

BCG

THE BOSTON CONSULTING GROUP

prognos

Wir geben Orientierung.

Klimapfade für Deutschland



The Boston Consulting Group (BCG) ist eine internationale Managementberatung und weltweit führend auf dem Gebiet der Unternehmensstrategie. BCG unterstützt Unternehmen aus allen Branchen und Regionen dabei, Wachstumschancen zu nutzen und ihr Geschäftsmodell an neue Gegebenheiten anzupassen. In partnerschaftlicher Zusammenarbeit mit den Kunden entwickelt BCG individuelle Lösungen. Gemeinsames Ziel ist es, nachhaltige Wettbewerbsvorteile zu schaffen, die Leistungsfähigkeit der Unternehmen zu steigern und das Geschäftsergebnis dauerhaft zu verbessern. BCG wurde 1963 von Bruce D. Henderson gegründet und ist heute an 90 Standorten in über 50 Ländern vertreten. Das Unternehmen befindet sich im alleinigen Besitz seiner Geschäftsführer. Weitere Informationen finden Sie auf unserer Internetseite www.bcg.de.

Prognos – Wir geben Orientierung.
Wer heute die richtigen Entscheidungen für morgen treffen will, benötigt gesicherte Grundlagen. Prognos liefert sie – unabhängig, wissenschaftlich fundiert und praxisnah. Seit 1959 erarbeiten wir Analysen für Unternehmen, Verbände, Stiftungen und öffentliche Auftraggeber. Nah an ihrer Seite verschaffen wir unseren Kunden den nötigen Gestaltungsspielraum für die Zukunft – durch Forschung, Beratung und Begleitung. Unsere ökonomischen Modelle sind einzigartig, unsere Prognosen genügen höchsten Ansprüchen. Unser Ziel ist stets das eine: Ihnen einen Vorsprung zu verschaffen, im Wissen, im Wettbewerb, in der Zeit. Weitere Informationen finden Sie auf unserer Internetseite www.prognos.com.

BCG

THE BOSTON CONSULTING GROUP

prognos

Wir geben Orientierung.

Klimapfade für Deutschland

**Philipp Gerbert | Patrick Herhold | Jens Burchardt | Stefan Schönberger |
Florian Rechenmacher | Almut Kirchner | Andreas Kemmler | Marco Wunsch**

Januar 2018



VORBEMERKUNG

Die vorliegende Studie wurde unabhängig im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) durch The Boston Consulting Group (BCG) und Prognos erstellt. Unser besonderer Dank gilt dem Einsatz der Beteiligten aus den Mitgliedsverbänden des BDI sowie den zahlreichen Experten für konstruktive Beiträge und Unterstützung bei der Validierung der Analysen.

Während angemessene Maßnahmen zur Sicherstellung der Fehlerfreiheit der in dieser Studie dargestellten Informationen getroffen wurden, geben BCG und Prognos keine Zusicherungen und Gewährleistungen für die Richtigkeit der getroffenen Aussagen und übernehmen keine Haftung für Ungenauigkeiten und Unvollständigkeiten (einschließlich für Informationen über die Realisierung oder Angemessenheit von etwaigen künftigen Prognosen, geschäftlichen Zielen, Schätzungen, Gewinnaussichten oder Renditen). Interessierten Parteien, die diese Studie nutzen, gegenüber wird weder jetzt noch in Zukunft durch BCG, Prognos, ihre Partner, Mitarbeiter oder Vertreter eine ausdrückliche oder implizite Zusicherung oder Gewährleistung gegeben oder eine Verantwortung oder Haftung übernommen. Jegliche Haftung ist hiermit ausdrücklich ausgeschlossen. Die Ergebnisse dieser Studie sollten nicht uneingeschränkt ohne eigene unabhängige Analysen verwendet werden, für welche BCG und Prognos ebenfalls keine Haftung übernehmen.



INHALT

1	EINLEITUNG UND ZUSAMMENFASSUNG	5
2	KLIMAPFADE FÜR DEUTSCHLAND	21
2.1	Szenarien und Klimapfade	21
2.1.1	Vorgehen und Methodik	21
2.1.2	Annahmen und Rahmenbedingungen der Szenarien	26
2.1.3	Ökonomische Entwicklung als Grundlage aller Szenarien	36
2.2	Referenzpfad – Fortschreibung laufender Anstrengungen	38
2.3	80 %-Klimapfad – Intensivierung bestehender Maßnahmen	46
2.4	95 %-Klimapfad – Wirtschaft fast frei von fossilen Emissionen	58
2.5	Bewertung möglicher Game-Changer	72
3	ÖKONOMISCHE EFFEKTE DES KLIMASCHUTZES	77
3.1	Vermeidungskosten, Investitionen, Mehrkosten	77
3.1.1	Vermeidungskosten der THG-Maßnahmen	77
3.1.2	Mehrinvestitionen und Mehrkosten der Klimapfade	85
3.2	Ökonomische Folgeeffekte	96
3.3	Chancen für die deutsche Industrie	107
3.4	Herausforderungen für Wirtschaft und Politik	112
4	POLITISCHE HANDLUNGSFELDER	119
4.1	Langfristige, sektorübergreifende Rahmenbedingungen	120
4.2	Politische Impulse und Richtungsentscheidungen	122
4.3	Investitionen in Infrastruktur, Forschung und Qualifikation	125
4.4	Monitoring und flexible Begleitung	127
4.5	Flankierung und Schutzmaßnahmen	128
5	SEKTORBETRACHTUNG: INDUSTRIE	131
5.1	Klimapfade	132
5.1.1	Hintergrund und Zusammenfassung	133
5.1.2	Effizienztechnologien	139
5.1.3	Energieträgersubstitution	144
5.1.4	Prozessbedingte Emissionen	150
5.2	Vermeidungskosten, Investitionen, Mehrkosten	155
6	SEKTORBETRACHTUNG: VERKEHR	167
6.1	Klimapfade	168
6.1.1	Hintergrund und Zusammenfassung	169
6.1.2	Verkehrsleistung und Verkehrsmittelwechsel	174
6.1.3	Pkw und leichte Nutzfahrzeuge	178
6.1.4	Schwerer Güterverkehr mit Lkw und Sattelzügen	183
6.1.5	Bahn-, Luft-, Bus- und Schiffsverkehr	187
6.1.6	Kraftstoffwechsel	190
6.2	Vermeidungskosten und Investitionen	193

7	SEKTORBETRACHTUNG: HAUSHALTE UND GHD	205
7.1	Klimapfade	206
7.1.1	Hintergrund und Zusammenfassung	207
7.1.2	Raumwärme und Warmwasser	212
7.1.3	Geräte und Prozesse	225
7.2	Vermeidungskosten und Investitionen	228
8	SEKTORBETRACHTUNG: ENERGIE UND UMWANDLUNG	235
8.1	Klimapfade	236
8.1.1	Hintergrund und Zusammenfassung	238
8.1.2	Nachfrage und Erzeugung	245
8.1.3	Flexibilität	254
8.1.4	Versorgungssicherheit	258
8.2	Investitionen, Mehrkosten, Stromkosten	260
8.2.1	Investitionen	262
8.2.2	Volkswirtschaftliche Mehrkosten	266
8.2.3	Kosten des Stromsystems	268
9	SEKTORBETRACHTUNG: LAND- UND ABFALLWIRTSCHAFT	271
9.1	Landwirtschaft	271
9.2	Abfallwirtschaft	275
9.3	Andere Sektoren	277
	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	278
	TABELLENVERZEICHNIS	280
	ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	281
	AN DEN LESER	284



1 EINLEITUNG UND ZUSAMMENFASSUNG

Mit dem **Ziel**, bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen (THG) in Deutschland um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 zu senken, hat die Bundesregierung im Einklang mit der Europäischen Union einen ehrgeizigen deutschen Beitrag zur Begrenzung des Klimawandels angekündigt. Die Verwirklichung dieser Zielsetzung ist ein langfristiges politisches, wirtschaftliches und gesellschaftliches Großprojekt von enormer Tragweite.

Vor diesem Hintergrund wurden The Boston Consulting Group (BCG) und die Prognos AG vom Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI) mit der Erarbeitung der vorliegenden Studie beauftragt. Ziel der Studie ist es, volkswirtschaftlich kosteneffiziente **Wege** zur Erreichung der deutschen Emissionsminderungsziele aufzuzeigen. Dabei sollen Deutschlands Wettbewerbsfähigkeit und Industriestruktur grundsätzlich erhalten bleiben und deutschen Exporteuren zusätzliche Chancen am Weltmarkt eröffnet werden. Basis hierfür ist eine umfassende, technologieoffene Analyse technischer und wirtschaftlicher THG-Reduktionsmaßnahmen und -potenziale bis 2050.

Die Ergebnisse der Studie wurden in einem umfangreichen und intensiven **Bottom-up-Prozess** mit der deutschen Industrie erarbeitet und validiert. Fast 200 Experten von BCG, Prognos, dem BDI und aus rund 70 Unternehmen und Verbänden waren über einen Zeitraum von sieben Monaten eingebunden. In fünf Arbeitsgruppen und mehr als 40 Workshops wurden unter anderem bestehende Erkenntnisse zusammengetragen, neue Ansätze zur Emissionsreduktion entwickelt, Annahmen validiert sowie Technologiepotenziale, Kosten, Chancen und Handlungsfelder diskutiert. 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 kann die Studie eine objektive und breit abgesicherte Faktenbasis für den weiteren gesellschaftlichen und politischen Diskurs bereitstellen.

Naturgemäß bestehen hohe Unsicherheiten hinsichtlich langfristiger Entwicklungen der Klimaambitionen und -instrumente in anderen Ländern, der Energieträger- und CO₂-Preise, der Technologiekosten sowie zahlreicher anderer Rahmenbedingungen. Um diesen Unsicherheiten Rechnung zu tragen, wurden keine Prognosen erstellt, sondern **Szenarien** mit unterschiedlichen Annahmen und ausgewählten Sensitivitäten quantitativ und modellgestützt auf energie- und volkswirtschaftlicher Ebene untersucht. Damit sollen eine Bandbreite denkbarer Entwicklungen analysiert und möglichst robuste Schlussfolgerungen gezogen werden. Innerhalb der Szenarien wurden möglichst **kosteneffiziente Pfade** modelliert, welche die Klimaziele der Bundesregierung in 2050 erreichen. Dafür wurden THG-Maßnahmen nach direkten volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten priorisiert.

Die Studie ist das Ergebnis eines umfangreichen und intensiven Prozesses mit der deutschen Industrie

Im ersten Teil der Studie werden **bestehende Anstrengungen** („Referenzpfad“) bewertet, um die Lücke zwischen einer unter derzeitigen Rahmenbedingungen absehbaren Entwicklung und den Emissionsreduktionszielen von 80 bzw. 95 Prozent zu beziffern. Danach werden die technischen Maßnahmen beschrieben, mit denen nach heutigem Stand eine volkswirtschaftlich kosteneffiziente und gesellschaftlich akzeptable Erreichung dieser Ziele möglich wäre („**80 %-Klimapfad**“, „**95 %-Klimapfad**“). Zusätzlich zu diesen Klimapfaden werden Maßnahmen diskutiert, deren technologische und wirtschaftliche Reife aus heutiger Sicht auch bis 2050 nicht hinreichend sicher scheint, die aber bei Eintritt dieser Reife einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz leisten könnten (sogenannte **Game-Changer**).

In Kapitel 3 werden diese Pfade in zwei Szenarien bezüglich der internationalen Rahmensetzungen zu Klimaschutzanstrengungen ökonomisch bewertet („Nationale Alleingänge“ vs. „Globaler Klimaschutz“). Betrachtet werden dazu Vermeidungskosten der zugrunde liegenden Maßnahmen, nötige Mehrinvestitionen und -kosten sowie gesamtheitliche **ökonomische Auswirkungen**.¹ Zudem werden wirtschaftliche **Chancen und Herausforderungen** diskutiert, die sich bei der Umsetzung der Klimapfade ergeben können. Abschließend erfolgt eine Identifizierung der dringlichsten **politischen Handlungsfelder**. Detailbetrachtungen der untersuchten Sektoren Industrie, Verkehr, Haushalte und Gewerbe, Energie und Umwandlung sowie Land- und Abfallwirtschaft finden sich in den Kapiteln 5 bis 9.

Die wesentlichen Erkenntnisse der Studie sind im Folgenden zusammengefasst.

Zehn Kernergebnisse der Studie

1. Mit einer Fortsetzung derzeitiger Anstrengungen in Form bestehender Maßnahmen, beschlossener politischer und regulatorischer Rahmenbedingungen sowie absehbarer Technologieentwicklungen („Referenzpfad“) werden bis 2050 ca. **61 Prozent Treibhausgas(THG)-Reduktion** gegenüber 1990 erreicht. Es verbleibt damit eine Lücke von 19 bis 34 Prozentpunkten zu den deutschen Klimazielen.
2. **80 Prozent THG-Reduktion** sind technisch möglich und in den betrachteten Szenarien volkswirtschaftlich verkraftbar. Die Umsetzung würde allerdings eine deutliche Verstärkung bestehender Anstrengungen, politische Umsteuerungen und ohne globalen Klimaschutzkonsens einen wirksamen Carbon-Leakage-Schutz erfordern.
3. **95 Prozent THG-Reduktion** wären an der Grenze absehbarer technischer Machbarkeit und heutiger gesellschaftlicher Akzeptanz. Eine solche Reduktion (über den 80 %-Pfad hinaus noch einmal um drei Viertel) erfordert praktisch Nullemissionen für weite Teile der deutschen Volkswirtschaft. Dies würde neben einem weitestgehenden Verzicht auf alle fossilen Brennstoffe² unter anderem den Import erneuerbarer Kraftstoffe (Power-to-Liquid/-Gas), den selektiven Einsatz aktuell unpopulärer Technologien wie Carbon-Capture-and-Storage (CCS) und sogar weniger Emissionen im Tierbestand bedeuten – eine erfolgreiche Umsetzung wäre nur bei ähnlich hohen Ambitionen in den meisten anderen Ländern vorstellbar.

¹ Im Szenario „Nationale Alleingänge“ wurden für den 95 %-Klimapfad keine ökonomischen Auswirkungen untersucht, da dieser Pfad, wie im Folgenden erläutert, kaum realistisch erscheint.

² Als Brennstoffe werden nachfolgend im Allgemeinen feste, flüssige und gasförmige Energieträger bezeichnet. Flüssige und gasförmige Brennstoffe, die im Verkehrssektor eingesetzt werden, werden nachfolgend als Kraftstoffe bezeichnet.

4. Mehrere „**Game-Changer**“ könnten die Erreichung der Klimaziele in den nächsten Jahrzehnten potenziell erleichtern und günstiger gestalten (unter anderem Technologien für die Wasserstoffwirtschaft und Carbon-Capture-and-Utilization-Verfahren). Ihre Einsatzreife ist aktuell noch nicht sicher absehbar und wird daher zur Erreichung der Ziele nicht unterstellt. Sie müssten allerdings mit Priorität erforscht und entwickelt werden.
5. Die kosteneffiziente Erreichung der Klimapfade würde aus heutiger Sicht in Summe **Mehrinvestitionen** von 1,5 bis 2,3 Billionen Euro bis 2050 gegenüber einem Szenario ohne verstärkten Klimaschutz erfordern, davon ca. 530 Milliarden Euro für eine Fortschreibung bereits bestehender Anstrengungen (im Referenzpfad). Dies entspricht bis 2050 durchschnittlichen jährlichen Mehrinvestitionen in Höhe von ca. 1,2 bis 1,8 Prozent des deutschen Bruttoinlandsprodukts (BIP). Die direkten volkswirtschaftlichen **Mehrkosten** nach Abzug von Energieeinsparungen lägen bei etwa 470 bis 960 Milliarden Euro bis 2050 (etwa 15 bis 30 Milliarden Euro pro Jahr), davon ca. 240 Milliarden Euro für bestehende Anstrengungen.³
6. Bei optimaler politischer Umsetzung wären die **gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen** der betrachteten Klimapfade dennoch neutral („schwarze Null“), im betrachteten 80 %-Klimapfad wäre dies sogar im Szenario ohne globalen Konsens der Fall. Dabei wäre jedoch ein umfangreicherer Schutz gefährdeter Industrien nötig, um dem Risiko einer Schwächung industrieller Wertschöpfung zu begegnen – in Form eines wirksamen Carbon-Leakage-Schutzes und langfristig verlässlicher Ausgleichsregelungen für Industrien im internationalen Wettbewerb.
7. Erfolgreiche Klimaschutzbemühungen wären mit einer umfangreichen Erneuerung aller Sektoren der deutschen Volkswirtschaft verbunden und könnten deutschen Exporteuren weitere **Chancen** in wachsenden „Klimaschutzmärkten“ eröffnen. Studien erwarten, dass das Weltmarktvolumen der wichtigsten Klimatechnologien bis 2030 auf 1 bis 2 Billionen Euro pro Jahr wachsen wird. Deutsche Unternehmen können für diesen globalen Wachstumsmarkt ihre Technologieposition stärken.
8. Gleichzeitig wird der anstehende Transformationsprozess Deutschland vor erhebliche **Umsetzungsherausforderungen** stellen. Die betrachteten Klimapfade sind volkswirtschaftlich kosteneffizient und unterstellen eine ideale Umsetzung unter anderem im Sinne sektorübergreifender Optimierung und „richtiger Entscheidungen zum richtigen Zeitpunkt“. Fehlsteuerungen in der Umsetzung – wie z. B. in der Energiewende durch Überförderungen und die Verzögerung des Netzausbaus beobachtbar – können die Kosten und Risiken erheblich steigen oder das Ziel sogar unerreichbar werden lassen.
9. Erfolgreicher Klimaschutz in Deutschland könnte einerseits international Nachahmer motivieren. Andererseits wären im Fall signifikant negativer wirtschaftlicher Auswirkungen die deutschen Klimaschutzbemühungen sogar kontraproduktiv, da sie andere Staaten abschrecken würden, während der deutsche Anteil am globalen

³ Mehrinvestitionen enthalten alle zusätzlichen Investitionen zur Erreichung der Klimapfade über im Referenzszenario getroffene Investitionen hinaus. Zur Berechnung der Mehrkosten wurden diese mit 2 Prozent volkswirtschaftlichem Realzins über die Lebensdauer des jeweiligen Kapitalguts annualisiert. Energiekosteneinsparungen und -ausgaben wurden gegengerechnet. Hierfür wurden Grenzübergangspreise für fossile Energieträger und Stromsystemkosten angesetzt. Die Mehrinvestitionen und -kosten für nichtwirtschaftliche Maßnahmen des Referenzszenarios wurden darüber hinaus grob abgeschätzt.

THG-Ausstoß (rund 2 Prozent) das Klima allein nicht wesentlich beeinflusst. Eine **international vergleichbar ambitionierte Umsetzung** zumindest in den größten Volkswirtschaften (G20) würde diese Risiken deutlich mindern und deutschen Unternehmen außerdem breitere Exportchancen eröffnen.

10. Eine erfolgreiche Erreichung der deutschen Klimaziele und eine positive internationale Multiplikatorwirkung sind daher ein politischer, gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Kraftakt. Gefragt ist eine weitsichtige **Klima-, Industrie- und Gesellschaftspolitik** „aus einem Guss“, die auf Wettbewerb und Kosteneffizienz setzt, gesellschaftliche Lasten fair verteilt, Akzeptanz für die Maßnahmen sicherstellt sowie den Erhalt und Ausbau industrieller Wertschöpfung priorisiert. Dazu bedarf es für das „Großprojekt Klimaschutz“ einer langfristigen politischen Begleitung.

Die zehn Kernergebnisse werden nachfolgend im Sinne einer Zusammenfassung konkretisiert und in den Folgekapiteln detailliert.

1. Mit einer Fortsetzung derzeitiger Anstrengungen in Form bestehender Maßnahmen, beschlossener politischer und regulatorischer Rahmenbedingungen sowie absehbarer Technologieentwicklungen („Referenzpfad“) werden bis 2050 ca. 61 Prozent Treibhausgas(THG)-Reduktion gegenüber 1990 erreicht. Es verbleibt damit eine Lücke von 19 bis 34 Prozentpunkten zu den deutschen Klimazielen.
 - Bereits in der Vergangenheit wurden durch Anstrengungen von Wirtschaft, Gesellschaft und Politik erhebliche Emissionsminderungen in Deutschland erreicht: Im Jahr **2015** lagen die nationalen THG-Emissionen Deutschlands 28 Prozent unter denen des Jahres 1990. Nur ein Teil dieses Rückgangs kam durch Nachwendeeffekte zustande.
 - Auch über die nächsten 35 Jahre werden bei Fortschreibung aktueller Rahmenbedingungen und Entwicklungen in den meisten Sektoren Emissionen reduziert. Im Referenzpfad gehen Deutschlands nationale Emissionen gegenüber 1990 um ca. 61 Prozent bis 2050 zurück. Es verbleibt damit eine deutliche **Lücke von ca. 19 bis 34 Prozentpunkten** zu den Regierungszielen von 80 bis 95 Prozent. Die 2050 verbliebenen Emissionen betragen damit noch in etwa das Doppelte bis Achtfache der angestrebten „Restmengen“ (20 Prozent bzw. 5 Prozent gegenüber 1990).
 - Im **Gebäudesektor** führen Sanierungsanstrengungen auf heutigem Niveau sowie weiterhin effiziente Neubaustandards und ein stetiger Ausbau erneuerbarer Technologien zur Wärmeerzeugung bis 2050 zu einer Reduzierung der Emissionen um ca. 70 Prozent gegenüber 1990.
 - Der weitere Umbau der Stromerzeugung inklusive des umfangreichen Ausbaus erneuerbarer Energien und des teilweisen Auslaufens der Kohleverstromung führt im **Energiesektor** bis 2050 zu einer Emissionsreduktion von mehr als 70 Prozent gegenüber 1990.

Ca. 61 Prozent
THG-Reduktion
zwischen 1990
und 2050 im
Referenzpfad

- In der **Industrie** sinken durch Effizienzfortschritte die Emissionen weiter, allerdings wird diese Reduktion durch 1,2 Prozent jährliches Wirtschaftswachstum bis 2050 teilweise wieder ausgeglichen. Im Ergebnis resultiert daraus dennoch eine Reduktion der energie- und prozessbedingten THG-Emissionen um etwa 48 Prozent gegenüber 1990 (22 Prozent gegenüber 2015). Damit zukünftiger Emissionsrückgang nicht durch Verlagerung traditionell emissionsintensiver Industrien ins Ausland „erkauft“ wird, wurde in dieser Studie ein umfangreicher Carbon-Leakage-Schutz unterstellt, der die Industrie von direkten und indirekten CO₂-bedingten Mehrkosten aus dem europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS), die über das heutige Niveau hinausgehen, befreit.
- Emissionen im **Verkehr** liegen infolge der gegenüber 1990 deutlich höheren Verkehrsleistung ungefähr auf dem Niveau von 1990. Die zunehmende Durchdringung mit effizienteren Fahrzeugen⁴ und die absehbare Elektrifizierung senken Emissionen im Referenzpfad bis 2050 um ca. 40 Prozent – trotz weiter steigender Verkehrsleistungen im Güterverkehr.
- Bereits diese Maßnahmen erfordern bis 2050 **Mehrinvestitionen** von etwa 530 Milliarden Euro (Mehrkosten nach Abzug von Energieeinsparungen: 240 Milliarden Euro); dies beinhaltet i. W. einen weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien und Netzen im Stromsektor, nichtwirtschaftliche Maßnahmen zur Einhaltung von Flottengrenzwerten im Verkehr und einzelne nichtwirtschaftliche Maßnahmen der Gebäudesanierung.

2. 80 Prozent THG-Reduktion sind technisch möglich und in den betrachteten Szenarien volkswirtschaftlich verkraftbar. Die Umsetzung würde allerdings eine deutliche Verstärkung bestehender Anstrengungen, politische Umsteuerungen und ohne globalen Klimaschutzkonsens einen wirksamen Carbon-Leakage-Schutz erfordern.

- Eine Beschleunigung der **Sektorkopplung** ermöglicht bei gleichzeitiger Emissionsenkung im Stromsystem signifikante THG-Einsparungen vor allem in Verkehr und Gebäuden, beispielsweise durch rund 26 Millionen elektrische Pkw⁵ und rund 14 Millionen Wärmepumpen⁶ in 2050.
- Parallel ist in mehreren Sektoren eine höhere Ausschöpfung von **Energiesparpotenzialen** durch stärkere Durchdringung mit effizientesten Technologien möglich, sodass im Ergebnis die gesamte Nettonachfrage nach Strom in einem 80 %-Klimapfad um lediglich 3 Prozent ansteigt.
- Eine Beschleunigung der **Stromwende** durch einen zusätzlichen jährlichen Ausbau von ca. einem Gigawatt erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten (auf 4,7 GW Nettozubau pro Jahr) kann bei dieser Stromnachfrage fast 90 Prozent erneuerbare Erzeugung in 2050 erreichen; Gaskraftwerke würden im betrachteten Szenario bis dahin nach und nach anstelle von Kohlekraftwerken als flexibles „Backup“ die Versorgung sicherstellen.

80 Prozent THG-Reduktion sind technisch möglich und in den betrachteten Szenarien volkswirtschaftlich verkraftbar

⁴ Und anderen Verkehrsmitteln (z. B. im Flugverkehr).

⁵ Hierzu werden in dieser Studie batterieelektrische Pkw, Plug-in-Hybride und Brennstoffzellen-Pkw gezählt.

⁶ Um die dafür notwendige Durchdringung auch im Gebäudebestand zu erreichen, ist eine Intensivierung bestehender Sanierungsaktivitäten erforderlich – mit einer durchschnittlichen Sanierungsrate von 1,7 statt 1,1 Prozent.

95 Prozent
THG-Reduktion an
der Grenze techni-
scher Machbarkeit
und gesellschaftlicher
Akzeptanz

- Um die damit verbundene Zunahme volatiler Erzeugung auszugleichen, ist neben mehr Speicherkapazität auch eine **Flexibilisierung** neuer Stromverbraucher, unter anderem Elektroautos und Wärmepumpen, zwingend erforderlich. Das wirtschaftliche Potenzial für nationale elektrische Brennstoffproduktion aus „Stromüberschüssen“ (**Power-to-X-Anwendungen**) ist allerdings begrenzt.
- National nachhaltig verfügbare **Biomasse**⁷ sollte prioritär im Industriesektor eingesetzt werden, um dort Kohle und Gas in der industriellen Nieder- und Mitteltemperaturwärmeerzeugung zu ersetzen.
- Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen scheinen im untersuchten Szenario insgesamt für Deutschland **verkraftbar** (im Durchschnitt knapp 15 Milliarden Euro Mehrkosten pro Jahr, plus 0,4 bis 0,9 Prozent BIP in 2050). Der damit verbundene Transformationsprozess erfordert jedoch umsichtige staatliche Lenkung und wird einzelne Industrien vor erhebliche **Herausforderungen** stellen.
- Der betrachtete kosteneffiziente 80 %-Klimapfad ist für das Jahr 2050 optimiert. Die im aktuellen Klimaschutzplan für 2030 vorgesehenen **Sektorziele** würden dafür nicht in jedem Sektor erreicht werden müssen; insgesamt beträgt die Abweichung knapp 35 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent bzw. 3 Prozentpunkte der Emissionen des Jahres 1990.

3. 95 Prozent THG-Reduktion wären an der Grenze absehbarer technischer Machbarkeit und heutiger gesellschaftlicher Akzeptanz. Eine solche Reduktion (gegenüber dem 80 %-Pfad noch einmal um drei Viertel) erfordert praktisch Nullemissionen für weite Teile der deutschen Volkswirtschaft. Dies würde neben einem weitestgehenden Verzicht auf alle fossilen Brennstoffe unter anderem den Import erneuerbarer Kraftstoffe (Power-to-Liquid/-Gas), den selektiven Einsatz aktuell unpopulärer Technologien wie Carbon-Capture-and-Storage (CCS) und sogar weniger Emissionen im Tierbestand bedeuten – eine erfolgreiche Umsetzung wäre nur bei ähnlich hohen Ambitionen in den meisten anderen Ländern vorstellbar.

- Eine Emissionsreduzierung von 95 Prozent gegenüber 1990 erfordert quasi **Nullemissionen** in Energie, Verkehr, Gebäuden und industrieller Wärmeerzeugung, da in anderen Sektoren Restemissionen bestehen bleiben – insbesondere in der Landwirtschaft.
- Nullemissionen im **Stromsystem** wären erreichbar, wenn zuvor fossile flexible Backup-Erzeugung zu 100 Prozent mit Power-to-Gas betrieben wird und damit im Gasnetz ein saisonaler Energiespeicher entsteht.
- Die Wärmeerzeugung in der **Industrie** ließe sich durch den Einsatz national verfügbarer Biomasse sehr weitgehend „de-fossilisieren“ und könnte über „Carbon-Capture-Verfahren“ außerdem zu großen Teilen als biogene Kohlenstoffquelle für die Power-to-Gas-Erzeugung einen Systemnutzen erfüllen.

⁷ Vor allem bestehende und wenige bisher ungenutzte Feststoffe, keine Importe oder Umwidmung landwirtschaftlicher Flächen.

- Im **Gebäudebestand** müssten bis 2050 knapp 80 Prozent der Gebäude auf heutiges Neubauniveau saniert und fossile Energieträger in der Wärmeerzeugung vollständig ersetzt werden – vor allem durch Wärmepumpen und emissionsfreie Fernwärme.
- **Verkehrsanwendungen** müssten noch stärker elektrifiziert werden – durch Batteriefahrzeuge im Personenverkehr und bei leichten Nutzfahrzeugen sowie z. B. Lkw-Oberleitungen auf den wichtigsten Autobahnstrecken im Güterverkehr. Gleichzeitig müsste eine schnellere Verlagerung von Verkehrsleistung auf jeweils energieeffizientere Verkehrsmittel (Bahn, Busse, Binnenschiffe) erfolgen. Zur vollständigen Vermeidung fossiler Emissionen im Flug-, Schiffs-, Schwerlast- und Personenverkehr wäre außerdem der Einsatz von erneuerbarem Treibstoff (Power-to-Liquid/Gas) erforderlich.
- Dafür wären umfangreiche **Importe** synthetischer Kraftstoffe aus Ländern mit günstigeren Bedingungen für erneuerbare Energien nötig. Dennoch sanken Energieimporte bis 2050 insgesamt um fast 80 Prozent gegenüber 1990.⁸
- Die insgesamt erforderliche **Nettostromerzeugung** von 715 TWh (2015: 610 TWh) lässt sich aus inländischer erneuerbarer Energie decken, ohne dass Potenzialgrenzen in Deutschland erreicht oder überschritten werden.⁹ Eine darüber hinausgehende vollständige Elektrifizierung aller Sektoren wäre nicht nur sehr teuer, sondern könnte den Strombedarf verdoppeln. In Anbetracht der wahrscheinlichen Potenzialgrenzen wäre dies aus heutiger Sicht nicht realistisch.
- Solange mögliche Alternativen nicht deutlich günstiger werden, wäre nach heutigem Stand **CCS** erforderlich, um Prozessemissionen in der Stahl- und Zementproduktion, der Dampfreformierung in der Chemie sowie Emissionen in verbliebenen Raffinerien und bei der Müllverbrennung zu eliminieren. Dafür wären nach derzeitigem Stand allerdings noch gravierende Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung zu überwinden.
- Außerdem wäre für eine vollständige Zielerreichung nach heutigem Stand auch eine Emissionssenkung im landwirtschaftlichen **Tierbestand** nötig (um ca. 30 Prozent gegenüber heute), z. B. über methanausstoßhemmende Futtermittelzusätze („Methanpille“).¹⁰
- Die **verbleibenden 5 Prozent Emissionen** würden zu fast 70 Prozent aus der Landwirtschaft stammen; dazu kämen Restemissionen vor allem aus Industrieprozessen und Abfallwirtschaft.

⁸ Nach Energiegehalt. Rückgang der Energieimportkosten wäre weniger stark, da die Kosten synthetischer Kraftstoffe über den Kosten fossiler Energieträger liegen.

⁹ Die Ausbaupotenziale der erneuerbaren Energien unterliegen technischen, ökologischen, ökonomischen und akzeptanzbedingten Restriktionen. Die vorliegende Studie geht davon aus, dass das Potenzial für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland auf zwischen 800 und 1.000 TWh pro Jahr begrenzt ist (vgl. Abbildung 71 in Kapitel 8.1.2).

¹⁰ Aktuell denkbare Alternativen wären lediglich eine Steigerung der Kohlenstoffseneigenschaften landwirtschaftlicher Böden, gemäß aktueller Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen allerdings nicht zielrelevant (LU-LUCF), sowie die Abscheidung biogener Emissionen aus Biomasseverbrennung (CCS mit Negativemissionen), mit zumindest im benötigten Umfang unklarer Umsetzbarkeit.

Technologische
„Game-Changer“
könnten die
Erreichung der
Klimaziele erleichtern

- In Summe wäre ein solcher Pfad damit mit deutlich gravierenderen Veränderungen verbunden und würde größere **Herausforderungen** in allen Sektoren (z. B. Power-to-Gas, erneuerbare Treibstoffe), das Überwinden aktueller Akzeptanzhürden (z. B. CCS, starker Stromnetzausbau, „Methanpille“) und sehr umfangreiche staatliche Begleitung und Navigation erfordern. Deshalb und in Anbetracht der hohen erforderlichen Mehrinvestitionen vor allem in heute emissionsintensiven Branchen scheint dieser 95 %-Pfad nur bei einem ähnlich hohen Ambitionsniveau in anderen großen Volkswirtschaften umsetzbar.

4. Mehrere „Game-Changer“ könnten die Erreichung der Klimaziele in den nächsten Jahrzehnten potenziell erleichtern und günstiger gestalten (unter anderem Technologien für die Wasserstoffwirtschaft und Carbon-Capture-and-Utilization-Verfahren). Ihre Einsatzreife ist aktuell noch nicht sicher absehbar und wird daher zur Erreichung der Ziele nicht unterstellt. Sie müssten allerdings mit Priorität erforscht und entwickelt werden.

- Eine radikal steilere Lernkurve bei **Photovoltaik** („dritte Generation“) und insbesondere elektrochemischen (sowie ggf. alternativen) **Speichertechnologien** würde günstigere Elektrizität deutlich umfangreicher verfügbar machen und eine noch breitere Elektrifizierung im Verkehr ermöglichen (z. B. Batterie-Lkw).
- Effizientere Erzeugung und bessere Lösungen für Transport und Speicherung von **Wasserstoff**, wie auch effizientere **Power-to-X**-Erzeugungsverfahren, könnten in vielen Sektoren weitere Technologiealternativen schaffen und damit langfristig fossile Kohlenstoffe ersetzen.
- Im Industriesektor würden kostengünstigere **Carbon-Capture-and-Utilization**(CCU)-Verfahren geschlossene Kohlenstoffkreisläufe ermöglichen.
- Nicht zuletzt würden neue Technologien bei der **Bindung und Lagerung abgechiedener Kohlenstoffe** die nicht dauerhaft nachhaltige CCS-Technologie ersetzbar machen.
- Aufgrund mangelnder aktueller Reife wurden solche „Game-Changer“ in den Klimapfaden nicht unterstellt, sie sind jedoch hochprioritäre **Forschungsfelder**. Außerdem sollten politische Rahmenbedingungen zur Erreichung der Klimaziele so flexibel und offen gestaltet sein, dass sie Anreize für solche Innovationen setzen.

Mehrinvestitionen
von 1,5 bis 2,3
Billionen Euro bis
2050 für Erreichung
der Klimapfade

5. Die kosteneffiziente Erreichung der Klimapfade würde aus heutiger Sicht in Summe Mehrinvestitionen von 1,5 bis 2,3 Billionen Euro bis 2050 gegenüber einem Szenario ohne verstärkten Klimaschutz erfordern, davon ca. 530 Milliarden Euro für eine Fortschreibung bereits bestehender Anstrengungen (im Referenzpfad). Dies entspricht bis 2050 durchschnittlichen jährlichen Mehrinvestitionen in Höhe von ca. 1,2 bis 1,8 Prozent des deutschen Bruttoinlandsprodukts (BIP). Die direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten nach Abzug von Energieeinsparungen lägen bei etwa 470 bis 960 Milliarden Euro bis 2050 (etwa 15 bis 30 Milliarden Euro pro Jahr), davon ca. 240 Milliarden Euro für bestehende Anstrengungen.

- Vier Fünftel der im kosteneffizienten Pfad unterstellten und notwendigen Maßnahmen zur Erreichung eines 80 %-Klimaziels (bezogen auf das Emissionssenkungspotenzial) sind mit direkten volkswirtschaftlichen **Vermeidungskosten** verbunden. Dies betrifft auch alle weiteren Maßnahmen für den 95 %-Klimapfad.
 - Insgesamt erfordert die Erreichung eines 80 %-Klimaziels im Vergleich zum Referenzpfad bei unterstellter optimaler Umsetzung **Mehrinvestitionen** in Höhe von etwa 970 Milliarden Euro; zur Erreichung des 95 %-Klimaziels wären weitere etwa 800 Milliarden Euro nötig, davon ca. 180 Milliarden Euro für den Aufbau von Produktionskapazitäten für synthetische Kraftstoffe im Ausland. Zudem erfordert bereits die Referenz geschätzt 530 Milliarden Euro. Die gesamten Mehrinvestitionen betragen damit ca. 1,5 bis 2,3 Billionen Euro – das entspricht jährlich etwa 1,2 bis 1,8 Prozent des deutschen Bruttoinlandsprodukts.
 - Da vielen dieser Investitionen auch Einsparungen (i. W. bei den Energiekosten) gegenüberstehen, betragen die direkten volkswirtschaftlichen **Mehrkosten** der Klimapfade bei optimaler Umsetzung sektorübergreifend 230 bzw. 720 Milliarden Euro bis 2050. Zusätzlich belaufen sich die Mehrkosten für nichtwirtschaftliche Maßnahmen der Referenz ca. 240 Milliarden Euro. Insgesamt wären also volkswirtschaftliche Mehrkosten in Höhe von 470 bis 960 Milliarden Euro bis 2050 zu tragen – im Schnitt etwa 15 bis 30 Milliarden Euro pro Jahr.
 - Diesen Berechnungen liegen heute schon absehbare Entwicklungen der **Technologiekosten** zugrunde. Im Falle schneller durchschrittener Lernkurven, weiterer Innovationen und z. B. noch umfangreicherer Effekte aus Industrie 4.0 und Digitalisierung könnten sich entsprechend geringere Mehrkosten ergeben.
6. Bei optimaler politischer Umsetzung wären die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der betrachteten Klimapfade dennoch neutral („schwarze Null“), im betrachteten 80 %-Klimapfad wäre dies sogar im Szenario ohne globalen Konsens der Fall. Dabei wäre jedoch ein umfangreicherer Schutz gefährdeter Industrien nötig, um dem Risiko einer Schwächung industrieller Wertschöpfung zu begegnen – in Form eines wirksamen Carbon-Leakage-Schutzes und langfristig verlässlicher Ausgleichsregelungen für Industrien im internationalen Wettbewerb.
- Bei globalem Klimaschutz und entsprechendem „Level Playing Field“ haben alle betrachteten Klimapfade bei optimaler Umsetzung sehr geringe, aber tendenziell positive Effekte auf das **Bruttoinlandsprodukt** (etwa plus 0,9 Prozent in 2050).
 - Der **80 %-Klimapfad** hätte bei optimaler Umsetzung sogar im Szenario ohne globalen Konsens noch einen neutralen BIP-Effekt („schwarze Null“). Bei ineffizienter Umsetzung und Steuerung kann sich dieser Effekt allerdings nivellieren.
 - Ein wesentlicher positiv wirkender Faktor ist die stark abnehmende Abhängigkeit von **Energieimporten** – Importmengen fossiler Energieträger sinken bis

Neutrale volkswirtschaftliche Auswirkungen der Klimapfade – im 80 %-Klimapfad sogar ohne globalen Konsens

2050 im 80 %-Klimapfad um 70 Prozent und im 95 %-Klimapfad um 85 Prozent.¹¹

- Dadurch profitiert die Mehrheit der **Branchen** von steigender nationaler Wertschöpfung, z. B. die Bauindustrie, die Elektroindustrie, Teile der Energiewirtschaft oder der Maschinen- und Anlagenbau.
- Trotz insgesamt positiver volkswirtschaftlicher Effekte können für einzelne Sektoren und Unternehmen gleichzeitig erhebliche **betriebswirtschaftliche Risiken** entstehen. Diese Risiken sind umso größer, je stärker Branchen im internationalen Wettbewerb stehen.
- Um die Gefahr einer (schleichenden) Abwanderung energie- und heute noch emissionsintensiver Industrien zu minimieren und ein Aufbrechen von nationalen Wertschöpfungsnetzwerken zu verhindern, wäre daher ein wirksamer politischer **Carbon-Leakage-Schutz** erforderlich. Abhängig vom parallelen Ambitionsniveau in anderen großen Volkswirtschaften müssten dafür entsprechend umfangreichere Ausgleichsregelungen geschaffen werden.

Chancen durch
umfangreiche Erneue-
rung der deutschen
Volkswirtschaft und
Teilhabe an globalen
Wachstumsmärkten

7. Erfolgreiche Klimaschutzbemühungen wären mit einer umfangreichen Erneuerung aller Sektoren der deutschen Volkswirtschaft verbunden und könnten deutschen Exporteuren weitere Chancen in wachsenden „Klimaschutzmärkten“ eröffnen. Studien erwarten, dass das Weltmarktvolumen der wichtigsten Klimatechnologien bis 2030 auf 1 bis 2 Billionen Euro pro Jahr wachsen wird. Deutsche Unternehmen können für diesen globalen Wachstumsmarkt ihre Technologieposition stärken.
 - Die in den Klimapfaden beschriebene umfassende technische Modernisierung aller Sektoren eröffnet bei wirtschaftlich erfolgreicher Umsetzung die Chance, Deutschland als **Leitmarkt** für innovative, ressourceneffiziente Technologien auszubauen – ebenso für digitale Lösungen und System-Know-how.
 - Nicht erst seit dem Klimaschutzabkommen von Paris wächst die Nachfrage nach diesen Technologien weltweit. Studien Dritter weisen für 2030 ein **Weltmarktpotenzial** von 1 bis 2 Billionen Euro pro Jahr aus.
 - In vielen Segmenten ist das „Rennen“ um globale Marktführerschaft noch offen – und deutsche Unternehmen können für den globalen Wachstumsmarkt ihre **Technologieposition** stärken.
 - Für eine auf diese Chancen ausgerichtete **Innovationspolitik** taugt die bisherige Entwicklung des Windenergiesektors als positives Vorbild; der schnelle Verlust einer ehemaligen deutschen Vorreiterrolle bei Photovoltaik kann als Negativbeispiel gelten.
8. Gleichzeitig wird der anstehende Transformationsprozess Deutschland vor erhebliche Umsetzungsherausforderungen stellen. Die betrachteten Klimapfade sind volkswirtschaftlich kosteneffizient und unterstellen eine ideale Umsetzung unter anderem im Sinne sektorübergreifender Optimierung und „richtiger Entschei-

¹¹ Nach Energiegehalt. Es verbleiben Importe für die stoffliche Nutzung.



dungen zum richtigen Zeitpunkt“. Fehlsteuerungen in der Umsetzung – wie z. B. in der Energiewende durch Überförderungen und die Verzögerung des Netzausbaus beobachtbar – können die Kosten und Risiken erheblich steigen oder das Ziel sogar unerreichbar werden lassen.

- Die in dieser Studie betrachteten Klimapfade unterstellen eine **kosteneffiziente Auswahl und Umsetzung** der Maßnahmen.
- Allein der **80 %-Pfad** erfordert – zusätzlich zu bestehenden Anstrengungen – unter anderem eine weitere Beschleunigung der Energiewende im Stromsektor, eine deutliche Ausweitung der Sektorkopplung, eine höhere Ausschöpfung existierender Effizienzpotenziale sowie eine Umlenkung der Biomasse in die Industrie.
- Zur Erreichung von **95 Prozent Emissionsreduktion** wären die erforderlichen Anstrengungen noch einmal größer und komplexer – nötig wären z. B. ein vollständiger Verzicht auf fossile Brennstoffe, umfangreicher Import synthetischen Kraftstoffs, CCS in der Industrie sowie weniger Emissionen im Tierbestand. Neben der Lösung technischer und wirtschaftlicher Herausforderungen wären erhebliche Widerstände gegen Maßnahmen wie CCS oder Emissionsreduktionen im Tierbestand zu überwinden.
- Die bisherigen Erfahrungen aus der laufenden **Energiewende** verdeutlichen – trotz der Erfolge beim Ausbau erneuerbarer Energien – die Gefahr nicht optimaler Steuerung (z. B. Überförderungen, Verzögerung des Netzausbaus, stark steigende Redispatch-Kosten, kaum abgefederter Strukturwandel in der Energiewirtschaft). Komplexität, direkte Betroffenheit vieler Bürger und damit die Breite der zu überwindenden Technologieskepsis sowie auch der Veränderungsumfang bei Unternehmen wären bei sektorübergreifenden Anstrengungen zum Klimaschutz noch einmal deutlich höher.
- Mehrere **Umsetzungsrisiken** können die Erreichung der Ziele grundsätzlich teurer machen und Mehrkosten für betroffene Branchen damit vergrößern. Dazu zählen z. B. eine weitere Verzögerung des Netzausbaus, ein Ausbleiben der Flexibilisierung von Stromverbrauchern, ein weiterhin weniger effizienter Einsatz der Biomasse außerhalb des Industriesektors sowie ein Ausbleiben von Effizienzgewinnen in Gebäuden und in der Industrie, wodurch die Potenziale der Erneuerbaren schneller und stärker ausgeschöpft werden müssten.
- **Kostenrisiken** für einzelne Unternehmen und Branchen können außerdem deren internationale Wettbewerbsfähigkeit deutlich beeinträchtigen. Für stromintensive Unternehmen besteht z. B. durch den Umbau des Kraftwerksparks von Kernkraft und Kohle zu Gas ein großes Risiko steigender Wholesale-Preise, für das aktuell keine Befreiungsregelungen existieren.
- Außerdem kann der anstehende wirtschaftliche **Transformationsprozess** in mehreren Branchen (z. B. der Automobilindustrie) bestehende Wertschöpfungsnetzwerke gefährden. Mögliche positive Folgeeffekte der Klimaschutzmaßnahmen sind auch von Erhalt und Ausbau industrieller Wertschöpfung abhängig.

Anstehender Transformationsprozess birgt erhebliche Umsetzungs-herausforderungen

International
vergleichbar
ambitionierte
Umsetzung würde
Risiken senken,
Chancen erhöhen

Beides wird parallel zur Erreichung der Klimaziele eine umsichtige Industriepolitik und große Anpassungsanstrengungen erfordern.

9. Erfolgreicher Klimaschutz in Deutschland könnte einerseits international Nachahmer motivieren. Andererseits wären im Fall signifikant negativer wirtschaftlicher Auswirkungen die deutschen Klimaschutzbemühungen sogar kontraproduktiv, da sie andere Staaten abschrecken würden, während der deutsche Anteil am globalen THG-Ausstoß (rund 2 Prozent) das Klima allein nicht wesentlich beeinflusst. Eine international vergleichbar ambitionierte Umsetzung zumindest in den größten Volkswirtschaften (G20) würde diese Risiken deutlich mindern und deutschen Unternehmen außerdem breitere Exportchancen eröffnen.
- Im Jahr 2015 betrug Deutschlands Anteil an den globalen **THG-Emissionen** nur rund 2 Prozent, der Anteil der Europäischen Union ca. 12 Prozent. Selbst mit massivem Aufwand könnten Deutschland oder die EU den Klimawandel daher nicht allein stoppen.
 - Bei einem ambitionierten Angang der Treibhausgasemissionen stünde Deutschland als eine der führenden Industrienationen weiterhin unter intensiver **Beobachtung**.
 - Ein wirtschaftlich und gesellschaftlich erfolgreicher Klimaschutz in Deutschland kann daher eine positive Multiplikatorwirkung entfalten und böte die Chance, Deutschland als **Leitmarkt** für innovative und ressourceneffiziente Technologien auszubauen, aus dem heraus sich deutsche Unternehmen eine wertvolle Position im „Rennen“ um globale Marktführerschaft erarbeiten können.
 - Gleichzeitig würden negative wirtschaftliche Auswirkungen – seien es zu hohe Kosten oder ein kaum abgefederter Strukturwandel, wie in der Energiewende geschehen – die komplexe Transformation nicht nur unnötig verteuern und deren Akzeptanz und Umsetzbarkeit in Deutschland gefährden, sondern in vielen globalen Regionen **abschreckend wirken**. Damit wäre die ursprüngliche Ambition ins Gegenteil verkehrt.
 - Je größer der **internationale Konsens** und die Ähnlichkeit politischer Klimaschutzinstrumente in anderen Ländern – insbesondere in den G20 –, desto geringer sind die Risiken negativer struktureller wirtschaftlicher Auswirkungen eines ambitionierten Handelns für Deutschland. Gleichzeitig würde ein globaler Klimaschutzkonsens auch die Exportchancen deutscher Unternehmen für ressourceneffiziente Technologien erhöhen.
10. Eine erfolgreiche Erreichung der deutschen Klimaziele und eine positive internationale Multiplikatorwirkung sind daher ein politischer, gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Kraftakt. Gefragt ist eine weitsichtige Klima-, Industrie- und Gesellschaftspolitik „aus einem Guss“, die auf Wettbewerb und Kosteneffizienz setzt, gesellschaftliche Lasten fair verteilt, Akzeptanz für die Maßnahmen sicherstellt sowie den Erhalt und Ausbau industrieller Wertschöpfung priorisiert. Dazu bedarf es für das „Großprojekt Klimaschutz“ einer langfristigen politischen Begleitung.

- Die Politik steht vor der anspruchsvollen Aufgabe, die Umsetzung der komplexen Klimaschutzmaßnahmen mit der Wahrung und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland, einer fairen Lastenverteilung sowie einer Sicherstellung der Akzeptanz der Maßnahmen in Einklang zu bringen. Dazu bedarf es einer langfristigen politischen **Begleitung des „Großprojekts Klimaschutz“** entlang von fünf politischen Handlungsfeldern.
- **Handlungsfeld 1: Langfristige, sektorübergreifende Rahmenbedingungen.** Hierzu zählen unter anderem ein internationaler Ansatz bei Klimaschutzinstrumenten, verlässliche Wettbewerbs- und Investitionsbedingungen sowie eine Ausrichtung der Klimaschutzpolitik auf Kosteneffizienz.
- **Handlungsfeld 2: Politische Impulse und Richtungsentscheidungen.** Für die Umsetzung eines 80 %-Klimaziels wären in allen Sektoren weitere Impulse erforderlich, z. B. für zusätzliche Effizienzsteigerungen, den weiteren Umbau des Stromsystems und zur Schaffung von Anreizen für Sektorkopplung sowie letztlich THG-Einsparungen. Für ein 95 %-Ziel wären in Anbetracht der ungleich höheren Ambition und umfangreicherer gesellschaftlicher Einschnitte außerdem eine öffentliche Richtungsdebatte sowie zentrale politische Weichenstellungen bereits in den kommenden Jahren erforderlich.
- **Handlungsfeld 3: Öffentliche Investitionen in Infrastruktur, Forschung und Qualifikation.** Für zentrale Infrastrukturinvestitionen¹² müsste die öffentliche Hand frühzeitig entsprechende Rahmenbedingungen schaffen und außerdem gezielt in die Erforschung von Zukunftstechnologien wie auch in Ausbildung und Qualifizierung investieren.
- **Handlungsfeld 4: Monitoring und flexible Begleitung.** Aufgrund von Unsicherheit über die Geschwindigkeit von Lernkurven, den Erfolg gesetzter Rahmenbedingungen, die Materialisierung getroffener Annahmen und die Entwicklung internationaler Klimaschutzambitionen wären ein kontinuierliches Monitoring der Erreichbarkeit der Ziele und der Fortschritte sowie flexible Kontrollmechanismen über die Zeit erforderlich.
- **Handlungsfeld 5: Flankierung und begleitende Maßnahmen.** Hierzu zählen das Sicherstellen einer ausgewogenen gesellschaftlichen Lastenverteilung, die Vermeidung und Abfederung von Strukturbrüchen sowie eine Verknüpfung von Klima- und Industriepolitik für Erhalt, Wachstum und Modernisierung der deutschen Industriestruktur parallel zur Erreichung der Klimaziele.

