewährleistet, was die Dekarbonisierung des Stromsektors gefährdet.

#### ZENTRALE RISIKEN

Möglichkeit steigender Strompreise für Verbraucher durch erhöhte EEG-Umlage gegenüber Referenzszenario

Potenzieller Konflikt mit EU-Beihilferecht durch Genehmigungspflicht des EEG

#### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

Fortsetzung von Ausnahmeregelungen für besonders betroffene Industrien

Beibehaltung der Umlagefinanzierung in Anlehnung an bestehendes EuGH-Urteil zur aktuell geltenden Regelung



# Erneuerbaren-Ausbau-Offensive: Flächenquoten und Beschleunigung

## Durch eine bundesweite Flächenquote, zielgerichteteren Artenschutz und schnellere Genehmigungen wird der Ausbau erneuerbarer Energien beschleunigt

### KONTEXT

Um die 2030-Ziele der Emissionen im Stromsektor zu erreichen und gleichzeitig die gesteigerte Stromnachfrage bedienen zu können, müssen erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten über heutige Planungen hinaus zugebaut werden.

Zentrale Barrieren für einen schnelleren Zubau sind aktuell ein Mangel an Flächen für erneuerbare Energie, Konflikte mit dem Artenschutz und zu lange Genehmigungsverfahren. Insbesondere für Repowering können Verfahren vereinfacht werden, da diese Flächen bereits entsprechend genutzt werden.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

### WIRKMECHANISMUS

Um den benötigten Zubau an erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten zu realisieren, werden ausreichende Flächen benötigt – für Wind an Land sind dies laut Schätzungen 2 Prozent der Fläche Deutschlands. Für jede Gemeinde soll unter Berücksichtigung von Siedlungs- und anderen Ausschlussflächen eine entsprechende verbindliche Quote festgelegt werden. Dadurch wird eine Ausweisung neuer Flächen angereizt, aber auch die Erhaltung bestehender Flächen durch Repowering. Die PV-Flächenkulisse kann ebenfalls reformiert werden. Auch für Wind auf See muss der Bund genügend Flächen zur Verfügung stellen.

Für den Artenschutz sollen im Sinne des Grundsatzes „Schutz von Tierpopulationen vor dem Schutz individueller Tiere“ klare Schutzabstände um Nistplätze kollisionsgefährdeter Vogelarten definiert werden, innerhalb deren die Errichtung von Windenergieanlagen nicht oder nur unter bestimmten Bedingungen zulässig ist. Zur Genehmigung ist dann lediglich die Einhaltung dieser Schutzabstände zu prüfen, was die Verfahren beschleunigen würde.

Die Genehmigungsverfahren können zudem durch eine stringenteren Fristensetzung vorangetrieben werden. Bei einer Genehmigungsfiktion beispielsweise gilt die Genehmigung als erteilt, wenn die zuständige Behörde nicht innerhalb der vorgesehenen Frist über den Antrag entscheidet. Für Genehmigungsverfahren sollen auch Bearbeitungskapazitäten erhöht werden (siehe Instrumentensteckbrief „Beschleunigte Verfahren für Netzausbau“).

### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund, Länder, Gemeinden

### RECHTLICHER MODUS

Gesetz, Raumplanung, Genehmigungsverfahren

### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG); Natur- und Umweltschutzrecht (FFH-Richtlinie); Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG); Baugesetzbuch (BauGB)

### WECHSELWIRKUNGEN

Beschleunigung Netzausbau: Hier können Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energien und Netze eventuell sinnvoll kombiniert werden. Erneuerbare-Energien-Auktionen: Das Erreichen der Ausbauziele und die zu erzielenden Preise hängen maßgeblich davon ab, dass der Ausbau durch die hier beschriebenen Instrumente beschleunigt wird.

### INKRAFTTRETEN

Ab spätestens 2023, um den Ausbau frühzeitig zu beschleunigen

### MONITORING

Permanente Überprüfung der Gebotsvolumina in EEG-Auktionen sowie des marktlichen Zubaus – bei unzureichendem Zubau gegebenenfalls Verschärfung notwendig

### PERSPEKTIVE 2030+

Auch nach 2030 bis 2045 werden weiter Erzeugungskapazitäten für erneuerbaren Strom zugebaut werden müssen – daher hilft dieses Instrument dabei, langfristig den Ausbau zu sichern und zu beschleunigen.

### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Höhere Planungssicherheit durch Konkretisierung von Raumplanungs- und Artenschutzregulierungen  
Planbarkeit der Dauer von Genehmigungsverfahren

### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Vergleichsweise hoher Mehraufwand für Gemeinden für Ausweisung der Flächen inklusive Öffentlichkeitsbeteiligung

### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Eine Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien ist für die Zielerreichung unabdingbar.

### ZENTRALE RISIKEN

Durchsetzung erfordert effektive Sicherstellung von Artenschutz, der auch durch andere Faktoren gefährdet ist.

Lokale Widerstände in Gemeinden und Ländern können verpflichtende Flächenausweisung blockieren.

### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

> Aufsetzen eines Programms für den Schutz von durch den Ausbau erneuerbarer Energien betroffenen Arten

> Finanzielle Teilhabe von Gemeinden an der Energiewende ausweiten; Erarbeitung eines nationalen Infrastrukturkonsenses



# Beschleunigte Verfahren für Netzausbau

## Der Stromübertragungsnetzausbau wird durch effizientere Genehmigungsverfahren auf verschiedenen Ebenen schneller umgesetzt

### KONTEXT

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, muss das Stromsystem massiv expandieren – sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Netzseite. Dafür muss der Übertragungsnetzausbau, der aktuell vor allem in der operativen Umsetzung deutlich zu langsam verläuft, beschleunigt werden.

### WIRKMECHANISMUS

**Genehmigungsverfahren** für Netzausbauvorhaben, die aktuell bis zu 15 Jahre dauern, müssen deutlich beschleunigt werden. Konkret wird eine effizientere Gestaltung der mehrstufigen Planungsverfahren benötigt, mit gezielter Reduktion der Prüftiefe in der Bundesfachplanung und stringenterer Fristensetzung bis hin zur Genehmigungsfiction.

Neue **Bearbeitungskapazitäten** sollen aufgebaut werden, um den zunehmenden Netzausbauplanungen und -genehmigungen gerecht zu werden. Es können neue Genehmigungsstellen, beispielsweise ein Sondersenat am Bundesverwaltungsgericht, geschaffen werden. Des Weiteren kann die Prüfung der Projektanträge an externe Projektmanager ausgelagert werden. Die Kosten dafür übernimmt der Projektträger – die genehmigungsrechtliche Kontrolle verbleibt vollständig bei der Behörde. Dadurch wird die Behörde entlastet und die fachliche Prüfung der Projektanträge beschleunigt. Für die breitflächige Umsetzung dieser Direktvergaben fehlt den Behörden derzeit ausreichende Rechtssicherheit.

Zuletzt soll die **Erhöhung der Stromtransportkapazität** in bestehenden Leitungen durch Freileitungsmonitoring oder neue Leiterseile regulatorisch vereinfacht werden – beispielsweise durch einen Abbau regulatorischer Hemmnisse in der „Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm“ (TA Lärm) und im Energiewirtschaftsgesetz.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund, Länder

### RECHTLICHER MODUS

EnWG-/NABEG-Anpassung

### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG); Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG); Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG); Umweltschutzrecht; Raumordnung

### WECHSELWIRKUNGEN

Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien: Eventuell sinnvolle Kombination von Genehmigungsverfahren

### INKRAFTTRETEN

Ab spätestens 2023

### MONITORING

Überwachung des Netzausbaufortschritts und gegebenenfalls weitere Beschleunigung der Genehmigungsverfahren, gesetzliche Anpassungen und Ausbau von Bearbeitungskapazitäten

### PERSPEKTIVE 2030+

Weiterer Ausbau des Netzes bis zum Erreichen von Treibhausgasneutralität in 2045

### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Erhöhung der Planungssicherheit durch die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren

### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Weniger Aufwand durch die Harmonisierung mehrstufiger Planungsverfahren  
Mehraufwand durch Prüfung neuer und Erweiterung der Genehmigungen bestehender Anlagen  
Mehr Kapazitäten für die administrativen Aufgaben

### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Eine Beschleunigung des Stromnetzausbaus ist für die Zielerreichung unabdingbar.

### ZENTRALE RISIKEN

Großer Aufwand auf politischer Ebene und auf Seiten der Netzbetreiber, Bundesnetzagentur etc. durch Anpassung des EnWG/NABEG



### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

Frühzeitiger Austausch über relevante Änderungen und frühzeitige Diskussion mit Stakeholdern



## Flexibilisierung des Stromverbrauchs

### Anreize zur Digitalisierung für Netzbetreiber und Anreize zur Systemdienlichkeit für Verbraucher schaffen flexiblen, intelligenten Stromverbrauch

#### KONTEXT

Zur Erfüllung der Klimaziele sind der Ausbau der E-Mobilität im Verkehrssektor sowie die Elektrifizierung der Wärmeversorgung in der Industrie und im Gebäudesektor unabdingbar. Gleichzeitig muss der Stromsektor durch zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Quellen dekarbonisiert werden. Als Konsequenz dieser Maßnahmen ist durch die Kombination aus steigenden Nachfrage- und Erzeugungsspitzen eine höhere Flexibilisierung der Stromverteilnetze und der Verbraucher nötig.

#### WIRKMECHANISMUS

Eine Digitalisierung der Verteilnetze ist notwendige Voraussetzung für eine Herstellung von Sichtbarkeit der Lastflüsse im Netz und somit für die intelligente Steuerung. Anreize für Betreiber zu einer beschleunigten Digitalisierung der Netze sollen über Anreizregulierung gesetzt werden. Um Transparenz bezüglich des Fortschritts von Digitalisierungsmaßnahmen zu schaffen, soll ein Digitalisierungsmonitoring für Verteilnetzbetreiber verpflichtend eingeführt werden.

Auf der Netzdigitalisierung aufbauende, zeitlich variable wirtschaftliche Anreize stellen eine Möglichkeit zur indirekten Steuerung der Netzauslastung dar. Eine (viertel)stündliche Anpassung des Strompreises sowie eine Berücksichtigung der Netzkapazitäten bei der Preisfindung lokaler Märkte reizt Kunden an, Stromverbrauch in Zeiten mit geringer Residuallast zu verschieben, und unterstützt so lastverlagernd die Vermeidung von Engpässen. Um zeitvariable Strompreise zu ermöglichen, können Netzentgelte, welche einen signifikanten Anteil des Strompreises ausmachen, ebenso zeitlich variiert werden. Für lokale Flexibilitätsmärkte muss ein regulatorischer Rahmen geschaffen werden.

Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, um Netzstabilität sicherzustellen, könnte zudem eine ordnungsrechtlich festgelegte Flexibilisierung ermöglicht werden.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

#### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund

#### RECHTLICHER MODUS

Gesetz, Verordnungen

#### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV); Energiewirtschaftsgesetz (EnWG); Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)

#### WECHSELWIRKUNGEN

Beschleunigte Verfahren: Eine höhere Flexibilisierung der Endverbraucher sowie der Verteilnetze kann den Druck auf den Übertragungsnetzausbau reduzieren.

#### INKRAFTTRETEN

In der Legislaturperiode 2021 bis 2025

#### MONITORING

Bundesweites Digitalisierungsmonitoring für Verteilnetzbetreiber; Überprüfung der durch zeitlich variable Stromtarife tatsächlich erzielten Flexibilisierung

#### PERSPEKTIVE 2030+

Fortführung über 2030 hinaus sinnvoll

#### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Investitionssicherheit für Netzbetreiber durch Anreize zur Digitalisierung  
Effekte zeitlich variabler Stromtarife auf Lastverläufe schwer prognostizierbar

#### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

Verpflichtendes Digitalisierungsmonitoring ist sowohl für Verteilnetzbetreiber als auch für staatliche Behörden mit bürokratischem Aufwand verbunden.  
Zeitlich variable Netzentgelte erfordern neue, womöglich komplexere Berechnung der Entgelte.

#### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Günstiger als physischer Netzausbau, da bestehende Ressourcen effizienter genutzt werden

#### ZENTRALE RISIKEN

- Überlastung der Verteilnetze durch unzureichende Lastensteuerung basierend auf rein freiwilligen Maßnahmen
- Einschränkung der Attraktivität von Elektromobilität durch fremdgesteuerte Ladevorgänge bei Spitzenglättung
- Steigende Netzentgelte für Verbraucher

#### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

- > Beschleunigung des Netzausbaus oder Einführung von Spitzenglättung durch Verteilnetzbetreiber
- > Ausgestaltung der Spitzenglättung mit möglichst wenig Auswirkung auf Verbraucher (zum Beispiel enge zeitliche Begrenzung)
- > Weitergabe der Systemkostensenkung an Verbraucher durch Flexibilisierung; Ausnahmen für stromintensive Unternehmen



## Zentraler Kapazitätsmarkt

### Das Strommarktdesign wird um einen Kapazitätsmarkt ergänzt, um den Zubau von thermischer Backup-Kapazität und Speichern anzureizen

#### KONTEXT

In den kommenden Jahren werden durch den Kernenergieausstieg und das Auslaufen der Kohleverstromung viele Grundlast-Kraftwerke bei gleichzeitig steigendem Strombedarf vom Netz gehen. Zum Ausgleich ist bis 2030 ein Nettozubau von 43 GW Gaskraftwerken als gesicherte Leistung nötig – mehr, als Deutschland heute hat. Um den erforderlichen Zubau vor allem an Gaskraftwerken zur Gewährleistung der Spitzenlast sicherzustellen, wird ein Refinanzierungsmechanismus benötigt.

#### WIRKMECHANISMUS

Ein zentraler Kapazitätsmarkt soll eingeführt werden, um die Betreiber von Kraftwerken beziehungsweise Speichern für die Vorhaltung von Leistung zu vergüten. Die eigentliche Stromeinspeisung kann, wie bei anderen Kraftwerken auch, parallel über den existierenden „Energy-Only“-Markt verkauft werden. Dadurch werden insgesamt auch Kraftwerke mit niedrigen Volllaststunden investierbar. Kohlekraftwerke sind de facto aus europarechtlichen Gründen von diesem Mechanismus ausgenommen.

Für die Ausgestaltung gibt es verschiedene Optionen. In einem umfassenden Kapazitätsmarkt wird die gesamte zu beschaffende Leistung festgelegt und auktioniert. In einem fokussierten Kapazitätsmarkt werden nur bestimmte Segmente auktioniert, etwa neu zu bauende Gaskraftwerke. In beiden Fällen sollen die perspektivische Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff, der entsprechende Netzanschluss sowie ein wirtschaftlicher Betrieb sichergestellt werden.

Die Kosten für den zentralen Kapazitätsmarkt können über Steuermittel oder eine Umlage auf Stromverbraucher refinanziert werden. Am verursachergerechtesten ist eine Umlage auf den Stromverbrauch, die zum Beispiel anhand der Residuallast flexibilisiert werden kann.



Bepreisung  
Förderung  
Ordnungsrecht

#### ZUSTÄNDIGE EBENE

Bund

#### RECHTLICHER MODUS

Gesetz

#### ABHÄNGIGKEIT VON BESTEHENDEN INSTRUMENTEN

Bestehende Regelungen für strategische Reserven, Sicherheitsbereitschaft etc.; Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

#### WECHSELWIRKUNGEN

Mit allen Instrumenten, die auf eine Entlastung des Strompreises abzielen, wenn der Kapazitätsmarkt über eine Umlage auf den Stromverbraucher refinanziert wird

#### INKRAFTTRETEN

Ab 2022 Entwicklung des Gesetzes; Zeitrahmen zur Implementierung unklar, da es sich um ein neues Gesetz handelt und voraussichtlich eine EU-Beihilfe-Notifizierung nötig ist

#### MONITORING

Vermeidung struktureller Überkapazitäten durch regelmäßiges Monitoring der benötigten Kapazitäten und entsprechende Nachsteuerung

#### PERSPEKTIVE 2030+

Stellen von „H<sub>2</sub>-ready“-Anforderungen vor 2030; sukzessiver Übergang zur tatsächlichen Nutzung von Wasserstoff

Aus EU-beihilferechtlichen Gründen prinzipiell temporäres Instrument mit perspektivischem Übergang in anderes Strommarktdesign

#### SCHAFFUNG VON PLANUNGSSICHERHEIT

Schaffung von Planungssicherheit für Betreiber von thermischen Backup-Kapazitäten, die durch diesen Mechanismus erst wirtschaftlich werden

#### POLITISCHE UND ADMINISTRATIVE UMSETZBARKEIT

EU-Beihilfe: Minimierung der beihilferechtlichen Risiken durch Orientierung an Präzedenzfällen anderer Länder (zum Beispiel Belgien)

#### WESENTLICHE VORTEILE GEGENÜBER ALTERNATIVEN INSTRUMENTEN

Keine Gewährleistung eines hinreichend sicheren Zubaus von neuen Kapazitäten durch den „Energy-Only“-Markt

Sicherung des Zubaus auch durch Investitions- und Betriebsbeihilfen weniger marktlich, damit EU-beihilferechtlich eventuell riskanter

Keine hinreichende Sicherung von Zubau durch Reserven außerhalb des Marktes, diese wären zusätzlich vermutlich weniger kosteneffizient.

#### ZENTRALE RISIKEN

Überdimensionierter Kraftwerkspark durch übermäßige Zubauanreize im Kapazitätsmarkt

Steigende Strompreise für bestimmte Verbraucher bei Refinanzierung durch Umlage auf den Strompreis

Nichtkonformität mit EU-Beihilferecht verlangsamt die Einführung des Kapazitätsmarktes oder verhindert sie sogar.

#### ANSÄTZE ZUR MITIGATION

> Technologieoffene Auktionen sowie regelmäßiges Monitoring der benötigten Kapazitäten und entsprechende Nachsteuerung

> Ausnahmeregelungen bezüglich Umlagen für besonders betroffene Industrien

> Anlehnung der Ausgestaltung an EU-beihilferechtlich genehmigte Kapazitätsmechanismen anderer EU-Mitgliedsstaaten

## Abbildungen

Abbildung 1: Ausblick: Klimaneutrales Deutschland im Jahr 2045	8
Abbildung 2: Emissionsverlauf in Deutschland 1990 – 2045/2050 (nach altem und neuem Klimaschutzgesetz)	10
Abbildung 3: Relative Emissionsentwicklung in Deutschland nach Sektoren 1990 – 2045	11
Abbildung 4: Primärenergieverbrauch Deutschlands über alle Sektoren im Zielpfad 2019 – 2045	12
Abbildung 5: Reduktion der THG-Quellenemissionen in Deutschland 2019 – 2045	13
Abbildung 6: Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in Wohngebäuden und GHD 2019 – 2045	17, 144
Abbildung 7: Endenergieverbräuche und Nettostromverbrauch	18
Abbildung 8: Nettoerzeugungsleistung und Nettostromerzeugung im Zielpfad	19
Abbildung 9: Wasserstoff- und PtL-Nachfrage nach Sektoren und Anwendungen 2030 – 2045	20, 163
Abbildung 10: Nettoenergieerträgeimporte nach Deutschland 2019 – 2045	22
Abbildung 11: Verbleibende Emissionen und abgeschiedenes CO <sub>2</sub> 2019 – 2045	23
Abbildung 12: Übersicht der größten H <sub>2</sub> -Verbraucher und der bis 2040 geplanten Infrastruktur des European Hydrogen Backbone	27, 165
Abbildung 13: Was zur Klimaschutz-Zielerreichung bis 2030 passieren muss	28
Abbildung 14: Pkw-Neuzulassungen und Pkw-Bestand 2019 – 2045	31, 115
Abbildung 15: Sensitivität der PtL-Nachfrage in Abhängigkeit des E-Mobilitätshochlaufs in Pkw	33
Abbildung 16: Treibhausgasemissionen in Deutschland 1990 – 2030	39
Abbildung 17: Entwicklung der deutschen THG-Quellenemissionen im Referenz- und Zielpfad 2019 – 2045	40
Abbildung 18: Kumulierte Mehrinvestitionen 2021 – 2030	45
Abbildung 19: Akteursperspektive: Betriebswirtschaftliche Mehrkosten der Klimaschutzmaßnahmen im Jahr 2030	47
Abbildung 20: Durchschnittliche Stromtarife nach Verbrauchern bei aktueller Regulierung 2019 – 2030	48, 171
Abbildung 21: Regulatorische Denkschulen in der Klimapolitik	52
Abbildung 22: Zusätzliche Instrumente zu bestehender Regulierung	56
Abbildung 23: Besteuerung von Kraft- und Brennstoffen	58
Abbildung 24: Annahmen zur CO <sub>2</sub> -Preisentwicklung 2019 – 2030	59
Abbildung 25: Vergleich von CO <sub>2</sub> -Kosten gegenüber Bruttowertschöpfung einzelner Industriezweige in 2030	65, 101
Abbildung 26: Wettbewerbsrisiken und mögliche Instrumente zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit	66, 102
Abbildung 27: Mehrbelastungen durch Klimaprogramm für Unternehmen und private Haushalte in 2030	68
Abbildung 28: Mehrbelastungen für private Haushalte, die „nicht wechseln“, 2030	69
Abbildung 29: Entwicklung der EEG-Umlage 2019 – 2030	70
Abbildung 30: Mehrbelastungen für private Haushalte, die „nicht wechseln“, nach Ausgleich, 2030	71
Abbildung 31: Mehrbelastungen für private Haushalte, die „nicht wechseln“, nach Ausgleich, 2030 ggü. 2019	72
Abbildung 32: Fiskalische Bilanz für Klimaschutz in 2025 und 2030	73
Abbildung 33: Entlastung von Unternehmen und privaten Haushalten im Zielpfad, 2030	74
Abbildung 34: Beispielhafter Optionenraum der Finanzierung fiskalischer Belastungen in 2030	75