Fünf wesentliche
politische
Handlungsfelder

¹² Zentrale erforderliche Investitionen sind z. B. die Modernisierung des Systems Schiene, der Aufbau einer (Schnell-) Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, Lkw-Oberleitungen sowie Speicher und Transportnetze für Carbon-Capture-and-Storage (CCS).

DIE STUDIE BESCHREIBT FÜNF KLIMAPFADE

ABBILDUNG 1 | Übersicht über Kernergebnisse der fünf Klimapfade

	REFERENZ	80 %-KLIMAPFAD		95 %-KLIMAPFAD	
		Globaler Klimaschutz	Nationale Alleingänge	Globaler Klimaschutz	Nationale Alleingänge
Maßnahmen bis 2050 (Auswahl)	• 76 % EE-Anteil an Nettostromerzeugung • 2050 noch 18 GW Kohle¹ • 14 Mio. elektrische Pkw (BEV, PHEV, H₂) • 1,1 % Sanierungsrate • 4 Mio. Wärmepumpen • Fortschr. Effizienzgewinne	• 90 % EE-Anteil an Nettostromerzeugung • Auslaufen Kohlestromversorgung bis 2050, Ersatz durch Gas und Speicher • 26 Mio. elektrische Pkw, 4.000 km Lkw-Oberleitung • 1,7 % durchschnittliche Sanierungsrate 2015 – 2050 • 14 Mio. Wärmepumpen bis 2050 • Zusätzliche Effizienz und Biomasse in der Industrie		• 100 % EE-Anteil an Nettostromerzeugung (inkl. PtG) • 340 TWh Importe synthetischer Brenn-/Kraftstoffe • Fossile Energieträger nur noch stofflich genutzt • 33 Mio. elektrische Pkw, 8.000 km Lkw-Oberleitung • 1,9 % durchschnittliche Sanierungsrate 2015 – 2050 • CCS in Teilen der Industrie • Weniger Emissionen im Tierbestand	
Kosten² Mehrinvestitionen Direkte Mehrkosten	€ 530 Mrd. ³ € 230 Mrd. ³	€ 1.500 Mrd. € -270 Mrd. ⁴ / € 820 Mrd. ⁵	€ 1.500 Mrd. € 470 Mrd. ⁴ / € 470 Mrd. ⁵	€ 2.300 Mrd. € 380 Mrd. ⁴ / € 1.400 Mrd. ⁵	€ 2.300 Mrd. € 960 Mrd. ⁴ / € 960 Mrd. ⁵
Ökonomische Folgeeffekte	Basisannahme: Ca. 50 % BIP-Wachstum bis 2050	BIP-Effekt: +0,9 % 2050 ggü. Referenz	BIP-Effekt: +0,4 bis +0,6 % 2050 ggü. Referenz ⁶	BIP-Effekt: +0,9 % 2050 ggü. Referenz	Nicht untersucht
Chancen	Neutral (Basis der Betrachtung)	Nationales Investitions- und Modernisierungsprogramm und deutlich wachsender Weltmarkt für Klimatechnologien	Nationales Investitions- und Modernisierungsprogramm	Nationale Innovations- und Investitionsimpulse und rasant wachsende globale Nachfrage nach neuen Technologien (PtX, CCS, CCU, H ₂ etc.)	Vor allem nationale Innovations- und Investitionsimpulse
Risiken und Herausforderungen	Fortschreibung Energiewende, Netzausbau Wachstum E-Mobilität inkl. Infrastruktur	Deutliche Beschleunigung von Maßnahmen in allen Sektoren Mehrere Umsteuerungen, z. B. Biomasse in die Industrie	Zusätzlich: Steuerungskomplexität, u. a. zum Erhalt von Industrien im internationalen Wettbewerb Erhöhte Kostenrisiken	Grenzen technisch-wirtschaftlicher Machbarkeit Akzeptanz (z. B. bei CCS) Erhebliche, frühzeitige politische Umsteuerungen (z. B. synthetische Brenn-/Kraftstoffe)	Zusätzlich: Verschärfte Steuerungskomplexität zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit Erhebliche Akzeptanzprobleme (z. B. CCS im Alleingang) Verwerfungen durch hohe Mehrkosten für Stahl, Chemie u. a.

¹ Stromerzeugungskapazitäten ² Bei kosteneffizienter Umsetzung der optimierten Klimapfade; direkte Mehrkosten aus volkswirtschaftlicher Perspektive, CO₂-Preise sind nicht berücksichtigt ³ Investitionen und Kosten für nichtwirtschaftliche Maßnahmen in der Referenz, v. a. Fortschreibung der Energiewende, nichtwirtschaftliche Effizienzmaßnahmen zur Erreichung von Flottengrenzwerten im Verkehr, Teile Gebäudesanierung ⁴ Mehrkosten der Szenarien im Vergleich zur „Referenzwelt“ ⁵ Mehrkosten der Klimaschutzmaßnahmen innerhalb der Szenarien (niedrigere Energieträgerpreise bei globalem Klimaschutz erhöhen die Mehrkosten) ⁶ BIP-Spanne beinhaltet Sensitivität bei vollständigem Crowding-out der Klimaschutzinvestitionen (niedriger Wert) und ohne Crowding-out (höherer Wert)

DIE STUDIE IDENTIFIZIERT DIE WESENTLICHEN TECHNISCHEN STELLHEBEL FÜR KOSTENEFFIZIENTE KLIMAPFADE

ABBILDUNG 2 | Wesentliche technische Maßnahmen und ihre Ausprägungen bis 2050

	Wesentliche Maßnahmen	Referenz	80 %-Klimapfad	95 %-Klimapfad
Industrie	Energieeffizienz: Erhöhte Durchdringung heute bekannter Effizienztechnologien	30 – 50 % Durchdringung bei elektrischen Verbrauchern	90 % Durchdringung bei elektrischen Verbrauchern, Wärmeerzeugern und Prozesstechnologien (Stahl, Zement, Kalk)	
	Erneuerbare in der Wärme-/Dampferzeugung	58 TWh	172 TWh feste Biomasse in Niedertemperatur (< 500 °C)	100 % erneuerbar durch 196 TWh Biomasse, -gas, PtG
	CCS (Stahl, Ammoniak, Zement, Raffinerien, Abfallverbrennung)		Nicht genutzt (Akzeptanz)	93 Mt abgeschiedenes CO ₂
	CCU (für Power-to-Liquid/-Gas)		Begrenzt genutzt (Kosten)	19 TWh PtG/PtL, nur mit CO ₂ aus Biomasseverbrennung ¹
Verkehr	Verkehrsmittelwechsel (auf Bus, Bahn, Binnenschiff, nicht-motorisierte Verkehre)	2 % des Personenverkehrs 1 % des Güterverkehrs	7 % des Personenverkehrs (78 Mrd. Pkm), 7 % des Güterverkehrs (64 Mrd. tkm)	
	Antriebswechsel Pkw	14 Mio. E-Pkw ² , 2 Mio. Gas-Pkw	26 Mio. Pkw, 3 Mio. Gas-Pkw	33 Mio. E-Pkw, 2 Mio. Gas-Pkw
	Antriebswechsel Lkw (> 3,5 t)	0 km Oberleitung 8 % E-Lkw ³ , 1 % Gas-Lkw ⁴	4.000 km Oberleitung 48 % E-Lkw, 17 % Gas-Lkw	8.000 km Oberleitung 69 % E-Lkw, 16 % Gas-Lkw
	Synthetische Kraftstoffe		Nicht genutzt (Kosten)	125 TWh nationaler Verkehr 143 TWh internationaler Verkehr
Haushalte und GHD	Gebäudesanierung			
	• Ø energetische Sanierungsrate 2015 – 2050	• 1,1 %	• 1,7 %	• 1,9 %
	• Effizienz sanierte Gebäude 2050 ⁵	• ~ KfW-85-Niveau	• ~ KfW-70-Niveau	• ~ KfW-55- bis -70-Niveau
Energie und Umwandlung	Wärmepumpen und Fernwärme			
	• Anteil EEV Raumwärme + Warmwasser	• WP: 14 %, FW: 14 %	• WP: 47 %, FW: 21 %	• WP: 55 %, FW: 26 %
	Ausbau erneuerbarer Energien	76 % Nettostromerzeugung	88 % Nettostromerzeugung	100 % Nettostromerzeugung
Landwirtschaft	• Leistung Wind Onshore	• 90 GW	• 97 GW	• 102 GW
	• Leistung Wind Offshore	• 35 GW	• 47 GW	• 60 GW
	• Leistung Photovoltaik	• 95 GW	• 105 GW	• 130 GW
Energie und Umwandlung	• Erneuerbares Power-to-Gas	• 0 TWh	• 0 TWh	• 48 TWh _{el} aus 119 TWh _{PtG}
	Flexibilität und Versorgungssicherheit			
	• Netzausbau (ÜN und VN)	• 142 Mrd. €	• 184 Mrd. €	• 225 Mrd. €
Landwirtschaft	• Installierte Leistung Gas	• 62 GW	• 61 GW	• 75 GW
	• Speicher (v. a. Batterien, Pumpspeicher)	• 9 GW	• 16 GW	• 30 GW
	THG-Einsparungen 2015 – 2050	8 Mt CO ₂ ä; i. W. Stickstoffeinsatz	22 Mt CO ₂ ä; i. W., Vergärung, Effizienz Düngemiteinsatz	27 Mt CO ₂ ä; i. W. „Methanpille“ für Rinderbestand

¹ Fossiles CO₂ würde nicht zu hinreichenden THG-Senkungen führen, da es bei der Verbrennung wieder emittiert; Nutzung für stofflichen Einsatz ist nach heutigem Stand begrenzt. Zusätzlich werden im Inland 23 TWh Wasserstoff hergestellt, synthetische kohlenstoffhaltige Energieträger aus erneuerbaren Energien werden aus Kostengründen zu einem überwiegenden Teil importiert (340 TWh) ² BEV, PHEV, FCV ³ OL-Hybrid, FCV, PHEV, BEV ⁴ CNG, LNG ⁵ Die dargestellten KfW-Niveaus beziehen sich in dieser Studie ausschließlich auf den Raumwärme- und Warmwasserverbrauch
Quelle: Prognos; BCG



2 KLIMAPFADE FÜR DEUTSCHLAND

2.1 SZENARIEN UND KLIMAPFADE

2.1.1 VORGEHEN UND METHODIK

In der Studie werden fünf „Klimapfade“ entwickelt, mit denen jeweils ambitionierte THG-Emissionszielsetzungen¹ – 80 %- oder 95 %-Reduktion aller Treibhausgase bis 2050 im Vergleich zu 1990 – unter unterschiedlichen internationalen Rahmenbedingungen untersucht und mit einer Referenzentwicklung verglichen werden. Hierfür wurden **drei umfassende Energiesystem-Szenarien** mit entsprechenden Modellrechnungen quantifiziert. Dabei wurde ein konservatives Vorgehen gewählt: In den Klimapfaden und der Diskussion von Mehrkosten, ökonomischen Folgekosten und Chancen finden lediglich solche Technologien Berücksichtigung, die aus heutiger Sicht bis 2050 mit hinreichender Sicherheit einsatzreif und in ihrer Wirkung quantifizierbar sind.

Die drei **Szenarien** berücksichtigen jeweils unterschiedliche qualitative und quantitative internationale sowie energiepolitische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen (Abbildung 3). Sie beschreiben i. A. eine möglichst konsistente zukünftige Entwicklung innerhalb definierter Rahmenbedingungen (siehe Exkurs: Szenarien). Dadurch sind sie weiter gefasst als Prognosen, welche die Beschreibung der möglichst wahrscheinlichen Zukunft anstreben.

Das **Referenzszenario** dient als Ausgangsbasis und geht im Grundsatz von einer Fortschreibung historischer Trends sowie aktueller Politik- und Technologieentwicklungen aus.² Dieses Szenario ist ein indikatives Szenario ohne übergeordnete THG-Zielsetzung. Es dient zur Bewertung der „Lücke“ zwischen der Entwicklung unter aktuellen Rahmenbedingungen und den Klimaschutzzielen der Regierung. Das Zielszenario **„Nationale Alleingänge“** unterstellt eine Welt ohne global einheitlichen UN-Klimaprozess, in der neben Deutschland nur wenige andere (vor allem europäische) Länder umfangreichere Klimaschutzambitionen verfolgen und diese auch z. T. mit Emissionsmärkten übergreifend instrumentieren. Im Zielszenario **„Globaler Klimaschutz“** verpflichtet sich die Weltgemeinschaft zur Erreichung des Zwei-Grad-Celsius-Ziels und koordiniert dazu globale Instrumente zur Emissionsreduktion. Für die Industrie entstehen trotz einer hohen Ambition annähernd gleiche globale Wettbewerbsbedingungen („Level Playing Field“). Die Zielszenarien unterscheiden sich i. W. in der unterstellten

¹ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016), *Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung 2050*.

² Für die Industrie wird ein wirksamer Carbon-Leakage-Schutz unterstellt, der die Industrie von direkten und indirekten CO₂-bedingten Mehrkosten aus dem europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS), die über das heutige Niveau hinausgehen, befreit.

Höhe hiesiger und internationaler Ambitionen zur THG-Reduktion sowie im resultierenden Preisniveau für CO₂ und fossile Energieträger.

Exkurs: Szenarien

Zur Einschätzung von zukünftigen Entwicklungen in komplexen Systemen mit einem gewissen Maß an Unsicherheit bezüglich der Dynamiken und Rahmenbedingungen wird häufig die Szenariotechnik als eingeführte Planungsunterstützung oder „Einschätzungshilfe“ verwendet. Um einen Bereich denkbarer Zukunftsentwicklungen eingrenzen zu können, werden Fächer von Szenarien mit verschiedenen wesentlichen Sätzen von Annahmen entwickelt. Wesentlich ist dabei, dass mehrere Szenarien entwickelt werden, die miteinander oder mit einem Referenzszenario verglichen werden können.

Bei Energie- und Klimaschutzszenarien werden derzeit zwei unterschiedliche Szenariologiken angewendet und in den untersuchten Szenarienfächern miteinander kombiniert, um vollständige Schlussfolgerungen ziehen zu können:

- **Indikative Szenarien** untersuchen, wie sich ein vorgegebener Satz von technischen Maßnahmen und ggf. politischen Instrumenten, der die Dynamik der zukünftigen Entwicklung stark prägt, auf Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen im Zeitverlauf und zum Zielzeitpunkt auswirkt (hier: Referenzszenario).
- **Zielszenarien** folgen einer umgekehrten Form des logischen Schließens: Hier wird ein zu erreichendes Ziel für einen zukünftigen Zeitpunkt festgelegt. Im Szenario wird untersucht, welche technischen Maßnahmen(pfade) – und ggf. davon abgeleitet: welche politischen Instrumente – im Zeitverlauf benötigt werden, um dieses Ziel zu erreichen.

Grundsätzlich können Szenarienarbeiten qualitativen oder zusätzlich quantitativen Charakter haben. Für diese Studie wurde ein quantitativer Ansatz gewählt. Für einen großen Teil der Emissionen wurden modellgestützte Analysen und Szenarien für das Energiesystem entwickelt, die in einen Satz quantitativer Rahmenannahmen für sozioökonomische Bedingungen, Weltwirtschaft, Energie- und CO₂-Preise eingebettet sind, welche z. T. wiederum szenarienabhängig gewählt wurden.

Als Grundlage für die **demografische und wirtschaftliche Entwicklung** dient in allen Szenarien die aktuelle demografische und sozioökonomische Prognose der Prognos AG.³ Die Bevölkerungsprognose basiert auf der 13. koordinierten Bevölkerungsfortschreibung des Statistischen Bundesamts und wurde nach der dort angewendeten Methodik aktualisiert.

Aufbauend auf den drei energiewirtschaftlich modellierten Szenarien⁴ werden **fünf Klimapfade** entwickelt. Diese zeigen auf, wie und in welchem Umfang Emissionsreduktionen für verschiedene Ambitionsniveaus (Referenz, 80 %-Klimaziel, 95 %-Klimaziel) durch technische Maßnahmen erreicht werden könnten.

³ Veröffentlicht in Prognos (2017), *Prognos Economic Outlook*.

⁴ Diese umfassen die Szenarien „Referenz“, „Nationale Alleingänge“ mit einer Reduktion von 80 % der THG-Emissionen und „Globaler Klimaschutz“ mit einer Reduktion von 95 % der THG-Emissionen.

Um volkswirtschaftlich kosteneffiziente Klimapfade zu identifizieren, werden die Maßnahmen nach **volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten**⁵ priorisiert. Anschließend werden die ökonomischen Folgeeffekte dieser Klimapfade bewertet und daraus politische Handlungsfelder abgeleitet.

Die Klimapfade unterscheiden sich **zwischen den Szenarien** nicht in der Zusammensetzung und Wirkung der technischen Maßnahmen, sondern durch unterschiedliche internationale Rahmenbedingungen (insbesondere Brennstoff- und CO₂-Kosten) lediglich in den damit verbundenen Mehrkosten und volkswirtschaftlichen Auswirkungen. Entsprechend ist die nachfolgende Diskussion strukturiert.

DIE STUDIE BESCHREIBT FÜNF KLIMAPFADE ENTLANG VON DREI SZENARIEN

ABBILDUNG 3 | Methodikübersicht: Szenarien und Klimapfade

REFERENZ
(„Wie groß sind die Gaps?“)

R_{EFERENZ}SZENARIO

Fortschreibung aktueller und als sicher geltender technischer Maßnahmen (für Deutschland und international)

Ökonomischer und klimapolitischer Hintergrund: Wachstumspfad, keine fundamental verstärkte klimapolitische Zusammenarbeit



Klimapfade

R Detaillierte Betrachtung Referenzszenario, u. a. zur Bestimmung von Gaps

ZIELSZENARIEN
(„Welche gesellschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen nehmen wir an?“)

G_{LOBALER KLIMASCHUTZ}

Staaten verpflichten sich zu 2°C-Ziel

Klimainstrumente werden international koordiniert

Wachstum und offene Märkte

Investitionen in Klimatechnologien beschleunigen Innovation

Anhaltend niedrige Preise fossiler Rohstoffe

Zahlungsbereitschaft für Klimaschutz



G80 Detaillierte Betrachtung Klimapfad zu 80 %-Ziel

G95 Detaillierte Betrachtung Klimapfad zu 95 %-Ziel

N_{ATIONALE ALLEINGÄNGE}

Nur einzelne Staaten verfolgen weiter ambitionierte Klimaziele

Es entsteht ein Nebeneinander nationaler „Sonderwege“

Trotzdem Wachstum und offene Märkte

Rückgang Innovationsgeschwindigkeit

Preise fossiler Brennstoffe steigen an

Fokus liegt auf Wohlstand, geringere Zahlungsbereitschaft für Klimaschutz



N80 Detaillierte Betrachtung Klimapfad zu 80 %-Ziel

N95 Belastbare Grob-betrachtung Klimapfad zu 95 %-Ziel

Anmerkung: Detaillierte Strommarktmodellierung nur für R, N80, G95
Quelle: Prognos; BCG

⁵ Für eine methodische Beschreibung vgl. Kapitel 3.1.1.

REFERENZSZENARIO

Im Referenzszenario werden zum einen nationale, globale und branchenspezifische Trends der letzten Jahrzehnte und Entwicklungen der „Welt, wie wir sie kennen“ fortgeschrieben.⁶ Gleichzeitig wird von einem weitgehenden und **wirksamen Carbon-Leakage-Schutz** ausgegangen, der energie- und emissionsintensive Industrien von direkten und indirekten CO₂-bedingten Mehrkosten aus dem EU-ETS, die über das heutige Niveau hinausgehen, befreit.

Dazu werden ein moderates Fortschreiten des wirtschaftlichen Strukturwandels und ein anhaltendes globales Handels- und Wirtschaftswachstum angenommen. Protektionistische Tendenzen – auch wenn sie aktuell zu beobachten sind – werden in diesem Szenario nicht als dauerhaftes Phänomen unterstellt. Darüber hinaus nimmt das Szenario eine **konservative Entwicklung der Gesetzgebung** an, welche die aktuell geltenden Gesetze und Regulierungen in Deutschland fest- und fortschreibt, so z. B. die Gültigkeit der Energieeinsparverordnung (EnEV), des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) bis 2050, das Festhalten der Bundesregierung am Ziel, bis 2050 einen Anteil „von gut 80 Prozent“ erneuerbaren Energien an der Stromversorgung zu erreichen; es werden entsprechend keine neuen Gesetze, Verordnungen oder Förderinstrumentarien vorausgesetzt.⁷ Das Referenzszenario stellt somit die aus Sicht der vorliegenden Studie unter gegebenen Annahmen wahrscheinlichste Entwicklung dar, die jedoch nicht „von selbst“ kommt, sondern bereits zusätzliche Anstrengungen im Vergleich zur heutigen Situation erfordert (z. B. einen umfangreichen und beschleunigten Stromnetzausbau).

Die zukünftige Ausgestaltung des **EU-Emissionshandels** ab 2021 befindet sich aktuell in der Diskussion, deren Ausgang noch unsicher ist. Mögliche Ergebnisse der im Zeitraum der Studiererstellung noch laufenden Verhandlungen, insbesondere die Erhöhung des künftigen Ambitionsgrads, wurden daher nicht als Annahme vorweggenommen. Der Emissionshandel geht in Form eines CO₂-Preissignals in das Modell ein und wird in diesem Kontext vor allem zur Modellierung des Energiemarktes genutzt. Eine explizite Auswertung der Mengenbegrenzung wird nicht berechnet.

Für das Referenzszenario und das Szenario „Nationale Alleingänge“ wurde ein **CO₂-Preispfad** unterstellt, der langfristig zwischen den Szenarien Current Policies und New Policies des „World Energy Outlook“ (WEO) 2016 der International Energy Agency (IEA)⁸ liegt, jedoch kurz- und mittelfristig langsamer ansteigt. Dabei wurde für das Modell angenommen, dass der CO₂-Preis bis zum Jahr 2050 auf 45 Euro pro Tonne steigt.

In Anbetracht der weiter wachsenden Nachfrage, vor allem in international expandierenden Volkswirtschaften, werden steigende Preise für **fossile Energieträger** unterstellt; beispielsweise beträgt der Ölpreis im Referenzszenario 115 US-Dollar pro Barrel in 2050.

⁶ Dabei werden im Referenzszenario auch Maßnahmen umgesetzt, die nicht wirtschaftlich sind.

⁷ Die Ausgestaltung detaillierter Rahmenbedingungen erfolgt nur für Deutschland, der Rest der Welt wird weniger detailliert modelliert.

⁸ International Energy Agency (2016), *World Energy Outlook 2016*.

ZIELSZENARIO „NATIONALE ALLEINGÄNGE“

Das Zielszenario „Nationale Alleingänge“ basiert auf identischen Annahmen zu den internationalen Rahmenbedingungen, der Wirtschaftsentwicklung und dem Preisniveau für CO₂ und fossile Brennstoffe wie das Referenzszenario. Nur ein „**Kern-Europa**“⁹ verfolgt gemeinsam mit wenigen anderen Ländern ambitionierten Klimaschutz; große internationale Volkswirtschaften im Rest der Welt verfolgen Maßnahmen zur Emissionsreduktion nur zur Erreichung innenpolitischer Ziele.

Ein grundsätzlicher Dissens über notwendige Klimaambitionen sowie deren mögliche Auswirkungen auf verschiedene Volkswirtschaften verhindert in diesem Szenario zudem wirksame internationale Klimaschutzinstrumente, sodass ein Nebeneinander nationaler Sonderwege entsteht. Da bei sehr ambitioniertem nationalen Klimaschutz in diesem Szenario Teile der Industrie in ihrer Wettbewerbsfähigkeit gefährdet wären, wird auch hier ein weitgehender, **wirksamer Carbon-Leakage-Schutz** unterstellt, der die Industrie von allen direkten und indirekten CO₂-bedingten Mehrkosten aus dem EU-ETS, die über das heutige Niveau hinausgehen, befreit. Preispfade für CO₂ und fossile Energieträger gleichen dem Referenzszenario.

ZIELSZENARIO „GLOBALER KLIMASCHUTZ“

Im Zielszenario „Globaler Klimaschutz“ verpflichten sich alle großen Emittentenstaaten zu einem angemessenen Beitrag für das Erreichen des Zwei-Grad-Celsius-Ziels. Damit verfolgen sie alle gleichermaßen ambitionierte Klimaschutzvorhaben über die aktuellen NDCs des Klimaschutzabkommens von Paris hinaus. Durch globale oder zumindest global koordinierte **Klimaschutzinstrumente** entstehen vergleichbare Lasten und CO₂-Preisniveaus in allen Industrie- und Schwellenländern.

Für das Szenario „Globaler Klimaschutz“ wurde der CO₂-Preispfad an das Szenario 450 ppm des World Energy Outlook (WEO) angelehnt (ebenfalls kurzfristig langsamer hochlaufend), mit einem Anstieg auf 55 Euro pro Tonne bis 2030 und 124 Euro pro Tonne bis 2050. Eine trotz hohen globalen Wachstums stagnierende Weltnachfrage nach fossilen Energieträgern hält die **Preise** dauerhaft auf einem niedrigen Niveau – der Ölpreis liegt auch im Jahr 2050 noch bei real 50 US-Dollar pro Barrel.¹⁰ Globaler Warenaustausch und Wirtschaft wachsen auch in diesem Szenario weiter.

REFERENZPFAD, 80%-KLIMAPFAD UND 95%-KLIMAPFAD

Auf Basis der beschriebenen Szenarien werden „Klimapfade“ für drei verschiedene **Ambitionsniveaus** modelliert: Referenzpfad, 80 %-Klimapfad und 95 %-Klimapfad. Diese Klimapfade umfassen jeweils eine unterschiedliche Auswahl technischer Maßnahmen zur Erreichung der Emissionsreduktionsziele.

Im **Referenzpfad** wird die Entwicklung von Energieverbräuchen, Emissionen etc. bei Fortschreibung vergangener Entwicklungen und aktueller politischer Regulierung modelliert (Referenzszenario). Der resultierende Pfad ermöglicht unter anderem die

⁹ Hier angenommen: Deutschland, Frankreich, Italien, Spanien, Skandinavien, Benelux, Österreich, Schweiz und Island. Siehe auch das Kapitel „Annahmen und Rahmenparameter“.

¹⁰ Siehe das Kapitel 2.1.2 „Annahmen und Rahmenparameter“.

Bestimmung der zu schließenden „Lücke“ zu einem 80 %- bzw. 95 %-Reduktionsziel für 2050 im Vergleich zu 1990.

Die 80 %- und 95 %-Pfade zeigen jeweils den aus Sicht der Autoren volkswirtschaftlich kostengünstigsten realistischen Weg zur Erreichung der Emissionsreduktionsziele bis 2050. Die Auswahl der technischen Maßnahmen erfolgt dabei konkret wie folgt:

1. Es werden nur technische Maßnahmen eingesetzt, die bereits heute eine **ausreichende technische Reife** aufweisen und deren Lernkurven und Kostenentwicklungen damit nach heutigem Kenntnisstand abschätzbar sind.
2. Die Maßnahmen werden mit **volkswirtschaftlichen CO₂-Vermeidungskosten** bewertet und sektorübergreifend priorisiert.
3. Es werden explizit praktische Restriktionen sowie gesellschaftliche und politische **Akzeptanzbeschränkungen** berücksichtigt – z. B. geringe gesellschaftliche Akzeptanz für Fleischverzicht, andere Suffizienzmaßnahmen oder Carbon-Capture-and-Storage (CCS).
4. Der Weg wird auf Zielerreichung in **2050** ausgerichtet; Zwischenziele für 2030 werden nicht definiert.
5. Bestehende politische **Rahmenbedingungen**, die eine potenzielle Limitation für die Umsetzung technologischer Maßnahmen darstellen, werden zunächst nicht berücksichtigt.¹¹

Unterschiedliche
Preisannahmen für
Energieträger je nach
Szenario unterstellt

2.1.2 ANNAHMEN UND RAHMENBEDINGUNGEN DER SZENARIEN

In den Szenarien wird eine Reihe von Annahmen und Rahmenbedingungen unterstellt. Diese liegen im Referenzszenario und im Szenario „Nationale Alleingänge“ z. T. eng beieinander bzw. sind identisch; das Szenario „Globaler Klimaschutz“ unterscheidet sich hingegen in einigen Aspekten deutlich.

STEIGENDE WELTMARKT-ENERGIEPREISE, AUßER IM SZENARIO „GLOBALER KLIMASCHUTZ“

Sowohl im Referenzszenario als auch im Szenario „Nationale Alleingänge“ wird von steigenden Weltmarkt-Energiepreisen ausgegangen. Lediglich im Szenario „Globaler Klimaschutz“ wäre die Entwicklung langfristig stagnierend bzw. rückläufig (Abbildung 4).

Die konkret angenommenen **Preispfade** sind an bestehende Szenarien des World Energy Outlook (WEO) der IEA¹² angelehnt:

¹¹ Die Auswahl technischer Maßnahmen geschieht damit zunächst unabhängig davon, ob sie unter heutigen Rahmenbedingungen erfolgen würden, und unabhängig von möglichen Wechselwirkungen im EU-ETS.

¹² International Energy Agency (2016), *World Energy Outlook 2016*.

- Für das Referenzszenario und das Szenario „Nationale Alleingänge“ wird zunächst der WEO-Preispfad New Policies unterstellt, dessen Preisanstieg in Anbetracht des aus aktueller Sicht unwahrscheinlichen hohen Ölpreisniveaus für diese Studie auf 115 US-Dollar pro Barrel im Jahr 2050 abgeschwächt wurde.
- Das Szenario „Globaler Klimaschutz“ ist an die Preispfade des WEO-Szenarios 450 ppm angelehnt. Auch hier wird jedoch eine flachere Preisentwicklung unterstellt. Diese konvergiert langfristig durch rückläufige internationale Nachfrage z. B. bei Rohöl wieder auf einen Preis von 50 US-Dollar pro Barrel.

Die Entwicklung des Rohölpreises ist in allen Szenarien leitend¹³ für die Preispfade der weiteren **fossilen Energieträger**.¹⁴ Auch die Preisentwicklung der Biomassepreise (fest, flüssig, gasförmig) ist über den Gaspreis langfristig leicht an den Rohölpreis gekoppelt, da zu erwarten ist, dass Biomasse und Erdgas perspektivisch stärker als Substitute fungieren (siehe Abbildung 4).

UNTERSCHIEDLICHE PREISANNAHMEN FÜR ENERGIETRÄGER JE NACH SZENARIO UNTERSTELLT ABBILDUNG 4 | Energieträgerpreispfade nach Szenarien

	REFERENZ, NATIONALE ALLEINGÄNGE					GLOBALER KLIMASCHUTZ				
	2015	2020	2030	2040	2050	2015	2020	2030	2040	2050
IEA Rohöl (\$/Barrel)	51	79	111	120	115	51	70	80	70	50
Erdgas (€/GJ)										
USA	2,3	3,2	4,2	5,2	5,4	2,3	3,0	3,5	4,0	3,9
EU	6,1	6,2	7,7	8,6	9,0	6,1	5,4	6,9	7,4	7,1
China	8,5	7,2	8,6	9,1	9,5	8,5	6,7	7,6	7,9	7,6
Japan	9,0	7,5	8,9	9,3	9,8	9,0	7,0	7,9	8,1	7,9
Kesselkohle (€/t)										
OECD-Durchschnitt	59	60	72	68	67	59	52	47	40	30
USA	47	45	46	47	46	47	42	39	35	26
EU	52	52	58	60	59	52	46	42	37	27
China (Küstenregion)	67	64	69	69	68	67	58	53	48	35
Japan	55	55	61	62	61	55	48	45	38	28
Biomasse (€/GJ)										
Fest	7	7	9	10	10	7	7	10	10	9
Flüssig	22	23	30	33	33	22	22	30	31	29
Gasförmig	18	18	24	26	27	18	18	24	25	23
Kraftstoffe (€/GJ)										
Ottokraftstoff	11	18	25	27	26	11	16	18	16	11
Diesel	10	15	21	23	22	10	13	15	13	10
	Angelehnt an „New Policies“- Szenario, WEO 2016 (fortgeschrieben auf 2050)					Angelehnt an „450-ppm“- Szenario, WEO 2016 (fortgeschrieben auf 2050)				

Anmerkung: Wechselkurs (real) € 1 = \$ 1,08 (2015), € 1 = \$ 1,21 (2050)

Quelle: Angelehnt an Szenarien „New Policies“ und „450 ppm“, WEO 2016; Prognos; BCG

¹³ Jedoch nicht als eindeutige Korrelation.

¹⁴ Andere Ölpreispfade würden zu Veränderungen der Ergebnisse führen (vor allem in Bezug auf Mehrkosten, siehe auch Kapitel 3.2).

STEIGENDE CO₂-PREISE IN ALLEN SZENARIEN

Auch die **CO₂-Preisannahmen** sind an die WEO-Szenarien der IEA angelehnt. Für das Referenzszenario und das Szenario „Nationale Alleingänge“ liegt der unterstellte Pfad zwischen *Current Policies* und *New Policies*, mit langsamerem Anstieg bis 2020¹⁵ (Abbildung 5). Für das Szenario „Globaler Klimaschutz“ ist die Preisentwicklung an das 450 ppm-Szenario des WEO-Szenarienfächers angelehnt. Hier wurde die Entwicklung zwischen 2020 und 2040 abgeflacht, da aktuell kein globaler Konsens in Sicht scheint, der innerhalb der nächsten zehn Jahre zu einer Verzehnfachung des CO₂-Preissignals führen würde.

AUSLAND HAT JE NACH SZENARIO UNTERSCHIEDLICH HOHE AMBITIONEN

ABBILDUNG 5 | Ambitionsniveaus nach Ländern je nach Szenario

	REGION	CO ₂ -PREIS (€ PRO TONNE REAL 2015)				SEKTOREN	AMBITIONSNIVEAU
		2020	2030	2040	2050		
Referenz/Nationale Alleingänge	„Kern-Europa“ ¹	11	26	36	45	Energie, Industrie, Flug	Hoch, ~ 80 % Senkung CO ₂
	Rest der EU	11	26	36	45	Energie, Industrie, Flug	Mittel, ~ 50 % Senkung CO ₂
	Südkorea	11	26	36	45	Energie, Industrie	Hoch, ~ 80 % Senkung CO ₂
	China	–	8	13	16	Energie	Mittel, ~ 50 % Senkung CO ₂ /BIP
	USA, Kanada, Australien, Japan	–	–	–	–	–	Niedrig, ~ 30 % Senkung CO ₂
	Rest der Welt	–	–	–	–	–	Keines
Globaler Klimaschutz	EU	18	55	113	124	Alle	Sehr hoch, ~ 80 – 95 % Senkung CO ₂
	USA, Kanada, Japan, Korea, Australien, Neuseeland	18	55	113	124	Alle	Sehr hoch, ~ 80 – 95 % Senkung CO ₂
	China, Russland, Brasilien, Indien, andere Schwellenländer ²	9	41	101	108	Alle	Hoch, ~ 80 % Senkung CO ₂ /BIP
	Entwicklungsländer ³	11	18	36	45	Alle	Mittel, ~ 50 % Senkung CO ₂ /BIP

¹ Deutschland, Frankreich, Italien, Spanien, Skandinavien, Benelux, Österreich, Schweiz, Island ² Annahme gilt für alle Schwellenländer – davon im Prognos-Modell abgebildet: Argentinien, Chile, Israel, Mexiko, Südafrika ³ Nicht im Prognos-Modell abgebildet
Anmerkung: Wechselkurs (real) € 1 = \$ 1,08 (2015), € 1 = \$ 1,21 (2050)

Quelle: Angelehnt an Szenarien „New Policies“ und „450 ppm“, WEO 2016; Prognos; BCG

Außerhalb Europas wird eine sehr heterogene Entwicklung der CO₂-Preise im Referenzszenario und im Szenario „Nationale Alleingänge“ angenommen. Nur Korea wäre zu einer ähnlich ambitionierten Emissionsreduzierung entschlossen (mit starken Carbon-Leakage-Regeln für energieintensive Industrien), während etwa China, die USA,

¹⁵ International Energy Agency (2016), *World Energy Outlook 2016*.

Kanada und Japan Klimaschutz eher opportunistisch¹⁶ betrieben. Zum Schutz der Wertschöpfung energieintensiver Wirtschaftszweige in Deutschland wurde sowohl für das Referenzszenario als auch im Szenario „Nationale Alleingänge“ die Annahme getroffen, dass diese über **Carbon-Leakage-Schutzmaßnahmen** von direkten und indirekten Lasten höherer CO₂-Preise freigestellt werden. Ein volles Durchschlagen dieser Preise wird lediglich – entsprechend der heutigen Situation – im Energiesektor angenommen, da die Kosten in diesem Bereich ohne internationale Wettbewerbsverzerrungen an die meisten Endverbraucher weitergegeben werden können, mit Ausnahme der energieintensiven Industrien.

Im Szenario „Globaler Klimaschutz“ verfolgen alle westlichen Industriestaaten einheitlich sehr hohe Klimaschutzambitionen. Auch für China, Russland, Brasilien und andere Schwellenländer wurden Ziele in Höhe von 80 Prozent Emissionsreduktion pro Einheit Bruttoinlandsprodukt (BIP) unterstellt. Diese hohen Ambitionen bedingen entsprechend auch in anderen Teilen der Welt sehr hohe CO₂-Preise – im Rahmen internationaler oder zumindest international koordinierter Instrumente.

SONSTIGE ENTWICKLUNGEN

Bevölkerungsrückgang und Alterung prägen den **demografischen Wandel** in Deutschland. In Deutschland ist die Einwohnerzahl langfristig rückläufig und verringert sich in den Szenarien von 2015 bis 2050 um insgesamt 6 Prozent. Gleichzeitig geht das Erwerbspersonenpotenzial im selben Zeitraum um 11 Prozent zurück (Tabelle 1). Trotz der schrumpfenden Bevölkerung nimmt die Zahl der privaten Haushalte im genannten Zeitraum von 40,5 auf 41,4 Millionen zu, was den seit Jahren zu beobachtenden Trend hin zu kleinen Haushaltsgrößen fortsetzt.

Die inländischen **Verbraucherpreise** für Rohöl derivate wie Heizöl, Benzin und Dieselmotorkraftstoff sowie für Erdgas werden durch die jeweiligen Grenzübergangspreise der fossilen Energieträger sowie durch Kosten für Verarbeitung, Transport und Speicherung bestimmt. Hinzu kommen ggf. weitere Preiselemente.

TABELLE 1 | Ausgewählte Struktur- und Rahmendaten

	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mio.)	80,2	81,3	82,1	81,2	79,3	76,6
Haushalte (Mio.)	39,3	40,5	41,6	42,1	42,2	41,4
Beschäftigte (Mio.)	43,8	45,2	45,6	43,2	40,8	39,1
Bruttowertschöpfung (Mrd. €)	2.322	2.522	2.678	3.092	3.476	3.835

¹⁶ Zum Beispiel im Sinne einer Technologieführerschaft oder mit dem Ziel der Reduktion von Luftverschmutzung im eigenen Land.

In der nachfolgenden Tabelle sind die der Studie zugrunde liegenden Kernannahmen zusammengefasst.

TABELLE 2 | Kernannahmen der Studie

GRUNDSÄTZLICHE ANNAHMEN	
Bilanzgrenzen	Die Studie betrachtet die Emissionen in Deutschland in der heutigen Bilanzgrenze, wie an die UN berichtet. LULUCF und Emissionen internationaler Verkehre sind in dieser Bilanzgrenze nicht enthalten.¹ Diese Berichterstattung erfolgt nach dem Territorialprinzip, d. h., es werden die auf dem Territorium des jeweiligen Staates produzierten oder reduzierten Emissionen ausgewiesen. Für Energie gilt für die Abgrenzung der nationalen Energiebilanz ebenfalls das Territorialprinzip. Im Straßenverkehr wird nach dem Absatzprinzip bilanziert. Eine Lebenszyklusbetrachtung einzelner Technologien oder eine Betrachtung mit (importierten) Vorketten von Produkten wird nicht durchgeführt.
Datenquellen (für IST-Daten zu Emissionen, Energie und Bevölkerungsprognose)	Alle historischen Daten zu THG-Emissionen stammen aus dem deutschen THG-Inventar des Umweltbundesamts (UBA), Daten zu Endenergieverbräuchen wurden den Übersichten der AG Energiebilanzen entnommen. Für die deutsche Bevölkerungsprognose wurden Daten der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamts genutzt (vgl. Tabelle 1).
EU-ETS und CO ₂ -Preispfade	Die zukünftige Ausgestaltung des EU-Emissionshandels ab 2021 war zum Zeitpunkt der Studiererstellung noch unsicher. Mögliche Auswirkungen der Reform z. B. durch die Verknappung der Zertifikate konnten daher nicht analysiert und berücksichtigt werden. Der Emissionshandel geht in Form eines CO₂-Preissignals in das Modell ein und wird in diesem Kontext vor allem zur Modellierung des Energiemarktes genutzt. Eine explizite Auswertung der Mengenbegrenzung wird nicht berechnet. Für das Referenzszenario und das Szenario „Nationale Alleingänge“ wurde ein CO₂-Preispfad unterstellt, der langfristig zwischen den Szenarien <i>Current Policies</i> und <i>New Policies</i> des <i>World Energy Outlook</i> (WEO) 2016 der International Energy Agency (IEA) liegt, jedoch kurz- und mittelfristig langsamer ansteigt. Dabei wurde für das Modell angenommen, dass der CO₂-Preis bis zum Jahr 2050 auf 45 Euro pro Tonne steigt. Für das Szenario „Globaler Klimaschutz“ wurde der CO₂-Preispfad an das Szenario <i>450 ppm</i> des WEO angelehnt (ebenfalls kurzfristig langsamer hochlaufend), mit einem Anstieg auf 55 Euro pro Tonne bis 2030 und 124 Euro pro Tonne bis 2050.
Preispfade fossiler Energieträger	Zukünftige Preispfade für fossile Energieträger wurden an die Szenarien des <i>World Energy Outlook</i> 2016 der IEA angelehnt. Es wurden konservativ in allen Szenarien etwas niedrigere Pfade angesetzt (konkrete Werte siehe Abbildung 4).
Carbon-Leakage-Schutz	Um die ökonomische Entwicklung nicht zu verzerren, wurde für die Industrie im Referenzszenario und im Szenario „Nationale Alleingänge“ ein weitgehender und wirksamer Carbon-Leakage-Schutz unterstellt, der energie- und emissionsintensive Industrien von direkten und indirekten CO₂-bedingten Mehrkosten aus dem EU-ETS, die über das heutige Niveau hinausgehen, befreit.

¹ Aus Deutschland abgehende internationale Verkehre werden in der Studie zumindest nachrichtlich berücksichtigt.

² International Energy Agency (2016), *World Energy Outlook 2016*.

ANNAHMEN ZU KLIMAPFADEN

Sektorübergreifend kosteneffiziente Zielerreichung 2050	Die beschriebenen 80 %- und 95 %-Pfade wurden unter Berücksichtigung der oben genannten Rahmenbedingungen auf eine sektorübergreifend möglichst kosteneffiziente Erreichung des Klimaziels für das Jahr 2050 für die deutsche Volkswirtschaft hin modelliert. <i>Das bedeutet, dass sich die relativen THG-Minderungen zwischen Sektoren unterscheiden.</i>
Volkswirtschaftliche Vermeidungskosten	Dafür wurden alle Maßnahmen innerhalb bestehender Potenzialgrenzen (z. B. Begrenzungen durch Reinvestitionszyklen, Ramp-up-Zeiten, Ausbaupotenziale erneuerbarer Energien) nach volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten priorisiert. Davon wurde nur dort abgewichen, wo größere Akzeptanzhürden eine Umsetzung unwahrscheinlich machen (siehe unten).
Akzeptanz	Folgende Maßnahmen wurden aus Akzeptanzgründen nicht oder eingeschränkt eingesetzt: • Eine Verzögerung des Kernenergieausstiegs, • Importe von Biomasse oder die Umwidmung landwirtschaftlicher Flächen aus der Nahrungsmittel- oder Tierfutterproduktion, • Suffizienzmaßnahmen, • Carbon-Capture-and-Storage (CCS) nur, wenn alternativ keine oder nur deutlich teurere Maßnahmen zur Verfügung stehen, und • THG-Minderungen im Tierbestand als letzte mögliche Maßnahme zur Erreichung eines 95 %-Ziels. Abgesehen von diesen Maßnahmen wurde gesellschaftliche Akzeptanz der Maßnahmen grundsätzlich unterstellt.
Maßnahmen vs. Instrumente	Die Klimapfade beschreiben konsistente Bündel technischer Maßnahmen, keine politischen Steuerungsinstrumente. Sie unterstellen damit implizit eine kosteneffiziente Steuerung. <i>Fehlsteuerungen in der Umsetzung – wie z. B. in der Energiewende durch Überförderungen und die Verzögerung des Netzausbaus beobachtbar – können die Kosten und Risiken steigen lassen.</i>
Technologiereife	Nur Maßnahmen mit bestehender oder absehbarer technologischer Reife wurden in den Klimapfaden berücksichtigt. Technologische „Game-Changer“ oder disruptive Entwicklungen wie Industrie 4.0 oder allgemein Digitalisierung, deren Folgen heute noch nicht abschätzbar sind, sind nicht oder nur begrenzt abgebildet. <i>„Game-Changer“ und Digitalisierung könnten die tatsächliche Entwicklung günstiger und schneller gestalten.</i>
Lernkurven	Für Technologien, die noch nicht am Ende ihrer Technologielernkurve stehen (Erneuerbare, Batterie-Pkw, Power-to-X etc.), wurde eine weitere technologische Entwicklung am konservativen Ende existierender Szenarien und Einschätzungen unterstellt. <i>Deutlich schnellere Fortschritte wie bei Photovoltaik in der Vergangenheit könnten die tatsächliche Entwicklung günstiger gestalten und den kosteneffizienten Technologiemarkt noch verändern.</i>

ANNAHMEN ZUM STROMSYSTEM (WEITERE ANNAHMEN SIEHE SEKTORKAPITEL)

Netzinfrastuktur	Die Strommarktmodellierung unterstellt ein an die veränderten Nachfrage- und Angebotsstrukturen angepasstes Netz ohne dauerhafte Netzengpässe („Kupferplatte“). Entsprechend gibt es keine netzengpassbedingten Abschaltungen erneuerbarer Energien. Die dafür notwendigen Investitionen in Netzinfrastuktur sind kostenseitig hinterlegt.
Versorgungssicherheit	Die Studie unterstellt nationale „Generation Adequacy“. Deutschland muss also zu jedem Zeitpunkt in der Lage sein, die nationale Nachfrage mit nationalen Erzeugungskapazitäten zu decken.
Flexibilität	Bei neuen Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Power-to-X wird grundsätzlich unterstellt, dass sich diese in begrenztem Maße systemdienlich verhalten können. Detaillierte Annahmen sind im Sektorkapitel 8 zu finden. Eine Nutzung von Autobatterien als Stromquelle (Entladung durch Zugriff aus dem Netz) wurde nicht unterstellt.

ÖKONOMISCHE DATEN, KOSTENDEFINITIONEN

Realpreise	Alle ökonomischen Rahmendaten (BIP-Entwicklung, BWS-Entwicklung etc.), Energiepreise, CO₂-Preise sowie Investitions- und Mehrkosten technischer Maßnahmen werden in realen Preisen von 2015 ausgewiesen.
Vermeidungskosten	Die Studie zeigt direkte volkswirtschaftliche Vermeidungskosten der in den Klimapfaden eingesetzten Maßnahmen • kumuliert für alle Jahre von 2015 bis 2050, • diskontiert auf das Jahr 2015, • mit den Energieträgerpreispfaden der Referenz bzw. des Szenarios „Nationale Alleingänge“, • berechnet mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 Prozent, • ohne Steuern, Förderungen oder Zölle, • mit einer Bewertung von Energieträgerimporten zu Grenzübergangspreisen, • mit einer Bewertung von Strom zu spezifischen Stromsystemkosten, • ohne volkswirtschaftliche Folgewirkungen. Für eine detaillierte Beschreibung der Methodik siehe Kapitel 3.1.1. <i>Das heißt, ausgewiesene Vermeidungskosten entsprechen nicht der Entscheiderperspektive. Durch die Diskontierung auf 2015 und eine kumulierte Betrachtung aller Jahre von 2015 bis 2050 unterscheiden sie sich von Vermeidungskosten in einem beliebigen gegebenen Jahr. Außerdem sind Importe gegenüber Maßnahmen im Inland etwas schlechtergestellt, weil sie zu Grenzübergangspreisen bewertet werden.</i>
Mehrinvestitionen	Mehrinvestitionen in dieser Studie beinhalten einerseits alle Investitionen für nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen, die bereits im Referenzpfad getätigt werden (zum Beispiel Teile des umfangreichen Ausbaus erneuerbarer Energien) und darüber hinaus alle Investitionen zur Erreichung der Klimapfade für Maßnahmen über die Referenz hinaus. Alle angegebenen Werte beziehen sich auf direkte Investitionen und zeigen reale 2015er Preise kumuliert über den Zeitraum von 2015 bis 2050. Sie sind weder annualisiert noch diskontiert. Investitionen für PtX-Anlagen im Ausland sind enthalten, ebenfalls alle Investitionen zur Reduzierung von Emissionen aus Deutschland abgehender internationaler Verkehre. Nicht explizit enthalten sind Investitionen in Forschung und Entwicklung sowie Restrukturisierungskosten. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich in Kapitel 3.1.2. <i>Beispiel: Für Elektromobilität entstehen Mehrinvestitionen in Höhe der Mehrkosten eines Elektrofahrzeugs gegenüber einem Verbrenner der gleichen Klasse, marginale Investitionen in Lade- und Verteilnetzinfrastuktur, zusätzliche Nachfrage im Stromsystem und marginale Kosten für den dadurch erforderlichen Umbau des Raffineriesektors.</i>
Mehrkosten	Die Studie zeigt direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten. Diese beinhalten einerseits alle Mehrkosten für nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen, die bereits im Referenzpfad getätigt werden und darüber hinaus alle Mehrkosten der Klimapfade gegenüber dem Referenzpfad. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich in Kapitel 3.1.2. Zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Mehrkosten wurden • Mehrinvestitionen mit einem volkswirtschaftlichen Zins von 2 Prozent über die Lebensdauer der jeweiligen Anlage annualisiert, • Energieträgereinsparungen abgezogen (ohne Steuern, Förderungen oder Zölle; Strom wurde mit Stromsystemkosten und Importe wurden mit Grenzübergangspreisen bewertet), • neue Energieträgerkosten addiert (wie oben). Alle angegebenen Mehrkosten zeigen reale 2015er Preise kumuliert über den Zeitraum von 2015 bis 2050. Sie sind nicht diskontiert. Mehrkosten für PtX-Anlagen im Ausland sind enthalten, ebenfalls alle Mehrkosten zur Reduzierung von Emissionen aus Deutschland abgehender internationaler Verkehre. Nicht enthalten sind:

Mehrkosten	• eingesparte CO₂-Kosten aus dem EU-ETS, • eingesparte Anpassungskosten des Klimawandels (z. B. Katastrophenschutz), • Mehrkosten aus Verpflichtungen der Vergangenheit (v. a. für in 2015 bereits bestehende EEG-Anlagen), • Investitionen in Forschung und Entwicklung, • Restrukturisierungskosten. <i>Tatsächliche Mehrkosten aus Entscheiderperspektive weichen von den in der Studie gezeigten Werten ab, da hier höhere Kapitalkosten anfallen und nutzerspezifische Energieträgerpreise angesetzt werden müssten.</i>
Ökonomische Folgeeffekte	Die Studie modelliert außerdem direkte und indirekte ökonomische Folgeeffekte auf die deutsche Volkswirtschaft. Dazu wurden tatsächliche Mehrinvestitionen und -kosten wie auch tatsächliche Kapitalkosten aus Entscheiderperspektive berücksichtigt. Diese wurden in einem Input-Output-Modell bewertet, das auch Multiplikatoreffekte berücksichtigt. Volkswirtschaftliche Folgeeffekte weichen daher von rein direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten ab. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich in Kapitel 3.2.

VERWENDETE MODELLSYSTEME DER PROGNOSE AG

VIEW-Modell	Die Prognos AG verfügt mit VIEW über ein globales Prognose- und Simulationsmodell, welches in der aktuellen Version 42 Länder der Welt und damit über 90 Prozent der derzeitigen globalen Wirtschaftsleistung abdeckt. VIEW ermöglicht eine detaillierte und konsistente Darstellung der zukünftigen Entwicklung der Weltwirtschaft. Interaktionen und Rückkopplungen zwischen den einzelnen Ländern werden in VIEW explizit erfasst und modelliert. Die analytische Aussagekraft des Modells geht daher über die isolierter Ländermodelle mit exogen gegebenen weltwirtschaftlichen Rahmenbedingungen hinaus.
Sektormodule zur Berechnung des Energieverbrauchs und des Stromangebots	Bei den Sektormodulen handelt es sich um Bottom-up-Modelle, die auf Basis weiter unten näher beschriebener Leitvariablen den sektoralen Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken ermitteln.
Energieverbrauch der privaten Haushalte	Die Endenergienachfrage für Raumwärme und Warmwasser wird mit einem Gebäudebestandsmodell analysiert. Dazu werden die Wohnflächen differenziert nach Gebäudetypen (Ein- bis Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser), Gebäudealtersklassen und Beheizungsstrukturen nach Energieträgern berechnet. Leitvariablen für die Fortschreibung der Wohnflächen sind die Entwicklung der Bevölkerung sowie der durchschnittlichen Wohnfläche pro Kopf. Die energetische Qualität der Wohnflächen wird durch gebäude- und baualtersklassenspezifische Heizwärmebedarfe modelliert, die sich ihrerseits durch Abgang, Zugang und Sanierung von bestehenden Wohnflächen im Zeitablauf ändern. Dieses Modul wird durch ein Gebäudesimulationsmodell ergänzt, mit dem in einer Gebäudetypologie die Auswirkungen energetischer Sanierungsmaßnahmen bauteilscharf abgebildet und zu Vollsanierungsäquivalenten hochgerechnet werden können. In einer Substitutionsmatrix werden zusätzliche Annahmen zum Ersatz von Heizsystemen gemacht. Der Stromverbrauch für die Nutzung elektrischer Haushaltsgeräte wird durch die Ausstattung der Privathaushalte mit Elektrogeräten und den spezifischen Stromverbrauch der Geräte bestimmt. Für Prognosen und Szenarien werden Annahmen über die künftige Entwicklung der gerätespezifischen Stromverbräuche, über die künftige Ausstattung der Haushalte mit Geräten und über die durchschnittliche Lebensdauer der Geräte (Kohortenmodelle) umgesetzt.
Energieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)	Der Sektor GHD wird modelltechnisch in 11 Subsektoren aufgespalten. Als Verwendungszwecke werden Raumwärme und Warmwasser, Prozesswärme, Kühlen und Lüften, Beleuchtung, Bürogeräte sowie Kraftanwendungen inklusive Sonderverkehr in der Landwirtschaft und im Baugewerbe gesondert betrachtet. Der Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser wird mit Hilfe der Beschäftigungsentwicklung und einem Flächenindikator (Veränderung der Fläche/Beschäftigte) fortgeschrieben. Die Ermittlung des zukünftigen Energieverbrauchs für die übrigen Verwendungszwecke wird mit Hilfe von Mengenindikatoren (Beschäftigte, Wertschöpfung, Ausstattungsgrade mit Maschinen, Anlagen, Bürogeräten etc.) und simulationsfähigen Annahmen zur technischen und energetischen Qualität durchgeführt.

Energieverbrauch im Sektor Verkehr	Leitvariablen für die Ermittlung des Energieverbrauchs sind die erwarteten Inlandsverkehrsleistungen im Güter- und Personenverkehr, die Veränderungen im Modal Split (Verlagerung) zwischen den Verkehrsmittel Straße, Schiene, Luft und Binnenschifffahrt sowie die Veränderungen in den Auslastungsgraden (Güterverkehr) bzw. Belegungskennziffern (Personenverkehr). Die spezifischen Energieverbräuche werden nach Antrieb und Verkehrsmittel (Pkw, Busse...) differenziert abgebildet. Mit einem Kohortenmodell werden die Bestandsverbräuche aus den Neuzulassungsverbräuchen abgeleitet, somit werden auch die Lebensdauer und die Implementierungsgeschwindigkeit neuer Fahrzeuge und Antriebsformen berücksichtigt.
Energieverbrauch in der Industrie	Die Analyse des Energieverbrauchs in der Industrie erfolgt auf Basis der Industriestatistik für 28 Branchen. Zwei Faktoren sind dabei maßgeblich: die Wertschöpfung sowie die Veränderung des spezifischen Energieverbrauchs (je Produktions- bzw. Wertschöpfungseinheit) der jeweiligen Branche. Für einige Branchen (z. B. Metallherzeugung) werden Mengenindikatoren (z. B. produzierte Tonnen) angewendet. Es wird nach folgenden Energieträgern differenziert: Stein- und Braunkohle, Heizöl leicht, Heizöl schwer/mittelschwer, Erdgas, Strom, Fernwärme, erneuerbare Energien. Die ermittelten Verbräuche werden nach den 14 Branchen der Energiebilanz aggregiert, auf das Verbrauchsniveau der Energiebilanz (im Gegensatz zur Industriestatistik ohne Umwandlungseinsätze) adaptiert und um die in der Industriestatistik fehlenden Energieträger (z. B. einzelne Gase) ergänzt.
Strommarktmodell	Im Prognos-Strommarktmodell sind alle Großkraftwerke (ab 100 MW) in der EU-27 (bzw. 20 MW in einzelnen Ländern) einzeln abgebildet. Der Kraftwerkseinsatz wird stundenscharf entsprechend den aktuellen bzw. den angenommenen zukünftigen ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen modelliert. Der Stromaustausch zwischen den einzelnen Ländern wird auf Basis der modellierten stündlichen Großhandelspreise und der vorhandenen Übertragungskapazitäten in einem iterativen Verfahren abgebildet. Im Modell erfolgt der Kraftwerkseinsatz entsprechend der jeweiligen Lastnachfrage nach Grenzkostenlogik in Jahresscheiben (Merit-Order). Der Zubaubedarf für Kraftwerke wird anhand der höchsten erwarteten Last des aktuellen Jahres in dem jeweiligen Land und des jeweils verfügbaren Angebots (Kraftwerkspark, Stromspeicher, Lastmanagementpotenzial) ermittelt. Erneuerbare werden nach exogenen Vorgaben, unter Berücksichtigung der bestehenden Potenziale, zugebaut. Der weitere Zubaubedarf wird durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Für (potenziell) neu in den Kraftwerkspark kommende Kapazitäten wird zunächst abhängig vom Kraftwerkstyp die Position in der Merit-Order ermittelt, davon ausgehend wird die Erlös- und Kostensituation des jeweiligen Kraftwerksblocks im jeweiligen regionalen Strommarkt bestimmt. Die im Modell berechneten Großhandelspreise sind eine Funktion der Brennstoff- und CO₂-Preise, der Kraftwerkswirkungsgrade und der variablen Betriebskosten inklusive der An- und Abfahrkosten der eingesetzten Kraftwerke. Die Stilllegung von Kraftwerken erfolgt in der Regel automatisch, sobald die festgelegte Lebensdauer des entsprechenden Kraftwerkstyps erreicht ist. Retrofitmaßnahmen werden in einem externen Modul nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien überprüft und entsprechend durchgeführt.
Nichtenergetischer Verbrauch	Der nichtenergetische Verbrauch tritt hauptsächlich in der chemischen Industrie auf. Er wird einerseits mit den Wertschöpfungsindizes dieser Branche fortgeschrieben. Darüber hinaus wird die Entwicklung des jeweiligen spezifischen Verbrauchs berücksichtigt.
Ermittlung der volkswirtschaftlichen Effekte	Die Entwicklungen der einzelnen sektoralen Verbräuche und des Strommarktes werden mit den oben beschriebenen energiewirtschaftlichen Bottom-up-Modellen simuliert. Über ein Input-Output-Modell werden die Ergebnisse dieser Simulationen mit dem „Weltmodell“ VIEW gekoppelt. Mit Hilfe dieses Modells erfolgen die quantitative Berechnung der Szenarien und die Ermittlung der volkswirtschaftlichen Effekte.

TREIBHAUSGASBILANZIERUNG

Industrielle Energie-emissionen	Enthält Emissionen aus der (direkten) Verbrennung fossiler Energieträger für das verarbeitende Gewerbe, i. W. für die Erzeugung von Dampf, Prozesswärme und -kälte, mechanischer Energie sowie Raumwärme. ¹
Prozessemissionen	Enthält Emissionen aus stofflichen Umwandlungsprozessen der mineralverarbeitenden Industrie, der chemischen Industrie und der Metallproduktion. Zudem sind Emissionen aus der Verwendung von nichtenergetischen Produkten aus Brennstoffen und von Lösemitteln, aus der Elektronikindustrie, aus Ersatzstoffen für Ozone-Depleting Substances (ODS) wie HFKWs und FKW und Emissionen aus der sonstigen Produktherstellung und -verwendung, darunter u. a. Lachgas in der Medizin, enthalten.
Verkehr	Enthält Emissionen aus der Verbrennung fossiler Kraftstoffe des Straßenpersonen- und Straßengüterverkehrs sowie des nationalen Schienen-, Flug- und Schiffsverkehrs. ¹
Haushalte und GHD	Enthält Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger, vor allem für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser mit Kohle, Öl- oder Gaskesseln, den Betrieb gewerblicher Geräte, die Erzeugung von Prozesswärme und -kälte, die Nutzung fossiler Kraftstoffe in Sonderverkehren wie Landmaschinen und Gasherde in privaten Haushalten.
Energie und Umwandlung	Enthält Emissionen aus der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung, der Abfallverbrennung, den Industriekraftwerken sowie aus dem Eigenverbrauch von Mineralölraffinerien und Kokereien. ²
Landwirtschaft	Enthält Emissionen aus der Fermentation bei der Verdauung, der Behandlung von Wirtschaftsdüngern, der Nutzung landwirtschaftlicher Böden sowie aus Kalkung und Anwendung von Harnstoff. Zusätzlich werden die im Zusammenhang mit der Energiepflanzenvergärung entstehenden Emissionen berichtet.
Andere	Enthält Emissionen aus der Abfallwirtschaft, flüchtige Emissionen und die Emissionen des Militärs.

¹ Emissionen des aus Deutschland abgehenden internationalen Flug- und Schiffsverkehrs sind in der Studie zusätzlich nachrichtlich aufgeführt, sowie in Mehrinvestitionen und Mehrkosten berücksichtigt.

² Die Emissionen aus dem Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung in Industriekraftwerken (inkl. Gichtgas) wird in der aktuellen THG-Bilanz im Industriesektor verbucht. In dieser Studie werden diese Emissionen nach wie vor im Energie-/Umwandlungssektor erfasst.

Die Treibhausgase umfassen die Gase Kohlendioxid (CO₂), Lachgas (N₂O), Methan (CH₄) und fluorierte Treibhausgase (Schwefelhexafluorid, halogenierte und teil-halogenierte Fluorkohlenwasserstoffe, Stickstofftrifluorid). Jedes dieser Gase hat unterschiedliche Infrarotsensitivitäten und daher unterschiedlich starke Treibhauswirkungen, bezogen auf Masseneinheiten. In der Konvention der Treibhausgasbilanzierung werden alle Treibhausgase in Tonnen CO₂-Äquivalenten (CO₂ä) bilanziert.

2.1.3 ÖKONOMISCHE ENTWICKLUNG ALS GRUNDLAGE ALLER SZENARIEN

Als Grundlage für die wirtschaftliche und sozioökonomische Entwicklung der Szenarien dient die aktuelle Referenzentwicklung der Prognos AG.¹⁷

ETWAS GERINGERE WACHSTUMSDYNAMIK IN DEUTSCHLAND BIS 2050

Beim **globalen Wirtschaftswachstum** wird zwischen 2015 und 2050 eine leichte Abflachung von historisch 2,8 Prozent¹⁸ auf 2,4 Prozent pro Jahr erwartet. Ursachen der Wachstumsabschwächung sind vor allem das weltweit geringere Bevölkerungswachstum sowie Konvergenzprozesse in den Schwellenländern, welche zu einer Abflachung der dortigen Wachstumstrends führen (vor allem in China). Die Spreizung der Wachstumsdynamik zwischen einzelnen Ländern ist weiter erheblich: Während Japan auch bis 2050 nur ein Wirtschaftswachstum von 0,8 Prozent pro Jahr aufweist, ist das prozentuale Wachstum in Indien im selben Zeitraum mehr als sechsmal so hoch.

Bruttowertschöpfung
in nahezu allen
Branchen steigend

Aktuelle protektionistische Tendenzen in einzelnen Ländern werden nicht als dauerhaftes und um sich greifendes Phänomen angenommen. Der internationale Warenaustausch entwickelt sich weiter dynamisch und wird nach 2020 mit neuen multilateralen Handelsabkommen auch politisch wieder unterstützt. Durch den offenen Handel begünstigt, kompensiert in Deutschland die fortwährende Exportstärke weiterhin den demografischen Wandel. Dadurch verlangsamt sich das nationale Wachstum kaum (1,2 % pro Jahr bis 2050 vs. 1,3 % pro Jahr in den vergangenen beiden Dekaden). Innerhalb Europas entwickeln sich Länder mit einer günstigeren Bevölkerungsentwicklung allerdings dynamischer (z. B. Frankreich).

INDUSTRIE HÄLT IHREN ANTEIL DER DEUTSCHEN WERTSCHÖPFUNG

Die **Wertschöpfung** der Industrie wächst mit 1,2 Prozent pro Jahr im selben Tempo wie die Gesamtwirtschaft. Allerdings gibt es deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Industriezweigen (Abbildung 6). Während sich das Wachstum in energieintensiven Branchen eher verlangsamt, entwickeln sich z. B. Fahrzeugbau, Maschinenbau und Elektrotechnik dynamischer. Diese Entwicklungen entsprechen weitgehend den Trends der letzten Jahre.

ENERGIEINTENSITÄT NIMMT AB, PRODUKTIVITÄT NIMMT ZU

Neben einem rückläufigen Anteil energieintensiver Branchen an der Bruttowertschöpfung¹⁹ führen Energieeffizienzgewinne über alle Branchen hinweg zu einer **abnehmenden Energieintensität** der Wirtschaftsleistung. Darüber hinaus nimmt die Wertdichte der produzierten Güter – ausgedrückt im Realpreis pro Mengeneinheit – weiterhin zu. Außerdem erfolgt nahezu eine Verdoppelung der Produktivität pro Arbeitnehmer von 58 Tsd. Euro pro Person in 2015 auf 101 Tsd. Euro pro Person in 2050. Dazu leistet der Sektor Industrie mit einem Plus von 109 Prozent von allen Sektoren den größten Beitrag. Diese Produktivitätssteigerung hat zahlreiche Ursachen, unter

¹⁷ Hier und nachfolgend Berechnungen der Prognos AG; veröffentlicht im *Prognos Economic Outlook* (Stand 2017).

¹⁸ Durchschnitt der 42 Länder, die im Prognos-Weltmodell VIEW von 1995 bis 2015 enthalten sind.

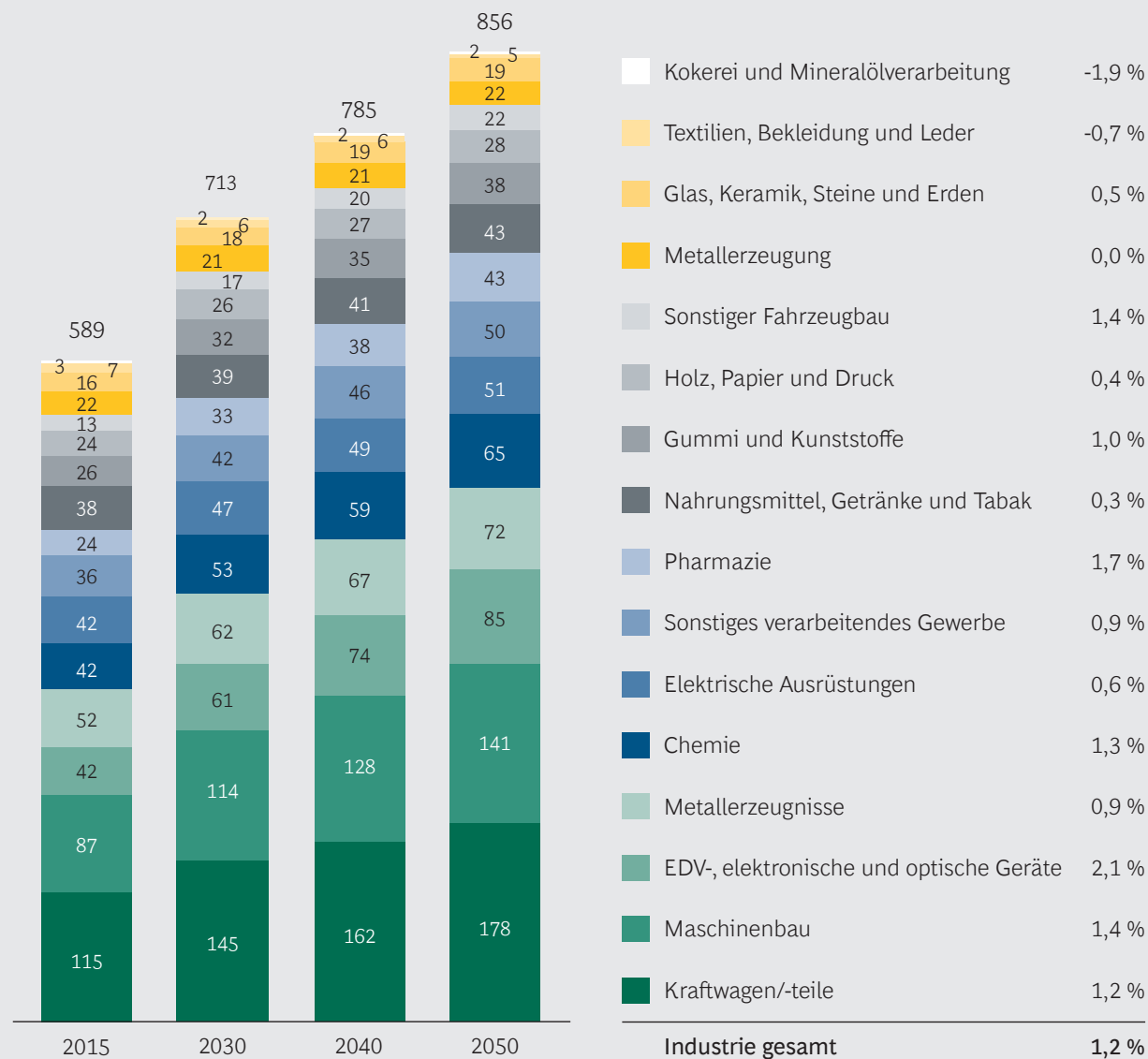
¹⁹ Die nicht-energieintensiven Branchen wachsen im Allgemeinen stärker als die energieintensiven.

BRUTTOWERTSCHÖPFUNG IN NAHEZU ALLEN BRANCHEN STEIGEND

ABBILDUNG 6 | Bruttowertschöpfung nach Industriezweigen

BRUTTOWERTSCHÖPFUNG
(Mrd. €)

WACHSTUMSRATE JE BRANCHE 2015 – 2050
(% CAGR)



anderem weitere Digitalisierung, aber auch immer wissensintensivere Technologieentwicklungen. Zudem werden Unternehmen angesichts des schrumpfenden Arbeitsmarktpotenzials in Zukunft noch stärker in kapitalintensive Technologien investieren.

2.2 REFERENZPFAD – FORTSCHREIBUNG LAUFENDER ANSTRENGUNGEN

In 1990, dem Referenzjahr der deutschen Klimaziele und Emissionsbilanzierung, wurden in Deutschland 1.251 Mt CO₂-ä²⁰ emittiert. Größter Emittent war mit 427 Mt CO₂-ä der **Energie- und Umwandlungssektor**. Dieser Sektor umfasst die gesamte Erzeugung von Strom²¹ und Fernwärme sowie die Emissionen des Eigenverbrauchs der deutschen Raffinerien und Kokereien.

In den Betrieben des Sektors **Industrie** wurden insgesamt 187 Mt energiebedingte Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger für die Erzeugung von Dampf, Prozesswärme und Prozesskälte erzeugt. Des Weiteren entstanden 97 Mt prozessbedingte Emissionen aus der Umsetzung von Stoffen in Industrieprozessen, vor allem bei der Stahlherstellung, in mehreren Prozessen in der Chemie und bei der Produktion von Zement und Kalk.

Im Sektor **Haushalte und GHD** entstanden 208 Mt Emissionen, vor allem zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser mit Kohle-, Öl- oder Gaskesseln (ca. 90 %), aber auch durch den Betrieb gewerblicher Geräte, die Erzeugung von Prozesswärme²² und -kälte, die Nutzung fossiler Kraftstoffe in Sonderverkehren²³ und Gasherde in privaten Haushalten.

Im **Verkehrssektor** wurden in 1990 164 Mt Emissionen erzeugt, insbesondere im Personenverkehr (ca. 70 %) und Güterverkehr (ca. 20 %) auf der Straße, außerdem durch nationalen Schienen-, Schiffs- und Flugverkehr (ca. 10 %). Darüber hinaus emittierten von Deutschland abgehende internationale Schiffs- und Flugverkehre rund 20 Mt CO₂-ä, die analog zur internationalen Klimabilanzierung allerdings nicht in Deutschland bilanziert werden.

Schließlich entstanden weitere 80 Mt Emissionen in der **Landwirtschaft**, hauptsächlich in Form von Methanemissionen aus tierischer Fermentation im Rinderbestand sowie Lachgas- und Methanemissionen aus der Nutzung landwirtschaftlicher Böden und der Behandlung von Wirtschaftsdünger. **Abfallwirtschaft** (38 Mt CO₂-ä), **Militär** und **flüchtige Emissionen** verursachten weitere 88 Mt CO₂-ä.

RÜCKLÄUFIGE EMISSIONEN SEIT 1990, BEGÜNSTIGT DURCH NACHWENDEEFFEKTE

Zwischen **1990 und 2015** sanken die Emissionen in Deutschland um 28 Prozent oder etwa 350 Mt CO₂-ä. Diese Entwicklung erfolgte sehr heterogen nach Sektoren und war teilweise begünstigt durch Nachwendeeffekte im Industrie-, Energie- und Gebäudesektor. Seit dem Jahr 2000 hat sich der Trend – auch bedingt durch den beginnenden Ausstieg aus der Kernenergie – entsprechend verlangsamt (Abbildung 7).

²⁰ Mt = Mio. Tonnen.

²¹ Inklusive Industriekraftwerke.

²² Vor allem Kochen, Backen und Trocknen.

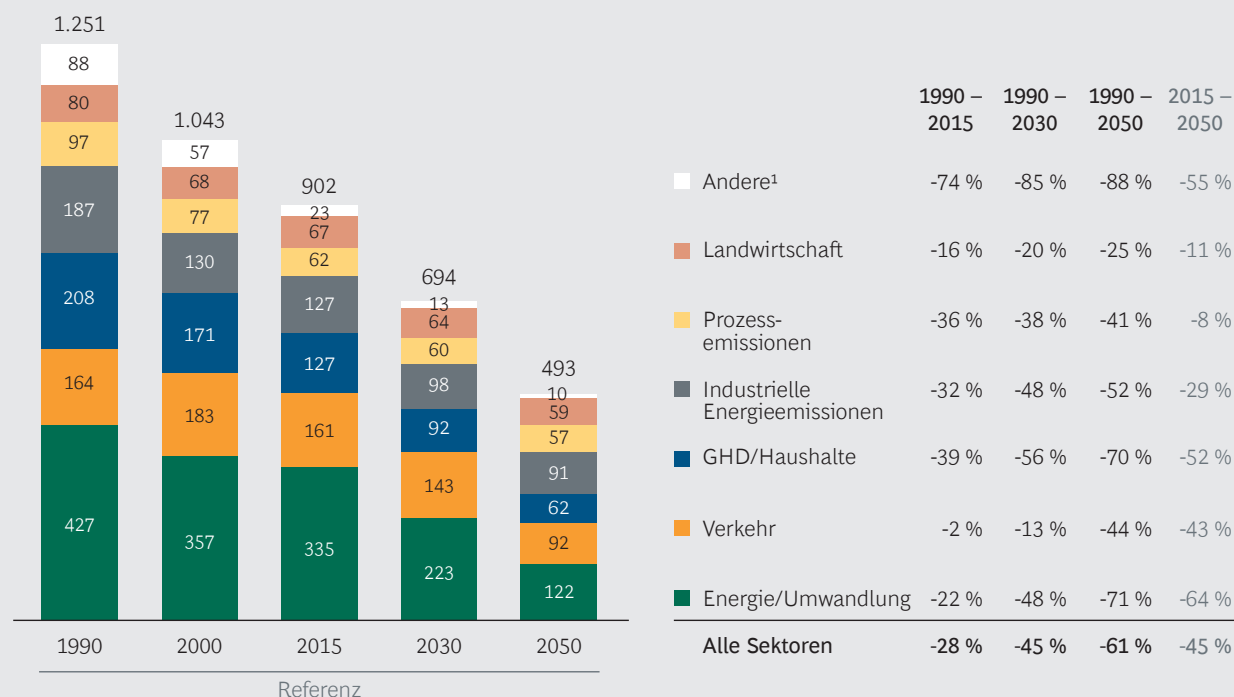
²³ Zum Beispiel nicht im Mobilitätssektor bilanzierte Landmaschinen.

REFERENZ: MINUS 61 PROZENT EMISSIONEN ZWISCHEN 1990 UND 2050

ABBILDUNG 7 | Emissionsentwicklung nach Sektoren in der Referenz

THG-EMISSIONEN DEUTSCHLAND 1990 – 2050
(Mt CO₂ä)

SEKTORSPEZIFISCHE EINSPARUNGEN
(%)



¹ Enthält Abfallwirtschaft, flüchtige Emissionen und Militär
Quelle: Prognos

Die größte relative Einsparung erfolgte bis 2015 in der **Abfallwirtschaft**, wo Emissionen durch die Einführung der konsequenten Mülltrennung und des allgemeinen Depo- nierungsverbots um etwa drei Viertel zurückgingen.

Dahinter erreichte der Sektor **Haushalte und GHD** den größten relativen Rückgang. Hier konnten Emissionen vor allem durch den Austausch alter Kohleheizungen in Ost- deutschland und die graduelle Modernisierung von Öl- und Gaskesseln in der Behei- zung um fast 40 Prozent reduziert werden.

Auch Emissionen in der **Industrie** gingen um ungefähr 35 Prozent zurück, was einer- seits dem Rückgang der ostdeutschen Wirtschaftsleistung zwischen 1990 und 2000 und andererseits einer Modernisierung industrieller Prozesse geschuldet war.

In der **Energieerzeugung** verminderte sich der THG-Ausstoß um knapp ein Viertel, der größte Teil davon durch die Restrukturierung der ostdeutschen Braunkohlewirt- schaft und eine Modernisierung des Kohlekraftwerksparks vor dem Jahr 2000. In den letzten Jahren hat sich der weitere Rückgang trotz der Energiewende deutlich verlang- samt, da durch den Ausstieg aus der Kernenergie und steigende Stromexporte die Menge fossil erzeugten Stroms nicht deutlich gesunken ist.

Emissionen in der **Landwirtschaft** waren um 16 Prozent rückläufig, was einerseits auf die Restrukturierung der Landwirtschaft der neuen Bundesländer nach der Wiedervereinigung und andererseits auch auf darüber hinausgehende Produktivitätsgewinne in Tierhaltung und Stickstoffdüngereinsatz zurückzuführen war.

Lediglich im **Verkehrssektor** machten sich die deutsche Wiedervereinigung und die Öffnung für osteuropäischen Transitverkehr in umgekehrter Wirkung bemerkbar. Durch steigende Durchschnittseinkommen, besseren Zugang zu größeren und stärker motorisierten Autos und größere Reisefreiheit stiegen Ausstattungsgrade und zurückgelegte Personenkilometer nach 1990 deutlich an. Durch diesen Nachwendeeffekt erhöhten sich die Emissionen bis 2000 um etwa 20 Mt CO₂ä. Zwischen 2000 und 2015 waren die Emissionen insbesondere aufgrund stetiger Effizienzgewinne im Pkw- und Lkw-Verkehr mit rund 1 Prozent pro Jahr ebenfalls leicht rückläufig – ein relativ geringer Rückgang im Vergleich zu allen anderen Sektoren. Seit 2013 haben allerdings vor allem zunehmende Transportleistungen im Güterverkehr wieder zu leicht steigenden Emissionen geführt.

BESTEHENDE ANSTRENGUNGEN REICHEN FÜR EIN 80 %-ZIEL NICHT AUS

Zur Bewertung bestehender politischer Anstrengungen und als Baseline weiterer Analysen wurde ein **Referenzpfad** modelliert, in dem branchenspezifische Entwicklungen der letzten Jahre und Jahrzehnte sowie die Wirkung bestehender Regulierungen (z. B. EEG und EnEV) konservativ fortgeschrieben werden.²⁴ Dieses Referenzszenario ist als Basisberechnung der weiteren Emissionsentwicklung Deutschlands im Sinne eines Current-Policies- oder „Business as usual“-Klimapfads zu verstehen und entspricht damit einer Bewertung heutiger Anstrengungen.²⁵ Auch im Referenzszenario sind daher bereits mehrere Maßnahmen grundsätzlich mit Mehrkosten verbunden (z. B. die Fortschreibung der Energiewende im Stromsystem).

In Summe gehen Deutschlands nationale **Emissionen** bei Fortschreibung aktueller Effizienzgewinne und Regulierung um ca. 61 Prozent gegenüber 1990 und ca. 45 Prozent gegenüber 2015 zurück. Das ist eine leichte Verlangsamung gegenüber der Entwicklung von 1990 bis 2015 (ca. 12 Mt CO₂ä pro Jahr vs. ca. 14 Mt CO₂ä pro Jahr bisher), allerdings eine Beschleunigung gegenüber den vergangenen 10 Jahren, da in mehreren Sektoren beschlossene Maßnahmen über die nächsten 35 Jahre Wirkung entfalten oder emissionsärmere Technologien wie Wind- und PV-Erzeugung, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge bis 2050 stärkere Verbreitung erfahren.

Der größte Rückgang gegenüber 2015 wird in der **Energiewirtschaft** erwartet. Dort wird die bereits im letzten Jahrzehnt mit großem Aufwand angestoßene Energiewende langfristig stärkere Wirkung zeigen. Voraussetzungen dafür sind ein weiterhin kontinuierlicher Aufbau erneuerbarer Kapazitäten gemäß den aktuellen Ausbaupfaden im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), ein beschleunigter Netzausbau und die Steuerungswirkung des EU-ETS über die unterstellten CO₂-Preise.

²⁴ Mögliche Verschärfungen aus der aktuell stattfindenden Debatte um die Reform des EU-ETS sind nicht berücksichtigt.

²⁵ Für energieintensive Industrien im internationalen Wettbewerb wurde ein umfangreicher Carbon-Leakage-Schutz unterstellt, der die Industrie von CO₂-bedingten Mehrkosten aus dem EU-ETS, die über das heutige Niveau hinausgehen, befreit.

Im **Gebäude- und Verkehrssektor** werden bestehende Regelungen zu Gebäudestandards und Flotteneffizienz zusammen mit langfristig immer besserer Wirtschaftlichkeit z. B. von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zu rückläufigen Emissionen führen.

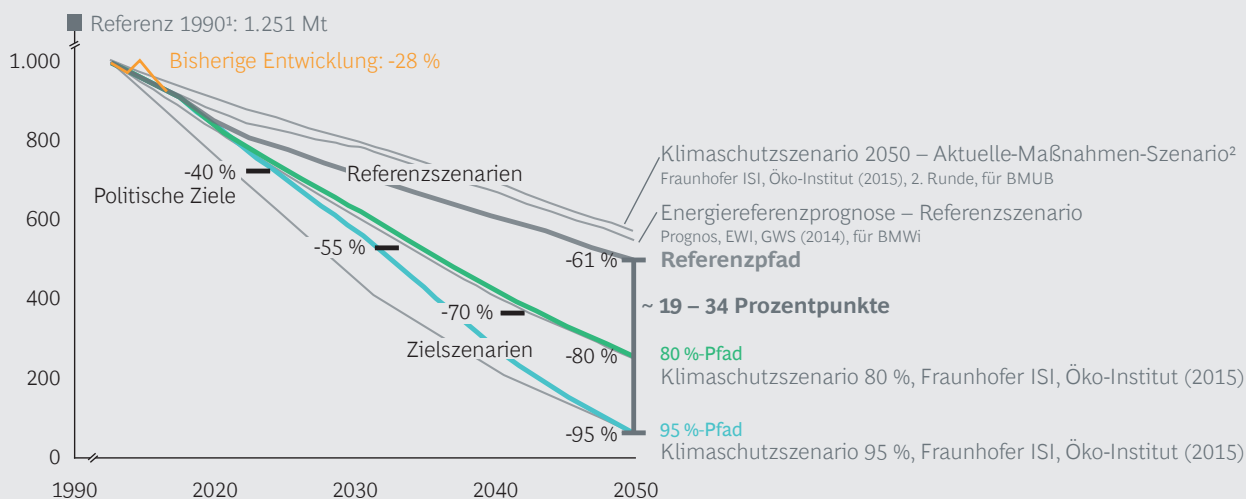
Auch in der **Industrie** sollten trotz eines angenommenen erheblichen Wirtschaftswachstums (insgesamt ein Plus von rund 50 % bis 2050) Emissionen bei Fortschreibung historischer Effizienzgewinne²⁶ weiter rückläufig sein. Durch die Einmaligkeit des Nachwendeeffekts und begrenzte wirtschaftliche Möglichkeiten für eine weitere Reduzierung von Prozessemissionen erfolgt dieser Rückgang allerdings langsamer als in anderen Sektoren und in der Vergangenheit.

Im Ergebnis verbleibt für 2050 im Referenzpfad zu den 80 %- bis 95 %-Klimazielen der Bundesregierung eine deutliche **Lücke** von knapp 20 bis 35 Prozentpunkten. Mit den bestehenden politischen Anstrengungen würden die Klimaziele trotz absehbarer Erfolge nicht erreicht.

REFERENZSZENARIO ERGIBT EINE ERHEBLICHE LÜCKE ZU POLITISCHEN THG-REDUKTIONSZIELEN

ABBILDUNG 8 | Verlauf Referenzpfad vs. politische Ziele vs. 80 %- und 95 %-Klimapfade

(Mt CO₂e)



¹ Exkl. internationaler Luft- und Seeverkehr und LULUCF ² Inkl. aller technischen Maßnahmen, die bis Oktober 2012 ergriffen wurden
Quelle: Überblick Szenarienarbeit Klimaschutz in Deutschland bis 2050, Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2016); Prognos; BCG

ERNEUERBARE ENERGIEN UND EU-ETS NACH 2020 MIT SPÜRBAREM EFFEKT AUF EMISSIONEN

Der zwar gegenüber den frühen 2010er Jahren verlangsamte, aber weiter konsequent vorangetriebene umfangreiche Ausbau von erneuerbaren Energien gemäß dem EEG-Ausbaupfad und die Wirkung des EU-ETS werden bis 2050 sichtbare Früchte tra-

²⁶ Energieverbräuche wurden spezifisch nach Branche und Verwendungszweck betrachtet. Eine detailliertere Analyse findet sich in Kapitel 5.1.

gen. Die Emissionen im Energiesektor gehen trotz des vollständigen Ausstiegs aus der Kernenergie um mehr als 70 Prozent gegenüber 1990 zurück. Das ist der deutlichste Rückgang gegenüber 2015 von allen Sektoren.

Der **Nettostromverbrauch** sollte bis 2050 nur leicht ansteigen (von 515 TWh in 2015 auf 537 TWh in 2050²⁷). Zwar werden zunehmend neue Stromverbraucher wie Elektroautos und Wärmepumpen in den Strommarkt integriert, und die Ausstattungsgrade mit technischen Geräten steigen weiter. Gleichzeitig sind, wie bereits in den vergangenen Jahren, in den meisten Sektoren auch erhebliche Effizienzgewinne zu erwarten, die diesen Effekt kompensieren. Parallel steigen basierend auf den Ausbaukorridoren des EEG 2016/2017 installierte Leistungen von Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik bis 2050 um mehr als 250 Prozent an (von insgesamt 85 GW in 2015 auf 220 GW in 2050). Erneuerbare Energien decken damit bereits fast 80 Prozent der Nettostromerzeugung ab.

Auch bei den in dieser Studie in der Referenz unterstellten CO₂- und Brennstoffpreisen können Stein- und Braunkohlkraftwerke im gesamten Zeitraum bis 2050 weiter wirtschaftlich betrieben werden. Sie stellen in 2050 noch etwa 18 GW der **Erzeugungskapazität**. Auch darüber hinaus werden konventionelle Kraftwerke zur Vorhaltung sicherer flexibler Leistung langfristig ein wesentlicher Teil des Erzeugungsportfolios bleiben. Im Jahr 2050 besteht daher ein Bedarf an gesicherter Leistung von 88 GW. Hierfür wurde im Modell bis 2050 ein Nettozubau von Gaskraftwerken mit einer Kapazität von insgesamt 33 GW unterstellt.

Der hierfür auf **Netzseite** erforderliche Zubau ist an der Obergrenze der aktuellen im Netzentwicklungsplan (NEP) vorgesehenen Projekte. Die Umsetzung dieser Projekte – inklusive der vorgesehenen Erhöhung der Kuppelleistung mit dem europäischen Ausland – muss dementsprechend mit Hochdruck geschehen, um Kosten und Emissionen durch Netzengpässe zu minimieren. Außerdem ist eine Modernisierung und Digitalisierung der Verteilnetzinfrastuktur zumindest mittelfristig zwingend erforderlich.

In Summe werden im Referenzpfad die **Emissionen** in der Stromerzeugung bis 2050 auf 91 Mt CO₂ä reduziert. Dies entspricht einem Rückgang von 71 Prozent gegenüber 1990. Auch Emissionen in der Raffinerie sind rückläufig, da durch den Nachfragerückgang im Verkehr weniger Mineralölprodukte nachgefragt und analog weniger Raffinerien benötigt werden (der Umwandlungsausstoß reduziert sich von 2015 bis 2050 um über 60 Prozent). Der Energie- und Umwandlungssektor insgesamt, in dem neben der Stromerzeugung auch Fernwärme, Raffinerien und Kokereien bilanziert sind, erzielt Einsparungen von 71 Prozent gegenüber 1990.

WÄRMEWENDE GEHT DEUTLICH VORAN

Im Sektor **Haushalte und GHD** führen anhaltende Sanierungen und ein stetiger Ausbau erneuerbarer Technologien in der Wärmeerzeugung zu einer Reduzierung der Emissionen um über 70 Prozent gegenüber 1990. Neben der Sanierungsaktivität trägt der absehbar deutlich umfangreichere Ausbau von Wärmepumpen auch im sanierten Gebäudebestand maßgeblich zu dieser Entwicklung bei. Der zukünftige Rückgang

²⁷ Bezogen auf Endenergieverbrauch Strom.

zwischen 2015 und 2050 wird nach heutigem Stand trotzdem langsamer erfolgen als in der Vergangenheit, da weniger „schnelle Gewinne“ z. B. durch den Austausch von Kohleheizungen zu erzielen sind.

Zur Berechnung der künftigen Entwicklung des Energiebedarfs für **Raumwärme und Warmwasser** wurden heutige energetische Sanierungsraten von im Durchschnitt 1,1 Prozent²⁸ und aktuelle Sanierungseffizienzen von im Durchschnitt 35 Prozent bis 2050 i. W. fortgeschrieben. Bei Neubauten wird langfristig eine leichte Absenkung des Verbrauchs unterstellt. Zusätzlich reduziert eine Fortschreibung des bestehenden Klimaerwärmungstrends die Anzahl der Heizgradtage.²⁹ Der gesamte Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser sinkt um 215 TWh auf 530 TWh im Jahr 2050 – das ist ein Rückgang um 29 Prozent.

Darüber hinaus wird die einsetzende „**Wärmewende**“, also der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern und Strom in der Wärmeversorgung, durch bestehende Anstrengungen in der Gebäudesanierung und zunehmende Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Technologien Fahrt aufnehmen. Dies führt zwischen 2015 und 2050 zu einem Rückgang von Öl- und Gaskesseln von rund 70 Prozent auf unter 50 Prozent Anteil am Raumwärme- und Warmwasserverbrauch, zugunsten von 14 Prozent Wärmepumpen (ca. 4 Mio. Stück) sowie einem Plus von 6 Prozent Fernwärme, 3 Prozent Solarthermie und 2 Prozent Biomasse.

„Wärmewende“
nimmt Fahrt auf

ANSTRENGUNGEN IM VERKEHRSSSEKTOR ZEIGEN ERGEBNISSE

Infolge aktueller Flottenemissionsregeln³⁰ und eines absehbaren Wachstums der Elektromobilität sinken die **Emissionen** im Verkehr im Referenzpfad bis 2050 um über 40 Prozent gegenüber 1990 – eine THG-Reduktion von 69 Mt CO₂e gegenüber 2015. Steigende Verkehrsleistungen im Güterfernverkehr hemmen eine noch positive Entwicklung.

Zur Emissionsverminderung trägt zum einen eine erwartete leichte Verlagerung von Verkehrsmengen auf effizientere **Verkehrsträger** wie die Schiene bei, insbesondere aber Effizienzgewinne und neue Antriebe im Straßenverkehr.

Den größten Beitrag wird dabei der **Personenverkehr** leisten. Bei einem bevölkerungsbedingt stabilen Verkehrsaufkommen werden Emissionen durch immer effizientere Verbrenner sowie eine zunehmende Diversifizierung der Antriebsstrukturen von

²⁸ Die Sanierungsrate wird in der vorliegenden Studie als Anteil der Nutzfläche am gesamten Gebäudebestand definiert, an dem energetische Maßnahmen vorgenommen werden (vgl. Krauß et al., Wo steht der deutsche Gebäudebestand energetisch? [2012]; Ifeu Beuth, Dämmbarkeit des deutschen Gebäudebestands [2015]; IWU BEI, Datenbasis Gebäudebestand [2010]; Wärmemonitor, Mit der Erfahrung kommt der Sanierungserfolg [2015]). Wie in anderen Studien üblich rechnet das Bottom-up-Modell der Prognos AG (mit Alterskohorten im Gebäudepark) mit Vollsanierungsäquivalenten und aggregiert Teil- zu Vollsanierungen. Sanierungsraten unterscheiden sich zwischen verschiedenen Gebäudekohorten: In Ein- und Zweifamilienhäusern sowie Gewerbeimmobilien liegen Sanierungsraten mit etwa 1,0 Prozent unter dem Durchschnitt, in Mehrfamilienhäusern mit 1,3 Prozent darüber. Dieselbe Dynamik wurde bis 2050 unterstellt.

²⁹ Die Wirkung des Klimawandels wird analog zu anderen wissenschaftlichen Sektorbetrachtungen (z. B. im Rahmen der Energiereferenzprognose und der Effizienzstrategie für Gebäude für das BMWi) berücksichtigt. Es wird von einem langfristigen Anstieg des Jahresmittelwerts der Außentemperatur gegenüber 1960 – 1990 um 1,35 °C ausgegangen. Dies hat im Modell eine Reduzierung der Heizgradtage um 13 Prozent und eine Erhöhung der Kühlgradtage um 57 Prozent zur Folge.

³⁰ Unterstellt wurden existierende EU-Flottengrenzwerte, die ab 2021 einen EU-NEFZ-Zielwert von 95 g/km setzen. Dabei wurde angenommen, dass dieser inklusive „Supercredits“ für die in Deutschland abgesetzte Flotte mit 105 g/km korrespondiert.

Pkw reduziert. Aufgrund der zunehmenden Wirtschaftlichkeit dieser Antriebe wird mit 35 Prozent elektrischen³¹ und 5 Prozent gasbetriebenen Pkw im Bestand bis 2050 gerechnet. Diese Entwicklungen führen bis 2050 zu einer THG-Reduktion von 63 Mt CO₂ gegenüber 2015.

Im **Güterverkehr** wird das langfristige Wirtschaftswachstum bis 2050 einen weiteren Anstieg der Verkehrsleistung um fast 50 Prozent zur Folge haben. Der Anteil der Schiene an der gesamten Güterverkehrsleistung steigt im Zeitraum von 2015 bis 2050 nur leicht – von etwa 18 auf 19 Prozent. Darüber hinaus werden im leichten und schweren Lkw-Verkehr durch weitere umfangreiche Effizienzverbesserungen bei Dieselantrieben und durch erste Antriebswechsel auf batterieelektrische Lkw im Verteilerverkehr spezifische Emissionen reduziert. Im Ergebnis nimmt der THG-Ausstoß geringfügig ab.

Effizienzgewinne
werden steigende
Produktionsvolumina
in der Industrie
überkompensieren

SINKENDE EMISSIONEN IN DER INDUSTRIE TROTZ 50 PROZENT WACHSTUM

Zur Berechnung der künftigen Emissionen in der **Industrie** wurden i. W. historische Energieeffizienzentwicklungen der letzten 10 bis 15 Jahre nach Verwendungszwecken in jeder Branche fortgeschrieben. Prozessbedingte Emissionen entwickeln sich entsprechend den Erzeugungsmengen der emittierenden Produkte. Von den Trendentwicklungen der Energieeffizienz und der prozessbedingten Emissionen wurde nur dort abgewichen, wo branchenspezifische Faktoren³² oder neue Regulierungen³³ die daraus resultierende Entwicklung überlagern oder historische Effekte nicht auf die Zukunft übertragbar machen.

Insgesamt ist damit zu rechnen, dass in der Industrie das Emissionswachstum aus jährlich steigenden Produktionsvolumina³⁴ auch in den nächsten 35 Jahren durch **Effizienzgewinne** überkompensiert wird. Diese Effizienzgewinne resultieren z. B. aus Abwärmenutzungspfaden bei der Erzeugung und Nutzung von Prozesswärme oder dem Einsatz hocheffizienter neuer Motoren bei der Umwandlung mechanischer Energie. Dadurch liegen energiebedingte Emissionen in 2050 um etwa 50 Prozent niedriger als in 1990 (eine Verringerung von 30 % gegenüber 2015), Prozessemissionen liegen um etwa 40 Prozent niedriger (eine Verringerung von 10 % gegenüber 2015).

Zum skizzierten Emissionsrückgang tragen zwei **branchenspezifische Faktoren** bei: Der Klinkeranteil im Zement lässt sich durch zusätzliche Beimischung von Hüttensanden und (noch verfügbarer) Flugasche aus Kohlekraftwerken von 74 Prozent in 2015 auf 68 Prozent in 2050 vermindern, was Energie- und Prozessemissionen in der Klinkerproduktion spart. Zudem wird erwartet, dass sich der Anteil von Elektro Stahl an der deutschen Stahlproduktion im selben Zeitraum von 30 Prozent auf 35 Prozent erhöht.

Aufgrund des Wegfalls der historischen Nachwendeeffekte und der Unwirtschaftlichkeit von Maßnahmen zur weiteren Reduzierung von **Prozessemissionen** wird erwartet, dass sich auch in Anbetracht der schon erbrachten Minderungsleistung der Rückgang von Emissionen in der Industrie gegenüber der Entwicklung der Vergangenheit

³¹ Batteriefahrzeuge, Plug-in-Hybride und Brennstoffzellen.

³² Zum Beispiel der Anteil von Elektro Stahl gegenüber Hochofenstahl.

³³ Zum Beispiel zum Ersatz von F-Gasen.

³⁴ Ein Plus von 1,2 Prozent Wirtschaftswachstum im Mittel über alle Branchen.

verlangsamt. Eine stärkere Verminderung wäre beispielsweise durch einen umfangreicheren Wechsel auf weniger emittierende Energieträger möglich. Aktuell fehlen allerdings die wirtschaftlichen und politischen Anreize, um eine solche Substitution wahrscheinlich zu machen.

Bei diesen Betrachtungen wurde für die Studie ein weitgehender Carbon-Leakage-Schutz für die Industrie unterstellt, der Produktionsverlagerungen verhindern soll. Das europäische Emissionszertifikatehandelssystem (EU-ETS) entfaltet in diesem Sektor daher keine zusätzliche Steuerungswirkung über das heutige Maß hinaus.

AUCH EMISSIONEN IN LAND- UND ABFALLWIRTSCHAFT LEICHT RÜCKLÄUFIG

Bei einer Fortschreibung politischer Rahmenbedingungen und Trends stellt sich auch in der **Landwirtschaft** bis 2050 eine weitere leichte Minderung von THG-Emissionen um etwa 10 Prozent gegenüber 2015 ein. Das geht hauptsächlich auf die Vergärung eines höheren Anteils von Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen und eine weitere Verringerung des Stickstoffeinsatzes bei der Nutzung landwirtschaftlicher Böden zurück.³⁵

Schließlich wird in der **Abfallwirtschaft** ein weiterer deutlicher Rückgang der wenigen verbliebenen Emissionen um rund drei Viertel erwartet. Wesentliche Ursache ist die sukzessive Ausgasung nicht vorbehandelter Abfälle aus alten Deponien, die in 2050 nur noch etwa 7 Prozent ihrer heutigen Emissionen produzieren werden.

³⁵ Ein Großteil dieser Effekte resultiert aus der Novelle der Düngeverordnung von 2017, die strengere Obergrenzen bei der Düngemittelanwendung vorschreibt.

2.3 80 %-KLIMAPFAD – INTENSIVIERUNG BESTEHENDER MAßNAHMEN

Zur Erreichung des 80 %-Klimaziels wären in allen Sektoren zusätzliche Anstrengungen nötig

In der Referenzentwicklung, d. h. bei Fortschreibung historischer Entwicklungen und aktueller Politik, kann in Deutschland bis 2050 eine 61-prozentige Reduzierung der THG-Emissionen gegenüber 1990 erreicht werden. Zur Erreichung des 80 %-Klimaziels wären daher in allen Sektoren **zusätzliche Anstrengungen** nötig, für die jeweils zusätzliche Investitionen und politische Impulse erfolgen müssten.

Mit dem **80 %-Klimapfad** beschreibt diese Studie einen unter den getroffenen Annahmen aus heutiger Sicht volkswirtschaftlich kosteneffizienten Weg zur Erreichung des 80 %-Klimaziels. Dafür wurden alle absehbar zur Verfügung stehenden Technologien nach heutigem Wissensstand über Kosten und erwartete Lernkurven sowie nach volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten und Akzeptanz bewertet und priorisiert.³⁶ Bestehende praktische Restriktionen wie Genehmigungsprozesse, Reinvestitionszyklen in der Industrie, Ramp-up-Geschwindigkeiten neuer Technologien oder Ausbaurestriktionen für erneuerbare Energien wurden dabei ebenso berücksichtigt wie gesellschaftliche Vorbehalte gegen Maßnahmen wie Fleischverzicht, Biomasseimporte oder CCS.

Die Optimierung, d. h. die Auswahl und Penetration technischer Maßnahmen, erfolgte dabei über Sektoren hinweg. Da zudem alle Sektoren andere Startbedingungen und teils sehr unterschiedliche Vermeidungskosten oder sonstige Restriktionen haben, ergeben sich **unterschiedliche THG-Reduzierungen** pro Sektor (Abbildung 9).

80 %-ZIEL WÄRE IM WESENTLICHEN MIT EINER BESCHLEUNIGUNG BESTEHENDER MAßNAHMEN ERREICHBAR

In Summe wäre die Erreichung eines nationalen 80 %-Ziels mit überwiegend „konventionellen“ Technologien³⁷ und damit i. W. einer deutlichen **Beschleunigung** bereits heute existierender technischer Maßnahmen realisierbar.

In allen verbrauchenden Sektoren existieren weiter ungenutzte Effizienzpotenziale, mit denen sich Emissionen mit im Vergleich zu zahlreichen anderen THG-Vermeidungsmaßnahmen niedrigeren Kosten vermeiden lassen. Dafür wäre eine deutlich stärkere Durchdringung mit **effizientesten Technologien** erforderlich.³⁸ Die Digitalisierung kann eine wesentliche Rolle dabei spielen, diese Potenziale zu identifizieren und nachhaltig zu heben.

Die bereits heute in Deutschland energetisch verwendete **Biomasse** (vor allem Feststoffe, keine Importe oder Umwandlung von Agrarflächen) sollte prioritär in der Industrie eingesetzt werden, wo sie sehr effizient Gas und Kohle aus der Erzeugung von Nieder- und Mitteltemperaturwärme ersetzen kann. Diese Umstellung wäre im Rahmen natürlicher Reinvestitionszyklen realisierbar. Biomasse müsste dafür allerdings aus bestehenden Anwendungen in der Strom- und Wärmeerzeugung stärker in die Industrie gelenkt werden.