Abbildung 35: THG-Quellenemissionen in der Industrie 1990 – 2045	80
Abbildung 36: Reduktion der THG-Quellenemissionen in der Industrie 2019 – 2045	82
Abbildung 37: Endenergieverbrauch in der Prozesswärme	83
Abbildung 38: Anteil Anwendungen am Endenergieverbrauch im Jahr 2019	84
Abbildung 39: Anteil Energieträger am Endenergieverbrauch im Jahr 2019	85
Abbildung 40 Anteil Energieträger am Endenergieverbrauch im Jahr 2030	86
Abbildung 41: Anteil Energieträger am Endenergieverbrauch im Jahr 2045	87
Abbildung 42: Modellierte Produktionsentwicklung in der Stahlindustrie 2019 – 2045	88
Abbildung 43: Modellierte Produktionsentwicklung in der Petrochemie 2019 – 2045	89
Abbildung 44: Emissionsentwicklung und -einsparungen in der Zementindustrie 2019 – 2045	91
Abbildung 45: Mehrinvestitionen in der Industrie bis 2030	93
Abbildung 46: Mehrkosten der Klimaschutzmaßnahmen in der Industrie in 2030	94
Abbildung 47: Wärmeevollkosten in 2030	95
Abbildung 48: Energieträgerkosten im BEHG ohne Entlastungen in 2030	98
Abbildung 49: Fiskalische Bilanz für Klimaschutz in der Industrie 2025 und 2030	103
Abbildung 50: THG-Quellenemissionen im Verkehr 1990 – 2045	106
Abbildung 51: Reduktion der THG-Quellenemissionen im Verkehr 2019 – 2045	111
Abbildung 52: Entwicklung von Verkehrsleistung und Verkehrsmittelwechsel	112
Abbildung 53: Pkw-Vollkostenanalyse für Elektro-, Benzin- und Dieselfahrzeuge 2021 – 2030	114
Abbildung 54: Lkw-Vollkostenanalyse für Batterie-, Brennstoffzellen- und Dieselfahrzeuge 2021 – 2030	116
Abbildung 55: Lkw-Neuzulassungen und -Bestand 2019 – 2045	117
Abbildung 56: Entwicklung der Lade- und Wasserstofftankstellen-Infrastruktur	118
Abbildung 57: Endenergieverbrauch im Verkehr 2019 – 2045	120
Abbildung 58: PtL-Nachfrage in 2030 und 2045	121
Abbildung 59: Mehrinvestitionen im Verkehr bis 2030	122
Abbildung 60: Mehrkosten der Klimaschutzmaßnahmen im Verkehr in 2030	123
Abbildung 61: Kraftstoffpreise für PtL und fossile Energieträger im Vergleich	126
Abbildung 62: Förderung für Lade- und H <sub>2</sub> -Infrastruktur	127
Abbildung 63: Förderbedarf für BEV in Relation zum CO <sub>2</sub> -Preis	128
Abbildung 64: Mehrbelastungen im Straßenverkehr in 2030, vor Anwendung von Ausgleichsinstrumenten	130
Abbildung 65: Fiskalische Bilanz für Klimaschutz im Verkehr 2025 und 2030 vor sozialem Ausgleich	131
Abbildung 66: THG-Quellenemissionen im Gebäudesektor 1990 – 2045	133
Abbildung 67: Reduktion der THG-Quellenemissionen im Gebäudesektor 2019 – 2045	136
Abbildung 68: Energieverbrauch im Gebäudesektor 2019 – 2045	138
Abbildung 69: Energetische Sanierungsrate in den verschiedenen Gebäudesegmenten	139

Abbildung 70: Strombedarf für 1 kWh Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung im Jahresdurchschnitt	140
Abbildung 71: Wärmekosten für ein teilsaniertes Ein-/Zweifamilienhaus im Jahr 2019	141
Abbildung 72: Primäre Heizlösung in Gebäuden 2019 – 2045	143
Abbildung 73: Mehrinvestitionen im Gebäudesektor bis 2030	145
Abbildung 74: Mehrkosten der Klimaschutzmaßnahmen im Gebäudesektor in 2030	146
Abbildung 75: Wärmevolllkosten für Ein-/Zweifamilienhaus in 2030	149
Abbildung 76: Jährliche Förderungen im Gebäudesektor 2019 – 2030	151
Abbildung 77: Fiskalische Bilanz für Klimaschutz 2025 und 2030 im Gebäudesektor vor sozialem Ausgleich	153
Abbildung 78: Mehrbelastungen im Gebäudesektor in 2030, vor Anwendung von Ausgleichsinstrumenten	154
Abbildung 79: THG-Quellenemissionen in der Energiewirtschaft 2019 – 2045	156
Abbildung 80: Nettostromnachfrage nach Anwendungen 2019 – 2045	159
Abbildung 81: Nettostromerzeugung nach Energieträgern 2019 – 2045	160
Abbildung 82: Installierte elektrische Erzeugungsleistung 2019 – 2045	161
Abbildung 83: Inflexible Leistung und verfügbare Erzeugungskapazitäten bei Spitzenlast 2019 – 2030	162
Abbildung 84: Übersicht der größten potenziellen Carbon-Capture-Anwender	166
Abbildung 85: Einsatz von Energieträgern zur Fernwärmeerzeugung 2020 – 2045	167
Abbildung 86: Mehrinvestitionen in der Energiewirtschaft bis 2030	168
Abbildung 87: Vollkosten des Stromsystems nach Kostenart 2020 – 2045	170

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts und der Bruttowertschöpfung der größten Sektoren	179
Tabelle 2: Entwicklung der relevantesten Produktionsoutputs in der Referenz	180
Tabelle 3: Preisentwicklung Rohstoffe und CO <sub>2</sub>	180
Tabelle 4: Preisentwicklung Strom für verschiedene Akteure und Anwendungsfälle	181
Tabelle 5: Preisentwicklung Wasserstoff für verschiedene Akteure (alle ohne Mehrwertsteuer)	182
Tabelle 6: Preisentwicklung der relevantesten Energieträger für die Industrie (bei CO <sub>2</sub> -Preis von 80 €/t im Jahr 2030, alle ohne Mehrwertsteuer)	182
Tabelle 7: Preisentwicklung der relevantesten Energieträger für Verkehr (bei CO <sub>2</sub> -Preis von 80 €/t im Jahr 2030, alle inkl. Mehrwertsteuer von 19 %)	183
Tabelle 8: Preisentwicklung der relevantesten Energieträger für Gebäude (bei CO <sub>2</sub> -Preis von 80 €/t im Jahr 2030)	184
Tabelle 9: Kosten für verschiedene Wärmeerzeuger	185
Tabelle 10: Pkw-Anschaffungskosten	186
Tabelle 11: Kraftstoffverbräuche Pkw im Bestand	186
Tabelle 12: Kraftstoffverbräuche Pkw in Neuzulassungen	187
Tabelle 13: Lkw-Anschaffungskosten (schwere Nutzfahrzeuge)	187
Tabelle 14: Kraftstoffverbräuche Lkw (schwere Nutzfahrzeuge)	187
Tabelle 15: Kosten- und Größenentwicklung Batterien und Brennstoffzellen	188
Tabelle 16: Anschaffungskosten Ladeinfrastruktur	189
Tabelle 17: Verhältnis Pkw zu Ladeinfrastruktur	189
Tabelle 18: Ladestrompreise für batterieelektrische Pkw	189
Tabelle 19: Betrachtete Gebäudetypen im Vergleich (inkl. Haustechnik)	190
Tabelle 20: Anschaffungskosten für Wärmeerzeugungseinheiten der jeweiligen Heizlast nach Gebäudetyp	190
Tabelle 21: Sanierungstiefe und -kosten	191
Tabelle 22: Investitionskosten nach Stromerzeugungstechnologie	192
Tabelle 23: Fixe Wartungs- und Betriebskosten nach Stromerzeugungstechnologie	193
Tabelle 24: Variable Betriebskosten (ohne Brennstoffkosten) nach Stromerzeugungstechnologie	194

## Glossar und Abkürzungsverzeichnis

Begriff	Abkürzung	Definition
Alternative Fuels Infrastructure Directive	AFID	EU-Richtlinie vom Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, 2014/94/EU
annuisierte Investitionskosten		Jährlicher Betrag (Annuität) Investitionen über die wirtschaftliche Lebensdauer zum Kapitalzinssatz des jeweiligen Akteurs
batterieelektrisches Fahrzeug (Battery Electric Vehicle)	BEV	Rein elektrisches Fahrzeug mit der Energiespeicherung in der Batterie, angetrieben durch Elektromotor und Motorsteuerung anstelle eines Verbrennungsmotors
BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung	BECV	Verordnung über Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage durch den nationalen Brennstoffemissionshandel. Die Verordnung ist im Juli 2021 in Kraft getreten, muss jedoch noch von der Europäischen Kommission genehmigt werden. Sie sieht Teilkompensationen der Mehrkosten nach BEHG für beihilfeberechtigte Unternehmen vor
betriebswirtschaftliche Perspektive		Sicht der Akteure (Unternehmen und private Haushalte)
Bioenergy with Carbon-Capture, Utilization and Storage	BECCUS	Im Kontext der Beschreibung des Treibhausgasneutralitätspfad wird der Begriff „BECCUS“ in dieser Studie vorrangig gebraucht, um das Einfangen und die dauerhafte Sequestrierung von biogenem CO <sub>2</sub> in Speicherstätten oder durch dauerhafte stoffliche Bindung zu beschreiben
Biogas		Gas aus der Vergärung organischer Stoffe, oftmals Abfallprodukte aus der Landwirtschaft oder Energiepflanzen – in dieser Studie inkl. Biomethan als aufbereitetes Biogas
Biokraftstoffe		Kraftstoffe, die aus Biomasse erzeugt werden (zum Beispiel Bioethanol, Biodiesel, Biogas)
Biomasse		In dieser Studie: organische Stoffe pflanzlichen Ursprungs, beispielsweise Holz
Brennstoffemissionshandelsgesetz	BEHG	Das Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen führt ab 2021 eine CO <sub>2</sub> -Bepreisung über ein nationales Emissionshandelssystem für die Sektoren Wärme und Verkehr ein
Bruttoinlandsprodukt	BIP	Gesamtwert der im Inland erzeugten Produkte und Dienstleistungen, die nicht als Vorleistung in der Erzeugung anderer Produkte und Dienstleistungen verwendet werden
Bruttostromerzeugung		Summe der gesamten inländischen Stromerzeugung inkl. Kraftwerkseigenverbrauch und Leitungsverlusten
Bruttostromverbrauch		Gesamter Stromverbrauch in Deutschland inkl. des Kraftwerkseigenverbrauchs sowie von Leitungs- und Speicherverlusten. Der Bruttostromverbrauch ergibt sich auch aus der Summe von Bruttostromerzeugung und Stromaustauschsaldo mit dem Ausland
Bruttowertschöpfung	BWS	Gesamtwert der erzeugten Produkte oder Dienstleistungen in den einzelnen Wirtschaftsbereichen abzüglich des Wertes von Vorleistungen