³⁶ Mögliche „Game-Changer“ (Technologien mit nicht hinreichend absehbarer technologischer Reife) werden darüber hinaus in Kapitel 2.5 beleuchtet, aber in der Modellierung der Klimapfade nicht berücksichtigt.

³⁷ Von wenigen Ausnahmen, beispielsweise ersten Lkw-Oberleitungen, abgesehen.

³⁸ Zum Beispiel Querschnittstechnologien wie Antriebe, Pumpen, Beleuchtung, effizientere Öfen, Wärmerückgewinnung, Bestgeräte in Haushalten, Prozess- und Gebäudeautomation, hydraulischer Abgleich bei Heiztechnik etc.

DER 80 %-KLIMAPFAD AUF EINEN BLICK

ABBILDUNG 9 | Wesentliche Entwicklungen im 80 %-Klimapfad



SEKTORKOPPLUNG VERKEHR, WÄRME

Stärkere Sektorkopplung ermöglicht signifikante Emissionsreduktion v.a. in Verkehr und Gebäuden – durch ~ 26 Mio. E-Pkw, ~ 14 Mio. Wärmepumpen, 11 GW_{el} PtH in der Fernwärme etc..



EFFIZIENZ IN DER INDUSTRIE, HAUSHALTE UND GHD

Trotzdem steigt die Nettonachfrage nach Strom nicht an, da v. a. in der Industrie und im Sektor Haushalte und GHD erhebliche Effizienzpotenziale gehoben werden können.



MEHR SANIERUNG

Die schnellere Durchdringung erneuerbarer Beheizung geht mit einer beschleunigten Gebäudesanierung Hand in Hand – die energetische Sanierungsrate steigt von 1,1 auf 1,7 Prozent.



BIOMASSE IN DER INDUSTRIE

National verfügbare Biomasse (v. a. Feststoffe) konzentriert sich 2050 v.a. in der Industrie, wo sie zur Erzeugung von Nieder- und Mitteltemperaturwärme verwendet wird.



SCHNELLERE ENERGIEWENDE

Die Energiewende beschleunigt sich – 88% der deutschen Erzeugung sind im Jahr 2050 erneuerbar, Gas ersetzt Kohle als flexibles Backup.



MEHR FLEXIBILITÄT

Die Zunahme der volatilen Erzeugung kann durch mehr „direkte“ Flexibilität (Austausch Ausland, Speicher, flexible Verbraucher etc.) noch gut aufgefangen werden – Voraussetzung: Netzausbau.



KAUM „ÜBERSCHUSSSTROM“

Durch diese Flexibilität entstehen trotz des sehr hohen Erneuerbaren-Anteils nur 6 TWh „Stromüberschüsse“ – das Potenzial für nationale PtX-Anwendungen ist daher begrenzt.



HETEROGENE SEKTOREN

Die Sektoren tragen sehr unterschiedlich zur 80%-Zielerreichung bei – Emissionen in Gebäuden und Energie sinken gegenüber 1990 um ca. 90%, Emissionen in der Industrie um 60 – 70%.



ZIELE 2030 TEILWEISE VERFEHLT

Die Sektorziele 2030 werden im 80%-Klimapfad in mehreren Sektoren verfehlt, eine Erreichung würde höhere nationale Investitionen erfordern.

Quelle: BCG

Eine Beschleunigung der aktuell beginnenden **Sektorkopplung**, vor allem eine Verzahnung der Sektoren Strom, Verkehr und Wärme und damit eine Verlagerung hin zum zunehmend emissionsärmeren Endenergieträger Strom, ermöglicht bis 2050 im Verkehr und in Gebäuden erhebliche Emissionsreduktionen. Dafür wäre es notwendig, im Verkehr nach 2025 die Elektromobilität bis auf 26 Mio. elektrische Pkw in 2050 auszuweiten, eine Oberleitungsinfrastruktur für Oberleitungs-Hybrid-Lkw für die 4.000 meistbefahrenen Autobahnkilometer aufzubauen sowie in Gebäuden eine größere Durchdringung von Wärmepumpen im Gebäudebestand auf rund 14 Mio. bis 2050 sicherzustellen. Zudem müsste die Durchdringung der Fernwärme in urbanen Gebieten stetig erhöht werden.

Um dafür in der **Wärme** einen hinreichenden Bestand an entsprechend sanierten Gebäuden zu schaffen, müsste die energetische Sanierungsrate im Durchschnitt der Jahre 2015 bis 2050 um etwa 50 Prozent auf 1,7 Prozent ansteigen³⁹, bei gleichzeitiger

³⁹ Dieser Wert liegt deutlich unterhalb der Rate bestehender „Pinselsanierungen“ von 2,2 – 2,5 Prozent, also Gebäuden, in denen ohnehin Sanierungsaktivitäten stattfinden. Die Realisierung dieser Sanierungsrate hängt unter anderem aber auch davon ab, ob ausreichend Planungs- und Umsetzungskapazitäten vom Markt vorgehalten werden.

Erhöhung der Sanierungseffizienz auf langfristig ca. KfW-70-Effizienzhausniveau in sanierten Wohngebäuden.⁴⁰

Zugleich ist eine weitere Beschleunigung der **Energiewende** im Stromsektor notwendig: Der Ausbau erneuerbarer Technologien in der Stromerzeugung kann bis 2050 auf einen Anteil von fast 90 Prozent ansteigen. Außerdem müsste Gas langfristig die Kohlekraftwerke in der flexiblen Erzeugung ersetzen. Das bedingt eine weitere Intensivierung des Ausbaus der Stromnetze, für die weiterhin Akzeptanzprobleme überwunden werden müssen. Darüber hinaus sind mehr erneuerbare Energien sowie eine Teilelektrifizierung in der Fernwärme nötig. Um die damit verbundene Zunahme volatiler Erzeugung aufzufangen, wäre neben einer besseren Vernetzung mit dem europäischen Ausland und einem Aufbau zusätzlicher Speicherkapazität eine Flexibilisierung von Teilen der neuen Stromverbraucher⁴¹ ausreichend. Das wirtschaftliche Potenzial für nationale Power-to-X-Anwendungen ist darüber hinaus begrenzt, da nur selten „Überschussstrom“ anfällt. Diese wären allerdings zur Erreichung höherer Ambitionen zwingend erforderlich.

Im **Ergebnis** können in Deutschland bis 2050 mit den beschriebenen Maßnahmen 80 Prozent der THG-Emissionen gegenüber 1990 eingespart werden. Dabei verteilen sich die Einsparungen unterschiedlich nach Sektoren: In den Sektoren Energie und Haushalte/GHD lassen sich bereits rund 90 Prozent der Emissionen sparen, bei industriellen Prozessemissionen und in der Landwirtschaft ist lediglich eine Reduzierung von etwa 40 bis 50 Prozent möglich. Darüber hinausgehende Einsparungen wären dort nur mit deutlich teureren Maßnahmen zu erreichen bzw. würden sehr unpopuläre Maßnahmen wie CCS oder die Senkung von Emissionen im Tierbestand erfordern.

KAUM STEIGENDE STROMNACHFRAGE TROTZ SEKTORKOPPLUNG

Der **Endenergieverbrauch** in Deutschland sinkt im beschriebenen Pfad über alle Sektoren hinweg deutlich – von etwa 2.460 TWh in 2015 auf etwa 1.600 TWh in 2050 (ein Minus von 34 %). Dafür sind einerseits Effizienzgewinne verantwortlich, vor allem aber die zunehmende Elektrifizierung von Verkehr und Wärme, die in diesen Bereichen eine deutlich effizientere Form der Energiebereitstellung bedeutet.⁴²

Auch die **Nettonachfrage nach Strom** steigt trotz vieler neuer Verbraucher bis 2050 kaum an, da in erster Linie in der Industrie, aber auch in anderen Sektoren erhebliche Effizienzpotenziale gehoben werden können.⁴³ Einerseits entsteht durch das Wachstum der Elektromobilität und durch Wärmepumpen eine neue Stromnachfrage in Höhe von 120 TWh in 2050. Andererseits geht trotz steigender Ausstattungsgrade die Nachfrage heute schon bestehender Verbraucher bis 2050 parallel um fast die gleiche Menge zurück. So wäre beispielsweise sogar die Stromnachfrage im Gebäudesektor trotz 14 Mio. neuer Wärmepumpen bis 2050 fast stabil, weil parallel 4 Mio. elektrische Direktheizungen (vor allem alte Nachtspeicheröfen) aus dem heutigen Bestand redu-

⁴⁰ KfW 70 korrespondiert mit einem Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser von 68 kWh/m²a in Ein- und Zweifamilienhäusern bzw. 53 kWh/m²a in Mehrfamilienhäusern. Details siehe Kapitel 7.1.2.

⁴¹ Zum Beispiel Batteriefahrzeuge, Wärmepumpen und Power-to-Heat in der Fernwärme.

⁴² Beispiel: Eine heutige Wärmepumpe bezieht von vier Einheiten Wärme etwa drei Einheiten aus Umgebungswärme und eine Einheit aus Strom. Sie ersetzt in der Regel einen Gaskessel, der mit Effizienzverlusten alle vier Einheiten aus der Verbrennung von Gas erzeugen muss.

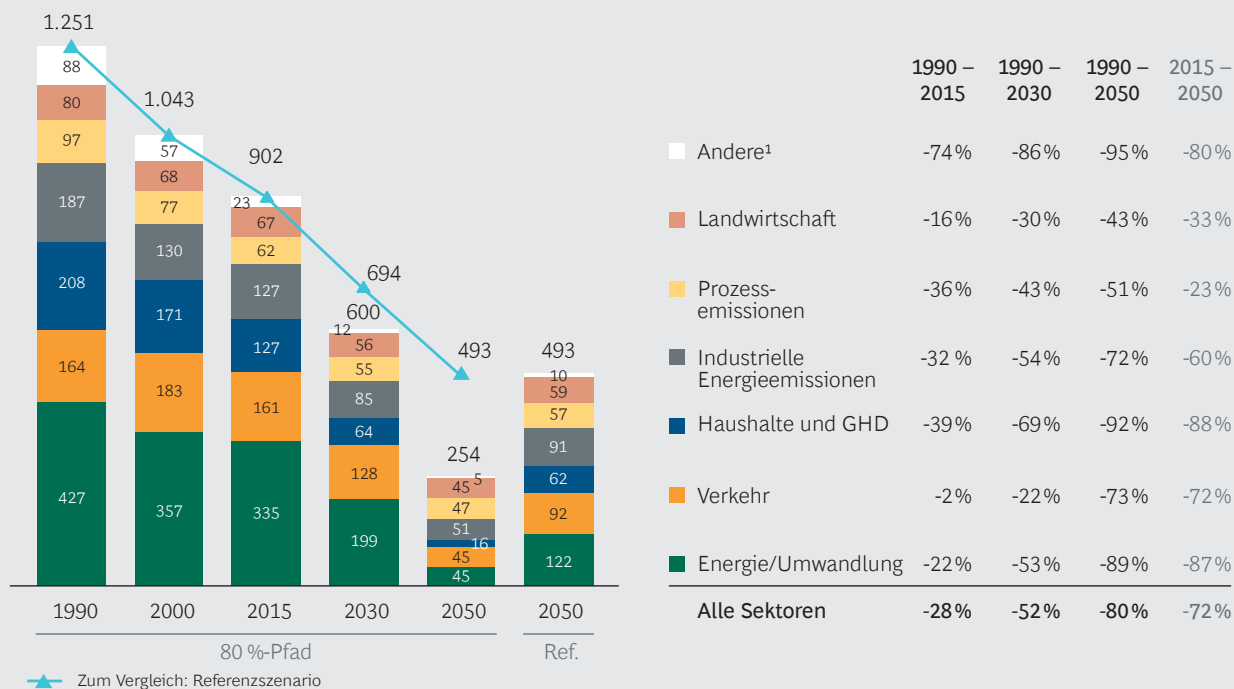
⁴³ Detailrechnung siehe Kapitel 8.

80 %-KLIMAPFAD: 254 Mt CO₂ä VERBLEIBEN IN 2050

ABBILDUNG 10 | Emissionsentwicklung nach Sektoren im 80 %-Klimapfad

THG-EMISSIONEN DEUTSCHLAND 1990 – 2050
(Mt CO₂ä)

SEKTORSPEZIFISCHE EINSPARUNGEN
(%)



¹ Enthält Abfallwirtschaft, flüchtige Emissionen und Militär
Quelle: Prognos; BCG

ziert werden, die einen drei- bis viermal so hohen Strombedarf haben und darüber hinaus meist in schlecht gedämmten Gebäuden stehen.

ERREICHUNG DES 80 %-ZIELS BIS 2050 AUCH OHNE ERREICHUNG DER SEKTORZIELE FÜR 2030 MÖGLICH

Der kosteneffiziente 80 %-Klimapfad für 2050 würde die im aktuellen Klimaschutzplan für 2030 vorgesehenen **Sektorziele** nicht in allen Sektoren einhalten und damit auch insgesamt die 2030er Ziele nicht erreichen (um knapp 35 Mt). Das hat i. W. zwei Ursachen:

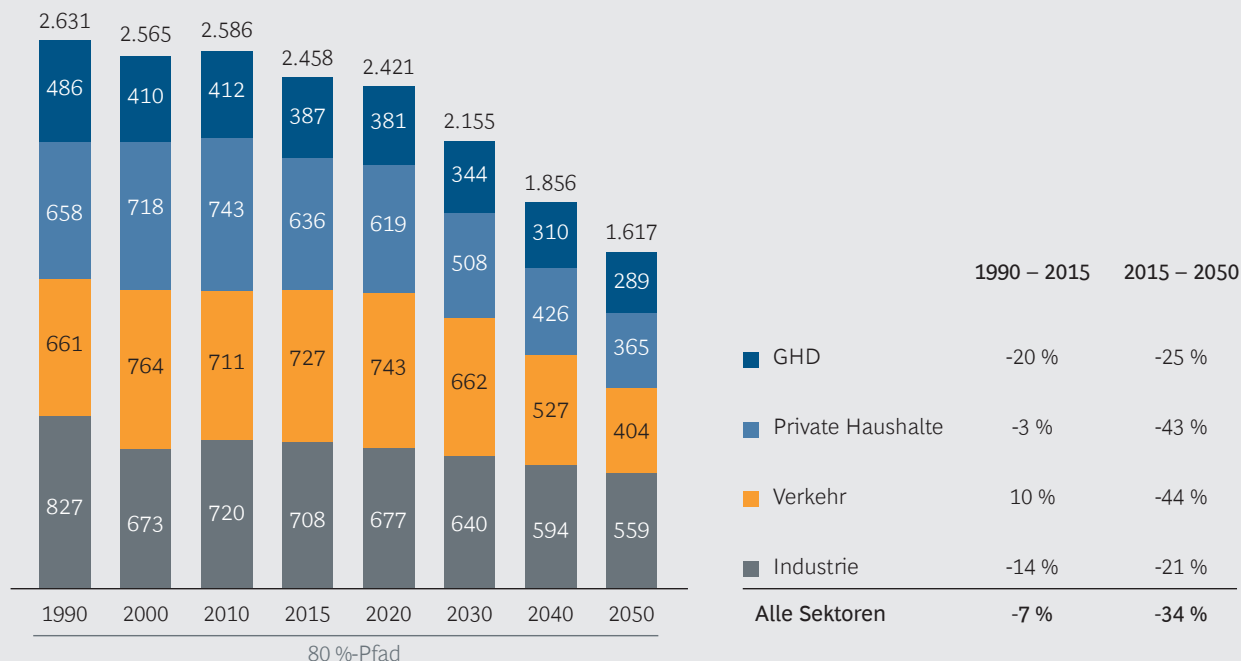
1. In mehreren Sektoren haben Maßnahmen entweder relativ lange **Ramp-up-Zeiten** (z. B. Batterien, Ladeinfrastruktur) oder sind bis 2030 noch sehr teuer, da die nötigen Technologien ihre Lernkurven voraussichtlich noch nicht durchlaufen haben werden. Dies gilt insbesondere im hier unterstellten Szenario der „Nationalen Alleingänge“. Um eine ähnliche Situation wie bei der Photovoltaik zu vermeiden, bei der in einem frühen Stadium der Lernkurve in mehreren Jahren mehr Kapazi-

ENDENERGIEVERBRAUCH SINKT IM 80 %-KLIMAPFAD VON 2015 BIS 2050 UM 34 PROZENT

ABBILDUNG 11 | Endenergieverbrauch nach Sektoren im 80 %-Klimapfad

ENDENERGIEVERBRAUCH NACH SEKTOREN
(TWh)

SEKTORSPEZIFISCHE EINSPARUNGEN
(%)



Quelle: Prognos; BCG

tät zugebaut wurde als heute, ist in solchen Fällen ein langsamerer, nichtlinearer Hochlauf kosteneffizienter.

- Der 80 %-Pfad ist auf eine kostenoptimale Erreichung von 80 Prozent Emissionsvermeidung **in 2050 ausgerichtet**. Die heutigen Sektorziele sollen demgegenüber die spätere Möglichkeit zur Erreichung von 80 bis 95 Prozent offenhalten.

Der **Verkehrssektor** müsste entsprechend seinen Sektorzielen eine Reduzierung auf 95 bis 98 Mt CO₂ä bis 2030 erreichen, was etwa eine 40-prozentige Reduktion gegenüber heute bedeutet. Im 80 %-Klimapfad werden zwar aktuelle EU-NEFZ-Flottengrenzwerte ab 2021 erfüllt, dennoch verbleibt gegenüber dem Ziel der Bundesregierung eine Lücke von 30 Mt. Um diese zu schließen, gibt es im Sektor nur wenige Optionen:

- Eine deutlich umfangreichere Nutzung von **Biokraftstoffen** wäre nur mit Importen möglich, da die national verfügbare Biomasse (vor allem Reststoffe) in anderen Sektoren benötigt wird.
- Eine weitere **Verlagerung** von Verkehrsmengen auf energieeffizientere Verkehrszweige wäre möglich, aber kaum im benötigten Umfang realisierbar.

- **Synthetische Kraftstoffe** auf Basis regenerativer Energie stehen zwar bereits heute zur Verfügung, sind aber aktuell noch in einem frühen Stadium, sodass ihr Einsatz bis 2030 in großen Mengen unrealistisch scheint. Außerdem wäre dies nach heutigem Stand teurer als viele andere THG-Maßnahmen.
- Auch der **Brennstoffzelle** fehlt aktuell noch die technologische Reife, um vor 2030 in größerem Umfang kosteneffizient eingesetzt werden zu können.
- Ein deutlich schnellerer Hochlauf von **Elektro-Pkw** wäre ebenfalls kostenintensiv, da die Batterien einen wesentlichen Teil ihrer Technologiekurve erst noch durchlaufen.
- Die Entscheidung zum Aufbau größerer Oberleitungsinfrastrukturen für den **Lkw-Verkehr** kann aufgrund der Investitionsrisiken und des zeitlichen Vorlaufs für die Erprobung auf den ersten Teststrecken erst in den kommenden fünf bis sieben Jahren getroffen werden, sodass 2030 tatsächlich erst wenige hundert Kilometer elektrifiziert sein könnten. Um im Schwerlastverkehr dennoch schon vor 2030 Emissionen in nennenswerter Höhe einzusparen, müssten daher in größerem Stil Technologien (z. B. Batterie-Lkw, Brennstoffzelle) zum Einsatz kommen, die im 80 %-Pfad sogar bis 2050 aus Kostengründen nur in geringem Maße nötig wären.

HEBUNG VON EFFIZIENZPOTENZIALEN UND KONZENTRATION VON BIOMASSE IN DER INDUSTRIE

Für die **Industrie** ist der 80 %-Klimapfad in erster Linie ein „Effizienzpfad“. In vielen – vor allem nicht-energieintensiven – Branchen existieren weiterhin erhebliche Effizienzpotenziale, die in der Vergangenheit in manchen Unternehmen aufgrund mangelnder Transparenz, nachrangiger Priorisierung oder betriebswirtschaftlich höherer Kapitalkosten nicht gehoben wurden. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist die Aktivierung dieser Potenziale eine der günstigsten Maßnahmen und müsste für eine kosteneffiziente Erreichung der Ziele dementsprechend staatlich motiviert bzw. gefördert werden.

Potenziale liegen vor allem in einer stärkeren Durchdringung und besseren Auslegung effizientester Querschnittstechnologien wie Öfen, Antriebe, Pumpen und Beleuchtung. Darüber hinaus existieren heute schon absehbare Ansätze für zumindest kleinere weitere Maßnahmen zur Emissionsreduzierung auch in sehr energieintensiven Prozessen, wie der Stahlerzeugung, der Grundstoffchemie⁴⁴ oder in Öfen und Mahlanlagen zur Zement- und Kalkproduktion. Durch eine konsequentere Ausnutzung der bestehenden Potenziale könnte die Industrie ihren Endenergieverbrauch gegen einen Wachstumstrend von 708 TWh in 2015 auf 559 TWh in 2050 um ein Fünftel senken.

⁴⁴ Methanol- und Ammoniakherstellung, Steam-Cracking, Chlorelektrolyse.

Eine zunehmende **Digitalisierung** industrieller Prozesse im Sinne der Industrie 4.0 bietet in diesem Kontext eine große Chance, da sie entscheidend zur Identifizierung und einer kosteneffizienten und nachhaltigen Hebung dieser Effizienzpotenziale beitragen kann.⁴⁵ Die Prognosekraft über die Möglichkeiten der nächsten 35 Jahre ist naturgemäß eingeschränkt. Bei einer konsequenten Umsetzung der Digitalisierung wären die weiteren Chancen für energetische Effizienzgewinne und bessere Materialeffizienz aber vermutlich höher als in dieser Studie angesetzt.

Neben mehr Effizienz wird in der Industrie zur Erreichung der Emissionsziele vor allem ein Wechsel heutiger **Energieträger** benötigt. Dafür müsste zunächst die Kohle überall dort aus dem Energieträgermix ersetzt werden, wo sie nicht „stofflich“ benötigt wird. Eine solche stoffliche Nutzung ist aus aktueller Sicht in 2050 vor allem in der Hochofen-Konverter-Route der Stahlproduktion und für die Herstellung von Steinwolle erforderlich.

Darüber hinaus ist ein vorrangiger Einsatz der in Deutschland vorhandenen und energetisch nutzbaren **Biomasse** (vor allem Feststoffe) in der Industrie am sinnvollsten, weil sie hier zur Bereitstellung von Nieder- und Mitteltemperaturwärme mit hohem Wirkungsgrad am effektivsten umgesetzt werden kann.⁴⁶ Beginnend in den 2020er Jahren wäre dafür eine großflächige Umrüstung von Gas- auf Biomassekessel notwendig, wo immer dies logistisch durchführbar ist. Bis 2050 ließe sich so allein über bestehende Reinvestitionszyklen eine Durchdringung von 90 Prozent erreichen.

Im **Ergebnis** könnte die Industrie ihre Energieemissionen im Zeitraum zwischen 2015 und 2050 von 127 Mt CO₂ä auf 51 Mt CO₂ä mehr als halbieren.

Zusätzlich zur bisher beschriebenen Reduzierung energiebedingter Emissionen lassen sich bei **prozessbedingten Emissionen** durch einen noch deutlich konsequenteren Ersatz von FKW-Gasen⁴⁷ in Kühlungsprozessen weitere Emissionsreduzierungen erzielen. Emissionen in Stahl, Chemie, Zement und Mineralölverarbeitung wären allerdings nur mit sehr teuren Maßnahmen oder mit CCS adressierbar. Aufgrund der gesellschaftlichen Vorbehalte gegen diese Technologie kommt sie im 80 %-Klimapfad nicht zur Anwendung. Prozessemissionen in der Zementproduktion steigen im Vergleich zum Referenzpfad sogar wieder an, da durch die abnehmende Kohleverstromung im Energiesektor nicht mehr hinreichend Flugasche als Klinkerersatz zur Verfügung steht.

Insgesamt ließen sich Prozessemissionen damit von 62 Mt CO₂ä in 2015 auf 47 Mt CO₂ä in 2050 reduzieren – das wäre immerhin eine Halbierung gegenüber 1990.

⁴⁵ Industrie 4.0 bedeutet insbesondere eine veränderte Organisation der vernetzten Produktionsprozesse und Logistik, bis hin zu einer Veränderung von Wertschöpfungsnetzwerken, Branchenzuordnungen und Kundenzugängen; z. B. „Losgröße 1“, vollkommen individualisierte Produktion.

⁴⁶ Für eine ausführlichere Dokumentation vgl. Kapitel 5.1.

⁴⁷ Im Montreal-Protokoll von 1987 wurde ein weltweites Verbot von FCKW-Gasen (Fluorchlorkohlenwasserstoffen) beschlossen. Die überwiegend als Ersatz verwendeten FKW-Gase (Fluorkohlenwasserstoffe) haben zwar kein Ozonabbau Potenzial, tragen aber dennoch zum Treibhausgaseffekt bei (mit einem Faktor von 100 bis 23.000 gegenüber CO₂).

DEUTLICH MEHR ELEKTRIFIZIERUNG IM VERKEHR NACH 2030 – AUCH ÜBER OBERLEITUNGEN

Einen wichtigen und kostengünstigen Beitrag zur Emissionsbegrenzung im Verkehr kann eine beschleunigte und stärkere **Verlagerung** der Verkehrsleistung von Pkw und Lkw auf Schiene, Binnenschiff, Bus und nichtmotorisierte Verkehre⁴⁸ in den Städten leisten. Dazu sind vermehrte Investitionen in die Infrastruktur dieser Verkehrsträger sowie in die Kosteneffizienz des Systems Schiene erforderlich.

Dennoch ist darüber hinaus zur Erreichung der Klimaziele auch eine deutliche Reduzierung der Emissionen im **Straßenverkehr** unumgänglich. Für diese Einsparung stehen nach heutigem Stand mehrere, noch nicht voll ausgereifte Optionen zur Verfügung, die sich in den nächsten Jahrzehnten einem Technologiewettbewerb stellen müssen:

- Eine direkte Elektrifizierung über **Batterieantriebe oder Oberleitungen** für Lkw;
- mit aus erneuerbaren Energien erzeugtem Wasserstoff betriebene **Brennstoffzellen**;
- Verbrenner, die zukünftig mit voll-erneuerbaren **Power-to-Liquid-Kraftstoffen** betankt werden könnten;
- Fahrzeuge mit Gasantrieb, die sich langfristig mit voll-erneuerbarem **Power-to-Gas** emissionsfrei betreiben ließen.

Aufgrund ihrer höheren Systemeffizienz⁴⁹ und der absehbaren Kostendegression⁵⁰ ist nach derzeitigem Stand eine direkte Elektrifizierung die günstigste Alternative für einen wesentlichen Teil des Fahrzeugbestands (siehe Kapitel 6). Für eine weitergehende Emissionsreduktion über 80 Prozent hinaus wird aufgrund der unterschiedlichen Nutzungsprofile ein **Technologiemix** zwischen elektrischen Antrieben und Verbrennungsmotoren mit erneuerbaren Kraftstoffen notwendig sein.

Für eine nach heutigem besten Wissen kosteneffiziente Erreichung eines 80 %-Ziels ist bei **Pkw** bis 2050 eine Durchdringung des Bestands mit etwa 60 Prozent **elektrischen Antrieben** erforderlich, was einen Neuzulassungsanteil von über 40 Prozent ab 2030 bedingen würde. Neben **elektrischen Antrieben** können gasbetriebene Fahrzeuge kurz- und mittelfristig zur THG-Reduzierung beitragen. Eine ähnliche Entwicklung ist bei leichten Nutzfahrzeugen kosteneffizient.

Direkte Elektrifizierung ist günstigste Alternative für Großteil des Fahrzeugbestands

⁴⁸ Insbesondere Fuß- und Fahrradverkehr.

⁴⁹ Für einen Kilometer Fahrleistung benötigt selbst ein sehr effizienter Verbrenner mit Power-to-Liquid in 2050 um den Faktor 3 bis 4 so viel Endenergie (Strom) wie ein Fahrzeug mit Batterieantrieb (Brennstoffzelle: 2- bis 3-mal so viel Energie), da in beiden Fällen elektrische Energie erst mit Verlusten in einen Brennstoff umgewandelt werden muss, der dann wiederum mit Verlusten in Antriebsenergie bzw. elektrische Energie für Elektromobilität übersetzt wird. Außerdem entstehen bei der Brennstoffzelle heute durch Flüchtigkeit von Wasserstoff bei langen Stillstandszeiten noch Speicherverluste.

⁵⁰ Bei allen Technologien werden über die nächsten ein bis zwei Jahrzehnte entscheidende Fortschritte und eine deutliche Kostendegression erwartet, weshalb heute noch keine endgültige Technologieentscheidung getroffen werden sollte. Die aktuelle Bewertung in dieser Studie kann daher nur nach bestem heutigen Wissen erfolgen.

Die Umsetzung dieses ambitionierten Pfads setzt eine erfolgreiche Lernkurve bei Batterien sowie den umfassenden Aufbau einer **Ladeinfrastruktur** voraus. Eine noch schnellere Elektrifizierung oder der Einsatz synthetisch hergestellter, THG-neutraler Brennstoffe (Power-to-Liquid/-Gas) wäre zumindest zur Erreichung des nationalen 80 %-Ziels in 2050 nicht erforderlich. Für die Erreichung ambitionierterer Ziele wäre allerdings beides unverzichtbar.

Bei **Lkw** entsteht insbesondere zur Substitution von Dieselantrieben im Güterfernverkehr ein Technologiewettbewerb mit unklarem Ausgang zwischen Oberleitungs-Lkw, Gasantrieben, Diesel-Lkw mit synthetischen Kraftstoffen, reinen Batterie-Lkw und Brennstoffzellen-Lkw.⁵¹ Aus heutiger Sicht ist der Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur für Oberleitungs-Hybrid-Lkw trotz der erforderlichen Infrastrukturinvestitionen die kosteneffizienteste Maßnahme. Dafür müssten zunächst 4.000 km der am intensivsten befahrenen Autobahnstrecken, die heute fast zwei Drittel der gesamten Fahrleistung des Straßengüterverkehrs auf Bundesautobahnen ausmachen, mit eigenen Oberleitungen elektrifiziert werden. Lkw mit Oberleitungs-Hybridantrieben würden auf elektrifizierten Autobahnabschnitten mit einem Pantographen an der Oberleitung und auf nicht elektrifizierten Strecken mit einem konventionellen Dieselmotor⁵² fahren. Mit dieser Maßnahme ließen sich etwa 30 Prozent der deutschen Inlandsfahrleistung im Straßengüterverkehr elektrifizieren.⁵³ Weitere Maßnahmen für die restlichen 70 Prozent wären aus heutiger Sicht zur Erreichung eines 80 %-Ziels zu teuer, es sei denn, die Technologiekosten würden sich durch schnellere Entwicklungen reduzieren.

Da die Geschwindigkeit weiterer Technologiefortschritte bei Batterien, Power-to-Liquid und Brennstoffzellen noch unklar ist, sollte die **Entscheidung** über den Aufbau einer so umfangreichen Infrastruktur allerdings erst Mitte der 2020er Jahre getroffen werden, falls Oberleitungen dann immer noch die kostengünstigste Option zur THG-Minderung darstellen. Parallel sollten alle Technologien weiter vorangetrieben werden, um perspektivisch auch in Kombination mit Oberleitungen eingesetzt werden zu können. In dieser Studie wird der erfolgte Aufbau der ersten großflächigen Leitungen Ende der 2020er Jahre unterstellt.

Über alle diese Maßnahmen hinweg würden **THG-Emissionen** im Verkehrssektor bis 2050 auf 45 Mt CO₂ zurückgehen. Dies entspricht einer Verminderung um 73 Prozent gegenüber 1990.

⁵¹ Oberleitungen werden als Basistechnologie grundsätzlich mit einer anderen Technologie kombiniert. Langfristig können sich mehrere Technologien und deren Kombinationen in unterschiedlichen Anwendungsschwerpunkten durchsetzen.

⁵² Auch in Kombination mit synthetischen Kraftstoffen, Batterien oder Brennstoffzellen.

⁵³ Es wurde nur die Inländerfahrleistung betrachtet. Da zunächst konservativ eine nationale Lösung unterstellt wurde, liegt diese Annahme unter anderen existierenden Potenzialstudien (UBA [2016], *Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050*). Im Falle einer größeren europäischen Lösung wäre ein höheres Potenzial realistisch.

BESCHLEUNIGUNG VON GEBÄUDESANIERUNG UND WÄRMEWENDE

Eine weiterhin erfolgreiche **Wärmewende** bleibt das zentrale Element für THG-Senkungen im Sektor Haushalte und GHD. Dafür ist einerseits eine Beschleunigung der Sanierungsaktivität im Gebäudebestand erforderlich, die andererseits Raum für eine konsequentere Durchdringung erneuerbarer Technologien in der Wärmeerzeugung schafft. Zur Erreichung der Emissionsziele müssen genügend Gebäude energetisch so weit saniert werden, dass sie im Anschluss für eine vollständig erneuerbare Versorgung mit Raumwärme und Warmwasser geeignet sind.

In einem nationalen 80 %-Klimapfad lassen sich Emissionen im Sektor Haushalte und GHD mit folgenden **Maßnahmen** auf lediglich 16 Mt CO₂ä reduzieren:

- Steigerung der jährlichen durchschnittlichen **Sanierungsrate** um 50 Prozent (von 1,1 % auf 1,7 %) bei gleichzeitiger Erhöhung der mittleren Sanierungseffizienz auf langfristig annähernd KfW-70-Effizienzhausniveau in Wohngebäuden.
- Effizientere **Neubauten** mit ca. 30 Prozent weniger Verbrauch bis 2030, die dann in jedem Fall zu 100 Prozent erneuerbar beheizt werden können.
- Deutlicher Ausbau der **Fernwärme** in urbanen Gebieten mit bestehender Infrastruktur (auf etwa 20 Prozent des Wärmemarktes).
- Deutliche Beschleunigung des Einbaus von 14 Mio. **Wärmepumpen** im Gebäudebestand bis 2050, vor allem in Ein- und Zweifamilienhäusern, aber auch zunehmend in Mehrfamilienhäusern und Gewerbeimmobilien.
- Stärkere Durchdringung der **Solarthermie** in Kombination mit anderen Technologien (plus 50 Prozent gegenüber der Referenz in 2050), wo sinnvoll einsetzbar.⁵⁴
- Im Sektor **Gewerbe, Handel und Dienstleistungen** (GHD) weitere Elektrifizierung von Motoren im Sonderverkehr wie auch der Prozesswärme und -kälte sowie Effizienzgewinne von Motoren, Prozesswärme- und -kälteprozessen (minus 8 Mt CO₂ä gegenüber der Referenz).

Maßnahmen zur
Reduktion von
Emissionen im Sektor
Haushalte und GHD

Einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung dieser Einsparungen wird vor allem (aber nicht nur) in Nichtwohngebäuden die **Gebäudeautomation** leisten, die einerseits durch intelligente Verbrauchs-, Lüftungs- und Heiztechniksteuerung direkt zu THG-Einsparungen beiträgt und andererseits eine bessere Identifikation von Handlungsfeldern zur Energieeinsparung und bessere Erfolgskontrolle umgesetzter technischer Maßnahmen ermöglicht. Zudem ist die Gebäudeautomation eine Grundvoraussetzung für Lastenmanagement und Flexibilisierung der Energienachfrage.

Parallel müssten Haushalte und GHD über **Effizienzmaßnahmen** ihren Stromverbrauch minimieren, um zur Emissionsbegrenzung in anderen Sektoren beizutragen. Dafür müsste die Durchdringung bestehender effizientester Standards z. B. bei der

⁵⁴ Das Nutzungspotenzial für Solarthermie ist durch das geeignete Dachflächenpotenzial, das Profil der Wärmeverfügbarkeit gegenüber der Nachfrage und die Dachflächenkonkurrenz mit Photovoltaik begrenzt.

Beleuchtung, bei Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)-Geräten, Pumpen und bei weißer Ware schneller steigen.

Insgesamt können im Sektor Haushalte und GHD mit diesen Maßnahmen im 80 %-Klimapfad mehr als 110 Mt THG-Emissionen gegenüber 2015 eingespart werden – eine über 90-prozentige Senkung im Vergleich zu 1990. Auch der Endenergieverbrauch würde durch einen verbrauchsärmeren Gebäudebestand sowie effizientere Heizungstechnologien und Geräte deutlich sinken.

WEITERER AUSBAU ERNEUERBARER ENERGIE, ENDE DER KOHLEVERSTROMUNG BIS 2050

Auch um durch zunehmende Elektrifizierung anderer Sektoren wirksam Emissionen einzusparen, müsste die **Energiewende** im Stromsektor zur Erreichung eines nationalen 80 %-Ziels noch einmal beschleunigt werden. Bis 2050 wäre ein Anteil von fast 90 Prozent erneuerbarer Stromerzeugung nötig. Parallel müsste Stromerzeugung aus Erdgas für Backup-Zwecke die auslaufende Kohlestromerzeugung ersetzen. Ein solches Backup ist zur Sicherstellung der Stromversorgung an den Tagen und in den Stunden erforderlich, in denen unter anderem mangels Sonnenschein und Windenergie auf konventionelle Energieträger zurückgegriffen werden muss.

Beschleunigter
Zubau von
Erneuerbaren
erforderlich

Dafür müsste einerseits ein weiterer Ausbau **erneuerbarer Erzeugungstechnologien** auf 250 GW installierte Wind- und Photovoltaik-Leistung bis 2050 erfolgen, was einem Zubau von knapp einem zusätzlichen GW netto pro Jahr im Vergleich zur Referenz entspricht. Gleichzeitig müsste die Kohleverstromung bis 2050 auslaufen und durch zusätzliche Erzeugungsleistung von **Gaskraftwerken** ersetzt werden. Für einen linearen THG-Minderungspfad bis 2050 ist dafür ein Auslaufen der letzten **Kohlekraftwerke** Ende der 2040er Jahre ausreichend.

Die effizienteste Nutzung der Gaskraftwerke ist als **KWK-Anlagen** in der Fernwärme möglich, wo sie ebenfalls ältere Kohle-KWK-Anlagen in der Erzeugungsstruktur ersetzen können. Bei der Fernwärme müsste darüber hinaus die Erzeugungsstruktur mit Industrieabwärme, Solarthermie, Geothermie, Power-to-Heat und Hochtemperaturwärmepumpen in Verbindung mit Wärmespeichern ergänzt werden.

Neben weiterem Zubau flexibler Backup-Kapazität ist schließlich der Ausbau von **Systemflexibilität** nötig, um die zunehmend volatile Erzeugungsstruktur auszugleichen. Das erfordert einen entschlossenen Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetzkapazität, der zwischen 2030 und 2050 weiter intensiviert werden müsste, um etwa 8 GW zusätzliche Speicherleistung⁵⁵ und vor allem eine Flexibilisierung elektrischer Verbraucher wie z. B. Fernwärme, Batteriefahrzeuge und Wärmepumpen. Dies würde beispielsweise bedeuten, dass größere Teile der Batteriefahrzeugflotte vor allem in Zeiten umfangreicher Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom geladen werden wür-

⁵⁵ Nach heutigem Stand wird zukünftig ein Mix verschiedener Speichertechnologien für unterschiedliche Anwendungen benötigt. Ein großer Teil wird durch dezentrale Batteriespeicher bereitgestellt (oft mit Photovoltaik kombiniert). Ergänzend könnten zentrale Pump- und Kavernenspeicher oder Redox-Flow-Batterien zum Einsatz kommen. Zusätzlich zur Kapazität am Energiemarkt werden Speicher an vielen Stellen zur Netzstabilisierung benötigt.

den.⁵⁶ Diese Flexibilität bieten hinreichend technisches Potenzial, um in 2050 zu den meisten Zeitpunkten im Jahr die volatile Erzeugung aufzunehmen. Voraussetzung für eine Realisierung sind transparente Preissignale und ein entsprechendes Marktdesign. Das wirtschaftliche Potenzial für nationale Power-to-X-Anwendungen wäre darüber hinaus begrenzt. Diese Anwendungen wären erst zur Erreichung höherer Ambitionen erforderlich.

Im **Ergebnis** würden die Emissionen in der Strom- und Fernwärmeerzeugung im 80 %-Klimapfad bis 2050 auf 37 Mt CO₂ä reduziert. Dies entspricht einem Rückgang von 92 Prozent gegenüber 1990. Der Energie- und Umwandlungssektor insgesamt erreicht Einsparungen von 89 Prozent gegenüber 1990.

EFFIZIENZVERBESSERUNGEN IN LANDWIRTSCHAFTLICHER BODENNUTZUNG

Auch in der **Landwirtschaft** ist zur kosteneffizienten Erreichung des 80 %-Klimaziels ein wesentlicher Beitrag nötig. Im Vergleich zur Referenz müssten 14 Mt CO₂ä zusätzlich eingespart werden, was einer Reduzierung um etwa ein Drittel gegenüber 2015 und 43 Prozent gegenüber 1990 entspricht. Dazu sind bedeutende Zusatzanstrengungen vor allem in der Behandlung von Wirtschaftsdünger und in der Nutzung landwirtschaftlicher Böden erforderlich. Eine Reduzierung von Emissionen im Tierbestand wurde nicht angenommen.

In der **Abfallwirtschaft** verblieben in der Referenz in 2050 nur noch 2,5 Mt THG-Emissionen aus Kompostierung und Vergärung, Abwasser in der Kanalisation und Restemissionen alter Mülldeponien. Für eine endgültige Eliminierung dieser verbliebenen Mengen existieren aus heutiger Sicht keine realistischen Hebel.

Wesentlicher
Beitrag auch aus
der Landwirtschaft

⁵⁶ In dieser Studie wurden i. W. drei flexible Verbraucher unterstellt, die zusammen mit europäischem Stromtausch und flexiblem Backup bereits ausreichen würden, um das volatile Erzeugungsprofil in 2050 weitgehend auszugleichen: 8 GW Power-to-Heat in der Fernwärme, ein ein- bis zweistündiger Warmwasserspeicher bei Wärmepumpen in Gebäuden und ein Anteil von 80 Prozent der Batteriefahrzeuge, die bei geringer Stromverfügbarkeit nur dann geladen würden, wenn sie weniger als 50 Prozent Ladestand oder lange Fahrstrecken vor sich haben (Entladen der Batterie wurde nicht unterstellt). In der Realität steht ein deutlich breiteres Angebot flexibler Verbraucher zur Verfügung und würde sich unter Annahme entsprechend effektiver Marktbedingungen auch einstellen.

2.4 95 %-KLIMAPFAD – WIRTSCHAFT FAST FREI VON FOSSILEN EMISSIONEN

Eine Reduzierung von **95 Prozent THG-Emissionen** bringt Deutschland an die Grenzen des aus heutiger Sicht technisch Möglichen. Vor allem die „letzten Prozente“ auf diesem Weg sind mit hohen Anstrengungen und unpopulären Maßnahmen verbunden, die wohl nur im Falle eines globalen Konsenses zum Klimaschutz realisierbar wären.

Maßnahmen, die für einen 80 %-Klimapfad aus Akzeptanzgründen ausgeschlossen wurden (z. B. CCS, Emissionsreduktion im Tierbestand), werden im nachstehend beschriebenen 95 %-Klimapfad angenommen, wenn es entweder nach heutigem Wissensstand keine technischen Alternativen gibt oder diese um ein Vielfaches teurer wären. Auch darüber hinaus müssen zur Erreichung eines 95 %-Klimaziels mehrere Technologien zur Anwendung kommen, die im 80 %-Klimapfad aufgrund ihrer vergleichsweise höheren Vermeidungskosten ausgeschlossen wurden.

In der realen **Umsetzung** wäre es sinnvoll, stattdessen alle zur Verfügung stehenden Technologien unabhängig vom Reduktionsziel parallel zu verfolgen, solange einerseits die Unsicherheit über zukünftige Lernkurven groß bleibt und andererseits ein 80 %-Klimaziel nur als potenzielle „Wegmarke“ für die Erreichung höherer THG-Reduktionen zu interpretieren ist.

VOLLSTÄNDIGE EMISSIONSREDUZIERUNG IN MEHREREN WIRTSCHAFTSSEKTOREN

Von den in 1990 freigesetzten 1.251 Mt THG-Emissionen entfielen allein 80 Mt (ca. 6 %) auf die Landwirtschaft. Selbst bei einer Halbierung der Emissionen der Landwirtschaft bis 2050 würden diese noch ca. 70 Prozent des zulässigen „Restbudgets“ von 5 Prozent ausmachen. Darüber hinaus gibt es einige Emissionen in industriellen Prozessen und in der Abfallwirtschaft, für deren Eliminierung nach heutigem Stand keine realistischen Optionen existieren. Aus diesen Gründen erfordert die Erreichung eines 95 %-Ziels in vielen Sektoren **Nullemissionen**.

Nullemissionen im **Stromsystem** sind dann erreichbar, wenn verbliebene fossile Erzeugungskapazitäten (vor allem Gas- und Dampf-Kombikraftwerke, Gasturbinen) zu 100 Prozent mit synthetischem Gas aus erneuerbaren Energien („Power-to-Gas“) betrieben werden und mit Gasnetzen und Gasspeichern entsprechend ein saisonaler Speicher entsteht.⁵⁷ Die Wärmeerzeugung in der Industrie lässt sich durch den Einsatz national verfügbarer Biomasse sehr weitgehend „de-fossilisieren“ und könnte so darüber hinaus als biogene Kohlenstoffquelle für die Power-to-Gas-Erzeugung einen Systemnutzen erfüllen.⁵⁸ In der Hochtemperaturwärmeerzeugung kann Biomasse nicht eingesetzt werden, diese müsste ebenfalls auf Power-to-Gas umgestellt werden.

⁵⁷ Bis 2050 entsteht für die Strom- und Fernwärmeerzeugung ein Bedarf an synthetischem Methan von rund 109 TWh Brennstoff, für den eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von ca. 200 TWh erforderlich ist. In der vorliegenden Studie wird unterstellt, dass dieser Bedarf aus Gründen der Versorgungssicherheit zumindest zu knapp 20 Prozent aus nationaler Produktion abgedeckt werden würde. Die nationale Produktion sollte vor allem in der Nähe von Industrieanlagen mit Biomasseverbrennung erfolgen, da sich hier der emittierte biogene Kohlenstoff für die Produktion von Power-to-Gas „recyclen“ ließe.

⁵⁸ CO₂-Emissionen aus Biomasseverbrennung würden abgeschieden und als biogene Kohlenstoffquelle in die Power-to-Gas-Elektrolyse geleitet werden (Carbon-Capture-and-Utilization – CCU).

DER 95 %-KLIMAPFAD AUF EINEN BLICK

ABBILDUNG 12 | Wesentliche Entwicklungen im 95 %-Klimapfad



ELEKTRIFIZIERUNG VERKEHR UND WÄRME

Verkehr und Wärme werden umfassend elektrifiziert – v. a. durch 33 Mio. E-Pkw, 8.000 km Lkw-Oberleitungen, 16 Mio. Wärmepumpen und 15 GW_{el} PtH in der Fernwärme.



GASNETZ ALS NEUER VERBRAUCHER

Nullemissionen im Strom lassen sich nur durch 100% synthetisches Gas in den flexiblen Kraftwerken (Gas-GuD, GT, Motoren etc.) erreichen – das Gasnetz wird zum saisonalen Speicher.



KONZENTRATION BIOMASSE

National verfügbare Biomasse wird in der Industrie konzentriert, um dort biogenes CO₂ zur Power-to-Gas-Erzeugung mit Systemnutzen recyceln zu können.



AUSBAU ERNEUERBARE

Durch die neue Nachfrage würde der Strombedarf auf ~ 715 TWh steigen – um diesen emissionsfrei zu bedienen, wäre eine deutliche Beschleunigung des EE-Ausbaus nötig.



ERHEBLICH MEHR FLEXIBILITÄT

Zur Abdeckung kurzfristiger Schwankungen in der Stromerzeugung ist deshalb auch mehr „direkte“ Flexibilität im System nötig – Im-/Export, Speicher, flexible Verbraucher etc..



IMPORTE PtL UND PtG

Trotz allem bedienen Kraftstoffe auch 2050 noch > 60 % des EEV im Verkehr – dafür und für Teile des Backup-Stroms werden überwiegend synthetische Brenn-/Kraftstoffe aus Ländern mit besserer EE-Verfügbarkeit importiert.



CCS NÖTIG

CCS ist nach heutigem Stand nötig, um Emissionen in der Zementproduktion und der Müllverbrennung zu eliminieren – und ist auch für Stahl, Dampfreformierung und Raffinerien die günstigste Option.



BEITRAG DER LANDWIRTSCHAFT

Energie, Verkehr und Gebäude sind 2050 fast emissionsfrei, dennoch ist zur vollständigen Zielerreichung wohl die Reduzierung von Emissionen im Tierbestand nötig (~ 30% bis 2050).

Anmerkung: PtG = Power-to-Gas, PtL = Power-to-Liquid, PtH = Power-to-Heat, EEV = Endenergieverbrauch, EE = erneuerbare Energien
Quelle: BCG

Solange mögliche Alternativen (z. B. Wasserstoff oder Rückverkohlung) nicht deutlich günstiger werden, wären nach heutigem Stand End-of-Pipe-Lösungen in Form von **CCS** erforderlich, um Prozessemissionen in der Stahl- und Zementproduktion, der Dampfreformierung im Rahmen der Ammoniaksynthese sowie Emissionen bei der Müllverbrennung und Mineralölverarbeitung zu eliminieren.

Raumwärme- und Verkehrsanwendungen müssten **elektrifiziert** werden, wo immer dies möglich ist – durch umfangreichen Ausbau von Wärmepumpen in Gebäuden, Power-to-Heat in der Fernwärme, Batteriefahrzeuge sowie Lkw-Oberleitungen im Güterverkehr.⁵⁹ Für eine vollständige Eliminierung fossiler Emissionen sind darüber hinaus im Verkehr und in der Wärme, vor allem im Flug-, Schiffs- und Schwerlastverkehr und im verbliebenen Bestand an Verbrennern und unsanierten Gebäuden, Importe von erneuerbaren Kraftstoffen (**Power-to-Liquid**) nötig. Dabei würden in Ländern mit günstigeren Bedingungen⁶⁰ für erneuerbare Energien unter Verwendung von CO₂ aus der Luft klimaneutrale synthetische Brennstoffe hergestellt und nach

95 %-Klimapfad:
Nahezu 100 Prozent
THG-Reduktion in
vier Sektoren

⁵⁹ Außerdem, wo möglich, im Schiffs- und Flugverkehr, durch elektrische oder hybrid-electrische Antriebe.

⁶⁰ Zum Beispiel in Ländern mit hoher Sonneneinstrahlung für günstigen Photovoltaikstrom und gleichzeitig hoher Windverfügbarkeit.

Deutschland importiert. Die Wertschöpfungsketten und globalen Lieferwege werden dabei als ähnlich denen für heutige fossile Energieträger angenommen, was der internationalen politischen Umsetzbarkeit zugute käme.

Für eine vollständige Zielerreichung wäre zuletzt außerdem ein weiterer Beitrag der Landwirtschaft erforderlich, für den nach heutigem Stand wohl Teile der Emissionen im **Tierbestand** reduziert werden müssten. Dafür käme ein flächendeckender Einsatz methanausstoßhemmender Futtermittelzusätze in Frage oder als letzte mögliche Maßnahme eine Reduktion der Rinderanzahl in der Milch- und Fleischproduktion.

95 %-ZIEL IST MIT CA. 715 TWH ERNEUERBARER ERZEUGUNG MÖGLICH,
JEDOCH POWER-TO-X-IMPORTE ERFORDERLICH

Durch die **Elektrifizierung** weiterer Verbraucher in den Bereichen Verkehr und Wärme sowie eine Abdeckung von zumindest 10 Prozent des nationalen Power-to-Gas-Bedarfs „aus eigener Kraft“ würde in 2050 die Nettostromerzeugung bei etwa 715 TWh liegen. Diese lässt sich vollständig aus erneuerbaren Energien decken, ohne dass die Potenzialgrenzen in Deutschland erreicht oder überschritten werden.