Begriff	Abkürzung	Definition
Bundesamt für Wirtschaft und Ausführungskontrolle	BAFA	Bundesoberbehörde des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, die mit der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) den Heizungstausch, Maßnahmen zur Heizungsoptimierung und zum Einsatz erneuerbarer Energien, Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung sowie Energieberatung für Wohngebäude fördert
Bundesförderung für effiziente Gebäude	BEG	Programm der Bundesrepublik Deutschland zur Förderung von Maßnahmen zur Energieeinsparung und zum Wechsel auf erneuerbare Energieträger in Wohn- und Nichtwohngebäuden sowie für Einzelmaßnahmen, durchgeführt von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)
Bundes-Klimaschutzgesetz	KSG	Deutsches Bundesgesetz mit dem Ziel, das Erreichen der nationalen Klimaschutzziele sowie die Einhaltung der europäischen Zielvorgaben zu gewährleisten
Carbon Border Adjustment Mechanism	CBAM	Nach diesem Vorschlag der EU-Kommission sollen bestimmte in die EU importierte Produkte mit einem am „CO <sub>2</sub> -Fußabdruck“ orientierten Preiszuschlag belegt werden. Damit sollen diese Importe die gleiche CO <sub>2</sub> -Bepreisung tragen wie EU-Produzenten im EU-ETS
Carbon-Capture, Utilization and Storage	CCUS	Im Kontext der Beschreibung des Treibhausgasneutralitätspfadens wird der Begriff „CCUS“ in dieser Studie vorrangig gebraucht, um das Einfangen und die dauerhafte Sequestrierung von CO <sub>2</sub> in Speicherstätten (CCS) oder durch dauerhafte stoffliche Bindung (CCU) zu beschreiben
Carbon Contract for Difference	CCfD	Klimaschutzvertrag, bei dem durch klimafreundliche Produktion entstehende Mehrkosten von der CO <sub>2</sub> -Bepreisung abhängig sind. Beim CCfD wird die Differenz zwischen dem vereinbarten „Strike-Price“ und dem CO <sub>2</sub> -Preis erstattet (siehe auch „Klimaschutzvertrag“)
Carbon-Leakage		Verlagerung von Produktionsstandorten in Drittländer aufgrund von klimapolitisch bedingten Produktionsmehrkosten im Inland
chemisches Recycling		Recyclingverfahren, bei dem Kunststoffe in ihre chemischen Grundbausteine umgewandelt werden
CO <sub>2</sub> -Äquivalent	CO <sub>2</sub> ä	Masseinheit zur Vereinheitlichung des Klimaeffekts verschiedener Treibhausgase auf Basis des Effekts von Kohlenstoffdioxid
CO <sub>2</sub> -Senke		Entnahme von emittiertem CO <sub>2</sub> aus der Atmosphäre. Natürliche Senken umfassen CO <sub>2</sub> -aufnehmende Ökosysteme wie Wälder, Moore und Meere. Künstliche Senken entstehen durch BECCUS oder DACCUS
Compressed Natural Gas	CNG	Komprimiertes Erdgas
Contract for Difference	CfD	Vertrag, bei dem eine Partei der anderen die Differenz zwischen dem vereinbarten „Strike-Price“ und dem Marktpreis eines Gutes zahlt – zum Beispiel zur Förderung von erneuerbarem Strom

Begriff	Abkürzung	Definition
Defossilisierung		Wechsel auf nicht fossile Energieträger und Rohstoffe
Dekarbonisierung		Grundsätzliche Umstellung von CO <sub>2</sub> -intensiven auf CO <sub>2</sub> -freie bzw. -arme Technologien – in dieser Studie inkl. stofflicher Defossilisierung, beispielsweise in der Chemie
Demand-Side-Management	DSM	Auch Laststeuerung genannt, bezeichnet die Steuerung und Optimierung der Stromnachfrage durch gezieltes Reduzieren oder Verschieben von Lasten (meist durch finanzielle Anreize, zum Beispiel in Form von zeitabhängigen Stromtarifen)
Direct Air Capture (Direct Air Carbon-Capture, Utilization and Storage)	DAC (DACCUS)	Im Kontext der Beschreibung des Treibhausgasneutralitätspfad werden die Begriffe „DAC“ und „DACCUS“ in dieser Studie vorrangig gebraucht, um das Einfangen und die dauerhafte Sequestrierung von atmosphärischem CO <sub>2</sub> in Speicherstätten oder durch dauerhafte stoffliche Bindung zu beschreiben
Direktreduktion	DRI	CO <sub>2</sub> -armes Verfahren zur Reduktion von Eisenerz zu Eisenschwamm, welcher dann zu Rohstahl weiterverarbeitet werden kann
EEG-Umlage		Zuschlag auf den Strompreis von Verbrauchern zur Refinanzierung der Förderung für erneuerbaren Strom aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
E-Fuels		Siehe „synthetische Kraftstoffe“
Ein-/Zweifamilienhäuser	EZFH	Wohngebäude, die für bis zu zwei Familien beziehungsweise Nutzer oder Parteien konzipiert sind
Einfamilienhäuser	EFH	Wohngebäude, die für eine Familie beziehungsweise Nutzer oder Parteien konzipiert sind
Elektrolichtbogenofen (Electric Arc Furnace)	EAF	Prozess zur Gewinnung von Sekundärstahl aus Stahlschrott oder Primärstahl aus Direktreduktion (DRI)
Elektrolyse (Wasserstoff)		Synthese von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mit Hilfe von elektrischem Strom
Endenergiebedarf (Gebäude)		Aus Gebäudeeigenschaften rechnerisch ermittelter Wert für den Heizenergiebedarf eines Gebäudes
Endenergieverbrauch		Energiemenge, die den Verbrauchern nach Abzug von Umwandlungs- und Transportverlusten als Strom, (Fern-) Wärme, Brenn- oder Kraftstoff zur Verfügung steht
energiebedingte Mehrkosten		Anteil der Sanierungsvollkosten, der über die bloße Instandhaltung eines Gebäudes (Sowieso-Kosten) hinausgeht und der energetischen Ertüchtigung dient
Energieemissionen		Emissionen, welche bei der Umwandlung von Energieträgern in Wärme bzw. Strom entstehen
Energiesprung		Konzept der seriellen energetischen Sanierung von Wohngebäuden
Energiewirtschaftsgesetz	EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, welches den Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzbetrieb sowie den Wettbewerb zwischen Erzeugern regelt
Energy-Only-Markt		Strommarkt, an dem die Lieferung elektrischer Energie angeboten bzw. eingekauft wird – in Deutschland zum Beispiel an der Leipziger Strombörse (EEX)

Begriff	Abkürzung	Definition
erneuerbare Energien	EE	Energiequellen, welche sich auf natürliche Weise erneuern und so unbegrenzt genutzt werden können. Dazu zählen Wind- und Solarenergie sowie Wasserkraft
Erneuerbare-Energien-Gesetz	EEG	Gesetz, das seit dem Jahr 2000 den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland fördert, indem Erzeuger von erneuerbarem Strom über einen Zeitraum von meist 20 Jahren eine garantierte Vergütung erhalten, die auf die Stromverbraucher umgelegt wird
EU Emissions Trading System	EU ETS, kurz: ETS	Emissionshandelssystem der Europäischen Union
Fernwärme	FW	Wärmelieferung zur Versorgung von Gebäuden mit Raumwärme und Warmwasser (sowie Prozesswärme) über eine Leitung durch einen Vertragspartner des Gebäudeeigentümers
fiskalische Belastungen		Saldo aus durch die Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen entstehenden zusätzlichen Einnahmen, Ausgaben und Einnahmeverlusten der öffentlichen Hand gegenüber dem Status quo im Jahr 2019
fiskalische Perspektive		Finanzielle Ein- und Ausgabensicht der öffentlichen Hand, in dieser Studie meist in Form von Zahlungsströmen ausgedrückt
„Fit for 55“-Paket		EU-Gesetzesentwurf mit verschiedenen Regulierungsvorschlägen zur Erreichung des Emissionssenkungsziels bis 2030. Diese Maßnahmen sind noch nicht in Kraft und müssen nun mit den EU-Mitgliedsstaaten, dem Europäischen Rat und dem EU-Parlament verhandelt werden
Flexibilität (Stromnetz)		Veränderung von Stromeinspeisung oder -entnahme in Reaktion auf ein externes Signal zur Erbringung einer Dienstleistung im Energiesystem – zum Beispiel zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit oder (Verteil-)Netzstabilität
flexible Verbraucher		Verbraucher, deren Stromverbrauch zum Zweck der Lastenverschiebung flexibel gesteuert werden kann. Beispiele sind Wärmepumpen, batterieelektrische Fahrzeuge oder bestimmte Industrieanlagen
gesicherte Leistung		Jederzeit verfügbare Mindesterzeugungsleistung, unabhängig beispielsweise von Witterungsbedingungen oder technischen Ausfällen
Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	GHD	Segment innerhalb des Gebäudesektors, welches Raumwärme, Warmwasser, Geräte und Prozesse von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen umfasst
Gigajoule	GJ	Einheit für Energie (109 Joule)
Gigawatt	GW	Einheit für Leistung (109 Watt)
„grüne“ Gase		Gasförmige Energieträger, deren Verbrennung klimaneutral ist. Im Kontext dieser Studie sind hier vor allem Biogas/Biomethan und grüner Wasserstoff gemeint
„grüne“ Kraftstoffe		Biokraftstoffe, synthetische Kraftstoffe und grüner Wasserstoff (im Kontext dieser Studie)
„grüner“ Wasserstoff		Wasserstoff aus der CO <sub>2</sub> -neutralen Elektrolyse (Power-to-X) von Wasser mit erneuerbarem Strom
Güterverkehr	GüV	Die Beförderung von Gütern aller Art mit allen Transportmitteln zu Land, zu Wasser und in der Luft; ausgenommen davon ist der Transport von Gütern durch Rohrleitungen und Pipelines

Begriff	Abkürzung	Definition
„H <sub>2</sub> -ready“		Eigenschaft von Gaskraftwerken und -kesseln, welche die Kompatibilität beschreibt, dass diese (nach nur geringer Umrüstung) bereits statt Erdgas auch Wasserstoff verfeuern können
Heizgradtage		Maß für den klimabedingten Heizenergiebedarf, welches als Vergleichswert für klimabereinigte Energieverbräuche dienen kann. Die Heizgradtage berechnen sich als Summe der Differenzen der Außenlufttemperatur und der angestrebten Innenlufttemperatur von 20 Grad Celsius für alle Tage, an denen die Temperatur unter einem gebäudetypspezifischen Heizgrenzwert liegt
Investment-Leakage		Verlagerung von Investitionsaktivität in Drittländer aufgrund von klimapolitisch bedingten Investitionshemmnissen im Inland
Jahresarbeitszahl		Effizienz eines mit einer Wärmepumpe betriebenen Heizsystems, ausgedrückt als bereitgestellte Wärmemenge pro eingesetzter Strommenge
KfW-Effizienzhaus-Stufe		Energetischer Standard für Wohngebäude basierend auf Primärenergiebedarf und Transmissionswärmeverlust, eingeführt durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)
Kilowattstunde	kWh	Einheit für Energie (103 Wattstunden)
Klima-Governance		Prozess, an dem verschiedene Interessengruppen beteiligt sind, die sich in einer Vereinbarung mit den Ursachen und Folgen des Klimawandels befassen
Klimaneutralität		Vollständige Vermeidung von Treibhausgasemissionen bzw. vollständiger Ausgleich von Restemissionen (auch Treibhausgasneutralität genannt)
Klimaschutz-Sofortprogramm		Haushaltsprogramm mit Mittelaufstockungen für Klimaschutzmaßnahmen mit dem Ziel der weiteren Minderung von Treibhausgasemissionen über alle vier Sektoren, im Jahr 2021 mit höchstem Fokus auf den Gebäudesektor zur Schließung der Klimaschutziellücke im Gebäudesektor in 2020
Klimaschutzvertrag		Einzelvertragliche Regelung zwischen der öffentlichen Hand und einem Unternehmen, um die durch den Wechsel auf grüne Technologien beziehungsweise Energieträger entstehenden Mehrkosten (im Vergleich zu fossilen Referenztechnologien) auszugleichen. Basierend auf einem Vertragspreis wird dafür die Zahlung einer Klimaschutzprämie vereinbart (siehe auch „CCfD“)
Klinkerfaktor		Anteil von Zementklinker im Zement. Verschiedene Zementarten haben unterschiedlich hohe Klinkerfaktoren
Kohlenstoffdioxid	CO <sub>2</sub>	Treibhausgas, welches unter anderem bei der Verbrennung fossiler Energieträger sowie bei einigen chemischen Prozessen (beispielsweise Kalkherstellung) entsteht
kostenlose Zuteilungen		Emissionszertifikate, welche Unternehmen im Kontext des ETS kostenlos zugeteilt werden. Im Zuge des Übergangs zu Versteigerungen verringert sich die Menge der kostenlosen Zuteilungen jährlich zum Beispiel über strengere Effizienzbenchmarks

Begriff	Abkürzung	Definition
Kraft-Wärme-Kopplung	KWK	Gleichzeitige Umwandlung von Energie in mechanische oder elektrische Energie und nutzbare Wärme innerhalb eines thermodynamischen Prozesses
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	KWKG	Gesetz, welches die Stromeinspeisung und -vergütung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen regelt
kumulierte Kosten		Über einen bestimmten Zeitraum aufsummierte Kosten
Ladepunkt		Einrichtung mit einem/einer montierten Ladekabel/-buchse, an welcher ein elektrisches Fahrzeug geladen werden kann. Eine Ladestation (zum Beispiel Wallbox oder Ladesäule) kann mehrere Ladepunkte haben
Ladestation		Einrichtung, an welcher mehrere Ladepunkte angebracht sind. Folglich können mehrere Fahrzeuge zur selben Zeit geladen werden
Land Use, Land-Use Change and Forestry	LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
Lastverschiebung		Verschiebung eines Teils des Stromverbrauchs von Spitzenlastzeiten auf Phasen mit niedrigerem Strombedarf
leichtes Nutzfahrzeug	LNf	Nutzfahrzeug mit einem Gewicht von weniger als 3,5 Tonnen
Liquefied Natural Gas	LNG	Durch Tiefkühlung verflüssigtes Erdgas
lokal vollständig emissionsfrei		Eigenschaft einer Wärmelösung in Gebäuden, die entweder im Gebäude selbst keine Treibhausgasemissionen verursacht (zum Beispiel Wärmepumpen, Fernwärme, Solarthermie) oder die mit 100 Prozent erneuerbaren Brennstoffen betrieben wird (zum Beispiel Biomethan, grüner Wasserstoff, Power-to-Liquid)
mechanisches Recycling		Kunststoffrecyclingverfahren, bei dem die Grundstruktur der Kunststoffe nicht wesentlich verändert wird
Megatonne	Mt	Einheit für Gewicht (106 Tonnen)
Megawattstunde	MWh	Einheit für Energie (106 Wattstunden)
Mehrbelastungen		Die nach Umsetzung aller politischen Instrumente entstehenden tatsächlichen jährlichen Mehrausgaben privater Haushalte und Unternehmen gegenüber dem Status quo im Jahr 2019
Mehrfamilienhäuser	MFH	Wohngebäude, die für mindestens drei Familien beziehungsweise Nutzer oder Parteien konzipiert sind, im Gegensatz zu Ein-/Zweifamilienhäusern
Mehrinvestitionen		Die Gesamtheit der Investitionen in Klimaschutzmaßnahmen, die zur Erreichung des Zielpfades getätigt werden. Dies inkludiert auch diejenigen Investitionen, welche bereits in der Referenz getätigt werden
Mehrkosten		Die Gesamtheit aller im Rahmen der Klimaschutzmaßnahmen getätigten, annuisierten Investitionen sowie eingesparte und zusätzliche Energieträger- und Betriebskosten
Methan		Treibhausgas, welches unter anderem in der Landwirtschaft emittiert wird
„negative“ Emissionen		Emissionen, welche beispielsweise durch BECCUS oder DACCUS aus der Atmosphäre entfernt werden

Begriff	Abkürzung	Definition
Nettostromerzeugung		Bruttostromerzeugung abzüglich des Kraftwerkseigenverbrauchs sowie der Übertragungs- und Netzverluste
Nettostromverbrauch		Bruttostromverbrauch abzüglich des Kraftwerkseigenverbrauchs sowie der Übertragungs- und Netzverluste
Netzentwicklungsplan	NEP	Umfasst die Studien „Netzentwicklungsplan Strom“ und „Netzentwicklungsplan Gas“, welche laut Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) durch Übertragungsnetz- bzw. Fernleitungsbetreiber vorgelegt werden müssen
Netzkapazität		Fassungsvermögen des Stromnetzes
„New ETS“		Von der EU-Kommission vorgeschlagenes neues Emissionshandelssystem, das einen EU-weiten CO <sub>2</sub> -Preis für den Straßenverkehr, Gebäude und kleine Industrieanlagen schaffen würde
öffentlich zugänglicher Ladepunkt		Öffentlich zugänglicher Ladepunkt (an Autobahnen, in Innenstädten, in Parkhäusern etc.) für batterieelektrische Fahrzeuge. Im Kontext dieser Studie werden alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte mit einer Leistung geringer als 50 kW inkludiert
Ordnungsrecht		Art von Politikinstrumenten, mit denen Akteuren bestimmte Maßnahmen vorgeschrieben oder verboten werden. Beispiele sind die Pflicht zum Tragen eines Sicherheitsgurtes im Auto oder Grenzwerte für den Schadstoffausstoß von Fabriken
per annum	p. a.	pro Jahr
Personenkilometer	Pkm	Maßeinheit für die Verkehrsleistung im Personenverkehr. Personenkilometer sind das Produkt der beförderten Passagierzahl und des Transportweges
Personenverkehr	PeV	Die Beförderung von Personen zwecks Ortsveränderung mit allen Transportmitteln zu Land, zu Wasser und in der Luft
Petajoule	PJ	Einheit für Energie (1.015 Joule)
Photovoltaik	PV	Umwandlung von Lichtenergie in elektrische Energie durch Solarzellen
Plug-in Hybrid Electric Vehicle (Plug-in-Hybrid)	PHEV	Fahrzeuge, welche sowohl über ein elektrisches als auch ein konventionelles Antriebs- und Energiesystem verfügen. Diese Fahrzeuge sind daher sowohl mit einem Elektro- als auch mit einem Verbrennungsmotor ausgestattet
Power Purchase Agreement	PPA	Vertrag zwischen einem Stromerzeuger und einem Stromverbraucher über die Lieferung von Strom
Power-to-X	PtX	Verschiedene Verfahren zur Konversion von erneuerbarem Strom zu: → Gas (Power-to-Gas, PtG) → Wärme (Power-to-Heat, PtH) → Kerosin (Power-to-Kerosin, PtK) → flüssigen Energieträgern (Power-to-Liquid, PtL)
Primärenergiebedarf (Gebäude)	PEB	Rechnerische Größe auf Basis von Gebäudeeigenschaften für die gesamte Energiemenge, welche zur Deckung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs eines Gebäudes benötigt wird, unter Berücksichtigung von Verlusten für Gewinnung, Umwandlung und Verteilung des Energieträgers