Diese Strommenge kann angesichts der Herausforderung niedrig erscheinen; im Falle einer sehr viel weitergehenden Elektrifizierung des Verkehrs und der gesamten Industrie sowie eines deutlich umfangreicheren nationalen Einsatzes stromintensiver Umwandlungsprozesse beispielsweise für Wasserstoff, Power-to-Gas und Power-to-Liquid würde sich eine Stromnachfrage im deutlich vierstelligen TWh-Bereich einstellen. Diese Annahmen erscheinen allerdings in mehrerlei Hinsicht unrealistisch: Zum einen lassen sich stromintensive Umwandlungsprozesse für Wasserstoff, Power-to-Liquid und Power-to-Gas in vielen Ländern mit besseren Wind- und Sonnenstandorten erheblich günstiger betreiben als in Deutschland. Außer zur Versorgungssicherheit in der Stromproduktion ist deshalb kaum anzunehmen, dass diese Umwandlungen in Zukunft in größerem Stil national durchgeführt würden. Selbst wenn das gewünscht sein sollte, ist zum anderen in Deutschland nach heutigem Stand der Technik von **Potenzialgrenzen** für den Ausbau erneuerbarer Energien auszugehen, die im Rahmen dieser Studie auf zwischen 800 und 1.000 TWh pro Jahr geschätzt werden.⁶¹ Ein darüber hinausgehender Ausbau müsste hohe Akzeptanzhürden überwinden und würde stetig teurer.

Für viele Maßnahmen, wie z. B. eine umfangreiche Elektrifizierung industrieller Wärme- und Dampferzeugung, existieren außerdem deutlich wirtschaftlichere Alternativen, die sich in einem **Technologiewettbewerb** auch durchsetzen sollten. Maßnahmen, die eine bedeutend höhere Stromnachfrage erzeugen würden, wären aus diesem Grund volkswirtschaftlich aus heutiger Sicht im Nachteil.

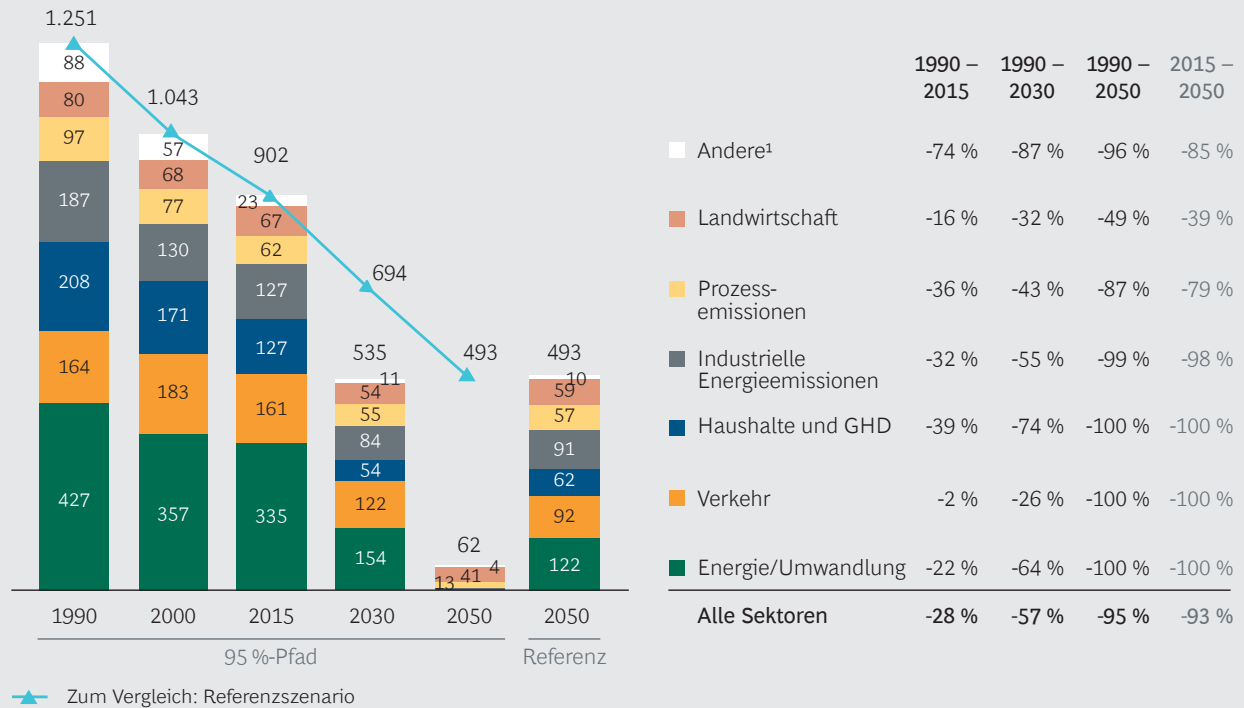
⁶¹ Abschätzung von Prognos und BCG auf Basis eigener Daten und Bundesverband WindEnergie (2012), UBA (2013), *Potenzial der Windenergie an Land*; BVG Associates/WindEurope (2017), *Unleashing Europe's offshore wind potential*. Details siehe Kapitel 8.

95 %-KLIMAPFAD: NAHEZU 100 % THG-REDUKTION IN VIER SEKTOREN

ABBILDUNG 13 | Emissionsentwicklung nach Sektoren im 95 %-Klimapfad

THG-EMISSIONEN DEUTSCHLAND 1990 – 2050
(Mt CO₂ä)

SEKTORSPEZIFISCHE EINSPARUNGEN
(%)



CCS IST IN DER INDUSTRIE FÜR 95 PROZENT THG-REDUKTION AUS HEUTIGER SICHT UNVERZICHTBAR

Zur weitgehenden Eliminierung verbliebener **Prozessemissionen** vor allem bei der Stahlherstellung über die Hochofen-Konverter-Route, der Produktion von Zementklinker und Kalk sowie der Dampfreformierung⁶² existieren nach gegenwärtigem Stand zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus bestehenden Prozessen entweder nur experimentelle⁶³ oder um ein Vielfaches teurere⁶⁴ Alternativen. Auch Emissionen aus der thermischen Abfallverwertung müssten abgeschieden werden, solange die stoffliche Nutzung fossiler Kohlenstoffe nicht ebenfalls ausgeschlossen ist und damit bei der Abfallverbrennung noch vormals stofflich gebundenes CO₂ emittiert. Aus diesem Grund scheint der Einsatz von CCS für die Erreichung eines 95 %-Klimaziels aus heutiger Sicht unverzichtbar.

⁶² Dampfreformierung wird zur Wasserstoffherstellung eingesetzt und vor allem für die Ammoniaksynthese benötigt, in sehr kleinen Mengen auch für andere Produkte wie Methanol.

⁶³ Zum Beispiel alternative mineralische Bindemittel als Ersatz für Zementklinker.

⁶⁴ Zum Beispiel Direktreduktion mit Wasserstoff bei der Stahlproduktion.

Einsatz von CCS in
der Industrie für die
Erreichung eines
95 %-Ziels aus
heutiger Sicht
unverzichtbar

Ein Recycling von CO₂-Emissionen über **Carbon-Capture-and-Utilization (CCU)** käme langfristig nur für die stoffliche Nutzung in Frage, was nach heutigem Stand noch sehr teuer ist.⁶⁵ In der **Stahlproduktion** wäre eine alternative Vermeidung heutiger Emissionen ohne CCS z. B. über die Direktreduktion von Eisenerz mit Wasserstoff und anschließenden Einsatz des reduzierten Eisens in Elektrolichtbogenöfen möglich. Um dieses Verfahren großflächig einzusetzen, müssten jedoch innerhalb der kommenden 30 Jahre alle Verfahren komplett ersetzt werden, verbunden mit der Stilllegung aller Hochöfen und Blasstahlwerke und dem Aufbau insbesondere umfangreicher Kapazitäten zur Wasserstoffherstellung, Direktreduktionsanlagen und Elektrolichtbogenöfen. Zudem würde allein für die Stahlherstellung ein zusätzlicher Stromverbrauch von 130 bis 190 TWh entstehen, der durch einen entsprechenden weiteren Ausbau der erneuerbaren Erzeugung gedeckt werden müsste. Diese Alternative wäre nicht nur mit hohem Kostenaufwand verbunden und aufgrund bestehender Reinvestitionszyklen in der Stahlindustrie kaum realistisch, sondern würde Deutschland an oder über die Grenzen existierender Ausbaupotenziale für erneuerbare Erzeugung bringen. Auch Investitions- und Betriebskosten für CCS wären erheblich, lägen allerdings gegenüber CCU oder wasserstoffbasierten Verfahren um ein Vielfaches geringer. Schwerer wiegt, dass ein gravierendes **Akzeptanzproblem** in der Öffentlichkeit überwunden werden müsste.

Grundsätzlich existieren in Deutschland und in der Nordsee kurz- und mittelfristig hinreichend **Speicherkapazitäten**, um CO₂ aus diesen begrenzten Anwendungen für Jahrzehnte aufzunehmen und dauerhaft zu speichern. Diese Maßnahme kann zwar keine langfristige Lösung darstellen, würde aber zumindest Zeit erkaufen, bis alternative Technologien (vor allem Wasserstoff und CCU) in industriellem Maßstab günstiger geworden sind. Diese könnten langfristig im Rahmen tatsächlicher Reinvestitionszyklen die Abscheidung von CO₂ durch kontinuierlichen Ersatz oder Recycling im Sinne einer Wasserstoff- oder Kohlenstoffkreislaufwirtschaft zurückfahren.

INDUSTRIE MIT CCS UND SYNTHETISCHEM GAS FAST EMISSIONSFREI

Zur Erreichung des 95 %-Klimaziels müssen in der **Industrie** energiebedingte Emissionen vollständig vermieden und Prozessemissionen sehr weitgehend reduziert werden. Signifikant höhere Effizienzgewinne, als für den 80 %-Pfad identifiziert wurden, erscheinen unrealistisch und wurden daher für den 95 %-Klimapfad nicht unterstellt.

Nach Erreichung des **80 %-Ziels** verbleiben in der Industrie noch 51 Mt Energieemissionen. Diese stammen vor allem aus der Verbrennung von Gas zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme (über 500 °C) und einem Restbestand in der Nieder- und Mitteltemperaturwärme, in dem kein Umbau auf Biomassekessel möglich ist, etwa weil logistische Gründe dagegensprechen. Darüber hinaus verbleiben 47 Mt Prozessemissionen, vor allem bei der Stahlherstellung, der Kalk- und Zementklinkerproduktion sowie der Dampfreformierung, und weitere 8 Mt Energie- und Prozessemissionen aus Raffinerien und Kokereien, die im Umwandlungssektor bilanziert sind.

⁶⁵ Die meisten heutigen CCU-Anwendungen nutzen industriell abgeschiedenes CO₂ als konzentrierte Kohlenstoffquelle für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe (z. B. Methanol zur Beimischung in Kraftstoffen oder Treibstoffe über die Fischer-Tropsch-Synthese). Da diese bei anschließender Verbrennung wieder emittieren, wären sie in einem 95 %-Klimapfad nicht zugelassen. Die existierenden stofflichen Anwendungen in der Chemie, die den Kohlenstoff dauerhaft binden, sind gegenüber CCS aktuell noch um ein Vielfaches teurer (z. B. Methanol to Olefins/MTO) oder nur in sehr begrenztem Umfang möglich (z. B. Nutzung für Schaumstoff in Matratzen und Polstermöbeln).

Die verbliebenen industriellen Energieemissionen lassen sich bis 2050 durch einen komplett **erneuerbaren Gasmix** aus Biogas und Power-to-Gas vollständig vermeiden. Ein solcher klimaneutraler Gasmix ist auch für eine vollständige Emissionsreduktion der Stromerzeugung erforderlich. Aufgrund der hohen Kosten in der Herstellung dieser Gase müsste die Industrie allerdings erhebliche Mehrkosten tragen.

Der **stoffliche Einsatz** fossiler Kohlenstoffe in der Chemie wird aus Kostengründen auch in einem 95 %-Klimapfad weiterhin unterstellt, da diese im Falle späterer Emission adressiert werden können, etwa bei thermischer Verwertung von Plastik. Um den dafür nötigen fossilen Feedstock auch in 2050 noch bereitstellen zu können, müsste in der Petrochemie in neue Raffinierungstechnologien investiert werden, die ausschließlich für die Produktion von Naphtha und anderem chemischen Input kalibriert sind. Das würde zusätzliche Investitionen erfordern, ist aber aus heutiger Sicht erheblich günstiger als ein vollständiger Verzicht auf fossile Kohlenstoffe (siehe Kapitel 5.1). Mineralölverarbeitung wäre also trotz ausbleibender Nachfrage nach fossilen Kraftstoffen im Verkehr oder in der Wärme weiterhin notwendig.

Für eine weitgehende Reduzierung der verbliebenen **Prozessemissionen** kommt vor allem CCS in Frage (siehe oben), womit auch verbliebene Energieemissionen der betroffenen Industrien abgeschieden werden könnten. In diesem Kontext entsteht insbesondere für Abscheidung und Verdichtung zusätzlicher Strombedarf, der erneuerbar bereitgestellt werden muss.⁶⁶ Im Anschluss würden lediglich etwa 10 Prozent Restemissionen verbleiben, da in den wenigsten Prozessen mit einer vollständigen Abscheidung des entstehenden CO₂ gerechnet werden kann. Falls einzelne dieser Industrien weiterhin Biomasse für Teile ihrer Wärmebereitstellung nutzen (z. B. Zement), würde über CCS sogar eine „CO₂-Senke“ entstehen.

Emissionsfreie
Erzeugung von
industrieller Hoch-
temperaturwärme mit
synthetischem Gas

Nach der Umsetzung aller Maßnahmen verblieben in 2050 lediglich noch **13 Mt THG-Emissionen**, für deren Vermeidung aus heutiger Sicht keine technischen Optionen existieren. Gegenüber 1990 könnte die Industrie ihre Emissionen dementsprechend um 93 Prozent reduzieren, bei fast vollständig emissionsfreier Energie- und Wärmeversorgung. Übrig blieben nur 6 Mt Restemissionen aus CCS, 2 Mt aus weiteren chemischen Prozessen wie Adipinsäure- und Salpetersäureherstellung⁶⁷, Industrierußherstellung und diffusen Emissionen in der Petrochemie, 2 Mt aus nichtenergetischen Produkten aus fossilen Rohstoffen sowie der Lösungsmittelnutzung, 1 Mt aus Schwefelhexafluorid-Nutzung i. W. in Schutzgasanwendungen und 2 Mt aus anderer Nutzung.⁶⁸

BREITER TECHNOLOGIEMIX IM VERKEHR ERFORDERLICH

Im 95 %-Klimapfad ist ein vollständig emissionsfreier **Verkehr** in 2050 erforderlich, was einerseits eine weitere Durchdringung mit alternativen Antrieben und andererseits die Nutzung alternativer Kraftstoffe erforderlich macht.

Im **Personenverkehr** wäre bis 2050 ein weiterer Ausbau elektrischer Pkw bis auf fast 80 Prozent des Bestands denkbar und notwendig. Im Güterkraftverkehr könnte durch einen Ausbau der Oberleitungen auf 8.000 km Autobahnstrecke zusätzliche Fahrleis-

⁶⁶ Die zusätzliche Stromnachfrage für CCS ist im Stromsektor berücksichtigt.

⁶⁷ 2 Mt CO₂-Ä in Form von Lachgasemissionen.

⁶⁸ Vor allem Emissionen aus der Aluminium-, Glas- und Keramikerstellung sowie aus der Elektroindustrie.

tung elektrifiziert werden.⁶⁹ Außerdem ist längerfristig im Verteilerverkehr bei Lkw bis 12 t maximal zulässiger Nutzlast ein deutlich stärkerer Einsatz von batterieelektrischen Antrieben möglich. Eine Vollelektrifizierung des Verkehrs ist allerdings nach heutigem Stand keine realistische Option, da

- **Schiffe und Flugzeuge** noch lange auf Kraftstoffe angewiesen sein werden (erforderliche Energiedichte des Energieträgers),⁷⁰
- eine vollständige **Elektrifizierung des Straßennetzes** mit Stromleitungen extrem teuer wäre,
- **Batterie-Lkw** für den Schwerlastverkehr trotz erster Ankündigungen aktuell noch nicht absehbar sind und
- im **Pkw-Verkehr** für einen vollelektrischen Bestand in 2050 schon ab 2030 eine vollständige Umstellung der Neuzulassungsstruktur nötig wäre. Das wäre sehr unwirtschaftlich und innerhalb von 12 Jahren kaum realisierbar.

Synthetische Kraftstoffe zur Erreichung eines 95 %-Ziels erforderlich

Sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr wird sich daher aus heutiger Sicht ein **Technologiemix** einstellen müssen, in dem elektrische Fahrzeuge anwendungsabhängig mit Brennstoffzellenfahrzeugen, effizienten Verbrennern und Fahrzeugen mit Gasantrieb koexistieren. Im Flug- und Schiffsverkehr können die Emissionen mit (hybrid-) elektrischen Antrieben gesenkt werden, große Teile der Flotten werden darüber hinaus allerdings weiterhin flüssige Kraftstoffe benötigen. Aufgrund der beschränkten Verfügbarkeit von Biomasse lassen sich Nullemissionen im Verkehr bis 2050 daher nur durch den Einsatz synthetischer Kraftstoffe aus rein erneuerbaren Energien erzielen, die aufgrund der hohen Mengen aus Ländern importiert werden sollten, die weniger Flächenbeschränkungen und bessere Bedingungen dafür haben.

EMISSIONSFREIER GEBÄUDESEKTOR DURCH MEHR SANIERUNG UND VERZICHT AUF FOSSILE ENERGIETRÄGER

Im 95 %-Klimapfad muss der Sektor **Haushalte und GHD** bis 2050 Nullemissionen aufweisen. Dafür sind einerseits eine vollständig emissionsfreie Wärmebereitstellung und andererseits ein vollständiger Verzicht auf fossile Brennstoffe zum Kochen und in gewerblichen Prozessen notwendig.

Zur Erreichung von Nullemissionen im Gebäudebestand ist eine weitere Intensivierung der Gebäudesanierungen erforderlich, mit einer langfristigen durchschnittlichen **Sanierungsrate** von 1,9 Prozent pro Jahr (gegenüber 1,1 % heute) und einer graduellen Erhöhung der **Sanierungseffizienz**. Im modellierten 95 %-Pfad weisen sanierte

⁶⁹ Die 8.000 km meistbefahrenen Autobahnstrecken decken mehr als 90 Prozent der heutigen Ferngüterfahrleistung auf Autobahnen ab. Es wird angenommen, dass damit rund 30 Prozent des Bestands und etwa 40 Prozent der Güterverkehrsleistung schwerer Lkw elektrisch bedient werden. Dafür wäre ab 2030 eine Elektrifizierung von jährlich 400 km Autobahn erforderlich, was diese Technologie an realistische Ausbaugrenzen bringt. Andere Studien (z. B. *Renewability III*, Fraunhofer MKS) gehen bei vergleichbarer Elektrifizierung von 80 Prozent elektrifizierten Lkw im Bestand aus. Die hier getroffenen Annahmen sind also konservativ.

⁷⁰ Eine Umstellung auf vollelektrische Antriebe ist in bestimmten Größenklassen möglich. Bei größeren Schiffen und Flugzeugen sind hybrid-elektrische Antriebe eine Option.

Wohngebäude im Mittel einen Raumwärme- und Warmwasserverbrauch zwischen KfW-55- und KfW-70-Effizienzhaus-Niveau auf.⁷¹

Mit einer knappen Verdoppelung der energetischen Sanierungsaktivitäten gegenüber heute wären 2050 knapp 80 Prozent des Gebäudebestands entweder ersetzt oder saniert. Der dann sanierte Wohngebäudebestand hätte einen durchschnittlichen spezifischen Raumwärmeenergieverbrauch in etwa der Höhe heutiger **Neubauten**. Das ist ausreichend für eine erneuerbare Beheizung.

Die verbleibenden etwa 20 Prozent des Gebäudebestands wären eine Mischung einerseits aus heute noch sehr jungen oder kürzlich sanierten Gebäuden mit bereits hinreichend niedrigem Verbrauch und andererseits aus Gebäuden mit **Dämmrestriktionen**, beispielsweise aufgrund von Denkmalschutz, bei denen eine Sanierung sehr kostenintensiv wäre. Um auch in den letztgenannten Gebäuden einen kompletten Ersatz fossiler Brennstoffe in der Wärme zu erreichen, wären folgende Schritte notwendig:

- Ausbau von Wärmepumpen auch dort, wo zusätzlich in teurere **Flächenheizungssysteme** investiert werden muss oder schlechtere Wirkungsgrade in Kauf genommen werden müssen;
- **Neuerschließung** weiterer Gebiete aus bestehenden Fernwärmenetzen – bei gleichzeitigem Umbau auf 100 Prozent erneuerbare Energien;
- Nutzung von **Biomassekesseln** und teureren **synthetischen Brennstoffen** dort, wo die beiden anderen Alternativen technisch und ökonomisch nicht einsetzbar sind.

Kompletter Ersatz
fossiler Energieträger
in der Wärme

Die verbliebene Versorgung von etwa 1 Prozent der Gebäudefläche über Gaskessel würde nur noch im Rahmen lokaler Lösungen über kleine weiterhin erhaltene Gasnetze mit Biogas oder Power-to-Gas erfolgen, etwa in der Nähe von Industrie- und Biogasanlagen.

Bei **Geräten und Prozessen** sind die verbliebenen 7 Mt direkten THG-Emissionen nach Ausschöpfung der Energieeffizienzpotenziale im 80 %-Klimapfad nur durch Antriebs- und Energieträgerwechsel auf strombasierte Antriebe und Prozesswärmeerzeuger reduzierbar. Der verbliebene Bedarf an flüssigen und gasförmigen Brennstoffen müsste durch biogene und synthetische Energieträger ersetzt werden.

GASNETZ WIRD ZUM SAISONALEN SPEICHER EINES ZU 100 PROZENT ERNEUERBAREN ENERGIESYSTEMS

Auch die **Strom- und Fernwärmeerzeugung** müsste zur Erreichung eines nationalen 95 %-Ziels nahezu vollständig emissionsfrei gestellt werden. Das bedeutet, dass auch flexible Leistung zu fast 100 Prozent durch erneuerbare Energien abgedeckt werden muss.

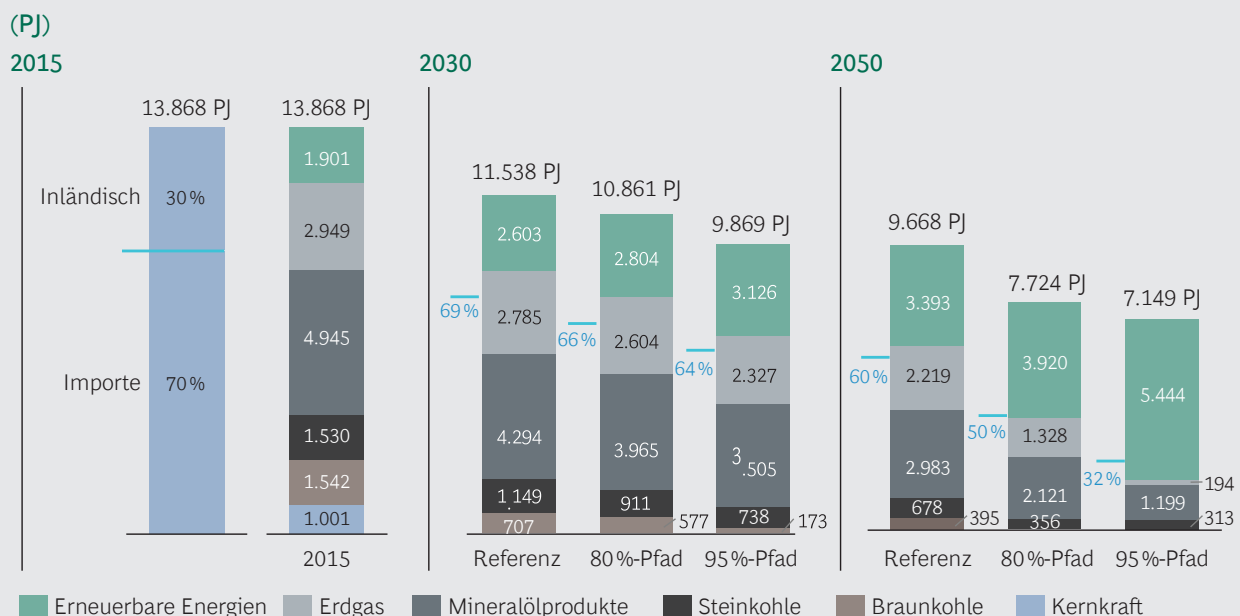
⁷¹ KfW 70 korrespondiert mit einem Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser von 68 kWh/m²a in Ein- und Zweifamilienhäusern bzw. 53 kWh/m²a in Mehrfamilienhäusern, KfW 55 mit 48 kWh/m²a in Ein- und Zweifamilienhäusern bzw. 41 kWh/m²a in Mehrfamilienhäusern. Details siehe in Kapitel 7.

Da langfristige Stromspeicher in großem Umfang absehbar nicht zur Verfügung stehen, wird auch in 2050 noch **flexible Erzeugung** benötigt, um einerseits saisonale Schwankungen und andererseits Perioden mit sehr wenig Wind und Sonne abdecken zu können. Um hierfür bis 2050 keine Parallelinfrastruktur aufbauen zu müssen, bietet sich aus Kostengründen ein Weiterbetrieb der bestehenden Gaskraftwerke, Transportnetze und Gasspeicher an, die in Zukunft mit einer Mischung aus synthetischem Methan, dem verfügbaren Biomethan und einer Beimischung von bis zu 3 Prozent Wasserstoff betrieben werden könnten.⁷² Damit ließe sich gleichzeitig eine emissionsfreie Hochtemperaturwärmeerzeugung in der Industrie sicherstellen. Diese wäre mit fester Biomasse nicht erreichbar, da damit keine hinreichend hohen Temperaturniveaus bereitgestellt werden können.

In der vorliegenden Studie wird unterstellt, dass der hierfür nötige Bedarf an 109 TWh_{Brennstoff} **Power-to-Gas** in 2050 aus Gründen der Versorgungssicherheit zumindest zu knapp 20 Prozent aus nationaler Produktion stammt. Diese sollte vor allem in der Nähe von Industrieanlagen mit Biomasseverbrennung erfolgen, da sich hier der emittierte biogene Kohlenstoff für die Power-to-Gas-Produktion „recyceln“ lässt. Der Rest wird in diesem Klimapfad aus Ländern mit günstigeren Bedingungen für erneuerbare Energien importiert.

ENERGIEMIX WÜRD SICH GRUNDLEGENDE VERÄNDERN, ENERGIEIMPORTE WÜRDEN SINKEN

ABBILDUNG 14 | Energieträgermix und Importanteil nach Klimapfaden



Anmerkungen: 3,6 PJ = 1 TWh; einschließlich internationale Verkehre (von Deutschland ausgehend)
Quelle: Prognos; BCG

⁷² Die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz kann eine kostenreduzierende Maßnahme sein. Aufgrund von Limitationen bei Nutzbarkeit in Infrastruktur (insbesondere Speicher) und bestimmten Verwendungszwecken (insbesondere Glas- und Ziegelproduktion) wurde der Beimischungsanteil auf 3 Prozent begrenzt. Vgl. DVGW, Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan in das Erdgasnetz (2013).

Für einen vollständig emissionsfreien Stromsektor wären an vielen Stellen enorme Anstrengungen erforderlich: Der Ausbau **erneuerbarer Energien** müsste sich nochmals deutlich beschleunigen, bis von den in 2050 erzeugten 715 TWh knapp 590 TWh aus Wind und Photovoltaik stammen – das Fünffache der heutigen Menge. Diese Menge erneuerbarer Energien würde bereits vor 2030 einen noch stärkeren **Netzausbau** als in den Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2017 oder weitere Flexibilisierungsmaßnahmen im Stromsystem erfordern. Ein solcher Ausbau müsste sehr schnell angegangen werden und beinhaltet in Anbetracht der langen Planungszyklen und aktueller Erfahrungen ein erhebliches Umsetzungsrisiko. Darüber hinaus müsste ein weiterer Ausbau von **Stromspeichern** bis auf 30 GW in 2050 erfolgen, zusätzlich zu solchen im Netz. Bis 2050 wäre aufgrund der größeren Stromnachfrage zudem ein höherer Bedarf an flexibler **Backup-Kapazität** notwendig – insgesamt 93 GW gesicherte Leistung (vs. 81 GW im 80 %-Klimapfad).

Fünffache
Stromerzeugung
aus Wind und
Photovoltaik im
95 %-Klimapfad

Die **Fernwärme** müsste ihren Erzeugungsanteil aus Elektrokesseln, Hochtemperaturwärmepumpen und sonstigen Wärmequellen (Abwärme, Solar- und Geothermie) steigern, um eine sinkende Fernwärmeerzeugung aus KWK-Anlagen zu ersetzen. Außerdem müssten beginnend ab etwa 2030 Emissionen aus der Verstromung von Gichtgas, vor allem in der Stahlproduktion mit CCS, abgeschieden und gespeichert werden. Gleiches gilt für Emissionen der verbliebenen Raffinerien, die noch fossilen Feedstock für die stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie produzieren.

Die **Geschwindigkeit** der THG-Reduktion müsste in einem 95 %-Pfad aus zwei Gründen bzw. Auslösern erheblich erhöht werden. Erstens sollte sich bei globalem Konsens für eine hohe Einsparambition – dieser Konsens wird für ein deutsches 95 %-Klimaziel unterstellt – mittelfristig ein hohes CO₂-Preissignal auf internationalen Emissionsmärkten einstellen. Zweitens sind niedrigere Emissionen des Stromsektors ab 2030 Voraussetzung für die frühe Skalierung von Technologien zur Produktion synthetischer Kraftstoffe wie z. B. Power-to-Gas. Da diese sehr viel Strom verbrauchen, würden nur bei deutlich niedrigeren Emissionen des Stromsystems überhaupt Emissionen eingespart.⁷³

Dies macht im 95 %-Klimapfad ein früheres Auslaufen der **Kohleverstromung** notwendig. Folge wäre unter anderem eine vorzeitige Beendigung der Förderung im Tagebau, die sozial und eventuell finanziell ausgeglichen werden müsste. Unter den getroffenen Annahmen, insbesondere zur Entwicklung des CO₂-Preises, liefe die Braunkohleverstromung in Deutschland Anfang/Mitte der 2030er Jahre und die Steinkohleverstromung Mitte der 2040er Jahre aus.

Nur bei Umsetzung aller dieser Maßnahmen wäre der Energie- und Umwandlungssektor bis 2050 nahezu vollständig emissionsfrei zu stellen. Geringe **Restemissionen** entstünden dann lediglich durch den Eigenverbrauch der Raffinerien und aus der Gichtgasverstromung, die nicht vollständig durch CCS eingefangen werden können.

⁷³ Das heutige Stromsystem erzeugt Emissionen in Höhe von etwa 550 g CO₂/kWh, im Vergleich zu etwa 200 g CO₂/kWh bei der Verbrennung von fossilem Erdgas. Um mit dem Ersatz von Erdgas durch Power-to-Gas tatsächlich Emissionen zu sparen, muss aufgrund der Wirkungsgradverluste der Emissionsfaktor im Strom deshalb um mehr als 80 Prozent gegenüber heute sinken (auf unter etwa 100 g CO₂/kWh).

UMFANGREICHER IMPORT ERNEUERBARER POWER-TO-X-KRAFT-/ -BRENNSTOFFE NÖTIG

Insgesamt wären zur Bedienung des verbliebenen **Kraftstoffbedarfs** im 95 %-Klimapfad in 2050 etwa 100 TWh synthetischer Kraftstoffe und 25 TWh Wasserstoff für die nationalen Verkehre notwendig. Hinzu kommen noch einmal etwa 143 TWh, falls auch von Deutschland abgehende internationale Verkehre vollständig emissionsfrei gestellt werden sollten, außerdem etwa 100 TWh synthetisches Gas für Stromsektor und Industrie.

Allein für die Produktion dieser 368 TWh synthetischer Brennstoffe wäre im Jahr 2050 eine erneuerbare Stromerzeugung von insgesamt etwa 740 TWh erforderlich. Diese Menge ist höher als die gesamte Nettostromerzeugung Deutschlands im Jahr 2015 (610 TWh) und im Inland nicht realistisch darstellbar.

Umfangreicher
Import von PtX,
gesamte Brennstoff-
importe sinken
dennoch um drei
Viertel

In der Studie wird unterstellt, dass Deutschland knapp 20 Prozent seines nationalen Bedarfs an Power-to-Gas für die Strom- und Fernwärmeerzeugung aus Gründen der Versorgungssicherheit sowie den Wasserstoffbedarf verbrauchsnahe national erzeugt. Damit ergibt sich in 2050 zur Erreichung eines 95 %-Ziels ein **Importbedarf** für etwa 340 TWh synthetische Brenn- und Kraftstoffe aus Ländern mit besseren Bedingungen für erneuerbare Energien.⁷⁴ Um diese Mengen 2050 verfügbar und zu möglichst niedrigeren Kosten produzieren zu können, müssten die ersten großtechnischen Anlagen schon Mitte/Ende der 2020er Jahre in Betrieb gehen. Dazu wären bereits in den nächsten Jahren erhebliche Anstrengungen hinsichtlich Technologieerprobung und -skalierung sowie Projektentwicklung und -finanzierung notwendig.

Insgesamt würden im Vergleich zu 2015 **Brenn- und Kraftstoffimporte** dennoch um mehr als 75 Prozent zurückgehen (bezogen auf Menge und Energieinhalt), weil außer zur stofflichen Nutzung in der Chemie und der Stahlproduktion fast keine fossilen Mengen mehr importiert werden müssten.

REDUZIERUNG TIERISCHER EMISSIONEN WOHL NÖTIG, ABER NICHT UNBEDINGT DURCH VERZICHT

Die vollständige Erreichung eines nationalen 95 %-Klimaziels ist selbst bei Umsetzung aller denkbaren Maßnahmen in sämtlichen anderen Sektoren nicht ohne einen weiteren Beitrag der **Landwirtschaft** möglich. Konkret müsste die Landwirtschaft zwischen 2015 und 2050 mindestens 26 Mt CO₂e einsparen – das ist eine Reduktion um etwa 50 Prozent gegenüber 1990. In 2050 machen die Emissionen aus der Landwirtschaft dann noch fast 70 Prozent der gesamten deutschen Restemissionen aus.

Gleichwohl wären diese letzten Einsparungen am Ende wohl nur durch eine Reduzierung der Methanemissionen des **Tierbestands** möglich. Diese ist entweder über einen flächendeckenden Einsatz methanausstoßhemmender organischer Futtermittelzusätze oder – als letzte mögliche Maßnahme – über eine 30-prozentige Verkleinerung der deutschen Bestände an Milchkühen und Rindern erzielbar. Als äußerste Alter-

⁷⁴ Weniger Flächenrestriktionen, umfangreiche Verfügbarkeit von Wind und Sonne mit möglichst vielen Volllaststunden. Beispiele wären Nordafrika, Mittlerer Osten etc.

native zur Reduzierung tierischer Emissionen bliebe das Anstreben von „Negativemissionen“ über die Nutzung landwirtschaftlicher Böden als Kohlenstoffsenken oder die Abscheidung und Speicherung von biogenem CO₂ aus Biomasseverbrennung oder aus der Luft. Ersteres wäre nach aktueller Klimabilanzierung allerdings strenggenommen nicht zielrelevant (LULUCF⁷⁵). Bei Letzterem ist eine wirtschaftliche Realisierbarkeit im benötigten Umfang nach heutigem Stand noch schwer absehbar.

⁷⁵ LULUCF bedeutet Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft). Unter dem Akronym werden Maßnahmen im Bereich der Forstwirtschaft und der Landnutzung zusammengefasst. Für die deutschen Klimaziele sind hier bilanzierte Maßnahmen bisher nicht zielrelevant.

Abbildung 15 | Deutschland nach 95 % Treibhausgasreduktion

340 TWH IMPORTE¹
erneuerbarer Brennstoffe
(PtL, PtG, H₂)

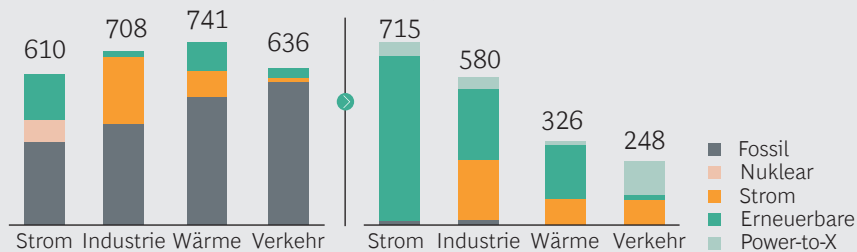
292 GW WIND
UND PHOTOVOLTAIK
(~ 3 mal so viel wie heute)

Verfügbare
BIOMASSE
in der Industrie
konzentriert

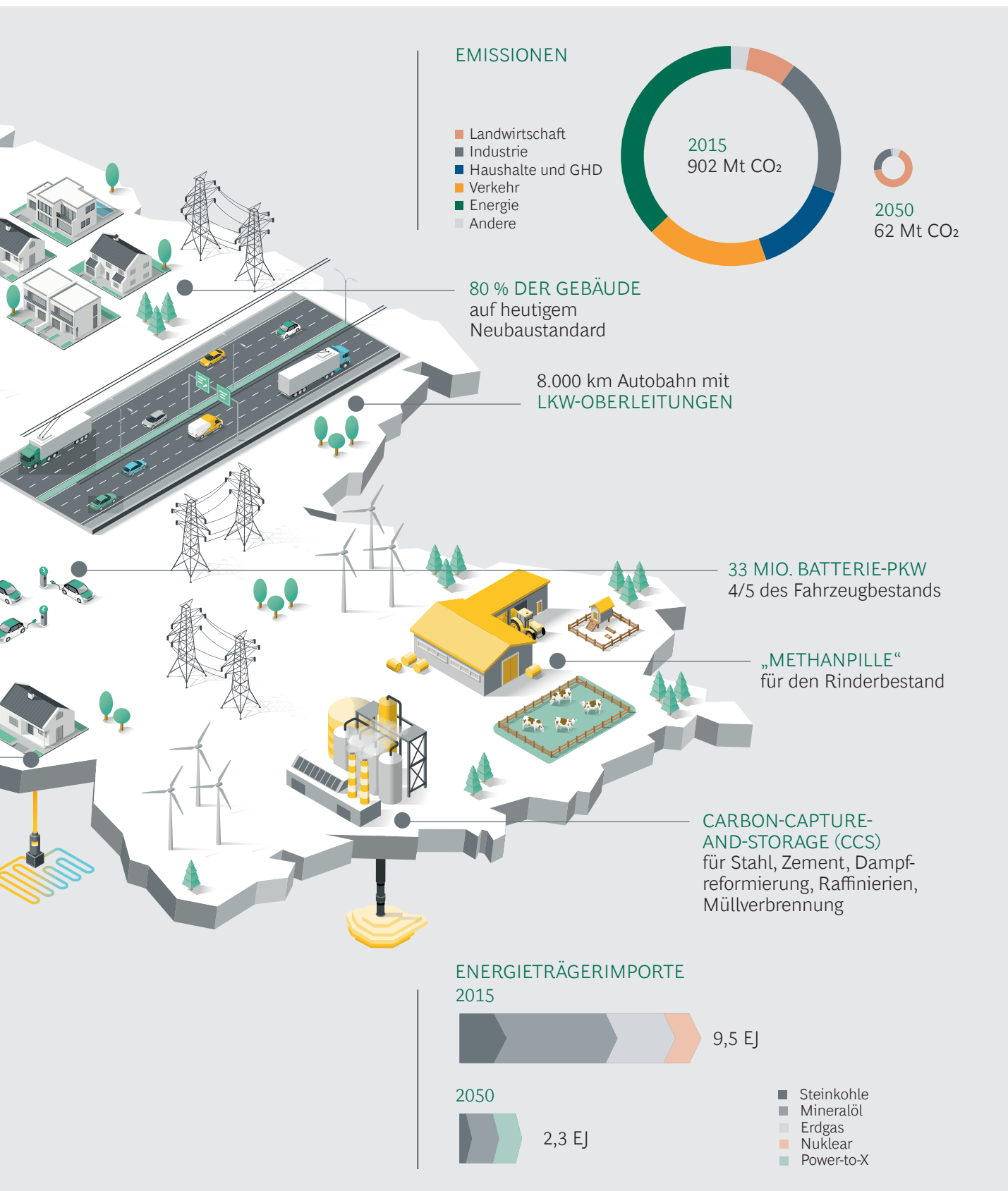
POWER-TO-GAS
aus „recyceltem“ Kohlenstoff, Gasnetz als
„SAISONALER SPEICHER“

16 MIO. WÄRMEPUMPEN,
v. a. in Einfamilienhäusern

ENERGIEERZEUGUNG UND -VERBRAUCH 2015 (TWh) 2050 (TWh)



¹ Einschließlich internationaler Luft- und Seeverkehr (143 TWh)



2.5 BEWERTUNG MÖGLICHER GAME-CHANGER

Vor 35 Jahren wurden in Deutschland noch Kernkraftwerke gebaut, Photovoltaik war praktisch nur in der Raumfahrt im Einsatz, und selbst „Mobil“-Funkbatterien waren höchstens im Auto transportierbar. Da die vorliegende Studie Perspektiven für die kommenden **30 bis 35 Jahre** aufzeigt, ist es sinnvoll und erforderlich, die zukünftigen Möglichkeiten signifikanter Technologieentwicklungen und entsprechender Disruptionen zu betrachten.

GAME-CHANGER KÖNNTEN KLIMAPFADE FUNDAMENTAL VERÄNDERN

Grundsätzlich wurde in der Studie ein **konservatives Vorgehen** gewählt: In den Klimapfaden und der Diskussion von Mehrkosten, ökonomischen Folgekosten und Chancen finden lediglich solche Technologien Berücksichtigung, die aus heutiger Sicht bis 2050 mit hinreichender Sicherheit einsatzreif und in ihrer Wirkung quantifizierbar sind.

Technologien, deren technologische und wirtschaftliche Reife bis 2050 aus heutiger Sicht nicht sicher absehbar ist, die aber bei Entwicklung dieser Reife einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz leisten könnten, werden in diesem Kapitel diskutiert. Diese „**Game-Changer**“ könnten erstens den Technologiemarkt der beschriebenen Klimapfade verändern. Zweitens könnten sie die Erfüllung der Klimaziele entweder in einzelnen

GAME-CHANGER KÖNNTEN KLIMAPFADE IN ALLEN SEKTOREN FUNDAMENTAL VERÄNDERN

ABBILDUNG 16 | Auswahl möglicher Game-Changer nach Sektoren

SEKTORÜBERGREIFEND

Künstliche Intelligenz: Z. B. zur extrem schnellen und kreativ-analytischen Erforschung neuer Materialien (Enabler für Effizienzsteigerung/Prozessinnovation)

Energiespeicher: Neue, preiswerte Technologien wie Redox-Flow-/Festkörperbatterien oder hochkapazitative Kondensatoren sowie deutliche Wirkungsgradsteigerung bei intersaisonalem Speichern

Wasserstoffwirtschaft: Kostengünstige Bereitstellung, Verteilung, Speicherung und Anwendung von Wasserstoff in großen Mengen – auch durch biogene Herstellung über Bakterien und Algen

ENERGIE UND SPEICHER

Dritte Generation PV: Druck von Perowskit- und organischen Solarzellen mit geringen Kosten und großem Anwendungsspektrum

INDUSTRIE

Geschlossene Kohlenstoffkreisläufe: Kostengünstigere CCU-Verfahren zur Umsetzung von CO₂ mit H₂ zu Kohlenwasserstoffen und neue CCS-Verfahren zur permanenten Kohlenstoffbindung ohne Akzeptanzprobleme, z. B. CO₂-Verkohlung

Materialalternativen für Zementklinker: Entwicklung prozessemissionsfreier Bindemittel

Kunststoffe und Grundstoffchemikalien aus nachwachsenden Ressourcen: Kunststoffe auf biogener Basis

VERKEHR

Batterieelektrische Lkw: Kosteneffiziente Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs und auf Langstrecken

Biofuels ohne Konkurrenz zu Nahrungsmitteln: Neuartige, kosteneffiziente mikrobiologische Verfahren zur Umwandlung von Biomassereststoffen in treibhausgasneutrale Flüssigkraftstoffe

Synthetische Kraftstoffe: Starke Kostendegression bei der Herstellung synthetischer Kraftstoffe

GEBÄUDE

Nanoschaum als Dämmstoff: Sprühbare Nanoschäume mit verbesserten Isolationseigenschaften und einfacherer Anwendung

LANDWIRTSCHAFT

Vollwertiger Fleischersatz: Qualitativ gleichwertiger Fleischersatz aus biotechnologischen Prozessen oder eine gesamthafte Synthese der 100+ Geschmacksaromen in Fleisch

Quelle: BCG

Sektoren oder sogar insgesamt einfacher und günstiger gestalten. Zur Erreichung ihrer Einsatz- und Marktreife bedarf es daher zusätzlicher Forschung und Entwicklung.

Die hier beschriebenen Game-Changer stellen keine vollständige Aufzählung aller Technologien dar, deren Marktreife die Klimapfade verändern könnte. Vielmehr wurde eine **selektive Auswahl** aus übergreifenden und sektorspezifischen Technologien getroffen, die bis 2050 eine konkurrenzfähige Marktreife erlangen und die Klimapfade fundamental verändern könnten.

SEKTORÜBERGREIFEND: KÜNSTLICHE INTELLIGENZ, ENERGIESPEICHER UND WASSERSTOFFWIRTSCHAFT

Künstliche Intelligenz (KI) kann beispielsweise bei der Erforschung neuer Materialien verstärkt zum Einsatz kommen – weit über die derzeit bereits erbrachte Forschungsunterstützung mit komplexen Simulationen hinaus. Rasante Fortschritte von KI in den letzten Jahren haben eine Periode des extrem schnellen kreativ-analytischen Erkenntnisgewinns in den Bereich des Möglichen gerückt. KI kann damit neue technische Lösungen ermöglichen und als Beschleuniger für Effizienzsteigerungen und Prozessinnovationen dienen.

Game-Changer
könnten Klimapfade
in allen Sektoren
fundamental
verändern

Bei **Energiespeichern** könnte der Wirkungsgrad der Speicherung von (elektrischer) Energie in Form von Gas, Flüssigkeit oder Wärme deutlich steigen – und so perspektivisch jahreszeitliche Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch wirtschaftlich ausgleichen. Zudem könnten neue Technologien wie Redox-Flow- oder Festkörperbatterien, aber auch Kondensatoren mit graphenartigen Materialien und vielfacher Kapazität die Kosten und Zeitskalen der Energiespeicherung massiv senken. Dies könnte wiederum die Ökonomie der Elektromobilität und von Prosumer-Modellen von Grund auf verändern und zu einer deutlich schnelleren Durchdringung von Elektromobilität und neuen Lösungen im Schwerlastverkehr wie auch Anwendungen in Luft- und Schifffahrt führen.

INDUSTRIE: GESCHLOSSENE KOHLENSTOFFKREISLÄUFE DURCH CCU MÖGLICH

Im Industriesektor könnten **geschlossene Kohlenstoffkreisläufe** durch kostengünstigere **Carbon-Capture-and-Utilization (CCU)-Verfahren** ermöglicht werden. CO₂ könnte unter Zuhilfenahme chemischer oder biotechnologischer Katalysatoren oder „CO-Produzenten“⁷⁶ mit Wasserstoff zu unterschiedlichsten Kohlenwasserstoffen, wie z. B. Methanol, umgesetzt werden und die Basis für eine Vielzahl stofflich benötigter Produkte bilden. Darüber hinaus gibt es bereits im kleineren industriellen Maßstab realisierte Verfahren zur Nutzung von CO₂ als Kohlenstoffbaustein für Polymere. Für diese Verfahren (z. B. Produktion von Polyetherpolyolen, Polycarbonaten) wird kein Wasserstoff benötigt.

Zudem könnte Kohlenstoff durch neue Feststoffspeicher bei **Carbon-Capture-and-Storage (CCS)**, z. B. durch Verkohlung oder Karbonatbildung, permanent gebunden

⁷⁶ Zum Beispiel Bakterien oder Algen.

Exkurs: Wasserstoffwirtschaft

Die Bereitstellung, Verteilung und Anwendung von kostengünstigem Wasserstoff in großen Mengen hätte das Potenzial, als flexibler Energieträger den Umwandlungssektor zu reformieren, und könnte eine breite Anwendung in nahezu allen Sektoren finden. Dabei würde Wasserstoff in mehrfacher Hinsicht einen Beitrag zum Klimaschutz leisten:

- durch eine zeitliche Flexibilisierung der erneuerbaren Energien im Strom durch langfristige Speichermöglichkeit und den Ersatz von Gas bzw. Power-to-Gas bei Spitzenlastkraftwerken;
- durch eine weitreichende Substitution von kohlenstoffbasierten Energieträgern wie Gas oder Biomasse, wodurch die Wärmebereitstellung direkt durch energetische Umsetzung erfolgen könnte;
- durch die Dekarbonisierung des Industriesektors und grundlegende Veränderung von Prozessen (Ersatz der Dampfreformierung in der Ammoniaksynthese, Direktreduktionsverfahren zur Stahlherstellung);
- durch den Einsatz von brennstoffzellenbetriebenen Fahrzeugen auch bei hohen Leistungs- bzw. Streckenanforderungen im Verkehrssektor.

Um die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger flächendeckend ausrollen zu können, wären allerdings fundamentale Fortschritte bei Produktion, Verteilung, Speicherung und Umwandlung notwendig:

- Bei der Erzeugung müssten vor allem Kosten für Elektrolyseure vermindert (z. B. Ersatz teurer Platinkatalysatoren) und Wirkungsgrade gesteigert werden (z. B. Hochtemperaturelektrolyseure). Zudem könnten Bakterien und Algen die biogene Herstellung von Wasserstoff ermöglichen.
- Beim Transport wären eine Kostenreduzierung bei Erhalt der Reinheit und die Minimierung von Verflüchtigung nötig. Ein grundsätzliches Problem stellt die niedrige volumenbezogene Energiedichte bei Normaltemperatur und -druck dar.¹ Der Transport in Hochdrucktanks und eine Verbesserung der Verflüssigungstechnologien könnten Abhilfe schaffen.
- In der Speicherung limitiert die niedrige Energiedichte durch den Bedarf an großen Tanks heute den Einsatz in der Mobilität. Außerdem stellen Leckageverluste einen zusätzlichen Nachteil dar. Neue Wasserstoffspeicher, z. B. auf Basis von Nanomaterialien oder Metallhydriden, müssten diese Hürden überwinden.
- Bei der Umwandlung sind günstigere Brennstoffzellen mit höherer Lebensdauer und besserer Stabilität gegenüber Wetterbedingungen wie Feuchtigkeits- und Temperaturschwankungen nötig. Auch hier müssten mittelfristig alternative Katalysatormaterialien zu den hauptsächlich eingesetzten Edelmetallen (Platin, Palladium) gefunden werden, da diese schnell an Potenzialgrenzen stoßen und bislang aufgrund diffuser Abnutzung nicht recycelt werden können.

¹ Im Vergleich zu anderen Energieträgern wird hier ein größeres Volumen benötigt, um dieselbe Energiemenge bereitzustellen.

und ohne Risiken langfristig eingelagert werden. Auch eine Kreislaufführung als Brennstoff wäre denkbar, allerdings nur bei extrem begrenzten Verlusten.

Materialalternativen für Zementklinker bzw. alternative mineralische Bindemittel, z. B. auf Basis von Magnesiumsilikaten sowie Calcium-Sulfoaluminat-Belit-Binder oder Calcium-Sulfo-Aluminat, könnten zu einer signifikanten Minderung der THG-Emissionen bei der Zementherstellung führen.

Kunststoffe und Grundstoffchemikalien aus nachwachsenden Ressourcen auf biogener Basis könnten die Nachfrage nach fossilen Rohstoffen zur stofflichen Verwertung ebenfalls verringern – und auch negative THG-Emissionen ermöglichen. Hierbei sind allerdings – ähnlich wie bei der energetischen Nutzung – mögliche Potenzialgrenzen bezüglich der nachhaltig verfügbaren Biomasse zu beachten.

VERKEHR: VOLLELEKTRIFIZIERUNG DES SCHWERLASTVERKEHRS DURCH BATTERIEELEKTRISCHE LKW

Im Verkehrssektor könnten **batterieelektrische Lkw**⁷⁷ langfristig eine Vollelektrifizierung von Langstrecken im Schwerlastverkehr auch ohne teure Oberleitungsinfrastruktur ermöglichen und somit eine günstigere Umsetzung der THG-Ziele erreichen.