Begriff	Abkürzung	Definition
Primärenergiebedarfsziel		Gebäudespezifischer Wert auf Grundlage von Gebäudecharakteristika, der den Sollzustand für den Primärenergiebedarf eines Gebäudes angibt
Primärenergieverbrauch		Gesamte Energiemenge, welche unter Berücksichtigung von Verlusten zur Deckung des Endenergieverbrauchs benötigt wird, inkl. Gewinnung, Umwandlung (insbesondere Stromerzeugung) und Verteilung des Energieträgers
Prozessemissionen		Emissionen, welche beispielsweise bei chemischen Umwandlungsprozessen entstehen
Querschnittstechnologie		Technologien mit Einsatzmöglichkeiten in verschiedenen Industrien. Beispiele sind Antriebe, Pumpen, Druckluftanlagen, Ventilatoren, Kompressoren und Beleuchtung
Raumwärme- und Warmwasserbedarfsziel		Gebäudespezifischer Wert auf Grundlage von Gebäudecharakteristika, der informativ den Sollzustand für den Raumwärme- und Warmwasserbedarf eines Gebäudes angibt
Referenzpfad		Prognose der Entwicklung von Treibhausgasemissionen und zugrunde liegenden Faktoren bis 2045 unter der Annahme bestehender Regulierung und Weiterführung bereits identifizierbarer Entwicklungen
Regulierungslücke		Die nach Fortschreibung der bestehenden politischen Instrumente verbleibende Mehrinvestitions- und Mehrkostenlücke zwischen Referenz- und Zielpfad
Renewable Energy Directive II	RED II	Revidierte Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, die Ziele für die Nutzung von erneuerbaren Energien setzt
Sanierungsfahrplan		Aufstellung gebäudespezifischer Maßnahmen mit dem Ziel der Erreichung eines Energieniveaus entsprechend dem gebäudespezifischen Primärenergiebedarfsziel inkl. zeitlicher Abfolge, erwarteter Kosten und verfügbarer Fördermittel
Sanierungsrate		Ausdruck für die Häufigkeit von Sanierungen, definiert als Prozentsatz der jährlich vollsanierten Gebäudeflächen (Vollsanierungsäquivalente) vom gesamten Gebäudebestand. Sie variiert je nach Gebäudealter und Gebäudetyp
Sanierungstiefe		Maß, auf welches Niveau der Raumwärme- und Warmwasserbedarf eines Wohngebäudes durch eine Vollsanierung reduziert wird. Sie variiert je nach Gebäudealter und Gebäudetyp
Sanierungsvollkosten		Die gesamten bei einer durchgeführten Sanierung anfallenden Kosten
Sequestrierung von CO <sub>2</sub>		Speicherung von CO <sub>2</sub> , meist in tiefliegenden Gesteinsschichten (siehe auch „Carbon-Capture, Utilization and Storage“)
serielle Sanierung		Energetisches Sanierungskonzept, das auf schnelle und kostengünstige Umsetzung durch industrielle Vorfertigung von Fassaden- und Dachelementen sowie verbundener Anlagentechnik (zum Beispiel Heizsysteme) setzt
Sonderverkehre		Alle Fahrzeuge, die nicht im Verkehrssektor enthalten sind, bestehend aus land- und forstwirtschaftlichen Maschinen, Baumaschinen und Verkehren auf Flughäfen. Sie sind aufgrund der gewerblichen Nutzung als Teil des Gebäudesegments GHD in der Treibhausgas- und Energiebilanz des Gebäudesektors enthalten

Begriff	Abkürzung	Definition
Sowieso-Kosten		Anteil der Sanierungsvollkosten, der für die bloße Instandhaltung eines Gebäudes im Rahmen einer energetischen Sanierung anfällt
Steamcracking		Verfahren in der Petrochemie, bei dem länger-kettige Kohlenwasserstoffe wie Naphtha in kurzkettige oder ungesättigte Kohlenwasserstoffe umgewandelt werden
Stranded Assets		Anlagen, welche vor ihrer Amortisation bzw. dem Ablauf ihrer üblichen Nutzungsdauer frühzeitig abgeschaltet werden
Stromnetzentgeltverordnung	StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen und die Ermittlung der Netznutzungsentgelte
Strompreiskompensation	SPK	Kompensation für Stromverbraucher von indirekten CO <sub>2</sub> -Kosten, die bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern zu entrichten sind und deshalb auf den Strompreis aufgeschlagen werden
Supercap		Feste Begrenzung staatlich induzierter Preisbestandteile auf einen Anteil der Bruttowertschöpfung oder des Unternehmensumsatzes
synthetische Kraftstoffe		Kraftstoffe, die in PtX-Prozessen hergestellt werden. Synthetische Kraftstoffe sind eine CO <sub>2</sub> -neutrale Alternative zu herkömmlichen Kraftstoffen, da die Menge des bei der Herstellung gebundenen CO <sub>2</sub> mit der bei der Verbrennung freigesetzten CO <sub>2</sub> -Menge identisch ist (siehe auch „E-Fuels“)
Terawattstunde	TWh	Einheit für Energie (1.012 Wattstunden)
Tonnenkilometer	Tkm	Maßeinheit für die Verkehrsleistung im Güterverkehr. Tonnenkilometer sind das Produkt der transportierten Masse und des Transportweges
Treibhausgase	THG	Atmosphärische Gase wie CO <sub>2</sub> und Methan, welche den anthropogenen Treibhauseffekt verursachen. Treibhausgase absorbieren einen Teil der von der Erde ausgehenden Wärmestrahlung und tragen so zum Klimawandel bei. Sie werden in dieser Studie in der Einheit „CO <sub>2</sub> ä“ zusammengefasst
Treibhausgasneutralität		Siehe „Klimaneutralität“
Übertragungsnetz		Teil des Stromnetzes, mit dem elektrische Energie über weite Entfernungen mittels Hochspannungsleitungen geleitet wird, meist bei 220 oder 380 Tsd. Volt
Vermeidungskosten		Kosten, welche für die Reduktion von 1 Mt CO <sub>2</sub> anfallen – in der Regel im Vergleich zu einer Referenztechnologie
Verteilnetz		Teil des Stromnetzes, mit dem elektrische Energie über begrenzte Entfernungen an Kunden verteilt wird
Vollkosten		Gesamtheit aller über die Lebenszeit einer Technologie oder Anlage (zum Beispiel Fahrzeug) anfallenden Kapital-, Betriebs-, Wartungs- und Energieträgerkosten
Vollsanierung		Modernisierung aller energetisch relevanten Gebäudebauteile (Dach, Kellerdecke, Fassade, Fenster, Heizung und Lüftung)
Vollsanierungsäquivalente		In der Realität findet eine große Anzahl von Teilsanierungen statt, bei denen nur ein Teil der Maßnahmen einer Vollsanierung durchgeführt wird. In dieser Studie werden alle Teilsanierungen in sogenannte Vollsanierungsäquivalente umgerechnet

Begriff	Abkürzung	Definition
Wallbox		Wandladestation für das Laden von elektrischen Fahrzeugen, meist in privaten Haushalten
Wärmepumpe	WP	Technologie, welche unter Einsatz von Strom und Nutzung von Umweltwärme Wärme bereitstellt
Wasserstoff	H <sub>2</sub>	Gas, welches unter Einsatz von Energie aus Wasser gewonnen und anschließend als Energieträger genutzt werden kann
World Trade Organization	WTO	Welthandelsorganisation
Zementklinker		Hauptbestandteil herkömmlichen Zements, welcher die Aushärtung unter Zusatz von Wasser verursacht
Zielpfad		Szenario für die Entwicklung von Treibhausgasemissionen und zugrunde liegenden Faktoren bis 2045 unter der Annahme notwendiger Technologieumstellungen, um die zum Zeitpunkt der Studienveröffentlichung gesetzlich vereinbarten Treibhausgasziele für 2030 und das Nullemissionsziel für 2045 zu erreichen

## Quellen

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2021). *Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Erreichbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021> [29.09.2021]

[AGEB] AG Energiebilanzen e. V. (2021a). *Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland. Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken. Detaillierte Anwendungsbilanzen der Endenergiesektoren für 2018 und 2019 sowie zusammenfassende Zeitreihen zum Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken für die Jahre 2009 bis 2019*. Erreichbar unter: [https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=8&archiv=5&year=2021](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=8&archiv=5&year=2021) [29.09.2021]

[AGEB] AG Energiebilanzen e. V. (2021b). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2020*. Erreichbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html> [29.09.2021]

[AGEB] AG Energiebilanzen e. V. (2021c). *Bilanz 2019. Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2019*. Erreichbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2019.html> [29.09.2021]

[Agora] Agora Energiewende (2018). *Eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen auf Strom, Wärme, Verkehr. Optionen für eine aufkommensneutrale CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Energieerzeugung und Energieverbrauch*. Erreichbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/eine-neuordnung-der-abgaben-und-umlagen-auf-strom-waerme-verkehr> [29.09.2021]

[Agora] Agora Energiewende (2019). *Klimaneutrale Industrie. Juristische Kurzbewertung der Politikoptionen*. Erreichbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrale-industrie-juristische-kurzbewertung/> [29.09.2021]

[Agora] Agora Energiewende (2021a). *Abschätzung der Klimabilanz Deutschlands für das Jahr 2021*. Erreichbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/abschaetzung-der-klimabilanz-deutschlands-fuer-das-jahr-2021> [29.09.2021]

[Agora] Agora Energiewende (2021b). *Ein Gebäudekonsens für Klimaneutralität (Langfassung). 10 Eckpunkte wie wir bezahlbaren Wohnraum und Klimaneutralität 2045 zusammen erreichen*. Erreichbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/ein-gebaeudekonsens-fuer-klimaneutralitaet/> [29.09.2021]

[Agora und Guidehouse] Agora Energiewende und Guidehouse (2021). *Making renewable hydrogen cost-competitive (Study). Policy instruments for supporting green H<sub>2</sub>*. Erreichbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/making-renewable-hydrogen-cost-competitive> [29.09.2021]

[Agora und Wuppertal Institut] Agora Energiewende und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2019). *Klimaneutrale Industrie (Hauptstudie): Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement*. Erreichbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrale-industrie-hauptstudie> [29.09.2021]

[BAFA] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2021). *Mehr als 2,7 Milliarden Euro seit Jahresbeginn für energetische Sanierung bewilligt*. Erreichbar unter: [https://www.bafa.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/Energie/2021\\_15\\_beg.html](https://www.bafa.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/Energie/2021_15_beg.html) [29.09.2021]

[BCG] Boston Consulting Group (2018). *Klimapfade für Deutschland*. Erreichbar unter: <https://www.bcg.com/de-de/publications/2018/climate-paths-for-germany> [29.09.2021]

[BCG] Boston Consulting Group (2020). *A Quantum Advantage in Fighting Climate Change*. Erreichbar unter: <https://www.bcg.com/publications/2020/quantum-advantage-fighting-climate-change> [29.09.2021]

[BDEW] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2019). *BDEW Positionspapier. Das 3-Säulen-Modell. Konkretisierung der BDEW-Vorschläge für einen Finanzierungsrahmen für Erneuerbare-Energien-Anlagen*. Erreichbar unter: <https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/bdew-positionspapier-das-3-saeulen-modell/> [29.09.2021]

[BDEW] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2021a). *BDEW-Gaspreisanalyse Juni 2021. Haushalte*. Erreichbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/> [29.09.2021]

- [BDEW] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2021b). *BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2021. Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Altbauten*. Erreichbar unter: <https://www.bdew.de/energie/bdew-heizkostenvergleich-altbau-2021/> [29.09.2021]
- [BDEW] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2021c). *BDEW-Heizkostenvergleich Neubau 2021. Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Neubauten*. Erreichbar unter: <https://www.bdew.de/energie/bdew-heizkostenvergleich-neubau-2021/> [29.09.2021]
- [BDEW] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2021d). *BDEW-Strompreisanalyse Juni 2021. Haushalte und Industrie*. Erreichbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> [29.09.2021]
- [BDEW] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2021e). *Energie macht Zukunft. Handlungsempfehlungen der Energiewirtschaft für die 20. Wahlperiode*. Erreichbar unter: <https://www.bdew.de/energie/energie-macht-zukunft/> [29.09.2021]
- [BDEW] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2021f). *Entwicklung der Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau seit 2000. Entwicklung der Anteile der genutzten Energieträger seit 2000*. Erreichbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-der-beheizungsstruktur-im-wohnungsneubau-deutschland-ab-2000/> [29.09.2021]
- [BDEW] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2021g). *Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verbrauchern*. Erreichbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-nettostromverbrauch-deutschland/> [29.09.2021]
- [BMF] Bundesministerium der Finanzen (2020). *EKF-Bericht. Bericht über die Tätigkeit des Energie- und Klimafonds im Jahr 2019 und über die im Jahr 2020 zu erwartende Einnahmen- und Ausgabenentwicklung*. Erreichbar unter: [https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche\\_Finzen/Bundeshaushalt/Energie-und-Klimafond/2020-04-27-EKF-Bericht-2020.html](https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche_Finzen/Bundeshaushalt/Energie-und-Klimafond/2020-04-27-EKF-Bericht-2020.html) [29.09.2021]
- [BMF] Bundesministerium der Finanzen (2021). *Klimaschutz-Sofortprogramm 2022*. Erreichbar unter: <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Schlaglichter/Klimaschutz/klimaschutz-sofortprogramm.html> [29.09.2021]
- [BMWi] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020). *Langfristige Renovierungsstrategie der Bundesregierung*. Erreichbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/langfristige-renovierungsstrategie.pdf> [29.09.2021]
- [BMWi] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021a). *Die Energie der Zukunft. 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahre 2018 und 2019*. Erreichbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.html> [29.09.2021]
- [BMWi] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021b). *Gesamtausgabe der Energiedaten. Datensammlung des BMWi*. Erreichbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xlsx> [29.09.2021]
- [BMWi] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021c). *Maßnahmen auf Basis des § 8 Absatz 2 des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) für den Sektor Gebäude*. Erreichbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/massnahmen-im-gebauedesektor-gemass-bundes-klimaschutzgesetz-verabschiedet.pdf> [29.09.2021]
- [BMWi und BMF] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium der Finanzen (2021). *Gesamtwirtschaftliches Produktionspotenzial und Konjunkturkomponenten. Datengrundlagen und Ergebnisse der Schätzungen der Bundesregierung. Stand: Frühjahrsprojektion der Bundesregierung vom 27. April 2021*. Erreichbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesamtwirtschaftliches-produktionspotenzial-fruehjahrsprojektion-2021.pdf> [29.09.2021]
- [BNetzA] Bundesnetzagentur (2020). *Monitoringbericht 2019*. Erreichbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht\\_Energie2019.pdf](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf) [29.09.2021]

Bundesregierung (2020). *Bundshaushalt 2021*. Erreichbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/bundestag-bundshaushalt-2021-1825670> [29.09.2021]

[BDL] Bundesverband der Deutschen Luftverkehrswirtschaft (2020). *Masterplan. Klimaschutz im Luftverkehr. Maßnahmen für einen CO<sub>2</sub>-neutralen Luftverkehr*. Erreichbar unter: <https://www.bdl.aero/de/presse/pressemitteilungen/deutsche-luftfahrt-will-co2-neutral-werden/> [29.09.2021]

[BDLI] Bundesverband der Deutschen Luft- und Raumfahrtindustrie e. V. (2020). *Zero Emission Aviation – Emissionsfreie Luftfahrt. White Paper der Deutschen Luftfahrtforschung*. Erreichbar unter: [https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2020/04/20201014\\_deutschland-aufkurs-zum-klimaneutralen-fliegen](https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2020/04/20201014_deutschland-aufkurs-zum-klimaneutralen-fliegen) [29.09.2021]

[Carmen e. V.] C.A.R.M.E.N. e. V. (2021a). *Marktpreise Hackschnitzel. Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln*. Erreichbar unter: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/> [29.09.2021]

[Carmen e. V.] C.A.R.M.E.N. e. V. (2021b). *Marktpreise Pellets. Preisentwicklung bei Holzpellets*. Erreichbar unter: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-pellets/> [29.09.2021]

Climate Action Tracker (2021). *Warming Projections Global Update*. Erreichbar unter: <https://climateactiontracker.org/publications/global-update-climate-summit-momentum/> [29.09.2021]

Consentec (2021). *Bewertung des Effekts von Kapazitätsmechanismen auf Endverbraucherkosten. Bericht im Auftrag von 50Hertz Transmission GmbH*. Erreichbar unter: <https://www.50hertz.com/de/News/Details/7878/regelbare-kraftwerke-werden-auch-langfristig-zur-gewaehrleistung-von-versorgungssicherheit-gebraucht> [29.09.2021]

[dena] Deutsche Energie-Agentur (2021). *Gebäudereport 2021. Fokusthemen zum Klimaschutz im Gebäudebereich*. Erreichbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena\\_GEBAEUDEREPORT\\_2021\\_Fokusthemen\\_zum\\_Klimaschutz\\_im\\_Gebaeudebereich.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena_GEBAEUDEREPORT_2021_Fokusthemen_zum_Klimaschutz_im_Gebaeudebereich.pdf) [29.09.2021]

[Destatis] Statistisches Bundesamt (2019). *Produzierendes Gewerbe. Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden. 2017*. Erreichbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/Publikationen/Downloads-Struktur/kostenstruktur-2040430177004.pdf> [29.09.2021]

[Destatis] Statistisches Bundesamt (2020). *Wirtschaftsrechnungen. Laufende Wirtschaftsrechnungen. Einkommen, Einnahmen und Ausgaben privater Haushalte. 2019*. Erreichbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Einkommen-Einnahmen-Ausgaben/Publikationen/Downloads-Einkommen/einnahmen-ausgaben-privater-haushalte-2150100197004.pdf> [29.09.2021]

[Destatis] Statistisches Bundesamt (2021a). *Aus- und Einfuhr (Außenhandel): Deutschland, Jahre, Warensystematik*. Erreichbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=table&code=51000-0005> [29.09.2021]

[Destatis] Statistisches Bundesamt (2021b). *Bauen und Wohnen. Baugenehmigungen/Baufertigstellungen von Wohn- und Nichtwohngebäuden (Neubau) nach Art der Beheizung und Art der verwendeten Heizenergie, Lange Reihen ab 1980. 2020*. Erreichbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Bauen/Publikationen/Downloads-Bautaetigkeit/baugenehmigungen-heizenergie-pdf-5311001.html> [29.09.2021]

[Destatis] Statistisches Bundesamt (2021c). *Finanzen und Steuern. Umsatzsteuerstatistik (Vorankmeldungen). 2019*. Erreichbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Umsatzsteuer/Publikationen/Downloads-Umsatzsteuern/umsatzsteuer-2140810197004.pdf> [29.09.2021]

[Destatis] Statistisches Bundesamt (2021d). *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Inlandsproduktberechnung. Detaillierte Jahresergebnisse. 2020*. Erreichbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Volkswirtschaftliche-Gesamtrechnungen-Inlandsprodukt/Publikationen/Downloads-Inlandsprodukt/inlandsprodukt-vorlaeufig-pdf-2180140.html> [29.09.2021]

[DIW] Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (2020). *Optionen zur Auszahlung einer Pro-Kopf-Klimaprämie für einen sozialverträglichen CO<sub>2</sub>-Preis. Endbericht. Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums der Finanzen (fe 3/19)*. Erreichbar unter: [https://www.diw.de/de/diw\\_01.c.799701.de/publikationen/politikberatung\\_kompakt/2020\\_0155/optionen\\_zur\\_auszahlung\\_einer\\_pro-kopf-klimapraemie\\_fuer\\_ein\\_ekt\\_im\\_auftrag\\_des\\_bundesministeriums\\_der\\_finanzen\\_fe\\_3/19.html](https://www.diw.de/de/diw_01.c.799701.de/publikationen/politikberatung_kompakt/2020_0155/optionen_zur_auszahlung_einer_pro-kopf-klimapraemie_fuer_ein_ekt_im_auftrag_des_bundesministeriums_der_finanzen_fe_3/19.html) [29.09.2021]

[EIU] The Economist Intelligence Unit (2021). *Economy: Long-term outlook. Germany*. Erreichbar unter: <http://country.eiu.com/germany> [29.09.2021]

[EU-Kommission] Europäische Kommission (2021a). *Commission Staff Working Document. Impact Assessment Report. Accompanying the document Proposal for a Council Directive restructuring the Union framework for the taxation of energy products and electricity (recast)*. Erreichbar unter: <https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/30010ced-e558-11eb-a1a5-01aa75ed71a1> [29.09.2021]

[EU-Kommission] Europäische Kommission (2021b). *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. „Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030*. Erreichbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0550> [29.09.2021]

Eurostat (2021). *Electricity prices for household consumers – bi-annual data (from 2007 onwards)*. Erreichbar unter: [https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_pc\\_204&lang=e](https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204&lang=e) [29.09.2021]

[Fraunhofer ISE] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2021). *Energy-Charts. Nettostromerzeugung in Deutschland*. Erreichbar unter: <https://energy-charts.info/charts/power/chart.htm> [29.09.2021]

[Fraunhofer ISI] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (2020). *Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB) – Entwurf*. Erreichbar unter: [https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=isi\\_anwendungsbilanz\\_industrie\\_2019\\_20200727.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=isi_anwendungsbilanz_industrie_2019_20200727.pdf) [29.09.2021]

Gas for Climate (2021). *Extending the European Hydrogen Backbone. A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries. April 2021*. Erreichbar unter: [https://gasforclimate2050.eu/sdm\\_downloads/extending-the-european-hydrogen-backbone/](https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/extending-the-european-hydrogen-backbone/) [29.09.2021]

[IEA] International Energy Agency (2020). *World Energy Outlook 2020*. Erreichbar unter: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> [29.09.2021]

[IEA] International Energy Agency (2021a). *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector*. Erreichbar unter: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050> [29.09.2021]

[IEA] International Energy Agency (2021b). *World Energy Model. Documentation. 2020 Version*. Erreichbar unter: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/fa87681d-73bd-4719-b1e5-69670512b614/WEM\\_Documentation\\_WEO2020.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/fa87681d-73bd-4719-b1e5-69670512b614/WEM_Documentation_WEO2020.pdf) [29.09.2021]

[iöw] Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2021). *Berlin Paris-konform machen. Eine Aktualisierung der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin 2050“ mit Blick auf die Anforderungen aus dem UN-Abkommen von Paris*. Erreichbar unter: [https://www.ioew.de/publikation/berlin\\_paris\\_konform\\_machen](https://www.ioew.de/publikation/berlin_paris_konform_machen) [29.09.2021]