Des Weiteren könnten **Biokraftstoffe ohne Konkurrenz zu Nahrungsmitteln** entwickelt werden, etwa durch die Herstellung von Biokraftstoffen auf Basis von Mikroorganismen wie z. B. Algen.

Zudem könnte eine erhebliche Kostendegression bei der Herstellung **synthetischer Kraftstoffe** den Weg für eine breite Anwendung von treibhausgasneutralen Kraftstoffen im Verkehr, in Industrieprozessen oder auch zur Weiterverarbeitung zu stofflichen Produkten (z. B. zu Kunststoffen) ebnen.

GEBÄUDE: VEREINFACHUNG DER GEBÄUDEDÄMMUNG DURCH SPRÜHBARE NANOSCHÄUME

Im Gebäudesektor könnten **sprühbare Nanoschäume** als Dämmstoff entwickelt werden und durch verbesserte Isolationseigenschaften sowie eine einfachere Anwendung die Dämmung des Gebäudebestands massiv erleichtern. Erste Laborergebnisse deuten hier auf Machbarkeit und Potenzial hin.

ENERGIE: WEITERE DEZENTRALISIERUNG DURCH DRITTE GENERATION PHOTOVOLTAIK

Der Umwandlungssektor könnte durch die **dritte Generation der Photovoltaik-Technologie** revolutioniert werden und die Energiewirtschaft dadurch erheblich dezentralisiert werden. Perowskit- und organische Solarzellen könnten kostengünstig gedruckt werden, wodurch sich Preise und Anwendungsspektrum der Photovoltaik sprunghaft verbessern würden. Dies würde auch den Druck auf die Kostenentwicklung stationärer Speicher verringern.

⁷⁷ Zum Beispiel mit Konzepten zum Batterieaustausch.

LANDWIRTSCHAFT: EMISSIONSMINDERUNG DER TIERHALTUNG DURCH VOLLWERTIGEN FLEISCHERSATZ

Qualitativ gleichwertiger Fleischersatz aus biotechnologischen Prozessen oder eine gesamthafte Synthese der mehr als einhundert Geschmacksaromen im Fleisch könnte den Bedarf an Tierhaltung verringern und damit zur Reduktion von Methan- und Lachgasemissionen beitragen, die sich bei konventioneller Fleischproduktion nur schwer vermeiden lassen.

3 ÖKONOMISCHE EFFEKTE DES KLIMASCHUTZES

3.1 VERMEIDUNGSKOSTEN, INVESTITIONEN, MEHRKOSTEN

3.1.1 VERMEIDUNGSKOSTEN DER THG-MAßNAHMEN

Die vorliegende Studie identifiziert aus heutiger Sicht kosteneffiziente Pfade zur Erreichung der deutschen Klimaziele. Diese berücksichtigen existierende Umsetzungsbeschränkungen wie Potenzialgrenzen, Ramp-up-Pfade zur Umstellung auf neue Technologien sowie Reinvestitionszyklen und sind innerhalb solcher Beschränkungen nach direkten **volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten** priorisiert. Dabei ist zu beachten, dass sich die betriebswirtschaftliche Perspektive unter aktuellen Rahmenbedingungen von dieser volkswirtschaftlichen Betrachtung unterscheiden kann. Von den Ergebnissen dieser Optimierung wurde nur in solchen Fällen abgewichen, bei denen größere Akzeptanzhürden eine Umsetzung unwahrscheinlich machen.¹ Die folgenden Maßnahmen wurden daher nicht oder nur eingeschränkt einbezogen:

- Eine Verzögerung des Kernenergieausstiegs;
- der Import oder die Umwidmung von größeren derzeit landwirtschaftlich genutzten Flächen zum Anbau von Biomasse;
- Suffizienzmaßnahmen², wie beispielsweise kleinere Autos oder Wohnungen;
- Carbon-Capture-and-Storage (CCS) nur dann, wenn keine anderen realistischen oder nur substanziell teurere Alternativen zur Verfügung stehen;
- die Reduktion von THG-Emissionen im Tierbestand erst als letzte mögliche Maßnahme.

Maßnahmen werden nach direkten volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten priorisiert

BERECHNUNG DIREKTER VOLKSWIRTSCHAFTLICHER VERMEIDUNGSKOSTEN

Im Folgenden werden zunächst die in dieser Studie angesetzten methodischen Grundsätze zur Berechnung direkter volkswirtschaftlicher Vermeidungskosten beschrieben.

¹ Weitere mögliche Kriterien wie eine faire Lastenverteilung, regionale Belastungen oder Strukturwandelprozesse wurden bei der Optimierung der Klimapfade nicht einbezogen, ein Ausgleich sollte aber politisch berücksichtigt werden (siehe Kapitel 4).

² Die begrenzte Verlagerung von Personenverkehr auf effizientere Verkehrsmittel kann als Suffizienzmaßnahme interpretiert werden, wird allerdings ausschließlich über Investitionen in den Komfort dieser Verkehrsmittel angereizt. Gleichzeitig bedeutet jede klimaschutzbedingte Mehrausgabe für einen Endverbraucher den impliziten Verzicht auf alternativen Konsum.

Verursachte THG-Emissionen: Einer Maßnahme werden alle verursachten THG-Einsparungen zugerechnet, d. h. nicht nur eingesparte Quellenemissionen, sondern auch eingesparte Emissionen bei der Erzeugung von Strom und Fernwärme. Wenn durch den Einbau effizienterer Beleuchtung z. B. weniger Strom verbraucht wird, werden die damit dort eingesparten THG-Emissionen im Umwandlungssektor dieser Maßnahme zugerechnet.

„Efficiency first“: In der Zurechnung von THG-Einsparungen zu einzelnen Maßnahmen wird folgende Reihenfolge verwendet: 1. Effizienz, 2. THG-Emissionsreduktion der Strom- und Fernwärmeerzeugung, 3. Energieträgersubstitution. An einigen Beispielen soll erläutert werden, was dies konkret bedeutet:

1. Effizientere Beleuchtung spart in einem bestimmten Jahr Strom. Die damit verbundenen THG-Einsparungen werden mit dem Emissionsfaktor des Stromsystems zu Beginn des Jahres berechnet.
2. Im selben Jahr erfolgt ein Ausbau der Photovoltaik, der ebenfalls THG-Emissionen im Stromsystem spart. Diese Einsparungen werden auf die (jetzt niedrigere) Stromerzeugung nach Berücksichtigung aller Effizienzmaßnahmen berechnet.³
3. Im selben Jahr erfolgt der Austausch eines Verbrenners durch einen Batterie-Pkw. Das spart THG-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Kraftstoffe, erzeugt aber neue THG-Emissionen im Stromsystem. Diese neuen THG-Emissionen werden mit dem Emissionsfaktor des Stromsystems am Ende des Jahres berechnet.

Kumulierte THG-Einsparungen: Die hier gezeigten Vermeidungskosten sind mit kumulierten THG-Einsparungen bis 2050 berechnet. Das ist wichtig, weil die Studie Vermeidungskosten im Zeitverlauf optimiert und diese sich nicht für alle Maßnahmen linear entwickeln.⁴

Durchschnittliche Kosten: Analog werden alle tatsächlichen Kosten einer Maßnahme im Zeitverlauf bis 2050 berücksichtigt und damit durchschnittliche Vermeidungskosten über den Betrachtungszeitraum ausgewiesen. Die Kurve bildet also nicht das Ende der Lernkurve ab, sondern berücksichtigt alle Kosten von 2015 bis 2050, wie sie im effizienten Ausbaupfad tatsächlich anfallen würden. Für Technologien, die eine starke Dynamik im Zeitverlauf aufweisen, ist diese Dynamik in den Sektorbetrachtungen (Kapitel 5 bis 9) detaillierter dargestellt.

Annualisierte (Mehr-)Investitionen: Alle nötigen Mehrinvestitionen in Geräte und Infrastruktur werden sektorübergreifend berücksichtigt und über die Lebensdauer des Assets annualisiert. Das bedeutet z. B., dass für die Umstellung auf Elektromobilität Mehrinvestitionen für den teureren Pkw, die zusätzlich benötigte Ladeinfrastruktur und die zusätzlich beanspruchte Verteilnetzinfrastuktur im Stromsystem berücksichtigt wurden.

³ Bei Maßnahmen innerhalb des Umwandlungssektors wurde folgende Reihenfolge gewählt: Zunächst verdrängt Gas Kohle aus dem flexiblen Backup. Im Anschluss verdrängen erneuerbare Energien Gas aus der Erzeugung.

⁴ Zum Vergleich: In McKinsey & Company (2007), *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*, wurden Vermeidungskosten stattdessen für einzelne Jahre (2020 und 2030) ausgewiesen.

Betriebskosten und -einsparungen: Darüber hinaus werden alle neuen und eingesparten Betriebskosten einbezogen.⁵ Beispielsweise bedeutet die Umstellung auf Elektromobilität zwar Einsparungen bei Benzinkosten, gleichzeitig entstehen aber auch neue Stromkosten für die Fahrleistung des Pkw.

Stromkosten gleich Systemkosten: Anstelle eines nutzerabhängigen Strompreises gehen bei allen stromverbrauchenden und -sparenden Maßnahmen die vollen Stromsystemkosten je Energieeinheit (MWh) als Betriebskosten ein. Diese enthalten alle Kosten des gesamten Erneuerbare-Energien-Parks, der Netzinfrastruktur auf allen Netzebenen, der flexiblen Backup-Kapazität, Brennstoffkosten sowie die Kapitalkosten verdrängter Kraftwerke, die noch nicht das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht hatten.

CO₂-Kosten: Vermiedene CO₂-Kosten im EU-ETS werden in der Analyse nur im Stromsektor berücksichtigt, da sie in der Industrie durch Ausnahmetatbestände in der Realität schwer zu quantifizieren sind und für die Studie in der Industrie ein Carbon-Leakage-Schutz angenommen wurde.

Volkswirtschaftliche Perspektive: Importe werden mit Grenzübergangspreisen bewertet; Steuern, Förderungen oder Zölle werden nicht berücksichtigt.⁶ Alle Kosten und Einsparungen werden mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 Prozent berechnet.⁷ Die betriebswirtschaftliche Sicht kann sich davon naturgemäß unterscheiden. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvolle Maßnahmen müssen sich nicht zwingend auch für den Entscheider lohnen. Gleichzeitig können Maßnahmen mit vergleichsweise hohen volkswirtschaftlichen Kosten für Entscheider günstiger sein, wenn diese z. B. höhere Energieträgerpreise bezahlen.

Diskontiert auf 2015: Alle Mehrkosten und Einsparungen werden mit 2 Prozent volkswirtschaftlichem Realzins auf das Jahr 2015 diskontiert, um die volkswirtschaftliche Zeitpräferenz abzubilden. Die ausgewiesenen Werte unterscheiden sich daher von Vermeidungskosten in jedem beliebigen Jahr.

VIER FÜNFTEL DER MAßNAHMEN IM 80 %-PFAD HABEN POSITIVE DIREKTE VERMEIDUNGSKOSTEN

Abbildung 17 zeigt die durchschnittlichen direkten volkswirtschaftlichen **Vermeidungskosten** aller Maßnahmen im 80 %-Klimapfad. Die Breite der Balken stellt die zusätzliche THG-Einsparwirkung der jeweiligen Maßnahme in 2050 über den Referenzpfad hinaus dar.⁸ Mehrere Aspekte sind für die Interpretation dieser Kurve zu beachten:

⁵ Die zugrunde liegenden Preis- und Kostenentwicklungen entsprechen denen aus der Referenz bzw. dem Szenario „Nationale Alleingänge“.

⁶ Die Nutzung von Grenzübergangspreisen bedeutet, dass zur Berechnung von Importkosten im Ausland zu tätigende Investitionen (z. B. in Power-to-X-Technologie) dort mit betriebswirtschaftlichen Zinsen berechnet werden.

⁷ Zum Vergleich: In McKinsey & Company (2007), *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*, wurden Vermeidungskosten aus Entscheiderperspektive aufgezeigt, wofür einerseits unterschiedliche Diskontierungssätze (4 Prozent für Privatverbraucher bis 9,5 Prozent für die Industrie) und andererseits entscheidungsspezifische Verbraucherpreise als Berechnungsgrundlage genutzt wurden.

⁸ Eine weniger aggregierte Version dieser Kurve wird für jeden der Sektoren im jeweiligen Sektorkapitel gezeigt.

- **Alle Maßnahmen** auf der Kurve sind zur Erreichung des 80-prozentigen Reduktionsziels nötig, da günstige Maßnahmen entweder kein höheres Potenzial haben oder in größerem Umfang teurer würden als abgebildet. Das wäre z. B. im Verkehrssektor der Fall, in dem für einen größeren Anteil an Elektrofahrzeugen bereits zu einem früheren Zeitpunkt in der Lernkurve investiert werden müsste. Ähnliches gilt bei der Gebäudesanierung, wo die Kosten pro eingesparter Tonne THG-Emissionen mit wachsender Sanierungsrate und -effizienz steigen, wenn bestimmte Schwellenwerte bei der Umsetzungsintensität oder bei der eingesetzten Technik überschritten werden.⁹
- Auch Maßnahmen mit negativen Vermeidungskosten – d. h., Kosten für die Emissionsminderung sind niedriger als verursachte Einsparungen – müssten zusätzlich durch **politische Instrumente** angereizt werden, da sie entweder aus betriebswirtschaftlicher Perspektive dennoch unwirtschaftlich sind oder dafür heute Umsetzungshürden bestehen.

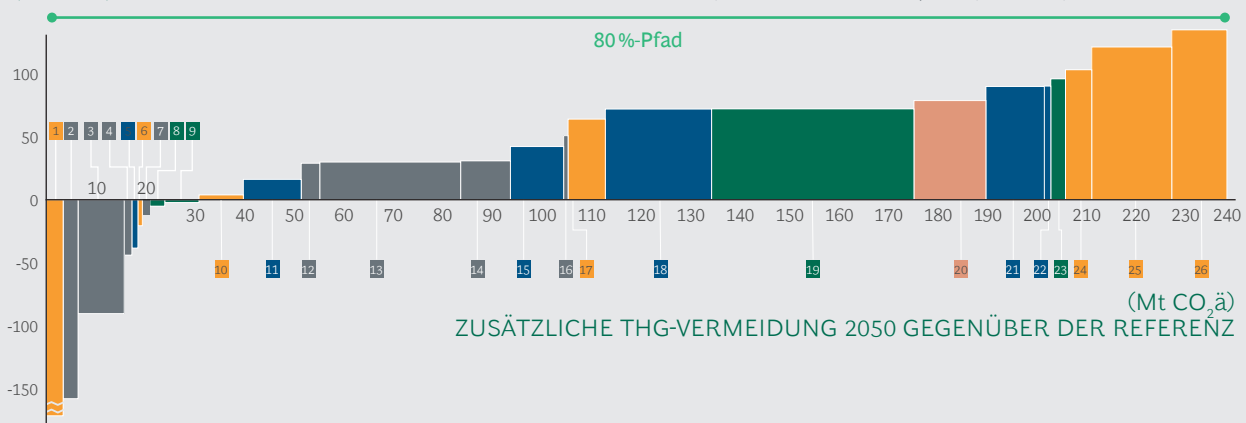
80 %-KLIMAPFAD: VIER FÜNFTEL DER MAßNAHMEN HABEN POSITIVE VERMEIDUNGSKOSTEN

ABBILDUNG 17 | Sektorübergreifende Vermeidungskosten im 80 %-Klimapfad

DURCHSCHNITTliche VERMEIDUNGSKOSTEN GEGENÜBER DER REFERENZ

(€/t CO₂ä)

Nur direkte Kosten, volkswirtschaftliche Perspektive, kumuliert, diskontiert auf 2015



- 1 Verkehrsmittelverlagerung (von Straße auf Bahn, Schiff, Bus, nichtmotorisierte Verkehre)
- 2 Energieeffizienz durch Einsatz von IE3-/IE4-Motoren und Frequenzumrichter
- 3 Energieeffizienz bei Querschnittstechnologien
- 4 Ausbau der Solarthermie zur Wärmebereitstellung in der Industrie
- 5 Ausbau der Solarthermie in der Raumwärme- und Warmwasserversorgung in Haushalten und GHD
- 6 Sonstige Effekte im Verkehrssektor
- 7 Anlagenmodernisierung in der Methanol- und Ammoniakherstellung und bei Steam-Crackern
- 8 Ausbau von Wind Onshore
- 9 Ausbau von Wind Offshore
- 10 Fahrzeugeffizienz im Straßengüterverkehr
- 11 Geräte und Prozesse in Haushalten und GHD: Effizienzmaßnahmen und Energieträgersubstitution
- 12 Stahl: Energieeffizienz bei der Hochofen-Konverter-Route, Prozessoptimierung Lichtbogenofen
- 13 Substitution von Erdgas durch Biomasse in Nieder- und Mitteltemperaturwärme (< 500 °C)

- 14 Substitution von HFKWs/FKW, u. a. bei Kühlung und Klimatisierung
- 15 Aus- und Umbau der Fernwärme
- 16 Neue bzw. modernere Öfen und Mahlanlagen bei Zement- und Kalkproduktion
- 17 Antriebswechsel schwere Nutzfahrzeuge (Oberleitung, Gas, FC, BEV)
- 18 Ausbau von Wärmepumpen
- 19 Auslaufen Kohleverstromung, Ersatz durch Gas
- 20 Maßnahmen Landwirtschaft (z. B. Vergärung von Gülle in Biogasanlagen)
- 21 Erhöhung der Sanierungsrate auf 1,7 % p. a. im Gebäudebestand
- 22 KfW-40-Niveau in Wohngebäuden (Neubau) ab 2030
- 23 Ausbau Photovoltaik
- 24 Antriebswechsel leichte Nutzfahrzeuge (BEV, Gas, FCV)
- 25 Antriebswechsel Personenstraßenverkehr (BEV, PHEV, FCV, Gas)
- 26 Niedrigerer Verbrauch von Straßenfahrzeugen

Industrie Energie Gebäude Verkehr Landwirtschaft

THG-Vermeidung bezieht sich auf verursachte Emissionen 2050 und stellt die Abweichung gegenüber den THG-Emissionen der Referenz im Jahr 2050 dar. Vermeidungskosten zeigen direkte volkswirtschaftliche Vermeidungskosten. Sie ergeben sich aus kumulierter THG-Vermeidung 2016 – 2050 sowie kumulierten Kosten und Einsparungen 2016 – 2050 und sind auf das Jahr 2015 diskontiert. Investitionen sind mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 % annualisiert. Stromkosten wurden in allen Sektoren mit Systemkosten, Importe mit Grenzübergangspreisen bewertet
Quelle: BCG

⁹ Beide Entwicklungen werden in ihren jeweiligen Sektorkapiteln noch einmal im Detail beschrieben.

- Auch mit der Umsetzung **teurer Maßnahmen** müsste in der Regel bereits früh begonnen werden, da sie sonst ihr notwendiges Einsparpotenzial bis 2050 nicht vollständig erreichen können.

Insgesamt haben etwa 80 Prozent der erforderlichen Maßnahmen positive direkte Vermeidungskosten – die emissionsminimierenden Maßnahmen kosten also mehr, als sie einsparen. Die teuersten erforderlichen Maßnahmen zur Erreichung des 80 %-Klimapfads haben Vermeidungskosten von etwa **100 bis 135 Euro** pro eingesparter Tonne CO₂.

Die günstigste Maßnahme ist – trotz der dafür notwendigen Infrastrukturinvestitionen – eine zunehmende **Verlagerung von Personen- und Güterverkehr** auf effizientere Verkehrsträger.

Vergleichsweise günstig sind darüber hinaus vor allem viele **Effizienzmaßnahmen**, die den Energieverbrauch in Industrie, Haushalten und Gewerbe begrenzen. Ohne zusätzliche – auch finanzielle – Anreize würden diese in der Praxis aus verschiedenen Gründen dennoch nicht umgesetzt: Betriebswirtschaftliche Entscheider zahlen teilweise andere Energiepreise (z. B. durch Ausgleichsregelungen für stromintensive Industrien), haben deutlich höhere Kapitalkosten und Renditeerwartungen als die Volkswirtschaft und müssen darüber hinaus oftmals Informations-, Transparenz- oder Priorisierungshürden überwinden.

Verkehrsträger-
verlagerung und
Effizienzmaßnahmen
mit geringsten
Vermeidungskosten

Dank sinkender Kosten bei der Stromerzeugung und steigender CO₂-Preise ist ein Ausbau der **Windenergie** trotz damit verbundener Netzinvestitionen zunehmend wirtschaftlich. Da erneuerbare Energien bereits in der Referenzentwicklung stark ausgebaut werden, ist ihr zusätzlicher Einspareffekt im 80 %-Klimapfad vergleichsweise gering. Der Ausbau von **Photovoltaik** hat im Gegensatz dazu weiterhin deutlich höhere Vermeidungskosten, da ein großer Teil davon auf Dachflächen geschieht und zusätzliche Verteilnetzinvestitionen erforderlich sind. Dennoch ist in einem erneuerbaren Stromsystem aus Gründen der Systemoptimierung ein Technologiemix anzustreben.

Ebenfalls mit relativ geringen Mehrkosten verbunden wäre die Substitution von Erdgas durch **Feststoffbiomasse** in der Bereitstellung von Nieder- und Mitteltemperaturwärme in der Industrie. Die erforderlichen Mehrinvestitionen in Biomassekessel sind gering, und auch die Kosten der Biomasse selbst liegen im Vergleich zu anderen niedrigemittierenden Energieträgern nur moderat höher als für Erdgas.¹⁰

Noch größere Emissionswirkung im Stromsektor hat das **Auslaufen der Kohle-verstromung**, das im 80 %-Klimapfad entlang eines linearen Reduzierungsverlaufs der THG-Emissionen der Stromerzeugung bis Ende der 2040er Jahre erfolgt. Ein früherer Ausstieg wäre teurer als hier dargestellt, zudem würden bei der Braunkohle zusätzliche Kosten für eine frühzeitige Stilllegung der Tagebaue entstehen.

¹⁰ Bei der zukünftigen Preisentwicklung wurde der Biomassepreis an den Erdgaspreis gekoppelt, da es sich zukünftig um direkte Substitute handelt. Dafür wurde unabhängig von der Preisentwicklung von Erdgas eine relative Kostendifferenz von mindestens 20 Prozent unterstellt.

Die größten Maßnahmen im **Gebäudebestand** haben im 80 %-Klimapfad Vermeidungskosten von 40 bis 90 €/t CO₂ä. Der Aus- und Umbau der Fernwärme sowie eine bessere Durchdringung von Wärmepumpen liegen dabei mit etwa 40 bis 70 €/t CO₂ä im Mittelfeld aller Maßnahmen. Gebäudesanierung und höhere Neubaustandards sind mit ca. 90 €/t CO₂ä aus der Perspektive von THG-Einsparungen mit etwas höheren volkswirtschaftlichen Kosten verbunden.¹¹ Die Kosten der Gebäudesanierung nehmen mit steigender Sanierungstiefe relativ zu den erzielten THG-Einsparungen stetig zu. Ebenso erhöhen sich die Kosten mit einer steigenden Sanierungsrate abhängig von den Schwellenwerten, da in zunehmendem Maße eine Sanierung von Gebäuden mit Dämmrestriktionen erfolgen müsste. Insofern sollte immer eine Balance zwischen Sanierungsaktivität auf der einen und dem Ausbau alternativer Wärmeerzeugung auf der anderen Seite angestrebt werden.

Die im Sinne von direkten Vermeidungskosten teuersten Maßnahmen erfolgen im 80 %-Klimapfad im **Verkehr**. Der Aufbau der ersten Oberleitungsinfrastruktur auf den meistbefahrenen Autobahnabschnitten ist aufgrund der hohen Fahrleistungen der Fahrzeuge mit Vermeidungskosten von etwa 60 €/t CO₂ä vergleichsweise günstig.¹² Umfangreichere Emissionssenkungen bei leichten Nutzfahrzeugen und Pkw sind mit 100 bis 130 €/t CO₂ä allerdings deutlich teurer. Das gilt sowohl für Investitionen in zusätzliche Effizienz (z. B. durch effizientere Motoren, Hybridisierung und Leichtbau) wie auch für einen Antriebswechsel auf elektrische Pkw, obwohl hier größere Marktanteile erst Mitte/Ende der 2020er Jahre angenommen wurden. Neben den Mehrkosten des Antriebs ist das vor allem im Bedarf nach zusätzlichem Infrastrukturaufbau an Ladestationen und in Stromverteilnetzen begründet. In 2050 liegen die Vermeidungskosten von Batterie-Pkw aufgrund der erwarteten Lernkurven deutlich niedriger. Da ein Großteil des Flottenaufbaus aber vorher erfolgen muss, fallen im Durchschnitt höhere Kosten an.

DEUTLICH HÖHERE KOSTEN FÜR DIE „LETZTEN PROZENTE“ IM 95 %-PFAD

Mehrere Maßnahmen, die trotz günstigerer CO₂-Vermeidungskosten für die Erreichung des 80 %-Klimaziels aus Akzeptanzgründen ausgeschlossen wurden, sind für die Erreichung des 95 %-Klimaziels zwingend notwendig. Zunächst ist eine weitgehend emissionsfreie Produktion von Stahl und Zement ebenso wie die Eliminierung von THG-Emissionen aus der Dampfreformierung vor allem für Ammoniaksynthese, der Mineralölverarbeitung und Abfallverbrennung bis 2050 ohne CCS entweder unrealistisch oder um ein Vielfaches teurer. Außerdem ist selbst nach Umsetzung aller möglichen Maßnahmen in sämtlichen Sektoren immer noch eine Reduktion von THG-Emissionen im **Tierbestand** nötig, für die z. B. die Beifütterung methanausstoßhemmender Futtermittelzusätze in Frage käme. Beides wäre mit Vermeidungskosten von 40 bis 90 €/t CO₂ä allerdings vergleichsweise günstig.

Auch der weitere Ausbau von **Wind und Photovoltaik** im 95 %-Klimapfad ist aus Perspektive der Vermeidungskosten günstiger als einige Maßnahmen im 80 %-Klimapfad.

Maßnahmen im 95 %-Klimapfad mit deutlich höheren Kosten oder Akzeptanzhürden

¹¹ Eine Reihe von Gebäudesanierungsmaßnahmen sind volks- und betriebswirtschaftlich sinnvoll. Der Umfang an Sanierungen, der zur Erreichung der Klimaziele erforderlich wäre, ist allerdings mit Zusatzkosten verbunden. Auch effizientere Neubauten sind aus der Perspektive von THG-Einsparungen relativ teuer, im Verhältnis zu Baukosten fallen allerdings zumindest bei Wohngebäuden lediglich Mehrkosten im niedrigen einstelligen Prozentbereich an.

¹² Dabei wurde konservativ eine nationale Lösung mit vergleichsweise geringen Fahrleistungen unterstellt. Bei einer europäischen Infrastruktur wären die Kosten niedriger.

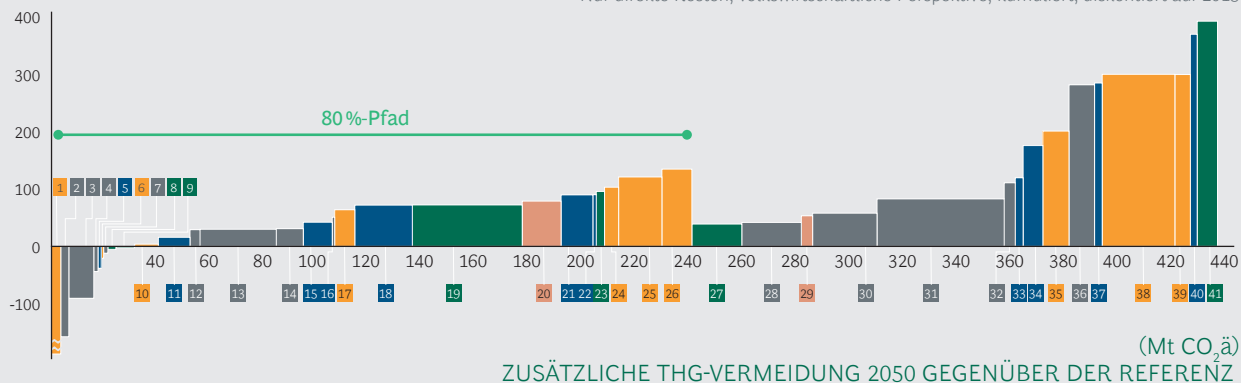
VERMEIDUNGSKOSTEN BIS ZU 400 €/t CO₂ä ZUR ERREICHUNG DES 95 %-KLIMAZIELS

ABBILDUNG 18 | Sektorübergreifende Vermeidungskosten im 95 %-Klimapfad

DURCHSCHNITTliche VERMEIDUNGSKOSTEN GEGENÜBER DER REFERENZ

(€/t CO₂ä)

Nur direkte Kosten, volkswirtschaftliche Perspektive, kumuliert, diskontiert auf 2015



- | | |
|--|--|
| 1 Verkehrsmittelverlagerung (von Straße auf Bahn, Schiff, Bus, nichtmotorisierte Verkehre) | 22 KfW-40-Niveau in Wohngebäuden (Neubau) ab 2030 |
| 2 Energieeffizienz durch Einsatz von IE3-/IE4-Motoren und Frequenzumrichtern | 23 Ausbau Photovoltaik |
| 3 Energieeffizienz bei Querschnittstechnologien | 24 Antriebswechsel leichte Nutzfahrzeuge (BEV, Gas, FCV) |
| 4 Ausbau der Solarthermie zur Wärmebereitstellung in der Industrie | 25 Antriebswechsel Personenstraßenverkehr (BEV, PHEV, FCV, Gas) |
| 5 Ausbau der Solarthermie in der Raumwärme- und Warmwasserversorgung in Haushalten und GHD | 26 Niedrigerer Verbrauch von Straßenfahrzeugen |
| 6 Sonstige Effekte im Verkehrssektor | 27 Weiterer Ausbau erneuerbarer Energien |
| 7 Anlagenmodernisierung in der Methanol- und Ammoniakherstellung und bei Steam-Crackern | 28 „Oxyfuel“-CCS bei der Zementproduktion |
| 8 Ausbau von Wind Onshore | 29 „Methanpille“ und weitere Maßnahmen Landwirtschaft |
| 9 Ausbau von Wind Offshore | 30 „Post-Combustion“-CCS bei Raffinerien und Gichtgasverstromung |
| 10 Fahrzeugeffizienz im Straßengüterverkehr | 31 „Post-Combustion“-CCS bei der Stahlproduktion |
| 11 Geräte und Prozesse in Haushalten und GHD: Effizienzmaßnahmen und Energieträgersubstitution | 32 „Post-Combustion“-CCS bei der Ammoniakproduktion |
| 12 Stahl: Energieeffizienz bei der Hochofen-Konverter-Route, Prozessoptimierung Lichtbogenofen | 33 PHH-/GHD-Geräte und -Prozesse: Weitere Effizienzwechsel und Energieträgerwechsel |
| 13 Substitution von Erdgas durch Biomasse in Nieder- und Mitteltemperaturwärme (< 500 °C) | 34 Weiterer Ausbau Wärmepumpen, Fernwärme, Solarthermie |
| 14 Substitution von HFKWs/FKWs, u. a. bei Kühlung und Klimatisierung | 35 Weiterer Antriebswechsel Personenstraßenverkehr (BEV, PHEV, FC, Gas) |
| 15 Aus- und Umbau der Fernwärme | 36 Biogas und PtG in der Industrie |
| 16 Neue bzw. modernere Öfen und Mahlanlagen bei Zement- und Kalkproduktion | 37 1,9 %-Sanierungsrate im Gebäudebestand, nahe Passivhausniveau in Neubauten |
| 17 Antriebswechsel schwere Nutzfahrzeuge (Oberleitung, Gas, FCV, BEV) | 38 Synthetische Kraftstoffe im Verkehr |
| 18 Ausbau von Wärmepumpen | 39 Weiterer Antriebswechsel Straßengüterverkehr (Oberleitung, Gas, Batterie, FCV, BEV) |
| 19 Auslaufen Kohleverstromung, Ersatz durch Gas | 40 Synthetische Kraftstoffe für verbliebene Öl- und Gaskessel in der Wärme |
| 20 Maßnahmen Landwirtschaft (z. B. Vergärung von Gülle in Biogasanlagen) | 41 Ausbau Gaskraftwerke mit Power-to-Gas |
| 21 Erhöhung der Sanierungsrate auf 1,7 % p. a. im Gebäudebestand | |

Industrie Energie Gebäude Verkehr Landwirtschaft

THG-Vermeidung bezieht sich auf verursachte Emissionen 2050 und stellt die Abweichung gegenüber den THG-Emissionen der Referenz im Jahr 2050 dar. Vermeidungskosten zeigen direkte volkswirtschaftliche Vermeidungskosten. Sie ergeben sich aus kumulierter THG-Vermeidung 2016 – 2050 sowie kumulierten Kosten und Einsparungen 2016 – 2050 und sind auf das Jahr 2015 diskontiert. Investitionen sind mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 % annualisiert. Stromkosten wurden in allen Sektoren mit Systemkosten, Importe mit Grenzübergangspreisen bewertet
Quelle: BCG

Das liegt allerdings vor allem daran, dass eine höhere Stromnachfrage mit zusätzlichen flexiblen Verbrauchern existiert.¹³ Ein noch umfangreicherer Ausbau im 80 %-Klimapfad wäre im Vergleich deutlich teurer, da er entweder zusätzliche Investitionen in Speicher oder mehr Abregelung erneuerbarer Stromproduktion zur Folge hätte.

Darüber hinaus würden in vielen Sektoren Maßnahmen für die „letzten Prozente“ substanziell teurer, mit Vermeidungskosten bis fast 400 Euro pro eingesparter Tonne CO₂ä. Diese Kosten könnten selbst bei hoher globaler Klimaschutzambition kaum durch internationale CO₂-Preissignale angereizt werden.

¹³ Im Jahr 2050 beträgt der Nettostromverbrauch 715 TWh im 95 %-Klimapfad gegenüber 626 TWh im 80 %-Klimapfad.

Im **Gebäudesektor** müsste zur Erreichung von vergleichbar hohen Einsparungen bereits die Sanierung desjenigen Teils des Gebäudebestands erfolgen, in dem energetische Gewinne durch Dämmrestriktionen besonders schwer zu erzielen sind. Für eine weitere Durchdringung mit alternativen Beheizungstechnologien wäre der Einbau von Wärmepumpen zunehmend mit umfangreicheren Umbauten verbunden und wird im 95 %-Pfad außerdem mit höheren Stromkosten belastet. Darüber hinaus müssten in der Fernwärme immer mehr Gebiete, die weiter von bestehender Infrastruktur entfernt sind, erschlossen werden – bei gleichzeitigem Umbau der Erzeugungsstruktur auf vollständig emissionsfreie Technologien. Die Vermeidungskosten steigen dadurch auf rund 175 €/t CO₂ an.

Im **Verkehr** wird eine weitergehende Elektrifizierung sowohl im Güterverkehr als auch im Personenverkehr im Vergleich zum 80 %-Pfad mit Vermeidungskosten von 200 bis 300 €/t CO₂ teurer. Im Güterverkehr erfolgt der Bau von Oberleitungen auf Strecken mit immer geringerer Verkehrsdichte. Außerdem steigt die Durchdringung mit teureren Technologien wie Lkw-Batterien für Pendelverkehre und Brennstoffzellen mit Wasserstoff. Im Personenverkehr muss für einen noch größeren Anteil von Elektroautos am Fahrzeugbestand in 2050 ihr Anteil an Neuzulassungen früher steigen, wenn die Lernkurve bei Batterien noch nicht durchlaufen ist. Außerdem sind langfristig für eine höhere Abdeckung größere Batterien nötig, um breiteren Kundenansprüchen genügen zu können. Zudem sind die spezifischen Stromkosten im 95 %-Pfad höher.

Vermeidungskosten
bis zu 400 €/t CO₂
zur Erreichung des
95 %-Klimaziels

Schließlich wird in mehreren Sektoren der Einsatz **synthetischer Brennstoffe** aus erneuerbaren Energien zwingend notwendig sein, um THG-Emissionen vollständig zu reduzieren. Im Stromsektor wird Power-to-Gas benötigt, um weiterhin ein flexibles Backup sicherzustellen – mit Vermeidungskosten von 390 €/t CO₂.¹⁴ Im Flug- und Schiffsverkehr existieren nach heutigem Stand zusätzlich zu (hybrid-)elektrischen Antrieben keine realistischen Alternativen zum Einsatz von Power-to-Liquid. Power-to-Liquid wird darüber hinaus sowohl zur vollständigen THG-Emissionsreduktion von Teilen des Güter- und Personenverkehrs gebraucht als auch für die Versorgung der letzten Ölkessel im schwer sanierbaren Gebäudebestand. In der vorliegenden Studie wurde angenommen, dass diese synthetischen Kraftstoffe in größerem Stil aus Ländern mit sehr viel günstigeren Bedingungen für erneuerbare Energien importiert werden können. Dennoch würde ihr Einsatz zu den kostenintensivsten Maßnahmen im 95 %-Pfad gehören (mit etwa 220 bis 420 Euro pro eingesparter Tonne CO₂ auf Basis unterstellter Lernkurven).¹⁵

Natürlich kann es sich bei dieser Auswertung nur um eine Momentaufnahme handeln. Die Einschätzung technischer Fortschritte und Technologielernkurven ist über einen Zeitraum von 35 Jahren zwangsläufig unscharf. Reale technologische Entwicklungen

¹⁴ Vor allem der Anteil davon, der annahmegemäß aus Gründen der Versorgungssicherheit in Deutschland produziert wird, ist mit Vermeidungskosten von deutlich über 400 €/t CO₂ sehr kostenintensiv, da neben den Anlagen selbst auch noch in zusätzliche erneuerbare Erzeugung investiert werden muss. Zum Vergleich: CO₂-Vermeidungskosten von Photovoltaikanlagen im Jahr 2010 betrugen etwa 500 bis 600 €/t CO₂.

¹⁵ Für den Import vollständig erneuerbarer Power-to-Liquid-Kraftstoffe mit CO₂-Bezug aus der Luft wurden für 2050 im Durchschnitt Kosten von 1,50 Euro pro Liter angenommen. Aktuelle Studien halten am unteren Ende der möglichen Spanne einen Preis von 1,10 bis 1,20 Euro pro Liter langfristig für möglich. Bei diesem Preisniveau wären im Personenverkehr insbesondere Fahrzeuge mit Benzinantrieb mit batterieelektrischen Fahrzeugen kompetitiv. Details hierzu – auch zu unterschiedlichen Power-to-Liquid-Technologiepfaden – finden sich in Kapitel 6. Im Straßen-güterverkehr sind Lkw mit Dieselmotor und Power-to-Liquid im 95 %-Klimapfad auch kostenseitig eine passende Ergänzung zur Oberleitung (Abbildung 18).

werden in vielen Fällen schneller, in manchen möglicherweise langsamer verlaufen. Gleichzeitig werden über die nächsten Jahrzehnte **neue Technologien** entwickelt werden, welche die Erreichung der Klimaziele auf anderen Wegen möglich machen werden. Politische Steuerungsinstrumente sollten daher von den dargestellten Technologien abstrahieren und stattdessen einen stabilen Wettbewerbsrahmen schaffen, der offen gegenüber neuen Technologien bleibt und damit Raum für Innovationen erhält.

3.1.2 MEHRINVESTITIONEN UND MEHRKOSTEN DER KLIMAPFADE

In diesem Abschnitt werden Mehrinvestitionen und direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten der Maßnahmen in den Klimapfaden ausgewiesen. Bereits die Referenz enthält nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen wie zum Beispiel Teile des umfangreichen Ausbaus erneuerbarer Energien. Die erforderlichen Investitionen und Mehrkosten dieser Maßnahmen wurden abgeschätzt und sind in den Kosten der Klimapfade enthalten.

Mehrinvestitionen beinhalten daher alle Investitionen für nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen, die bereits in der Referenz getätigt werden und darüber hinaus alle Investitionen zur Erreichung der Klimapfade für Maßnahmen über die Referenz hinaus. Sie beinhalten einerseits direkte Mehrinvestitionen in teurere Geräte oder Anlagen (z. B. die Differenzkosten zwischen einem Elektroauto und einem gleichwertigen Verbrenner) und andererseits zusätzliche Investitionen in Infrastruktur, die durch diese neuen Geräte oder Anlagen induziert werden (beim Elektroauto z. B. zusätzliche Ladeinfrastruktur, Verteilnetzinfrastuktur im Stromsystem und Kosten für den Umbau des Raffineriesektors). Alle angegebenen Investitionen zeigen reale 2015er Preise kumuliert über den Zeitraum von 2015 bis 2050. Sie sind weder annualisiert noch diskontiert. Nicht explizit enthalten sind Investitionen in Forschung und Entwicklung (diese sind nur indirekt über die späteren Mehrkosten der Anlagen abgebildet) sowie Restrukturisierungskosten.

Direkte volkswirtschaftliche **Mehrkosten** der Maßnahmen beinhalten alle Investitionen, annualisiert über die Lebenszeit der jeweiligen Anlagen, sowie eingesparte (z. B. durch Effizienzinvestitionen) und zusätzliche (z. B. beim Wechsel von Gas auf Biomasse) Energieträger- und Betriebskosten. Dabei wurde eine volkswirtschaftliche Perspektive eingenommen, mit einem Realzins von 2 Prozent, ohne Berücksichtigung von Steuern, Förderungen und Zöllen, sowie einer Bewertung von Importen zu Grenzübergangspreisen und Strom zu spezifischen Stromsystemkosten. Nicht in den Mehrkosten berücksichtigt sind eingesparte CO₂-Kosten aus dem EU-ETS und vermiedene Anpassungskosten des Klimawandels. Mehrkosten für Maßnahmen aus der Vergangenheit, wie z. B. Teile der Umlage aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz („EEG-Umlage“) für den bereits erfolgten Ausbau erneuerbarer Energien, sind ebenfalls nicht enthalten.

Die Abschätzung wesentlicher klimaschutzbedingter **Mehrinvestitionen und -kosten** in der Referenz beschränkt sich auf die umfangreichsten und teuersten Maßnahmen: den im aktuellen EEG avisierten umfangreichen Ausbau erneuerbarer Energien im

Mehrinvestitionen und -kosten beinhalten sowohl Kosten der Referenz als auch der Klimapfade

Stromsystem bis auf fast 80 % Erneuerbare¹⁶, den beginnenden Umbau der Antriebsstruktur im Fahrzeugbestand auf 14 Mio. Elektro-Pkw inklusive des Aufbaus der dafür nötigen Ladeinfrastruktur bis 2050, zusätzliche Investitionen in Pkw-Fahrzeugeffizienz durch bestehende Flottengrenzwerte¹⁷ sowie nichtwirtschaftliche Teile der energetischen Gebäudesanierung und der Umsetzung von Neubaustandards.¹⁸ Größere regulatorisch getriebene, nichtwirtschaftliche Investitionen in der Industrie wurden nicht unterstellt.

Alle angegebenen Investitionen und Kosten sind in realen Werten angegeben, mit Preisbasis in 2015, kumuliert über den Zeitraum von 2015 bis 2050 und ohne Diskontierung.

DIE ERREICHUNG DER KLIMAZIELE ERFORDERT MEHRINVESTITIONEN VON 1,5 BIS 2,3 BILLIARDEN EURO

Mehrinvestitionen
von etwa 1,5 bis 2,3
Billiarden Euro zur
Erreichung der
Klimaziele

Bereits in der **Referenz** fallen nach der oben genannten Abschätzung durch Klimaschutzmaßnahmen Mehrinvestitionen in Höhe von rund 530 Mrd. Euro an, davon rund 270 Mrd. Euro für die Fortschreibung der Energiewende im Stromsektor, rund 220 Mrd. Euro für die beginnende Umstellung auf Elektromobilität sowie zusätzliche Fahrzeugeffizienz im Verkehr und rund 50 Mrd. Euro für Maßnahmen im Gebäudesektor (jeweils kumuliert über die kommenden 35 Jahre). Im **80 %-Pfad** erhöht sich dieser Betrag um weitere rund 1.000 Mrd. Euro, im **95 %-Pfad** um rund 1.800 Mrd. Euro, davon ca. 180 Mrd. Euro zum Aufbau von Produktionskapazitäten für synthetische Kraftstoffe im Ausland.

Insgesamt wären zur Erreichung der deutschen Klimaziele damit Mehrinvestitionen in Höhe von **1,5 bis 2,3 Billionen Euro** bis 2050 erforderlich (95 %-Pfad: davon 180 Mrd. Euro im Ausland), also im Durchschnitt etwa 45 bis 70 Mrd. Euro pro Jahr. Bezogen auf das deutsche Bruttoinlandsprodukt bedeuten diese gesamten Investitionen im Durchschnitt einen Anteil von 1,2 bis 1,8 Prozent.

Auf den **Verkehr** entfällt davon im 80 %-Klimapfad mit insgesamt etwa 500 Mrd. Euro Mehrinvestitionen der größte Anteil (95 %-Klimapfad: 770 Mrd. Euro). Etwas weniger als die Hälfte davon entfällt auf den ambitionierten Ausbau der Elektromobilität im Straßenverkehr – für höhere Fahrzeugkosten¹⁹ und den Aufbau von Lade- und Oberleitungsinfrastruktur.²⁰ Annähernd ebenso viel fließt in die Erhöhung der Fahrzeugeffizienz.

¹⁶ Die alternative fiktive Entwicklung ohne Energiewende wurde nicht modelliert, sondern nur abgeschätzt. Im Stromsektor wurde für diese Entwicklung vereinfacht unterstellt, dass der Kernenergieausstieg wie beschlossen umgesetzt wird und die erneuerbare Stromerzeugung langfristig auf dem Niveau von 2015 konstant bleibt. Gas- und Kohlekraftwerke übernehmen die wegfallende Erzeugung der Kernkraftwerke und steigern damit gegenüber 2015 ihre Stromerzeugung. Des Weiteren wurde unterstellt, dass die Stromnachfrage in der fiktiven Entwicklung ohne Energiewende genauso hoch liegt wie im Referenzszenario. In der Realität wahrscheinliche Folgeeffekte auf Energieträgerpreise wurden vereinfacht nicht berücksichtigt. Daher kann diese Methodik nur eine Annäherung darstellen.

¹⁷ Zur Abschätzung der Mehrkosten im Verkehr wurden die Kosten der in der Referenz prognostizierten Antriebsstruktur (inklusive des Aufbaus der Lade- und Verteilnetzinfrastruktur) mit einer alternativen Baseline verglichen, in der die heutige Antriebsstruktur anteilig am Pkw-Bestand konstant gehalten wird. Außerdem wurden bei allen Verbrennern Mehrinvestitionen in Fahrzeugeffizienz gegenüber heute bewertet. Nichtwirtschaftliche Maßnahmen im Güterverkehr wurden in der Referenz nicht unterstellt.

¹⁸ Viele Sanierungsmaßnahmen sowie Neubaustandards rechnen sich auch für den Entscheider (z. B. der Austausch von Fenstern). Zur Berechnung der Mehrkosten wurde die in der Referenz erwartete Sanierungsaktivität mit der aus Entscheiderperspektive wirtschaftlichen Sanierungstiefe verglichen. Darüber hinaus wurden die Kosten verschärfter Neubaustandards nach 2015 geschätzt.

¹⁹ Batterieelektrische Fahrzeuge bleiben langfristig teurer als Verbrenner, vor allem mit steigenden Reichweiten.

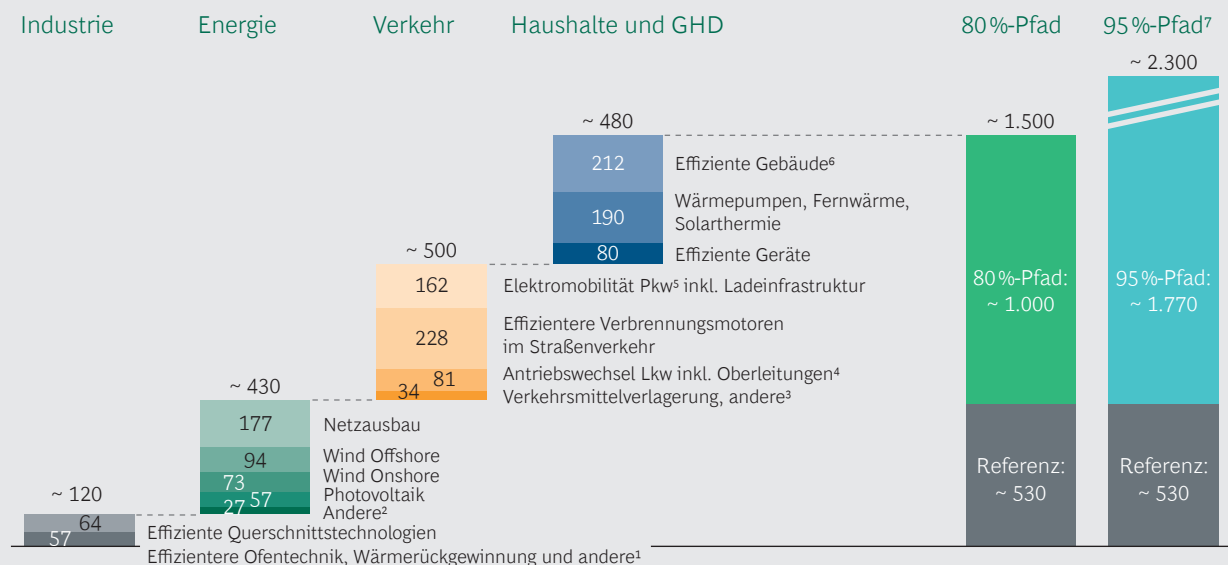
²⁰ Der Aufbau der ersten 4.000 Kilometer Oberleitungen auf Autobahnen nimmt davon mit ca. 9 Milliarden Euro Investitionsbedarf einen relativ geringen Anteil in Anspruch.

MEHRINVESTITIONEN VON ETWA 1,5 BIS 2,3 BILLIONEN EURO ZUR ERREICHUNG DER KLIMAZIELE

ABBILDUNG 19 | Notwendige Mehrinvestitionen nach Sektoren und Klimapfaden

KUMULIERTE MEHRINVESTITIONEN, 2015 BIS 2050
(Mrd. € real 2015)

Kumulierte Mehrinvestitionen, nicht diskontiert, nicht annualisiert



¹U. a. spezifische Energieeinsparmaßnahmen für Stahl, Chemie und Baustoffe, Beheizungssysteme und Gebäudeautomation, Ersatz fossiler Energieträger ²Gas, Speicher, Sonstige ³Inkl. effizientere Antriebe Bahn, Flugzeug und Schiff ⁴Bei schweren und leichten Nutzfahrzeugen: Elektromobilität, Brennstoffzellen, Oberleitungs-Lkw inkl. OL-Infrastruktur ⁵Batterieelektrische, Plug-in-Hybrid- und Brennstoffzellen-Pkw ⁶Senkung des Raumwärmeverbrauchs durch Gebäudesanierung (Dämmung, Lüftung), Gebäudeautomation und effizientere Neubauten ⁷Inkl. Auslandsinvestitionen von € 178 Mrd. in synthetische Brenn-/Kraftstoffe
Anmerkung: Mehrinvestitionen in Forschung und Entwicklung nur indirekt berücksichtigt, ohne Restrukturierungskosten. Beinhaltet Mehrinvestitionen aus 80 %-Pfad, 95 %-Pfad. Kosten sind nicht diskontiert oder annualisiert. Keine Verrechnung der Mehrinvestitionen mit Energiekosten-Einsparungen
Quelle: BCG

zienz über alle Fahrzeugklassen und Antriebe hinweg. Die größte Position in der Differenz zwischen den beiden Klimapfaden bilden rund 180 Mrd. Euro Investitionen im Ausland, um dort hinreichende Kapazitäten für erneuerbare Erzeugung, Entsalzungsanlagen, CO₂-Abscheidung aus der Luft und Elektrolysen für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe bereitzustellen.