[IWD] Institut der deutschen Wirtschaft (2021). *Corona-Verschuldung ist tragbar*. Erreichbar unter: <https://www.iwd.de/artikel/corona-verschuldung-ist-tragbar-506727/> [29.09.2021]

[IWH] Institut für Wirtschaftsforschung Halle (2004). *Transferleistungen für die neuen Länder – eine Begriffsbestimmung*. Erreichbar unter: <https://www.iwh-halle.de/publikationen/detail/transferleistungen-fuer-die-neuen-laender-eine-begriffsbestimmung/> [29.09.2021]

[IWU] Institut Wohnen und Umwelt GmbH (2021). *Der Bestand der Nichtwohngebäude in Deutschland ist vermessen*. Erreichbar unter: [https://www.iwu.de/nachricht/?tx\\_ttnews%5Btt\\_news%5D=302&cHash=04d61f67979148c283517781959b859f](https://www.iwu.de/nachricht/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=302&cHash=04d61f67979148c283517781959b859f) [29.09.2021]

[KBA] Kraftfahrt-Bundesamt (2020a). *Fahrzeugzulassungen (FZ). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter. 1. Januar 2020. FZ 15*. Erreichbar unter: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz15\\_b\\_uebersicht.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz15_b_uebersicht.html) [29.09.2021]

[KBA] Kraftfahrt-Bundesamt (2020b). *Fahrzeugzulassungen (FZ). Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. Jahr 2019. FZ 14*. Erreichbar unter: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz14\\_n\\_uebersicht.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz14_n_uebersicht.html) [29.09.2021]

[KfW] Kreditanstalt für Wiederaufbau (2017). *70 Jahre Marshallplan – Startkapital für die KfW*. Erreichbar unter: [https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/Newsroom/Aktuelles/Pressemitteilungen-Details\\_421824.html](https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/Newsroom/Aktuelles/Pressemitteilungen-Details_421824.html) [29.09.2021]

[KfW] Kreditanstalt für Wiederaufbau (2021). *Förderreport*. Erreichbar unter: <https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/> [29.09.2021]

[MWV] Mineralölwirtschaftsverband e. V. (2021). *Statistiken. Preiszusammensetzung*. Erreichbar unter: <https://www.mwv.de/statistiken/preiszusammensetzung/> [29.09.2021]

Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2021). *AG 1-Bericht. Wege für mehr Klimaschutz im Verkehr*. Erreichbar unter: <https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/2download/wege-fuer-mehr-klimaschutz-im-verkehr/> [29.09.2021]

Öko-Institut (2021). *Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland. Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität*. Erreichbar unter: <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/die-wasserstoffstrategie-20-fuer-deutschland> [29.09.2021]

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2020). *Pariser Klimaziele erreichen mit dem CO<sub>2</sub>-Budget*. Erreichbar unter: [https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01\\_Umweltgutachten/2016\\_2020/2020\\_Umweltgutachten\\_Kap\\_02\\_Pariser\\_Klimaziele.html](https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_2020/2020_Umweltgutachten_Kap_02_Pariser_Klimaziele.html) [29.09.2021]

Stiftung Klimaneutralität (2021). *Wie kann die Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergie an Land schnell und rechtssicher erhöht werden? Ein Regelungsvorschlag*. Erreichbar unter: <https://www.stiftung-klima.de/de/themen/energie/flaechen-wind/> [29.09.2021]

Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende (2021). *Politikinstrumente für ein klimaneutrales Deutschland. 50 Empfehlungen für die 20. Legislaturperiode (2021–2025)*. Erreichbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/politikinstrumente-fuer-ein-klimaneutrales-deutschland-1> [29.09.2021]

[UBA] Umweltbundesamt (2021). *Emissionsübersichten in den Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes*. Erreichbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/emissionen> [29.09.2021]

[UK BEIS] United Kingdom Government Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2021). *Greenhouse gas reporting. Conversion factors 2021. Full set (for advanced users)*. Erreichbar unter: <https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2021> [29.09.2021]

[VDZ] Verein Deutscher Zementwerke e. V. (2020). *Umweltdaten der deutschen Zementindustrie. Environmental Data of the German Cement Industry. 2019*. Erreichbar unter: <https://www.vdz-online.de/wissensportal/publikationen/umweltdaten-der-deutschen-zementindustrie-2019> [29.09.2021]

[WV Stahl] Wirtschaftsvereinigung Stahl (2020). *Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2020*. Erreichbar unter: <https://www.stahl-online.de/startseite/stahl-in-deutschland/zahlen-und-fakten/> [29.09.2021]

[ZIA] Zentraler Immobilien Ausschuss e. V. (2021). *Klimaschutz im Gebäudesektor – ganzheitlich und technologieoffen gedacht! Weitere Verschärfung der Energiestandards – sinnvoll für Wirtschafts-Immobilien? Update des Gutachtens im Auftrag des Zentralen Immobilien Ausschuss (ZIA)*. Erreichbar unter: <https://zia-deutschland.de/project/gutachten-zur-verscharfung-der-enev-fur-wirtschaftsimmobilien-mindestwerte-nicht-mehr-einzuhalten/> [29.09.2021]

## Über die Autoren (in alphabetischer Reihenfolge)

**Dr. Jens Burchardt** ist Partner and Associate Director bei BCG in Berlin. Er ist Mitbegründer des BCG Center for Climate & Sustainability und Co-Autor der ersten Klimapfade-Studie. Sie erreichen ihn unter [Burchardt.Jens@bcg.com](mailto:Burchardt.Jens@bcg.com).

**Katharina Franke** ist Consultant bei BCG in München und verantwortlich für den Verkehrssektor.

**Dr. Patrick Herhold** ist Managing Director and Partner bei BCG in München. Er ist Mitbegründer des BCG Center for Climate & Sustainability und Co-Autor der ersten Klimapfade-Studie. Sie erreichen ihn unter [Herhold.Patrick@bcg.com](mailto:Herhold.Patrick@bcg.com).

**Maria Hohaus** ist Consultant bei BCG in München und verantwortlich für die Sektoren Industrie und Gebäude.

**Henri Humpert** ist Project Leader bei BCG in München. Er ist verantwortlich für die Sektoren Industrie und Energiewirtschaft. Sie erreichen ihn unter [Humpert.Henri@bcg.com](mailto:Humpert.Henri@bcg.com).

**Joonas Päivärinta** ist Lead Knowledge Analyst bei BCG in Helsinki und Experte für die Modellierung des Energiesystems.

**Dr. Elisabeth Richenhagen** ist Consultant bei BCG in Köln und Expertin für politische Instrumente und den öffentlichen Sektor.

**Dr. Daniel Ritter** ist Consultant bei BCG in München und verantwortlich für die übergreifende Modellierung und Quantifizierung der Klimapfade und des regulatorischen Programms.

**Stefan Schönberger** ist Principal bei BCG in Berlin. Er ist Gesamtprojektleiter dieser Studie und Co-Autor der ersten Klimapfade-Studie. Sie erreichen ihn unter [Schoenberger.Stefan@bcg.com](mailto:Schoenberger.Stefan@bcg.com).

**Jonas Schröder** ist Lead Knowledge Analyst bei BCG in Berlin und Experte für klimapolitische Maßnahmen und Instrumente.

**Sophie Strobl** ist Associate bei BCG in München und Expertin für Industriedekarbonisierung.

**Christoph Tries** ist Associate bei BCG in Berlin und Experte für die Kostenmodellierung der Klimaschutzmaßnahmen und des regulatorischen Programms.

**Dr. Alexander Türpitz** ist Managing Director and Senior Partner bei BCG in Frankfurt. Er ist globaler Experte für Transformationen im öffentlichen Sektor. Sie erreichen ihn unter [Tuerpitz.Alexander@bcg.com](mailto:Tuerpitz.Alexander@bcg.com).

## Danksagung

Unser besonderer Dank gilt dem Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI) und seinen Mitgliedsverbänden sowie dem Einsatz der über 150 Beteiligten und Experten aus mehr als 80 Unternehmen und Verbänden für ihre umfangreichen konstruktiven Beiträge und ihre Unterstützung bei der Validierung der Analysen – als Mitglieder des Steuerungskreises, als Mitwirkende in den Arbeitsgruppen sowie als Diskussionsteilnehmer in rund 30 Arbeitsworkshops und zahlreichen bilateralen Expertengesprächen im Studienverlauf.

Insbesondere bedanken wir uns beim Team des BDI, mit dem wir die Studie in enger Zusammenarbeit geschrieben haben: Holger Lösch, Dr. Carsten Rolle, Uta Pfeiffer, Dr. Eike Blume-Werry, Dr. Joachim Hein, Petra Richter und Wilko Specht.

Stellvertretend für die vielen Experten aus BDI-Mitgliedsverbänden und Unternehmen sei den Mitgliedern des Steuerungskreises gedankt, der die folgenden Personen umfasste: Samuel Alt, Michael Basten, Enno Harks, Roderik Hömann, Anke Hüneburg, Prof. Dr. Christian Küchen, Nima Nader, Dr. Alexander Nolden, Sandra Reus, Dr. Jörg Rothermel, Dr. Kurt Christian Scheel, Felix Seebach und Matthias Zelinger.

Wir danken auch den Mitgliedern des wissenschaftlichen Beirats der Studie für ihre methodische Unterstützung sowie viele hilfreiche und konstruktive Kommentare: Dr. Hubertus Bardt, Dr. Ralf Bartels, Prof. Dr. Veronika Grimm, Stefan Kapferer, Andreas Kuhlmann, Prof. Dr. Andreas Löschel, Franz Loogen und Prof. Dr. Karen Pittel.

Gleichermaßen bedanken wir uns bei Dr. Cassian Behlau, Nora Claußnitzer, Albina Kamberi, Artur Klingbeil, Verena Kornherr, Ulrich Kremer, Ina Leppert, Gerd Meyer, Alexander Meyer zum Felde, Ching Teng Tam und Nicola Wenz für die inhaltliche, grafische, editorielle und organisatorische Unterstützung.



Für weitere Informationen oder die Erlaubnis zum Nachdruck wenden Sie sich bitte direkt an BCG ([permissions@bcg.com](mailto:permissions@bcg.com)).

Unter [bcg.com](http://bcg.com) finden Sie aktuelle BCG-Inhalte. Dort können Sie sich auch registrieren, um E-Alerts zu diesem Thema oder anderen Themen zu erhalten.

Folgen Sie der Boston Consulting Group auf Facebook und Twitter.

© Boston Consulting Group 2021. Alle Rechte vorbehalten.  
Oktober 2021





**BCG**

[bcg.com](http://bcg.com)