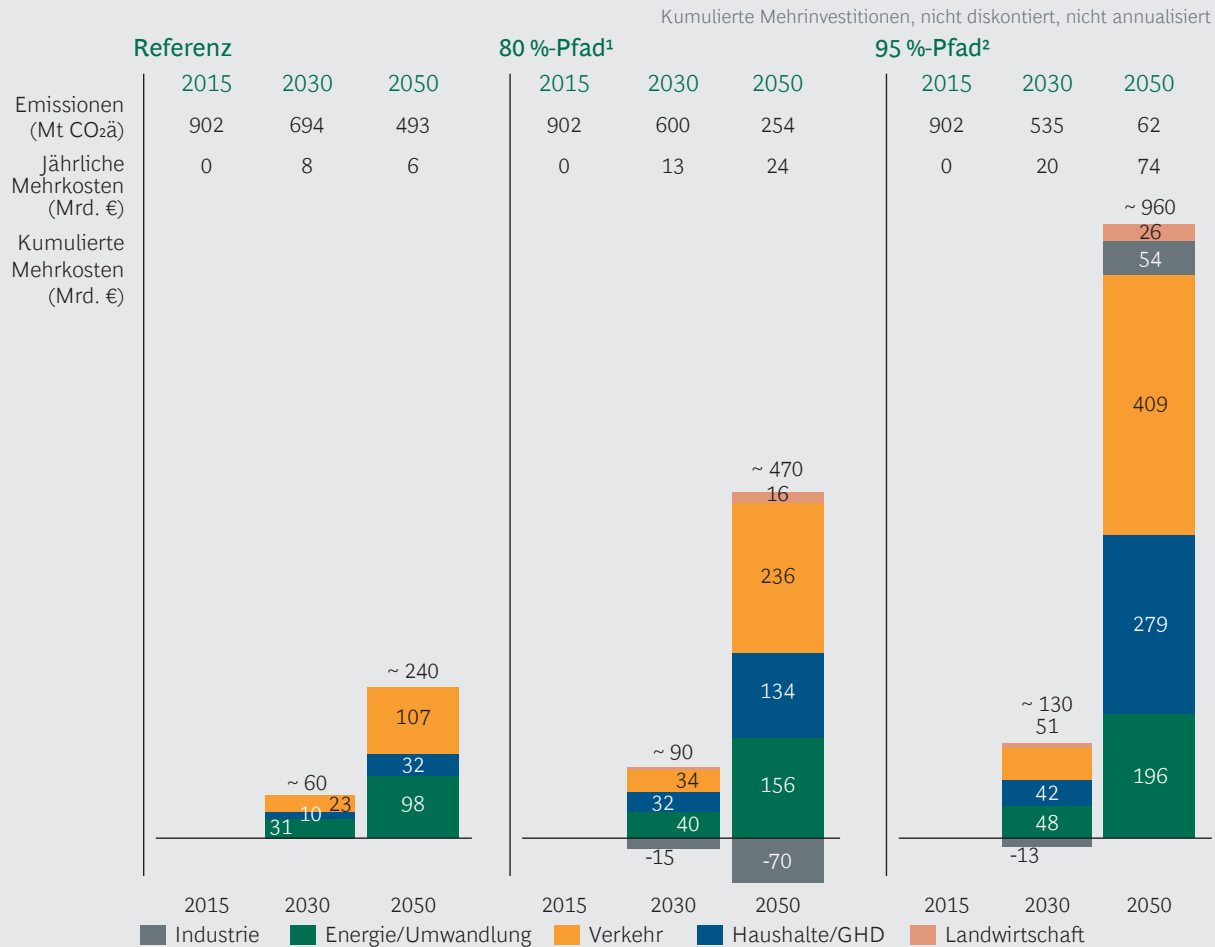
Im Sektor **Haushalte und GHD** sind insgesamt 480 Mrd. Euro an Mehrinvestitionen erforderlich (95 %-Klimapfad: 680 Mrd. Euro). Von diesen Mehrinvestitionen entfallen rund 400 Mrd. Euro auf energetische Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand sowie emissionsärmere Beheizungstechnologien sowie Gebäudeautomation in Nichtwohn- und Wohngebäuden und rund 80 Mrd. Euro auf energiesparende Geräte wie Beleuchtung oder weiße Ware.

Im **Stromsektor** fallen weitere Investitionen von etwa 430 Mrd. Euro an (davon Referenz: rund 270 Mrd. Euro). Diese Investitionen beinhalten umfangreiche Ausgaben für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien bis auf einen Anteil von fast 90 Prozent, aber auch fast 180 Mrd. Euro Mehrinvestitionen allein für den Übertragungs- und Ver-

teilnetzausbau. Im 95 %-Klimapfad kommen noch einmal erhebliche Mehrinvestitionen in Höhe von weiteren 190 Mrd. Euro für einen noch umfangreicheren Ausbau erneuerbarer Erzeugung und der Netze sowie den Bau von Elektrolysekapazitäten zur Herstellung von Power-to-Gas hinzu.

Die **Industrie** hat im 80 %-Klimapfad etwa 120 Mrd. Euro Mehrinvestitionen zu tragen, vor allem in unterschiedliche Effizienztechnologien. Zur Erreichung des 95 %-Klimaziels erhöhen sich diese Investitionen noch einmal um 110 Mrd. Euro (Summe: 230 Mrd. Euro), insbesondere zum Aufbau umfangreicher Infrastruktur für CCS. Diese Investitionen verteilen sich allerdings auf sehr wenige Branchen (Stahl, Zement, Che-

DIREKTE VOLKSWIRTSCHAFTLICHE MEHRKOSTEN DER KLIMAPFADE BETRAGEN 470 BIS 960 MRD. EURO
ABBILDUNG 20 | Direkte Mehrkosten der Klimapfade (volkswirtschaftliche Perspektive)



¹Inkl. Referenz ²Inkl. Referenz und 80 %-Pfad
 Anmerkung: Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten nach Energieträgereinsparungen. Mehrinvestitionen sind mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 % annualisiert. Energieträgereinsparungen und -kosten ohne Steuern, Förderungen oder Zölle; Strom wurde mit Stromsystemkosten und Importe wurden mit den Grenzübergangspreisen des Szenarios "Nationale Alleingänge" bewertet. Nicht enthalten sind: eingesparte CO₂-Kosten aus dem EU-ETS, eingesparte Anpassungskosten des Klimawandels, Mehrkosten aus Verpflichtungen der Vergangenheit (v. a. für in 2015 bereits bestehende EEG-Anlagen), Restrukturisierungskosten
 Quelle: BCG; Prognos



mie, Raffinerien), die damit eine hohe Belastung zu meistern hätten und zur Bewältigung dieser Investitionen sehr wahrscheinlich Unterstützung benötigen würden.

DIE DIREKTEN MEHRKOSTEN DER KLIMAPFADE BETRAGEN 470 BIS 960 MRD. EURO

Den aufgeführten Mehrinvestitionen stehen für viele Maßnahmen Einsparungen an Energiekosten oder der Wechsel auf günstigere Energieträger gegenüber. Die tatsächlichen direkten **Mehrkosten** der Klimaschutzmaßnahmen sind deshalb geringer.

Zur Berechnung der Mehrkosten wurden die Mehrinvestitionen über die Lebensdauer der jeweiligen Anlagen annualisiert. Zusätzliche Betriebskosten²¹ wurden addiert und eingesparte Betriebskosten²² abgezogen. Hierbei wurde eine direkte **volkswirtschaftliche Perspektive** gewählt: Alle Kosten und Einsparungen wurden mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 Prozent diskontiert; Steuern, Förderungen oder Zölle wurden nicht berücksichtigt. Ebenso nicht berücksichtigt wurden eingesparte CO₂-Kosten von Unternehmen im EU-ETS. Die Mehrkosten wurden zunächst gegen die Preispfade des Szenarios „Nationale Alleingänge“ gerechnet, in welchem diesen Investitionen relativ hohe Energieträgerpreise gegenüberstehen (Ölpreis steigt real auf 115 \$/bbl bis 2050, Kesselkohle um +30 % gegenüber 2015, Erdgas um +70 % gegenüber 2015)²³, aber jenseits des Energiesektors keine CO₂-Preise wirken. In einem Szenario mit globalem Klimaschutzkonsens wären diese Preise deutlich niedriger, gleichzeitig würde ihnen ein global stärkeres CO₂-Preissignal gegenüberstehen. Um die Sensitivität gegenüber diesen Annahmen zu verdeutlichen, wurden Kosten für mehrere Preispfade fossiler Energieträger abgeschätzt (jeweils ohne eingesparte CO₂-Kosten).

Die Mehrkosten betragen insgesamt 470 Mrd. Euro für die Umsetzung des 80 %-Klimapfads und 960 Mrd. Euro für die Umsetzung des 95 %-Klimapfads. Dies entspricht bis 2050 jährlichen Mehrkosten von ca. 10 bis 25 Mrd. Euro bzw. 20 bis 75 Mrd. Euro. In diesen Kosten sind die Mehrkosten der Referenz von kumuliert 240 Mrd. Euro enthalten. Sie beinhalten ausschließlich die Kosten der Maßnahmen selbst, noch keine zusätzlichen Kosten des Strukturwandels z. B. in der Mineralöl- und Braunkohlewirtschaft.²⁴

Im **80 %-Klimapfad** entstehen mit knapp 240 Mrd. Euro die größten Mehrkosten im Verkehr, wo trotz erwarteter Lernkurven der Batterietechnologie sowohl Mehrkosten für neue und effizientere Antriebe als auch erhebliche Infrastrukturinvestitionen notwendig sind. In der Stromerzeugung entstehen Mehrkosten von knapp 160 Mrd. Euro durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und das Auslaufen der Kohleverstromung bis 2050.²⁵ Darüber hinaus ergeben sich Mehrkosten von rund 130 Mrd. Euro im Sektor Haushalte und GHD insbesondere infolge energetischer Sanierung und des Ausbaus von Wärmepumpen und der Fernwärme. Da sich in der Industrie viele der notwendigen Effizienzmaßnahmen²⁶ zumindest aus volkswirtschaftlicher Perspektive

²¹ Zum Beispiel der Stromverbrauch von Wärmepumpen.

²² Zum Beispiel der Erdgasverbrauch ersetzter Gaskessel.

²³ Vgl. New-Policies-Szenario: International Energy Agency (2016), *World Energy Outlook 2016*.

²⁴ In der Mineralölwirtschaft entfielen durch den Nachfragerückgang weitere Kosten für die Schließung von Raffinerien, Midstream-Tanklagern und Tankstellen. Im Braunkohlesektor entstünden zumindest im 95 %-Klimapfad zusätzliche Kosten für eine vorzeitige Schließung und Renaturierung der Tagebaue.

²⁵ Insgesamt fallen durch Mengeneffekte (z. B. aufgrund von Elektrifizierung) im Stromsektor vor allem im 95 %-Pfad höhere Mehrkosten an. Diese sind bereits den Maßnahmen der verbrauchenden Sektoren zugerechnet und wurden deshalb im Stromsektor abgezogen.

²⁶ Effizientere Querschnittstechnologien, Wärmerückgewinnung etc.; viel bei nicht-energieintensiven Industrien.

Exkurs: Volkswirtschaftliche Perspektive vs. Entscheiderperspektive

Direkte Mehrkosten der Klimamaßnahmen werden in dieser Studie aus volkswirtschaftlicher Perspektive dargestellt:

- Alle Kosten und Einsparungen sind mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 Prozent diskontiert.
- Stromkosten sind als „Stromsystemkosten“ bewertet.
- Importe von Energieträgern sind mit Grenzübergangspreisen bewertet.
- Steuern, Förderungen oder Zölle werden nicht berücksichtigt.

Die „echten“ Kosten betriebswirtschaftlicher Entscheider können von dieser Perspektive abweichen. Einerseits haben Unternehmen und Privatpersonen höhere Kapitalkosten. Andererseits müssen sie abweichende Preise für Strom und andere Energieträger zahlen. Das Beispiel in Abbildung 21 verdeutlicht diesen Unterschied anhand einer Maßnahme aus der Industrie: „Einbau effizienterer IE3-/IE4-Motoren und Ausstattung mit Frequenzumrichtern in der Industrie“. Gezeigt werden drei Perspektiven:

- Aus volkswirtschaftlicher Perspektive (Realzinssatz von 2 Prozent, eingesparter Strom mit Stromsystemkosten bewertet) ergibt sich über die gesamte Industrie eine kumulierte Einsparung von über 18 Mrd. Euro bis 2050.
- Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive eines durchschnittlichen Industrieunternehmens (betriebswirtschaftlicher Realzins von 8 Prozent, nutzerspezifischer Strompreis von 10 ct/kWh) weist die Maßnahme in Summe immer noch Einsparungen auf; diese reduzieren sich allerdings auf etwa 5 Mrd. Euro.
- Würde die Maßnahme nur in energieintensiven Industrieunternehmen durchgeführt (hypothetisches Szenario, nutzerspezifischer Strompreis von 3 ct/kWh), entstünden allerdings Mehrkosten – in Höhe von über 10 Mrd. Euro.

Die Rechnung in Abbildung 21 unterstellt eine Abschreibung über die gesamte Lebensdauer der Anlagen. Bei kürzeren erforderlichen Payback-Zeiten wäre die betriebswirtschaftliche Perspektive negativer. Auch für volkswirtschaftlich positive Maßnahmen müssen daher zusätzliche Anreize geschaffen werden.

Würde in der gesamten Studie eine Entscheiderperspektive eingenommen, wären die Mehrkosten im Sektor Industrie aus diesem Grund höher als in diesem Abschnitt gezeigt. Mehrkosten im Verkehrs- und Gebäudesektor wären in Summe geringer, da die Entscheider für die eingesparten Energieträger in der Realität höhere Preise zahlen.

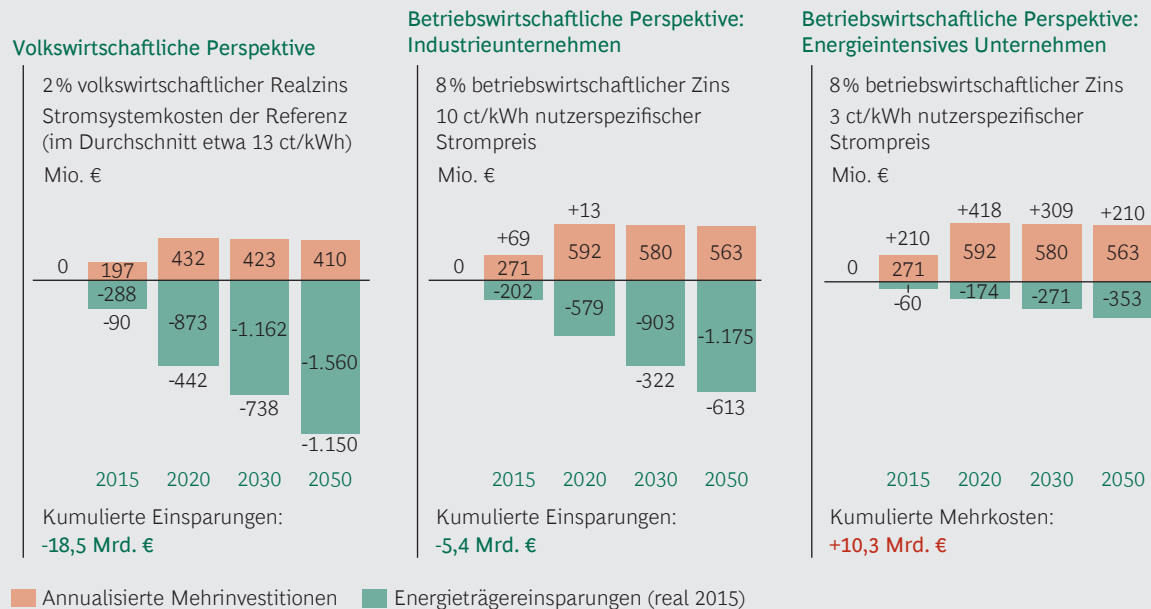
VOLKSWIRTSCHAFTLICHE KOSTEN UNTERSCHIEDEN SICH VON DER ENTSCHEIDERPERSPEKTIVE

ABBILDUNG 21 | Beispiel volkswirtschaftliche vs. betriebswirtschaftliche Perspektive

BEISPIELMAßNAHME: EFFIZIENTERE IE3-/IE4-MOTOREN UND AUSSTATTUNG MIT FREQUENZUMRICHTERN IN DER INDUSTRIE

Maßnahme: Vorhandene Motoren in der Industrie werden durch effizientere Modelle der Wirkungsgradklassen IE3 bzw. IE4 ausgetauscht und mit einem Frequenzumrichter ausgestattet. Lebensdauer: 11 Jahre, Kosten: ~ € 350/kW, 6.000 Betriebsstunden/Jahr

Berechnung: Mehrinvestitionen gegenüber Motoren niedrigerer Wirkungsgradklasse über Lebensdauer annualisiert (Zinssatz s. u.) minus Stromkosteneinsparungen in realen 2015er-Preisen



Quelle: BCG

rechnen und viele teurere Maßnahmen im 80 %-Pfad noch nicht erforderlich sind, fallen in der Industrie sogar negative volkswirtschaftliche Mehrkosten an, d. h., die Energieeinsparungen sind höher als die zugrunde liegenden Mehrinvestitionen.

Auch im **95 %-Klimapfad** entstehen mit zusätzlich ca. 170 Mrd. Euro die höchsten Mehrkosten im Verkehr, da für THG-Reduktionen im Flug-, Schiffs- und Schwerlastverkehr fast ausschließlich verhältnismäßig teure Lösungen zur Verfügung stehen und hohe Mehrkosten für den Import synthetischer Brennstoffe erforderlich wären. Außerdem müsste der Ausbau der Elektromobilität bereits in den kommenden 10 Jahren stärker zunehmen, obwohl die Mehrkosten von Batteriefahrzeugen noch vergleichsweise hoch sind. Im Sektor Haushalte und GHD führen die Mehrinvestitionen in Gebäudesanierung, effizientere Neubauten sowie in die höhere Durchdringung mit Wärmepumpen und Fernwärme zu immer geringeren Energieträgereinsparungen, wodurch sich zusätzliche Mehrkosten von ca. 150 Mrd. Euro ergeben. Erhebliche Mehrkosten würden für diesen Pfad mit zusätzlichen ca. 120 Mrd. Euro auch in der Industrie anfallen: Ohne ein hohes internationales CO₂-Preissignal wäre sowohl der Aufbau einer CCS-Infrastruktur als auch der Wechsel von Erdgas auf erneuerbares Gas vor allem in der Hochtemperaturwärmeerzeugung ausschließlich mit Kosten verbunden, denen anders als Effizienzinvestitionen im 80 %-Pfad keine Einsparungen gegenüber-

HÖHE DER MEHRKOSTEN VON FOSSILEN BRENNSTOFFKOSTEN ABHÄNGIG

ABBILDUNG 22 | Mehrkosten des 80 %-Klimapfads in Abhängigkeit vom Ölpreisniveau

KUMULIERTE MEHRKOSTEN IM 80 %-KLIMAPFAD
(Mrd. €, in Abhängigkeit unterschiedlicher Energieträgerpreis-pfade, hier dargestellt am Ölpreis in 2050)

Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten,
nicht diskontiert, Investitionen annualisiert

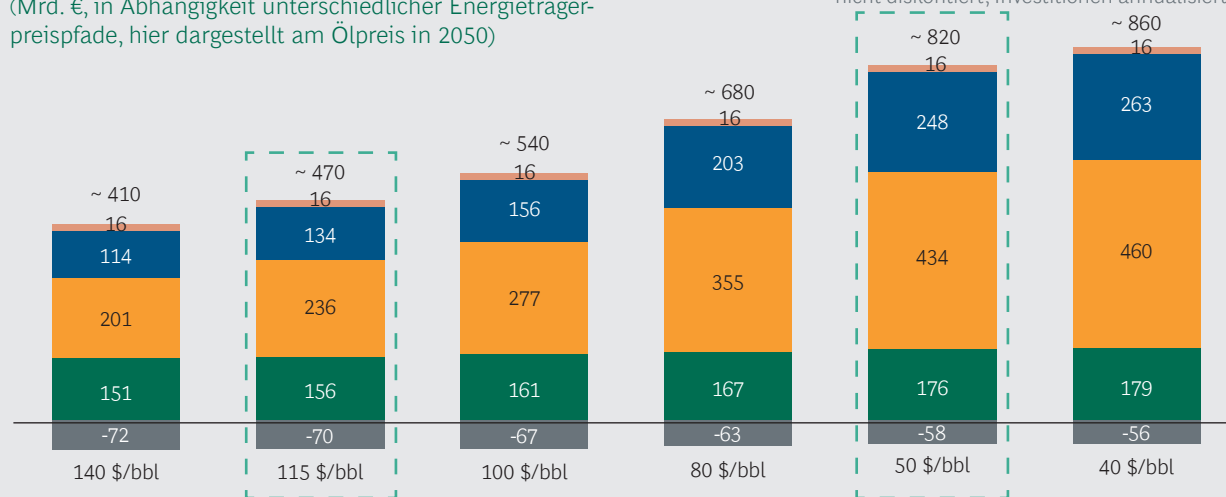
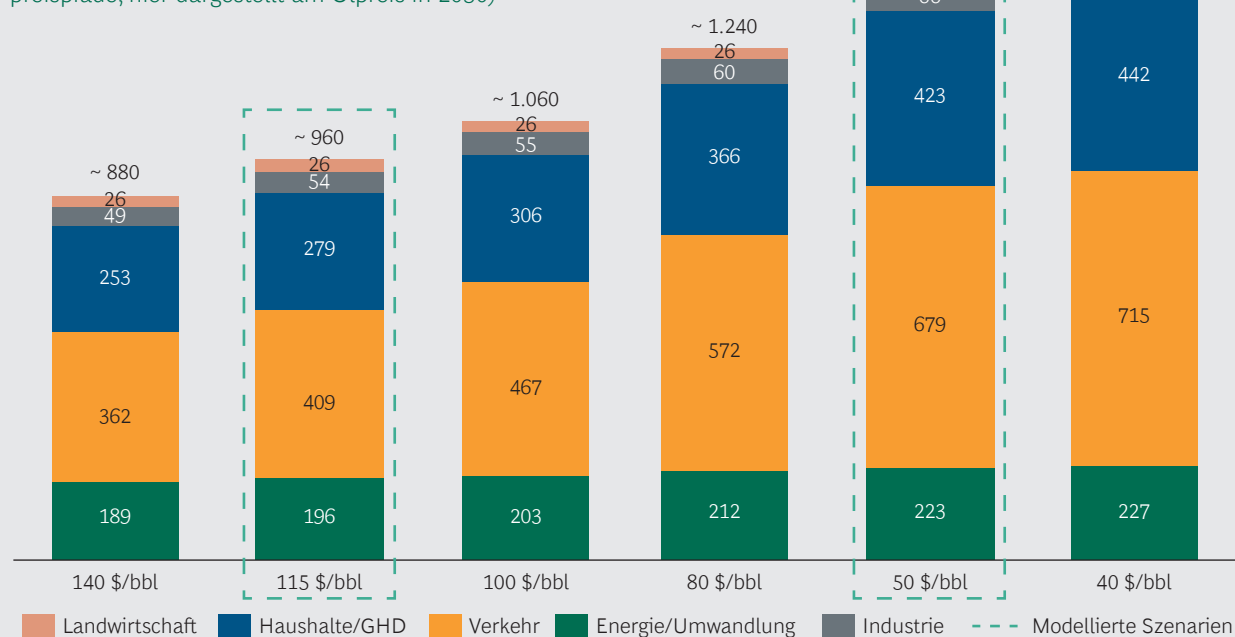


ABBILDUNG 23 | Mehrkosten des 95 %-Klimapfads in Abhängigkeit vom Ölpreisniveau

KUMULIERTE MEHRKOSTEN IM 95 %-KLIMAPFAD
(Mrd. €, in Abhängigkeit unterschiedlicher Energieträgerpreis-pfade, hier dargestellt am Ölpreis in 2050)



¹ Andere fossile Energieträger wurden im Verhältnis zum Ölpreisniveau ebenfalls angepasst

Anmerkung: Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten nach Energieträgereinsparungen. Mehrinvestitionen sind mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 % annualisiert. Energieträgereinsparungen und -kosten ohne Steuern, Förderungen oder Zölle; Strom wurde mit Stromsystemkosten und Importe wurden mit den Grenzübergangspreisen des Szenarios "Nationale Alleingänge" bewertet. Nicht enthalten sind: eingesparte CO₂-Kosten aus dem EU-ETS, eingesparte Anpassungskosten des Klimawandels, Mehrkosten aus Verpflichtungen der Vergangenheit (v. a. für in 2015 bereits bestehende EEG-Anlagen), Investitionen in Forschung und Entwicklung (nur indirekt), Restrukturisierungskosten. Die markierten Preis-pfade entsprechen denen der beiden untersuchten Szenarien „Nationale Alleingänge“ und „Globaler Klimaschutz“.

Quelle: BCG; Prognos

stunden. Im Energiesektor fallen für die Erreichung von Nullemissionen durch weiteren Erneuerbare-Energien- und Netzausbau sowie für Power-to-Gas-Produktion und -Importe zusätzliche Mehrkosten von etwa 30 Mrd. Euro an.²⁷

In Summe liegen die zusätzlichen Mehrkosten der Maßnahmen im 95 %-Klimapfad damit knapp 500 Mrd. Euro über denen im 80 %-Klimapfad und betragen insgesamt 960 Mrd. Euro bis 2050. Das entspricht im Durchschnitt etwa 30 Mrd. Euro jährlich. In der Realität verteilen sich die Kosten allerdings vor allem durch kostenintensive und erst relativ spät eingesetzte Maßnahmen wie Power-to-X und CCS ungleich über die Zeit und steigen von 15 bis 20 Mrd. Euro Anfang der 2020er Jahre bis auf fast 75 Mrd. Euro in 2050.

Naturgemäß sind die Mehrkosten maßgeblich von der weiteren **Entwicklung fossiler Energieträgerpreise** abhängig und wurden daher für mehrere Preisniveaus fossiler Energieträger abgeschätzt. Dafür wurden auf Basis der gewählten Preisentwicklung der World Economic Outlook(WEO)-Pfade unterschiedliche Weltmarkt-Energiepreisniveaus für 2050 gewählt und die Preisentwicklungen der anderen fossilen Energieträger jeweils relativ dazu angepasst. Abbildung 23 zeigt die Mehrkosten des 80 %-Klimapfads über die Referenz hinaus, abhängig vom realen Niveau des Ölpreises in 2050. Würde dieser nicht wie in den WEO-Szenarien ansteigen, sondern bis 2050 auf heutigem niedrigen Niveau von ca. 50 \$/bbl verbleiben, wären für den 80 %-Pfad noch einmal zusätzliche Mehrkosten in Höhe von etwa 350 bis 400 Mrd. Euro zu tragen (Abbildung 22). Für den 95 %-Pfad fielen bis zu 500 Mrd. Euro Mehrkosten an (Abbildung 23).

Höhe der Mehrkosten
von fossilen
Brennstoffpreisen
abhängig

Die markierten Preispfade entsprechen denen der beiden untersuchten Szenarien „Nationale Alleingänge“ und „Globaler Klimaschutz“. Bei der Berechnung von kumulierten Mehrkosten zwischen Szenarien mit unterschiedlichen Energiepreispfaden entstehen **je nach Betrachtungsweise** allerdings verschiedene Ergebnisse. Die oben dargestellten Werte betrachten innerhalb des jeweiligen Zielszenarios nur die Mehrkosten der Maßnahmen selbst. Eine vollständige Betrachtung der Zielszenarios bewertet die Wirkung unterschiedlicher Energiepreise auch für nicht von Maßnahmen betroffene Energieverbräuche. In dieser Perspektive entstehen im Fall des Szenarios „Globaler Klimaschutz“ weitere Einsparungen durch die Differenz zu höheren fossilen Energieträgerpreisen in der Referenz. Damit wird implizit berücksichtigt, dass in diesem Szenario weniger Investitionen zum Aufschluss neuer Energieressourcen erfolgen. Die gesamten Mehrkosten der Szenarios betragen:

- **80 %-Klimapfad** bei „Nationalen Alleingängen“: 470 Mrd. Euro, bei „Globalem Klimaschutz“: -270 Mrd. Euro.
- **95 %-Klimapfad** bei „Nationalen Alleingängen“: 960 Mrd. Euro, bei „Globalem Klimaschutz“: 380 Mrd. Euro.

Die deutliche Differenz zwischen den Szenarien bei gleichen erreichten Zielen kann als eine monetäre Bewertung der Kooperation verstanden werden.

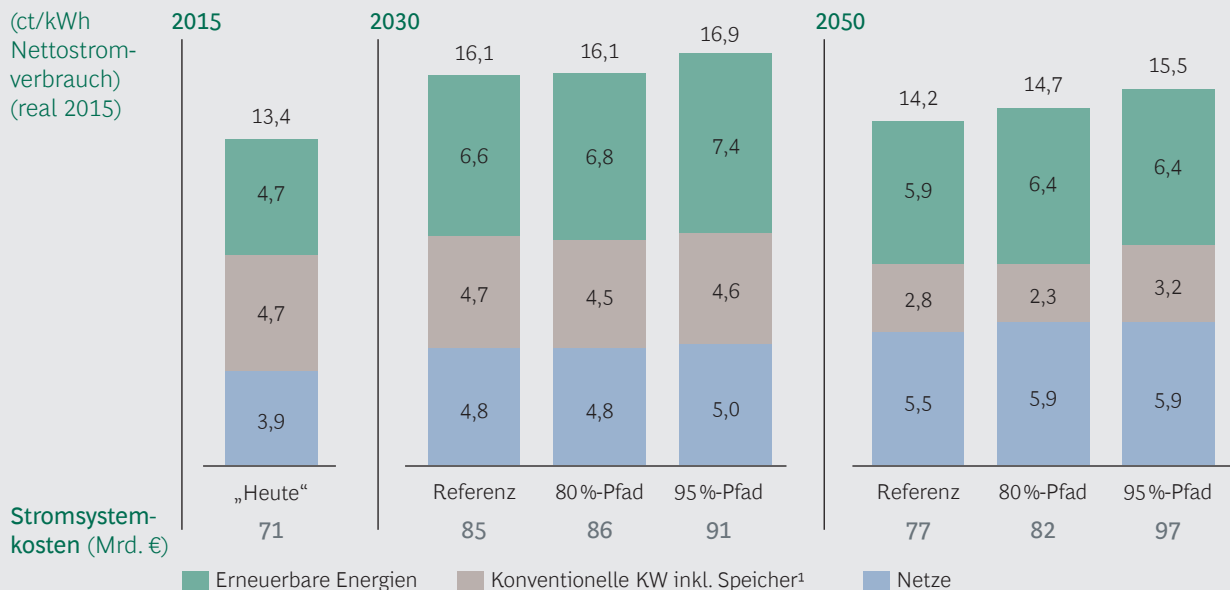
²⁷ Insgesamt fallen durch Mengeneffekte (z. B. aufgrund von Elektrifizierung) im Stromsektor vor allem im 95 %-Pfad höhere Mehrkosten an. Diese sind bereits den Maßnahmen der verbrauchenden Sektoren zugerechnet und wurden deshalb im Stromsektor abgezogen.

Die gezeigten Mehrkosten sind als Kosten nach heutigem Wissensstand über zukünftige Lernkurven und bei optimaler Umsetzung der Klimapfade zu verstehen. Zum einen wurde die Geschwindigkeit von Kostensenkungen durch **zunehmenden technologischen Fortschritt** in der Vergangenheit oftmals unterschätzt. Auch ist zu erwarten, dass über die nächsten 35 Jahre neue Technologien entwickelt werden, die eine Erreichung der Klimaziele eher kostengünstiger machen. Dasselbe gilt für den Effekt der zunehmenden Digitalisierung, die in vielen Sektoren noch erhebliche zusätzliche Potenziale bergen könnte. Zum anderen sind Kosten in der Realität stark von der gelebten Umsetzung abhängig – von den tatsächlich umgesetzten Maßnahmen, dem Zeitpunkt zur Umsetzung in der Lernkurve und den gewählten Instrumenten oder Preisanreizen. Regulatorische **Fehlsteuerungen**, wie sie für Teile der Energiewende geschehen sind, können zu höheren Kosten führen.

STROMSYSTEMKOSTEN STEIGEN BIS 2030 REAL UM 20 – 26 % PRO kWh, FLACHEN DANACH AB

ABBILDUNG 24 | Entwicklung spezifischer Stromsystemkosten nach Klimapfaden

SPEZIFISCHE STROMSYSTEMKOSTEN – 6% WACC



¹ Enthält Kapital-, Betriebs-, CO₂-Kosten inkl. Kosten für CCS. Die Brennstoff- und CO₂-Kosten wurden im 95 %-Pfad mit den Preisen des Szenarios „Globaler Klimaschutz“ berechnet
Anmerkung: Der Nettostromverbrauch im 95 %-Klimapfad wurde abzüglich des Stromverbrauchs für die Erzeugung von synthetischem Gas zur Rückverstromung gerechnet (analog zu anderen Stromspeichern)
Quelle: Prognos; BCG

DURCHSCHNITTliche STROMKOSTEN STEIGEN BIS 2030 UM 20 BIS 26 PROZENT

Abbildung 24 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Stromkosten pro erzeugter Kilowattstunde in den Klimapfaden. Dafür wurden die gesamten **Kosten des Stromsystems** inklusive aller Erneuerbaren, Speicher, der Netzinfrastruktur, des konventionellen Backups und der Brennstoff- sowie CO₂-Kosten berechnet und ins Verhältnis

zum Nettostromverbrauch gesetzt.²⁸ Die Kosten spiegeln damit einen durchschnittlichen tatsächlichen Strompreis über alle Verbrauchergruppen wider.

Sowohl in der Referenz als auch in den beiden Klimapfaden steigen die **durchschnittlichen Stromkosten** bis 2050 an. In der Referenz und im 80 %-Klimapfad erhöhen sie sich bis 2030 um etwa 20 Prozent und gehen dann bis 2050 wieder zurück (auf plus 6 % in der Referenz und auf plus 10 % im 80 %-Klimapfad). Im 95 %-Klimapfad steigen die Stromsystemkosten bis 2030 um 26 Prozent und sinken dann trotz des vollständigen Verzichts auf fossile Energieträger bis 2050 wieder leicht (auf plus 15 %).

Die Kosten für **erneuerbare Energien** erreichen in allen Klimapfaden ihren Höchstwert um das Jahr 2030. In den Jahren danach werden die Kosten infolge des Endes der Lebensdauer alter Anlagen, die zu vergleichsweise hohen Kosten in den Jahren vor 2015 installiert wurden, trotz eines starken weiteren Zubaus abnehmen. Die Kosten des Stromsystems werden stattdessen zunehmend von **steigenden Netzkosten** dominiert. Während diese heute ca. 30 Prozent der Stromsystemkosten ausmachen, steigt ihr Anteil bis 2050 auf fast 40 Prozent an.²⁹ Die Kosten der **konventionellen Erzeugung** nehmen in allen Klimapfaden deutlich ab. Dafür ist zunächst der Abbau aktueller Überkapazitäten verantwortlich, später aber vor allem der Ersatz kapital- und betriebskostenintensiver Erzeugungsleistung aus Kern-, Braun- und Steinkohlekraftwerken durch Gaskraftwerke sowie der Rückgang des Brennstoffverbrauchs infolge der Verdrängung konventioneller Stromerzeugung durch erneuerbare Energien.³⁰ Dieser Rückgang erfolgt im 95 %-Klimapfad trotz des Einsatzes von synthetischem Gas.

Zur Entwicklung der Endverbraucherpreise ist i. W. wie in der Vergangenheit eine Verteilungsentscheidung zu treffen. Bei dieser ist zu beachten, dass sich neben der Entwicklung der Stromsystemkosten selbst einzelne Bestandteile dieser Kosten, wie z. B. Preise am Wholesale-Markt, im Rahmen der Umsetzung der Klimapfade deutlich ändern können. Bis 2030 erfolgt parallel zum Ausstieg aus der Kernenergie die Reduktion der Kohlestromerzeugung und damit ein starker Zubau von Stromerzeugung aus Gas. Zusammen wird das wahrscheinlich zu stark steigenden Preisen am **Wholesale-Markt** führen, die vor allem stromintensive Branchen überproportional treffen.

²⁸ Die hier gezeigten Kosten entsprechen der Perspektive der realen Stromkostenentwicklung, nicht der volkswirtschaftlichen Perspektive. Das heißt, alle Investitionen sind mit einem betriebswirtschaftlichen Realzins von 6 Prozent verzinst.

²⁹ Bei der Ermittlung der Netzkosten wurde angenommen, dass die aktuellen Kosten für das bestehende Stromnetz in Höhe von ca. 20 Mrd. Euro langfristig auf diesem Niveau verbleiben werden. Darüber hinaus fallen infolge des Erneuerbaren-Anbaus und durch neue Verbraucher zusätzliche Investitionen für Übertragungs- und Verteilnetze an. Für eine detailliertere Betrachtung siehe Kapitel 8.

³⁰ Dem frühen Auslaufen von Braun- und Steinkohleverstromung im 80 %- und 95 %-Klimapfad wurde kostenseitig Rechnung getragen, indem die Kapitalkosten dieser Anlagen wie in der Referenz modelliert werden, Betreiber also bis zum Ende der Lebensdauer weiterhin ihre verzinnten Kapitalkosten bezahlt bekommen.

3.2 ÖKONOMISCHE FOLGEEFFEKTE

Aus der Perspektive des einzelnen Unternehmens bzw. des privaten Haushalts ist die Umsetzung klimapolitischer Maßnahmen mit zusätzlichen Ausgaben verbunden, welche finanziert werden müssen – entweder aus Krediten, dem angesparten Vermögensbestand oder dem laufenden Einkommen. In der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung handelt es sich in der Regel um **investive Ausgaben**, die für die Investitionsgüterindustrie und das Baugewerbe unmittelbar eine Erhöhung ihrer Nachfrage, ihres Umsatzes und ihres Einkommens (Löhne und Gewinne) bedeuten – die Mehrausgaben des einen sind die Mehreinnahmen des anderen (Nachfrageeffekt). Diese zusätzlichen Einkommen werden auf Seiten der privaten Haushalte wiederum für die Ersparnisbildung und den privaten Konsum verwendet. In der Folge kann die Zunahme des gesamtwirtschaftlichen Einkommens größer sein als die ursprünglichen Mehrausgaben für Investitionen (Multiplikatoreffekt).

Hohe Spar- und Importquoten verringern die positiven Investitionsimpulse. Zudem können andere Ausgaben durch die klimapolitischen Maßnahmen verdrängt werden (siehe Exkurs zu „Crowding-out“ auf S. 100). Die Maßnahmen führen zu einer Reduktion der Ausgaben für fossile Brenn- und Treibstoffe sowie vorgelagert für Importe fossiler Energieträger, wodurch das gesamtwirtschaftliche Einkommen erhöht wird. Wirtschaftsbereiche, in denen die zusätzlichen Investitionskosten höher ausfallen als die Verringerung ihrer Energieausgaben über die technische Lebensdauer der entsprechenden Investitionsgüter, sehen sich mit höheren Produktionskosten und einer Verschlechterung ihrer internationalen preislichen Wettbewerbsfähigkeit konfrontiert. In der gesamtwirtschaftlichen Perspektive wirken viele und auch gegenläufige Effekte zusammen, die von den Klimaschutzpolitischen Maßnahmen ausgelöst werden. Für die Bestimmung des **Gesamteffekts auf die deutsche Volkswirtschaft** bedarf es daher einer modellgestützten Analyse, welche alle Einzeleffekte inklusive ihrer Interaktionen berücksichtigt. Dies ist der entscheidende Unterschied zum vorhergehenden Kapitel, in dem von den volkswirtschaftlichen Folgeeffekten der Klimamaßnahmen abstrahiert und die Perspektive eines isolierten ökonomischen Akteurs eingenommen wurde.

Gesamteffekt von Maßnahmen auf die Volkswirtschaft kann sich von direkten Vermeidungskosten unterscheiden

METHODIK DER VOLKSWIRTSCHAFTLICHEN BEWERTUNG

Die gesamtwirtschaftlichen und branchenspezifischen Auswirkungen für Deutschland werden mit Hilfe eines dynamischen **Input-Output-Modells** berechnet, in dem Entstehung, Verwendung und Verteilung des Bruttoinlandsprodukts abgebildet sind.

- Die Entstehungsseite ist nach **72 Wirtschafts-/Güterbereichen** differenziert. Die Kapital- und Arbeitsnachfrage der Unternehmen, die Lohn- und Preisdynamik, der technologische Fortschritt, die Produktionskapazitäten und viele weitere Variablen werden für jede Branche separat modelliert.
- Die **Verflechtungsstruktur** der Branchen wird mittels konservativer Annahmen zu technologischen Trends und preisabhängigen Substitutionsmöglichkeiten zwischen Vorleistungsgütern im Szenariozeitraum angepasst.

- **Investitionsentscheidungen** der Unternehmen hängen von der aktuellen und zukünftig erwarteten Auslastung ihres Kapitalstocks, der branchenspezifischen Rendite sowie dem langfristigen Zinssatz ab. Investitionen werden unter anderem aus Krediten finanziert. Eine entsprechende Ersparnisbildung auf Seiten der privaten Haushalte ist den Investitionen nicht vorausgesetzt, da in modernen Volkswirtschaften Geschäftsbanken Kredite „aus dem Nichts“ bereitstellen können (siehe Exkurs zu „Crowding-out“).
- Die **außenwirtschaftlichen Rahmenbedingungen** wie etwa die Importnachfrage der übrigen Welt werden durch das weltwirtschaftliche Prognose- und Simulationsmodell VIEW der Prognos AG bereitgestellt. Die Importnachfrage der übrigen Welt und die Kosten-Preis-Relation gegenüber den ausländischen Konkurrenten bestimmen die Exporte der deutschen Branchen.
- Das aktuelle verfügbare Einkommen, die Erwartungen über dessen zukünftige Entwicklung, die Einkommensverteilung sowie das langfristige Zinsniveau sind die zentralen Determinanten für die **Konsumausgaben** der privaten Haushalte. Die Ausgaben selbst werden nach 42 Konsumbereichen differenziert. Der Konsum des Staates folgt der trendmäßigen Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts und der Bevölkerung.
- Die **Bevölkerungsentwicklung** Deutschlands im Szenariozeitraum entspricht der aktuellen 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des Statistischen Bundesamts. Ein möglicher „Import“ zusätzlicher Arbeitskräfte ist nicht abgebildet.

Mit Hilfe der verwendeten Modelle wird ein ökonomisches Referenzszenario für die deutsche Volkswirtschaft erstellt. Diesem Szenario werden drei Alternativszenarien gegenübergestellt, in welchen die jeweiligen Impulse der Klimapfade implementiert sind. Die nachfolgend dokumentierten ökonomischen Effekte entsprechen der **Abweichung der Alternativszenarien** gegenüber dem Referenzszenario.

Insgesamt setzen die in den Klimapfaden angesetzten Maßnahmen eine Reihe von **positiven Impulsen**:

- Zur Erreichung der Klimaziele sind **Mehrinvestitionen** von Unternehmen³¹, Privatpersonen und Staat notwendig. Sofern durch sie an anderer Stelle keine Mindereinvestitionen induziert werden³², führen sie rein definitorisch zu einer Erhöhung des Bruttoinlandsprodukts, unter Abzug der jeweiligen Importquoten.³³ Für diesen Nachfrageeffekt ist es irrelevant, für welche konkrete Maßnahme die investiven

³¹ Unter anderem führen Investitionen zu Energiekosteneinsparungen oder weiteren Effizienzgewinnen, was sich wiederum positiv auf die Wettbewerbsfähigkeit auswirkt.

³² Beispielsweise die Verdrängung betrieblicher Erweiterungsinvestitionen durch Klimaschutzinvestitionen („Crowding-out-Effekt“).

³³ Es wird dabei die Annahme getroffen, dass trotz Mehrinvestitionen bzw. Standortkosten keine Verlagerungseffekte die Importquote erhöhen.

Mittel verwendet werden.³⁴ Die jährlichen Mehrinvestitionen in den Klimapfaden sind in jedem Jahr größer null und steigen im Szenariozeitraum bis etwa 2040 vergleichsweise stetig an.

- Mit den Mehrinvestitionen sind **Multiplikatoreffekte** verbunden. Diese intensivieren noch einmal die positiven Impulse auf das Bruttoinlandsprodukt.
- Zudem reduzieren viele dieser Investitionen den Bedarf an **Energieträgerimporten**. Geringere Ausgaben für Importe erhöhen das inländische Einkommen und das Bruttoinlandsprodukt.

Von den Maßnahmen gehen auch **negative Impulse** aus:

- Auf Seiten der Unternehmen führen die Mehrinvestitionen zu höheren **Kapitalkosten**. Wenn diese stärker ansteigen als die Minderausgaben der Unternehmen für Energie, erhöhen sich die Produktionskosten und die (internationale) preisliche Wettbewerbsfähigkeit sinkt. Die Exporte werden gedämpft.
- Mehrinvestitionen privater Haushalte führen bei diesen zu Kreditkosten. Die Kreditkosten reduzieren für sich genommen den **privaten Konsum** und erhöhen damit die Sparquote.
- Der Umbau des Stromsektors führt zu höheren **Strompreisen**.³⁵ Hierdurch sinken das reale verfügbare Einkommen der privaten Haushalte und die internationale preisliche Wettbewerbsfähigkeit vor allem in stromintensiven Branchen.

Die jeweilige Stärke der Impulse, ihre Interaktion, gesamtwirtschaftliche Rückkopplungsprozesse und die Anpassungsreaktionen der ökonomischen Akteure entscheiden darüber, welcher **Effekt auf die deutsche Volkswirtschaft insgesamt** resultiert. Positive Impulse können negative Impulse (über)kompensieren und vice versa. Beispielsweise können die mit den gesamten Mehrinvestitionen verbundenen positiven Einkommenseffekte für die privaten Haushalte höher ausfallen als deren Kreditkosten, sodass im Ergebnis ein positiver Effekt auf den privaten Konsum resultiert. Die gesamte Importnachfrage kann trotz der verringerten Energieimporte über dem Referenzniveau liegen, wenn die gesamtwirtschaftliche Nachfrage hinreichend stark zunimmt und dadurch zusätzliche Kapitalgüter importiert werden. Nachfolgend werden die Impulse und Effekte für die jeweiligen Szenarien im Einzelnen erläutert.

³⁴ Investitionen weisen einen dualen Charakter auf: Zum einen sind sie Teil der gesamtwirtschaftlichen Nachfrage, zum anderen erweitern positive Nettoinvestitionen je nach ihrer Kapitalproduktivität den für die Produktion verfügbaren Kapitalstock (langfristiger Kapazitätseffekt). Ein Großteil der Mehrinvestitionen der Klimapfade trägt allerdings nicht zum eigentlichen Produktionsprozess bei (z. B. Dämmung von Fabrikgebäuden oder CCS-Anlagen). Eine genaue Differenzierung der Mehrinvestitionen hinsichtlich ihrer Kapitalproduktivität sowie eine entsprechende Implementierung im Modell wären mit sehr großem Aufwand verbunden. Deshalb wurde die konservative Annahme getroffen, dass von den Mehrinvestitionen der Klimapfade keine unmittelbaren kapazitätsfördernden Effekte ausgehen. Indirekt wirken sie dennoch positiv auf die gesamtwirtschaftlichen Produktionskapazitäten, weil der Nachfrageeffekt die Auslastung primär in der Investitionsgüterindustrie erhöht und diese hierauf mit einer Ausweitung ihrer „produktiven“ Investitionen reagiert. Es wird explizit nicht untersucht, wie sich die deutsche Volkswirtschaft gegenüber dem Referenzszenario darstellen würde, wenn die für die Klimamaßnahmen notwendigen Mittel alternativ für kapazitätswirksame Investitionen verwendet werden würden. In einem derartigen Szenario fiele der Zugewinn beim Bruttoinlandsprodukt allerdings höher aus als in den hier gezeigten Klimaszenarien.

³⁵ Zur Berechnung der ökonomischen Folgeeffekte wurden nutzerspezifische Strompreise unterstellt, die sich etwa zwischen 3 ct/kWh (einzelne stromintensive Branchen) und 30 ct/kWh (Haushalte) bewegen.

Bewertet wurden die **volkswirtschaftlichen Effekte** der Klimapfade gegenüber der Referenz jeweils in den Szenarien „Nationale Alleingänge“ und „Globaler Klimaschutz“. Für das Szenario „Nationale Alleingänge“ wurde wie in der Referenz ein wirksamer Carbon-Leakage-Schutz unterstellt, der Industrieunternehmen von CO₂-Mehrkosten über das heutige Niveau hinaus freistellt. Als Impulse für Emissionsminderungen in der Industrie wirken daher ausschließlich die definierten Maßnahmen in den Klimapfaden. Bei „Globalem Klimaschutz“ wirkt darüber hinaus ein hoher CO₂-Preis in Deutschland und im Ausland. Durch die unterstellte globale Kooperation beim Klimaschutz reduziert sich der Kostennachteil deutscher Unternehmen gegenüber dem Ausland, woraus positive Effekte auf das Exportgeschäft resultieren. Im Inland hingegen verschärft sich die Substitutionskonkurrenz beispielsweise durch CO₂-ärmere Werkstoffe.

Risiko eines „Crowding-out“ anderer Ausgaben

Mehrinvestitionen in Klimaschutz können andere Investitionen und privaten Konsum verdrängen, wodurch der positive Effekt auf das Bruttoinlandsprodukt (BIP) geschmälert wird (Crowding-out-Effekt). Bei den privaten Haushalten ist dieser Effekt reduziert in Form der Kreditkosten berücksichtigt: Letztere begrenzen für sich genommen während der Kreditlaufzeit das für den Konsum verfügbare Einkommen. Unternehmen weisen als Folge der Mehrinvestitionen höhere Kapital- und unter Umständen höhere Produktionskosten auf. Offen ist, inwieweit die „eigentlichen“ Unternehmensinvestitionen durch klimaschutzpolitisch induzierte Mehrinvestitionen verdrängt werden.

Die Crowding-out-These wird verschieden begründet. So wird etwa implizit oder explizit davon ausgegangen, dass die Produktionskapazitäten der Volkswirtschaft voll ausgelastet sind, die verfügbare Gütermenge damit gegeben ist und eine Mehrinvestition mit einer entsprechenden Minderinvestition (oder einem Konsumverzicht) andernorts einhergehen muss. Das für Investitionen verfügbare „Kapital“ ist durch die Ersparnisse (i. e. Nicht-Konsum) begrenzt. Zudem können betriebswirtschaftliche Realitäten wie die Freiheit zur alternativen Tätigkeit von Unternehmensinvestitionen im Ausland oder die Einhaltung von Zielquoten für Fremdkapitalaufnahme Investitionen begrenzen.

Diesem Effekt stehen zwei Argumente entgegen:

- **Finanzierungsseitig** ist den Investitionen im modernen Bankensystem keine entsprechende Ersparnisbildung auf Seiten der privaten Haushalte vorausgesetzt. Ist das Eigenkapital eines investitionswilligen Unternehmens unzureichend, können die benötigten Kredite – eine entsprechende Kreditwürdigkeit vorausgesetzt – von Geschäftsbanken buchstäblich aus dem Nichts geschaffen werden.¹ Rein definitorisch geht eine Erhöhung der Investitionen mit einem identischen Anstieg der volkswirtschaftlichen Ersparnisse einher.
- **Güterseitig** sind die unterstellten Restriktionen empirisch kaum beobachtbar: Zyklusbereinigt machen die Lagerbestände der Industrieunternehmen am Monatsende ca. 140 Prozent ihres Monatsumsatzes aus (ca. 12 Prozent bezogen auf das Jahr), und die industrielle Kapazitätsauslastung liegt im Trend zwischen 75 und 85 Prozent. Selbst im hochambitionierten 95 %-Pfad beläuft sich der Impuls auf maximal 1,4 Prozent der jährlichen Industrieproduktion Deutschlands. Zudem ist er zu Beginn des Szenariozeitraums deutlich geringer, und die Investitionsgüterindustrie kann ihre eigenen Kapazitäten allmählich an die höhere Nachfrage anpassen. Im Modell sind die Effekte einer höheren Kapazitätsauslastung auf die Importquoten und die Preisdynamik berücksichtigt.

Dennoch ist es prinzipiell möglich, dass insbesondere finanzschwache Unternehmen unzureichende Finanzierungsmittel für die Mehrinvestitionen von Banken erhalten. Um dieser Unsicherheit Rechnung zu tragen, wurde in einer Sensitivitätsrechnung auf Basis des N80-Szenarios² ein vollkommenes Crowding-out der Unternehmensinvestitionen unterstellt (exklusive Stromerzeugung). In der Praxis sollte hiervon nur ein Teil der Unternehmen betroffen sein.

¹ Im modernen Bankensystem sind die Banken weder bloße Intermediäre (i. e. Vermittler zwischen den Ersparnissen der privaten Haushalte und der Kapitalnachfrage der Unternehmen) noch „Vervielfältiger“ der von der Zentralbank emittierten Geldbasis. Ihre Kreditvergabemöglichkeit ist, abgesehen von Extremsituationen, unbegrenzt. Siehe hierzu ausführlicher: Bank of England (2014), Money creation in the modern economy, Quarterly Bulletin, 2014 Q1, oder Paul Sheard (2013), Repeat After Me: Banks Cannot And Do Not “Lend Out” Reserves, Standard and Poor’s, RatingsDirect, August 2013.

² 80 %-Klimapfad im Szenario „Nationale Alleingänge“.

KLIMAPFADE HABEN NEUTRALE BIS LEICHT POSITIVE EFFEKTE AUF DAS BRUTTOINLANDSPRODUKT

Im Ergebnis sind viele der Maßnahmen aus Sicht einzelner Unternehmen zwar mit Mehrkosten verbunden. Volkswirtschaftlich gesehen sind diese Effekte jedoch neutral bis leicht positiv („schwarze Null“); im 80 %-Klimapfad ist das sogar im Szenario „Nationale Alleingänge“ der Fall. Die volkswirtschaftliche Modellierung zeigt in 2050 über alle betrachteten Klimapfade und Szenarien hinweg einen positiven **BIP-Effekt von plus 0,4 bis 0,9 Prozent in 2050**. Auch Beschäftigung und Haushaltseinkommen profitieren langfristig von den klimapolitischen Maßnahmen. Die privaten Haushalte weisen in allen Klimapfaden einen stärkeren Konsum auf – die durch die Mehrinvestitionen induzierten positiven Einkommenseffekte überwiegen damit die Kreditkosten.

Im Detail wurden **drei Szenarien** im Vergleich zur Referenzentwicklung bewertet, jeweils im direkten Vergleich mit der Referenz: ein 80 %-Klimapfad bei Globalem Klimaschutz (G80), ein 80 %-Klimapfad bei Nationalen Alleingängen (N80) und ein 95 %-Klimapfad bei Globalem Klimaschutz (G95). Zudem wurde eine Sensitivitätsrechnung auf Basis des N80-Klimapfads durchgeführt, in der ein vollkommenes Crowding-out der Unternehmensinvestitionen³⁶ unterstellt wird. Eine 95-prozentige THG-Senkung bei Nationalen Alleingängen erscheint aufgrund der hohen Akzeptanzhürden auf der einen Seite und der enormen Steuerungskomplexität auf der anderen Seite unrealistisch und wurde daher im Detail nicht weiter analysiert.

Im **80 %-Klimapfad** wirkt ein positiver Investitionsimpuls von durchschnittlich ca. 25 Mrd. Euro pro Jahr. Dies entspricht maximal etwas mehr als 3 Prozent der gesamten Investitionen aller Sektoren in der Referenz.³⁷ Die privaten Haushalte müssen dazu Kreditkosten tragen, was ihre Konsumausgaben für sich genommen reduziert. Die Strompreise liegen nur sehr geringfügig über der Referenz, insgesamt müssen die verbrauchenden Sektoren durch Einspareffekte weniger Geld für Energie ausgeben. Der resultierende Importrückgang fossiler Energieträger wirkt sich positiv auf das BIP aus.

Im Szenario „**Globaler Klimaschutz**“ (G80) resultiert daraus ein positiver gesamtwirtschaftlicher Effekt auf das BIP von 42 Mrd. Euro im Jahr 2050 (0,9 % der Referenz). Aufgrund eines globalen „Level Playing Field“ bleiben auch CO₂-intensive Branchen international wettbewerbsfähig und die deutschen Exporte liegen über dem Niveau der Referenz. Trotz hoher CO₂-Preise können durch die Maßnahmen des Klimapfads insgesamt in Deutschland Energiekosten eingespart werden (21,5 Mrd. Euro im Endjahr 2050). Rein rechnerisch hätte am Ende jeder Bundesbürger im Jahr 2050 etwa 540 Euro mehr zur Verfügung.³⁸

Im Szenario „**Nationale Alleingänge**“ (N80) wirken mehrere Faktoren gegeneinander. Einerseits verschlechtert sich die Kostenposition der deutschen Industrie relativ zum internationalen Wettbewerb: Die höheren Kapitalkosten der Unternehmen führen zu höheren Produktionskosten, welche wiederum die Exporte der deutschen Unternehmen belasten. Dem wirken in diesem Szenario deutlich höhere Energiekosteneinspa-

Klimapfade mit neutralem bis leicht positivem BIP-Impuls von plus 0,4 bis 0,9 % in 2050

³⁶ Exklusive Stromerzeugung.

³⁷ Der Investitionsimpuls induziert Folgeinvestitionen; entsprechend liegt die Abweichung bei den Investitionen über dem eigentlichen Impuls (plus 30 Mrd. Euro gegenüber dem Referenzszenario).

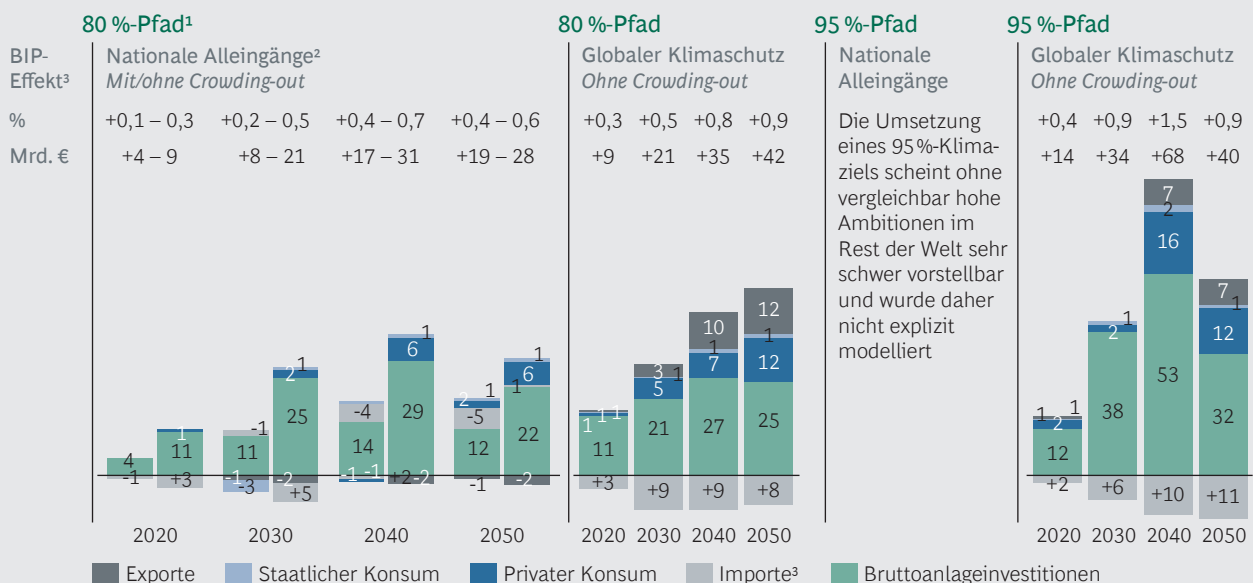
³⁸ Durch höhere Klimaschutzinvestitionen im Ausland steigende Exporte deutscher Unternehmen sind im Modell noch nicht abgebildet. Diese würden den positiven Effekt im Szenario „Globaler Klimaschutz“ weiter steigen lassen.

rungen entgegen, da fossile Brennstoffpreise bei größerer globaler Nachfrage perspektivisch wieder steigen und gleichzeitig deutlich niedrigere CO₂-Preise zu zahlen wären. In Summe ist der BIP-Gesamteffekt mit etwa 28 Mrd. Euro (plus 0,6 % gegenüber der Referenz) in 2050 geringer als im Szenario „Globaler Klimaschutz“.

In einer Sensitivitätsrechnung wurde darüber hinaus unterstellt, dass die im Klimapfad angenommenen Mehrinvestitionen im Unternehmenssektor bestehende Investitionen verdrängen (**Crowding-out**). Im Ergebnis ist der resultierende BIP-Effekt gegenüber der Referenz noch einmal geringer und liegt im Schnitt um etwa 11 Mrd. Euro niedriger als ohne Crowding-out.

KLIMAPFADE MIT NEUTRALEM BIS LEICHT POSITIVEM BIP-IMPULS VON PLUS 0,4 BIS 0,9 % IN 2050

ABBILDUNG 25 | Ökonomische Folgeeffekte der Klimapfade nach Szenarien



¹ Mit Sensitivität für vollständiges Crowding-out von Investitionen (außer im Energiesektor) ² Niedrigerer Wert: Mit Crowding-out

³ Importe beinhalten CO₂-Kosten

Quelle: Prognos

Die Ergebnisse unterstellen eine ideale Umsetzung unter anderem im Sinne sektorübergreifender Optimierung und „richtiger Entscheidungen zum richtigen Zeitpunkt“. In der Realität kann es durch imperfekte Steuerung zu weniger positiven Ergebnissen kommen, wenn z. B. Technologien zu Zeiten angereizt werden, in denen sie ihre Lernkurve noch nicht durchschritten haben (wie im Fall von Photovoltaik geschehen), „falsche“ Technologien gefördert werden, Steuerungsinstrumente „Kollateralkosten“ verursachen, die nicht der Erreichung der Ziele dienen, oder zusätzliche Kosten durch Umverteilung entstehen. Außerdem unterstellt die Analyse, dass durch Klimaschutz zusätzlich ausgelöste Kapitalinvestitionen in einer Branche zu ähnlich hohen Anteilen aus nationaler Wertschöpfung stammen wie heute. Am Beispiel der Elektromobilität ist noch nicht sicher, ob es gelingt, die traditionell hohen Wertschöpfungsanteile im Fahrzeugbau der Vergangenheit auch auf zukünftige Technologien zu übertragen. Die

Entwicklung in der Realität kann daher unterhalb der Modellierungsergebnisse liegen. Es kann allerdings zumindest davon ausgegangen werden, dass die Umsetzung eines 80 %-Klimapfads – selbst im Szenario ohne globalen Konsens – keine signifikant negativen Effekte auf das deutsche BIP hätte („**schwarze Null**“).

Für die Erreichung des **95 %-Klimaziels** (G95) müsste im Inland zusätzlich zum 80 %-Klimapfad noch einmal deutlich mehr investiert werden – im Durchschnitt ca. 18 Mrd. Euro pro Jahr. Vor allem durch Mehrinvestitionen in CCS-Infrastruktur werden Branchen mit hohen Prozessemissionen wie Stahl, Zement, Chemie und Mineralölverarbeitung stark belastet. Parallel erhöhen sich in allen Sektoren die Kosten für Energie. Ursachen dafür sind, dass der Strompreis langfristig ansteigt, fossile Energieträger mit hohen CO₂-Kosten belastet sind und als Ersatz teure Power-to-X-Brennstoffe genutzt werden müssen. Da diese überwiegend importiert werden, verschlechtert dies für sich genommen die deutschen Nettoexporte. Der Gesamteffekt auf das deutsche Bruttoinlandsprodukt ist somit trotz eines deutlich größeren Investitionsimpulses und eines globalen „Level Playing Field“ nicht höher als im G80-Szenario (+0,9 % in 2050).

KLIMAPFADE BEI GLOBALEM KLIMASCHUTZ MIT POSITIVERER WIRKUNG

ABBILDUNG 26 | Übersicht wesentlicher ökonomischer Effekte der Klimapfade im Detail

	80 %-Pfad				80 %-Pfad				95 %-Pfad	95 %-Pfad			
	Nationale Alleingänge Ohne Crowding-out				Globaler Klimaschutz Ohne Crowding-out				Nationale Alleingänge	Globaler Klimaschutz Ohne Crowding-out			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	Die Umsetzung eines 95 %-Klimaziels scheint ohne vergleichbar hohe Ambitionen im Rest der Welt sehr schwer vorstellbar und wurde daher nicht explizit modelliert	2020	2030	2040	2050
Konsum/ Privathaushalte (€)	+13	+57	+141	+137	+18	+127	+160	+279		+57	+46	+384	+283
Beschäftigte (Tsd.)	+36	+49	+59	+50	+23	+42	+59	+72		+26	+77	+119	+43
Exportsaldo (Mrd. €)	-3,0	-6,7	-4,5	-1,3	-3,3	-6,1	+0,6	+4,2		-1,5	-6,4	-3,8	-4,7
Impulsinvestitionen (% der Referenz- investitionen)	+1,8	+3,2	+3,2	+3,0	+1,8	+3,2	+3,2	+3,0		+1,1	+4,6	+4,9	+3,9
Δ Bruttoanlage- investitionen/ Impulsinvestitionen	+1,0	+1,0	+1,1	+1,0	+1,1	+0,9	+1,0	+1,1		+2,0	+1,1	+1,3	+1,1
Δ BIP/ Impulsinvestitionen	+0,8	+0,9	+1,2	+1,2	+0,8	+0,9	+1,3	+1,8		+2,2	+1,0	+1,7	+1,4

Anmerkung: Alle Werte als Abweichung zur Referenz; alle Werte ohne Crowding-out
Quelle: Prognos

Die Umsetzung eines 95 %-Klimaziels **ohne vergleichbar hohe Ambitionen im Rest der Welt (N95)** scheint sehr schwer vorstellbar und wurde daher nicht explizit modelliert. Es ist davon auszugehen, dass in einem solchen Szenario in einer Reihe von Branchen mit größeren Auswirkungen zu rechnen wäre. Viele der Maßnahmen im 80 %-Pfad in der Industrie sind Effizienzinvestitionen, die sich aufgrund der resultierenden Energieeinsparungen in vielen Fällen auch für Entscheider rechnen – wenngleich oft mit längeren Payback-Zeiten. Im 95 %-Pfad müssten mehrere Industrien darüber hinaus

erhebliche Investitionen in CCS-Infrastruktur tätigen, denen ohne ein hohes internationales CO₂-Preissignal keine vergleichbaren Einsparungen gegenüberstünden. Außerdem müsste in der Erzeugung von Hochtemperaturwärme Erdgas vollständig durch einen Mix aus Biogas und Power-to-Gas ersetzt werden – mit einer Kostensteigerung um den Faktor 7. Davon wären ähnliche Branchen betroffen wie vom Aufbau von CCS (Chemie, Baustoffe, Metalle etc.). Aufgrund der damit verbundenen hohen Mehrkosten in diesen Branchen würde dieser Klimapfad ohne ein globales „Level Playing Field“ enorme staatliche Steuerung und Navigation und Beihilfe zur Wettbewerbssicherung erfordern. Die Risiken negativer wirtschaftlicher Folgeeffekte nähmen erheblich zu.

WERTSCHÖPFUNGSEFFEKT UNTERSCHIEDET SICH ZWISCHEN BRANCHEN

ABBILDUNG 27 | Wertschöpfungseffekte der Klimapfade gegenüber Referenz nach Branchen

(Relativer BWS-Effekt der Klimapfade im gegebenen Jahr in %)	80 %-Pfad				80 %-Pfad				95 %-Pfad				95 %-Pfad			
	Nationale Alleingänge <i>Ohne Crowding-out</i>				Globaler Klimaschutz <i>Ohne Crowding-out</i>				Nationale Alleingänge				Globaler Klimaschutz <i>Ohne Crowding-out</i>			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	Die Umsetzung eines 95 %-Klima- ziels scheint ohne vergleichbar hohe Ambitionen im Rest der Welt sehr schwer vorstellbar und wurde daher nicht explizit modelliert	2020	2030	2040	2050			
Land-/Forstwirt- schaft, Fischerei	0,1%	0,2%	0,8%	0,7%	0,0%	0,0%	0,6%	0,7%		0,2%	0,2%	1,1%	0,2%			
Bergbau	0,0%	-5,5%	-9,6%	-12,8%	1,1%	0,7%	-3,0%	-9,9%		0,7%	-3,0%	-8,2%	-11,7%			
Industrie	0,3%	0,5%	0,7%	0,7%	0,2%	0,5%	0,9%	1,3%		0,3%	0,7%	1,3%	0,6%			
Nahrung- und Futter- mittel, Getränke, Tabakerzeugnisse	0,1%	0,1%	1,0%	1,3%	-0,1%	-0,3%	0,4%	1,1%		0,2%	0,2%	1,6%	0,9%			
Papier, Pappe und Waren daraus	0,1%	-0,2%	0,5%	1,0%	-0,2%	-1,0%	-0,4%	0,5%		-0,1%	-0,9%	0,5%	-0,8%			
Kokerei- und Mineralölerzeugnisse	-0,7%	-3,9%	-10,9%	-14,8%	-0,7%	-1,6%	-8,0%	-13,4%		-3,0%	-9,2%	-17,7%	-19,0%			
Chemische Erzeugnisse	0,1%	0,4%	1,1%	1,6%	0,0%	0,2%	1,1%	2,0%		0,2%	0,3%	1,4%	0,0%			
Keramik, bearbeitete Steine und Erden	0,7%	1,5%	2,1%	2,2%	0,6%	2,0%	4,1%	5,7%		0,9%	2,8%	5,9%	4,5%			
Roheisen, Stahl, Er- zeugnisse der ersten Bearbeitung von Eisen und Stahl	0,2%	0,3%	0,9%	1,3%	0,0%	0,4%	2,0%	3,5%		0,2%	0,8%	2,7%	0,8%			
NE-Metalle und Halbzeug daraus	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	1,3%	3,1%	4,4%		0,0%	1,0%	3,1%	3,8%			
Maschinen	0,5%	0,8%	0,6%	0,6%	0,5%	0,8%	0,9%	1,2%		0,6%	1,2%	1,4%	1,1%			
Kraftwagen und Kraftwagenteile	0,1%	0,8%	0,8%	0,6%	0,1%	1,2%	1,2%	1,3%		0,2%	1,0%	1,0%	0,4%			
Energie, Wasser, Abfall	1,3%	1,9%	0,9%	-2,1%	2,4%	4,3%	4,5%	0,4%		4,4%	10,5%	10,5%	4,6%			
Baugewerbe	1,1%	2,3%	2,7%	2,5%	1,1%	1,8%	2,3%	2,9%		1,5%	3,1%	4,7%	3,1%			
Dienstleistungen	0,3%	0,5%	0,8%	0,8%	0,2%	0,4%	0,7%	0,9%		0,4%	0,7%	1,5%	1,0%			
Gesamt (Mrd. €)	+9,0 +0,3%	+22,3 +0,6%	+33,0 +0,8%	+29,3 +0,7%	+9,1 +0,3%	+21,0 +0,6%	+35,5 +0,9%	+42,9 +1,1%		+14,3 0,5%	+37,2 +1,1%	+69,8 +1,8%	+42,4 +1,0%			

Anmerkung: Bruttowertschöpfung (real) als Abweichung zur Referenz; alle Effekte ohne Crowding-out
Quelle: Prognos

OHNE GLOBALEN KONSENS MÜSSTEN CO₂-INTENSIVE BRANCHEN IM INTERNATIONALEN WETTBEWERB VOR LASTEN GESCHÜTZT WERDEN

Auch bei der Verfolgung weniger ambitionierter Ziele wäre ohne (auch temporären) globalen Ambitions- und Instrumentenkonsens trotz insgesamt positiver wirtschaftlicher Effekte ein Schutz einzelner Branchen im internationalen Wettbewerb nötig – z. B. in Form eines wirksamen **Carbon-Leakage-Schutzes** und einer langfristigen Vergleichbarkeit der Strompreise zur internationalen Konkurrenz.

Über die gesamte Industrie hinweg wären die Mehrkosten in einem 80 %-Klimapfad (plus 3 % Investitionsvolumen) in den meisten Branchen bewältigbar. Gleichzeitig würde die Mehrheit – von Anlagenbauern bis hin zu Grundstoffindustrien – von steigenden Investitionsaktivitäten und geringeren Energieimporten profitieren. Für mehrere CO₂-, wärme- und stromintensive Branchen im internationalen Wettbewerb könnten sich dennoch existenzgefährdende Mehrkosten einstellen.

Beispiel Stahl: Die Stahlproduktion in der Hochofen-Konverter-Route ist in Deutschland auch durch den Druck traditionell hoher Energiekosten bereits stark optimiert. In den meisten Stahlwerken wären daher weitere Fortschritte fast nur noch durch Maßnahmen mit relativ hohen CO₂-Vermeidungskosten, aus denen höhere Produktionskosten resultieren, zu erreichen. Gleichzeitig verursachen effektiv wirkende CO₂-Preise am EU-ETS über sehr lange Zeit Zusatzkosten, die sich für die Branche durch THG-Einsparmaßnahmen nicht verhindern lassen.³⁹ Ohne wirksamen Carbon-Leakage-Schutz könnte sich daraus sogar ein größerer Wettbewerbsnachteil ergeben als durch die Mehrkosten der Klimainvestitionen selbst.

Beispiel Nichteisenmetalle: Bei der Herstellung von Primäraluminium entfallen etwa 40 bis 50 Prozent der Produktionskosten auf Strom. Bereits ein 11-prozentiger Stromkostenanstieg von 2015 bis 2050 im 80 %-Klimapfad würde sich deshalb in rund 6 Prozent höhere Produktionskosten übersetzen – ein Großteil der aktuellen Marge. Da die Industrie am internationalen Commodity-Markt Preisnehmer ist, hängt ihre Wettbewerbsposition entscheidend vom parallelen Ambitionsniveau anderer Produktionsländer ab. Sofern diese keine ähnlichen Investitionen tätigen, müsste die nationale Industrie von resultierenden Lasten befreit werden. Dies gilt ebenfalls für noch größere Stromkostensteigerungen, die sich für die Branche zwischen 2020 und 2040 am Wholesale-Markt als Ergebnis steigender CO₂-Preise und häufiger preissetzender Gaskraftwerke am Energy-only-Markt ergeben können.

THG-intensive
Branchen im
internationalen
Wettbewerb zu
schützen

MEHRERE BRANCHEN MÜSSEN EINEN STRUKTURWANDEL BEWÄLTIGEN

Darüber hinaus wären andere Branchen bei einer Umsetzung der Klimapfade von einem **Strukturwandel** betroffen, der sich in einer rein volkswirtschaftlichen Betrachtung kaum angemessen abbilden lässt.

In der **Automobilindustrie** zieht ein umfangreicher Ausbau der Elektromobilität ab 2030 z. B. weitreichende Auswirkungen auf bestehende Wertschöpfungsnetzwerke vor allem bei kleinen und mittleren Zulieferbetrieben nach sich. Es ist zumindest aus heu-

³⁹ Bzw. die aufgrund ungleicher Wettbewerbsbedingungen nicht in den Produktpreis einbezogen werden können.

tiger Sicht nicht selbstverständlich, dass sich der über Jahrzehnte aufgebaute Technologievorsprung und der damit verbundene hohe Anteil an nationaler Wertschöpfung im Automobilsektor auf batterieelektrische Antriebe übertragen lassen.

Aktuell hängen mehr als eine Million Arbeitsplätze und ein bedeutender Teil der deutschen Industriewertschöpfung direkt oder indirekt vom Automobilsektor ab. Flankierend zum Klimaschutz wäre eine aktive **Industriepolitik** nötig, um diese Wertschöpfung so weit wie möglich zu erhalten und parallel neu auszubauen.

3.3 CHANCEN FÜR DIE DEUTSCHE INDUSTRIE

Zur Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen muss Deutschland Mehrinvestitionen von 1,5 bis 2,3 Billionen Euro bis 2050 bewältigen. Wie die ökonomische Analyse zeigt, sind diese Investitionen allerdings gleichzeitig ein umfassendes **Infrastruktur- und Modernisierungsprogramm**, von dem Anlagenbauer wie auch Grundstoffproduzenten durch Mehrnachfrage profitieren können. Das Erreichen der Klimaziele durch Effizienz-, Modernisierungs- und Digitalisierungsmaßnahmen birgt die Chance einer umfassenden Modernisierungsstrategie für alle wirtschaftlichen Bereiche Deutschlands. Daraus resultieren erstens ökonomische Chancen für die deutsche Industrie, die mit ihrer technologischen Kompetenz einen wesentlichen Teil der Lösung darstellt. Zweitens kann die Industrie damit eine konstruktive Rolle im Transformationsprozess hin zu einem treibhausgasneutralen Wirtschaftssystem übernehmen.

Eine derartige Modernisierung aller Sektoren böte die Chance, Deutschland zu einem **Leitmarkt** für innovative und ressourceneffiziente Technologien zu entwickeln und deutsche Unternehmen weiter nachhaltig als starke Anbieter für einen technologischen Klimaschutz zu etablieren. Das wäre umso wertvoller, je stärker ein internationaler Konsens die Nachfrage nach innovativen Technologien auch im Ausland erhöht und damit einen Weltmarkt für Klimaschutztechnologien schafft. Eine intelligente Forschungs-, Investitions- und Klimapolitik könnte es deutschen Unternehmen erleichtern, die **Innovationsführerschaft** in perspektivisch disruptiven Technologien zu erlangen, sowie gleichzeitig eine nachhaltige wirtschaftliche Kostendegression dieser Technologien ermöglichen.

ENERGIETRÄGERIMPORTE NEHMEN AB, ANTEIL NATIONALER WERTSCHÖPFUNG STEIGT

Deutschland importierte in 2015 eine Gesamtmenge von 9,5 EJ überwiegend fossiler Energieträger. Davon entfiel etwa die Hälfte auf Mineralöle und der Rest auf Erdgas, Steinkohlen und Energieträger für Kernenergie (Abbildung 28). Viele Maßnahmen in den Klimapfaden führen zu einer deutlichen Reduzierung dieses Importbedarfs und damit zu einer Verringerung der **Energieabhängigkeit** vom Ausland.⁴⁰ Gleichzeitig werden bisherige Importe durch Investitionen im Inland ersetzt, was in Deutschland die Nachfrage nach nationalen Kapitalgütern steigert.

Im **80 %-Klimapfad** geht das Importvolumen an Energieträgern bis 2050 auf 2,8 EJ zurück, was einem Rückgang um etwa 70 Prozent gegenüber 2015 entspricht:

- Importe von **Mineralölprodukten** sinken um 56 Prozent auf 2,0 EJ, weil durch zunehmende Elektrifizierung vor allem im Verkehrssektor weniger Erdöl zur Herstellung von Treibstoffen benötigt wird.
- Der Import von **Gasen** nimmt deutlich ab, da Erdgas sowohl in der industriellen Wärme- und Dampferzeugung als auch in der Erzeugung von Gebäudewärme zunehmend ersetzt wird.

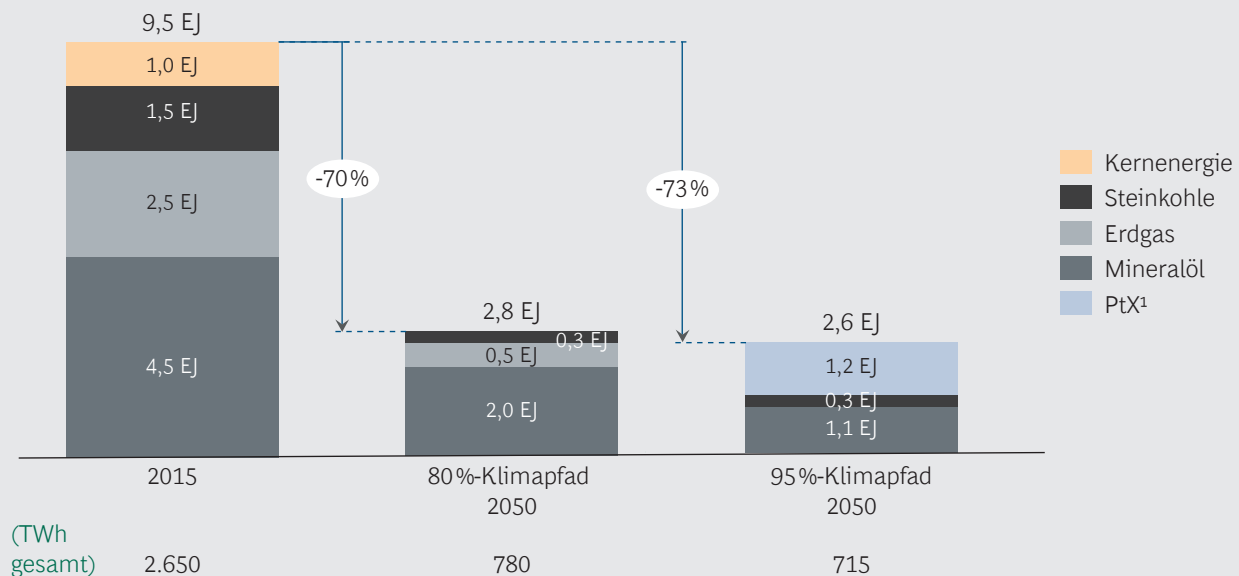
Energieträgerimporte um bis zu 76 Prozent rückläufig

⁴⁰ Die kostenmäßige Abhängigkeit sinkt nicht im selben Umfang.

ABHÄNGIGKEIT VON ENERGIETRÄGERIMPORTEN SINKT UM BIS ZU 76 PROZENT

ABBILDUNG 28 | Deutsche Energieträgerimporte nach Klimapfaden

NETTO-ENERGIETRÄGERIMPORTE DEUTSCHLAND
(EJ, ohne Strom)



¹ PtL: 0,8 EJ, PtG: 0,4 EJ

Anmerkungen: 1 EJ = 278 TWh; einschließlich internationale Verkehre (von Deutschland ausgehend)

Quelle: AG Energiebilanzen; Prognos; BCG

- Der gleiche Effekt gilt für **Steinkohlen**, da diese nur noch dort eingesetzt würden, wo sie für die stoffliche Umsetzung benötigt werden.
- Energieträgerimporte für **Kernenergie** (Brennelemente) werden durch den Ausstieg aus der Kernkraft ab 2022 vollständig vermieden.

Im **95 %-Klimapfad** gehen Importe zwischen 2015 und 2050 sogar um 73 Prozent zurück (auf 2,6 EJ):⁴¹

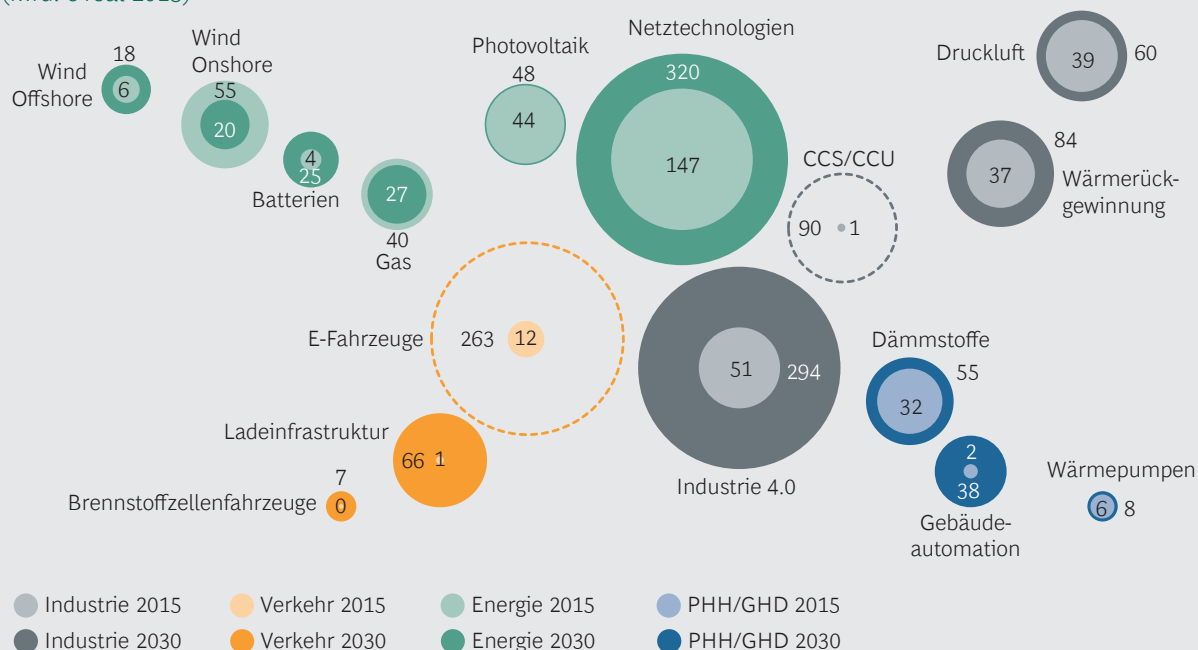
- **Fossile Energieträger** werden nur noch für die stoffliche Nutzung in der Grundstoffchemie (vor allem Mineralöl) sowie für die Stahlproduktion in der Hochofen-Konverter-Route genutzt. Importe fossiler Energieträger würden damit innerhalb von 35 Jahren um fast 85 Prozent sinken.
- Im Gegenzug werden allerdings in 2050 1,2 EJ (entspricht 340 TWh) **synthetische Brennstoffe** importiert, um vor allem die Sektoren Verkehr und Energie vollständig emissionsfrei zu stellen.

⁴¹ Importkosten für Energieträger sinken um weniger als 73 Prozent, da synthetische Brennstoffe teurer als fossile bleiben.

WELTMARKT FÜR KLIMASCHUTZTECHNOLOGIEN WÄCHST BIS 2030 AUF 1 BIS 2 BILLIONEN EURO

ABBILDUNG 29 | Weltmarktpotenziale von Klimaschutztechnologien 2015 vs. 2030 (Auswahl)

(Mrd. € real 2015)



Anmerkung: Die in der Abbildung dargestellten Zahlen bilden Mittelwerte von Spannen ab, die aus der Analyse unterschiedlicher Studien resultieren. Die Summe der Mittelwerte der in der Abbildung ausgewählten Klimaschutztechnologien beträgt im Jahr 2030 rund 1,4 Billionen Euro. Quelle: Verschiedene Studien (u. a. World Energy Outlook 2016, IHS Automotive, Bloomberg, JP Morgan, EWEA, DEWI, GWEC, GWS, BTM Consult, Pike Research, Freedonia, Photon Research, Visiongain, Fraunhofer ISI, Agora Energiewende, Statistisches Bundesamt, BMWi); BCG

WELTMARKT FÜR KLIMATECHNOLOGIEN WÄCHST

Gleichzeitig wächst die Nachfrage nach effizienten und klimafreundlichen Technologien auch auf globaler Ebene. Einerseits stellt das Klimaabkommen von Paris – trotz aktueller Rückschläge – dafür eine globale politische Basis. Andererseits werden **Klimaschutztechnologien** unabhängig von internationalen politischen Vereinbarungen zunehmend wettbewerbsfähiger.⁴² In der Stromerzeugung wird daher z. B. bereits heute weltweit stärker in treibhausgasneutrale als in fossile Technologien investiert.

Aktuellen Marktstudien zufolge wird sich der **Weltmarkt** für die größten Klimaschutztechnologien von etwa 500 Mrd. Euro in 2015 auf etwa 1,5 Billionen Euro in 2030 fast verdreifachen, was einer jährlichen Wachstumsrate von 7,5 Prozent entspricht (Abbildung 29).⁴³ In jedem Sektor existieren Technologien mit stark wachsendem globalen Marktpotenzial, für die das Rennen um globale Marktführerschaft noch offen ist, z. B.

⁴² Beispielhaft seien die Solarprojekte in den Vereinigten Arabischen Emiraten mit Stromgestehungskosten von 3 bis 4 \$-ct/kWh genannt.

⁴³ Diese Schätzung basiert auf Marktstudien Dritter zu den Weltmarktpotenzialen einzelner Technologielinien. Sofern für bestimmte Technologien mehrere Quellen vorlagen, wurden entsprechend Durchschnittswerte gebildet. Quellen: World Energy Outlook 2016, IHS Automotive, Bloomberg, JP Morgan, EWEA, DEWI, GWEC, GWS, BTM Consult, Pike Research, Freedonia, Photon Research, Visiongain, Fraunhofer ISI, Agora Energiewende, Statistisches Bundesamt, BMWi.

die E-Mobilität im Verkehr, Digitalisierung in der Industrie oder Speichertechnologien im Stromsektor.

Für viele deutsche Unternehmen gehören energie- und ressourceneffiziente Technologien bereits heute zum Markenkern. Die Industrie steht dabei allerdings im Wettbewerb mit Regionen wie Asien oder den USA. Eine erfolgreiche Gestaltung des Klimaschutzes in Deutschland bietet in diesem Kontext Chancen zum Aufbau einer nachhaltigen **Technologie- und Innovationsführerschaft** in Zukunftstechnologien, die zur Stabilisierung des Wachstums von internationalen Marktanteilen deutscher Exporteure und Importeure sowie zu einer Positionierung in Wachstumsmärkten beitragen kann. Sollten Märkte in „Nachahmerländern“ wachsen, wären damit sogar noch größere Potenziale verknüpft.

Die größten **Marktpotenziale** weisen im Jahr 2030 Netztechnologien (ca. 320 Mrd. Euro), der Bereich Industrie 4.0 (ca. 290 Mrd. Euro) und Elektrofahrzeuge (ca. 260 Mrd. Euro) auf. Darüber hinaus bestehen hohe Umsatzpotenziale im Bereich der Energieeffizienz- und Energieumwandlungstechnologien. Hierzu gehören beispielsweise energieeffiziente Elektromotoren mit reibungsarmen Oberflächen und besonders verlustarme Materialien für die Leitung von elektrischem Strom (bis hin zu Hochtemperatur-Supraleitern), neue Kühltechnologien, organische LEDs und sonstige nächste Generationen an Beleuchtungstechnologien, weitere ausgefeilte Technologien zur Abwärmenutzung und vieles andere mehr. In der gesamten Produktionskette werden Effizienzschritte eingebaut, die wiederum angepasste technische Lösungen initiieren.

Steigende Umsatzpotenziale für Klimaschutz- und Energieeffizienztechnologien bieten auch entsprechende Chancen für die **Werkstoffhersteller**. Die Nachfrage nach Stahl und Nichteisenmetallen profitiert beispielsweise durch weiter wachsende Bedarfe in der Windenergie, den Ausbau der Stromnetze oder die Verwendung in einer Vielzahl von Anlagen bei Querschnittstechnologien. Stahl wie auch Nichteisenmetalle werden zudem in vielen anderen Bereichen wie Straßenverkehr (z. B. Elektrifizierung, Leichtbau) oder im Gebäudebereich (z. B. Heizung) benötigt. Zudem gibt es für Beton und andere Baustoffe zusätzliche Wachstumsimpulse durch Bauinvestitionen. Besonders starke Innovationstätigkeiten finden bei der maßgeschneiderten Produktion von Werkstoffen mit spezifischen Eigenschaften statt, wie etwa strahlungsreagiblen Fensterbeschichtungen, reibungsarmen Ober- und Grenzflächen oder besonders elastischen und dabei stabilen Materialien für mechanisch belastete Verbindungen. Diese kohlenstoffbasierten Materialien beruhen in Teilen auf Grundprodukten der Grundstoffchemie, teilweise werden sie in der Spezialchemie direkt hergestellt. Dasselbe gilt für Materialien für die breite Umsetzung wie etwa Dämmstoffe im Baubereich.

ZUSÄTZLICHE CHANCEN DURCH DIGITALISIERUNG UND SYSTEM-KNOW-HOW

—
Digitalisierung und
System-Know-how
bieten zusätzliche
Chancen

Die **Digitalisierung** wird einen signifikanten Beitrag zur Umsetzung des Klimaschutzes leisten können – nicht zuletzt, da sie in nahezu allen Bereichen die Chance auf erhebliche Kostensenkungspotenziale und neue Geschäftsmodelle bietet. So sind in verschiedenen Industriebereichen (z. B. Prozessindustrie, Halbleiterfertigung und Beleuchtung) Einsparungen von bis zu 30 Prozent möglich, wenn eine stärkere Verzahnung von Digitalisierung und Energieeffizienz, vor allem über Industrie 4.0, erfolgt. Unter Klimagesichtspunkten bietet Digitalisierung zusätzliche Chancen für eine Ver-

besserung der Energieeffizienz. Beispiele für bereits heute eingesetzte Anwendungen geben einen Eindruck von den absehbaren Potenzialen:

- Energieerträge von **Windparks** lassen sich durch digital gesteuerte Optimierung um bis zu 5 Prozent steigern, indem Leistungsparameter wie Drehzahl, Drehmoment, Einstellung der Anlagensteuerung oder Anstellwinkel und Aerodynamik von Rotorblättern über den Park hinweg optimiert werden.
- Multifunktionale **EMS-Tools**⁴⁴ bilden mit Echtzeit-Transparenz über anlagenscharfe Verbräuche relevanter Prozessmedien wie Wärme, Kälte oder Druckluft die Basis für Energiekostensenkungen durch Prozessautomatisierung, Lastabwurfmanagement und Wochenendabschaltung.
- Der Energiebedarf in der Landwirtschaft kann durch „**Digital Farming**“ um bis zu 20 Prozent gesenkt werden, indem die Ausbringung von Dünge- und Pflanzenschutzmitteln im Ackerbau koordinatengenau an die unterschiedlichen Fruchtbarkeitsniveaus von Flächen angepasst wird.

In Deutschland sind bereits heute unter den „**Hidden Champions**“ zahlreiche Markt- und Weltmarktführer in höher spezialisierten Bereichen wie der Verknüpfung von Produktionstechnologien, Maschinenbau, Werkstoff- und Materialentwicklung mit Digitalisierungstechnologien zu finden, die sich mit produkt- und prozessnahen Lösungen langfristig international differenzieren können.

⁴⁴ EMS = Energiemanagementsystem.

3.4 HERAUSFORDERUNGEN FÜR WIRTSCHAFT UND POLITIK

Die Erreichung der ambitionierten Klimaziele von 80 bis 95 Prozent THG-Emissionsreduktion wird Deutschland in den kommenden Jahrzehnten vor große **Herausforderungen** stellen.

Bereits derzeitige Anstrengungen – z. B. der ambitionierte Ausbau von erneuerbaren Energien und Netzen, der umfassende Umbau des deutschen Energiesystems, die Aufrechterhaltung des aktuellen Niveaus an Gebäudesanierung und bestehende Bemühungen zur Senkung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe im Verkehrssektor – erzeugen Belastungen für Unternehmen und Gesellschaft. Dennoch reichen die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen zur Erreichung der Klimaziele nicht aus. Es verbleibt unter den getroffenen Annahmen bis 2050 eine **Lücke von 20 bis 35 Prozentpunkten**, die mit zusätzlichen Maßnahmen und politischen Instrumenten geschlossen werden müsste.

Große
Herausforderungen
zur Erreichung der
Klimaziele

80 Prozent Emissionsreduktion würde – zusätzlich zu den bereits bestehenden Anstrengungen – unter anderem eine weitere Beschleunigung der Energiewende im Stromsektor (Ausbau von erneuerbaren Energien, Stromnetzen, Speichern und Flexibilitätspotenzialen, Sicherstellung von Backup-Kraftwerken und THG-Emissionsminderung bei der konventionellen Stromerzeugung), eine deutliche Ausweitung der Sektorkopplung mit Verkehr und Wärme, eine höhere Ausschöpfung existierender Effizienzpotenziale sowie eine Umlenkung national nachhaltig verfügbarer Biomasse in effizientere Verwendungen in der Industrie erfordern. Auch diese Maßnahmen wären zunächst für viele Verbraucher und Unternehmen mit zusätzlichen Belastungen verbunden.

95 Prozent Emissionsreduktion würde – vor allem für die „letzten Prozente“ – ungleich größere Anstrengungen erforderlich machen. Energie, Verkehr, Gebäude und industrielle Wärmeerzeugung müssten praktisch emissionsfrei gestellt werden. Dafür sind bis 2050 unter anderem der Einsatz von Power-to-Gas-Technologie für Backup-Kraftwerke im Stromsystem, die Sanierung von 80 Prozent des Gebäudebestands auf heutigen Neubaustandard, die vollständige Verdrängung von Kohle, Öl und Erdgas in der Wärmeerzeugung, eine weitgehende Durchdringung des Verkehrssektors mit Batteriefahrzeugen und Lkw-Oberleitungen auf den wichtigsten Autobahnstrecken im Güterverkehr, umfangreiche Importe von erneuerbarem Treibstoff, der Einsatz von CCS zur Vermeidung von Prozessemissionen und sogar eine Emissionssenkung im landwirtschaftlichen Tierbestand notwendig. Rund zwei Drittel der noch verbliebenen Emissionen in 2050 kämen aus der Landwirtschaft, davon mehr als die Hälfte von Rindern.

Mit Mehrinvestitionen von 1,5 bis 2,3 Billionen Euro (Mehrkosten: 470 bis 960 Mrd. Euro) bis 2050 würde die Umsetzung der Klimapfade eine beispiellose **Transformation** für viele Bereiche der deutschen Wirtschaft bedeuten. Im Vergleich zur Energiewende wären die Komplexität sowie die direkte Betroffenheit vieler Bürger und der Veränderungsbedarf bei Unternehmen jedoch noch einmal deutlich höher. Das birgt zum einen erhebliche Umsetzungs Herausforderungen. Zum anderen wären die Folgewirkungen politischer Fehlsteuerungen deutlich größer.

UMSETZUNGSHERAUSFORDERUNGEN ERFORDERN POLITISCHE STEUERUNG

Die beschriebenen Klimapfade stellen den aus heutiger Sicht bei optimaler Umsetzung volkswirtschaftlich **kosteneffizientesten** Weg zur Erreichung der deutschen Klimaziele dar. In der Realität existieren eine Reihe von Umsetzungs- und Kostenrisiken, die ohne erfolgreiches politisches Gegensteuern die Zielerreichung erschweren und ohne einen möglichst breiten globalen Konsens zum Klimaschutz negativere wirtschaftliche Auswirkungen für einzelne Branchen zur Folge haben können, da sie die Mehrkosten für betroffene Branchen erhöhen.

So erfordert die Erreichung der Klimaziele beispielsweise zusätzliche Effizienzgewinne durch eine bessere Durchdringung effizienter Technologien in allen Sektoren. Ein sinkender Stromverbrauch bei Bestandsanwendungen würde Kapazitäten für neue Verbraucher schaffen, die damit teilweise durch die bestehende Netz- und Erzeugungsinfrastruktur bedient werden könnten. Ein **Ausbleiben dieser Effizienzgewinne** würde bei gleichzeitiger Elektrifizierung im Rahmen der Sektorkopplung zusätzliche Kosten im Stromsystem nach sich ziehen, da mehr Investitionen in erneuerbare Erzeugung, Netze und Backup getätigt werden müssten.

Ebenso sorgt die verzögerte **Umsetzung des Netzausbaus** bereits heute für Ineffizienzen und Mehrkosten im Stromsystem, wie z. B. Redispatch-Kosten. Der erhebliche weitere Zubau erneuerbarer Energien von etwa 150 bis 200 GW bis 2050 erfordert noch einmal eine Intensivierung bestehender Anstrengungen, deren Scheitern höhere Kosten im Stromsystem verursachen würde. Gleiches gälte für ein Ausbleiben zunehmender **Flexibilisierung** auf Nachfrageseite, für die einerseits ein effektives marktseitiges Anreizsystem und andererseits Akzeptanz bei Stromverbrauchern nötig wären – beispielsweise bei der Anpassung des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen an die Stromverfügbarkeit. Falls diese Flexibilisierung nicht gelingt, müssten mittelfristig erheblich höhere Mengen an erneuerbarer Erzeugung abgeregelt werden, was die Kosten des Stromsystems weiter verteuern würde.

Der kostenoptimale Weg zur Senkung industrieller Energieemissionen erfordert nach heutigem Stand eine aktive **Lenkung von Biomasse** aus weniger effizienten Einsatzfeldern wie der Erzeugung von Strom und Gebäudewärme in die Industrie. Sollte diese Lenkung keinen Erfolg haben, stünden dort z. B. mit Elektrowärme vor allem deutlich teurere Alternativen zur Verfügung, die Unternehmen mit zusätzlichen Mehrkosten belasten würden.

Die Senkung industrieller Prozessemissionen erfordert in den meisten Branchen den Einsatz von **CCS**, für den zur Erreichung eines 95 %-Ziels bis 2050 spätestens ab Anfang der 2030er Jahre mit der Erschließung geeigneter Standorte und dem Bau von Infrastruktur begonnen werden müsste. CCS-Technologie hat in Deutschland traditionell mit erheblichen Akzeptanzproblemen zu kämpfen. Sollte eine umfassende und zeitgerechte Umsetzung scheitern, wäre die Erreichung hochambitionierter Klimaziele am oberen Ende der aktuell von der Regierung kommunizierten Spanne nach heutigem Stand nicht mehr oder nur mit alternativen Investitionen möglich, die ein Mehrfaches der Kosten für die CCS-Technologie betragen würden. Dabei müsste z. B. in der Stahlindustrie für eine vollständige Durchdringung der Direktreduktion (Carbon Direct Avoidance, CDA) fast der gesamte heutige Anlagenpark stillgelegt und durch den

Erhebliche
Umsetzungs- und
Kostenrisiken
erfordern umsichtige
Steuerung

parallelen Neubau von Anlagen ersetzt werden. Auch für den umfassenden Aufbau von CCU wären vergleichbare Ergänzungen nötig. Zudem müssten für diese alternativen Ansätze in großem Umfang neue Wasserstoffherstellungsanlagen gebaut werden, zu deren Betrieb eine zusätzliche Stromerzeugung im Umfang von 130 bis 190 TWh erforderlich wäre. In Branchen wie der Abfallverbrennung wäre die Zielerreichung insgesamt gefährdet, da hier nach heutigem Stand der Technologie realistische Alternativen fehlen.

Allgemein ist ein breiter gesellschaftlicher Konsens über die Klimaschutzmaßnahmen unabdingbare Voraussetzung für deren Gelingen. Vor allem für eine THG-Reduktion jenseits der 80 % nehmen Herausforderungen in allen Sektoren in „nichtlinearer“ Weise zu. Neben CCS könnten aus heutiger Sicht dabei auch **Akzeptanzprobleme** gegenüber Maßnahmen im Tierbestand, umfangreichem Windkraft- und Netzausbau, dem Aufbau einer neuen Überleitungsinfrastruktur auf Autobahnen, deutlich zunehmender Gebäudesanierung, dem Kauf von Elektrofahrzeugen oder allgemein klimaschutzbezogenen Mehrkosten für Steuerzahler und Verbraucher die Erreichung der Ziele gefährden. Transparente öffentliche Kommunikation, eine kosteneffiziente Umsetzung, faire Kostenverteilung und nach Möglichkeit die Vermeidung von Strukturbrüchen wären für ein Gelingen essenziell.

FEHLSTEUERUNGEN KÖNNEN ERHEBLICHE WIRTSCHAFTLICHE RISIKEN BERGEN

Fehlsteuerungen
würden Umsetzbarkeit
national und
global gefährden

Die Politik steht vor der anspruchsvollen Aufgabe, die Umsetzung der komplexen Klimamaßnahmen mit der Wahrung und Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland, einer fairen Lastenverteilung sowie einer Sicherstellung der Akzeptanz der Maßnahmen in Einklang zu bringen. Dazu bedarf es einer effektiven politischen Rahmen- und Anreizsetzung sowie einer langfristigen aktiven **Begleitung des „Großprojekts Klimaschutz“**. Je besser dies in Deutschland gelingt, desto besser sind die Erfolgsaussichten auch auf globaler Ebene.

Dies gilt auch umgekehrt: Politische Fehlsteuerungen würden die komplexe Transformation nicht nur unnötig verteuern und deren Akzeptanz und Umsetzbarkeit in Deutschland gefährden, sondern auch die Rolle Deutschlands als positives Beispiel beim Klimaschutz in Frage stellen. Mit einem „Negativbeispiel Deutschland“ wäre die ursprüngliche Ambition ins **Gegenteil** verkehrt.

Die mit großem Aufwand und hohen Kosten vorangetriebene **Energiewende** im Stromsektor der letzten Jahre kann in diesem Kontext als Bezugspunkt dienen. Einerseits ist es gelungen, den Anteil erneuerbarer Erzeugung an der deutschen Stromversorgung innerhalb von nur 15 Jahren von 6 auf über 30 Prozent zu steigern. Trotz steigender Umlagen und neuer Netz- und Windkraftprojekte ist die grundsätzliche Zustimmung in der Bevölkerung weiterhin hoch. Zunächst blieben deutsche Börsenstrompreise⁴⁵ international wettbewerbsfähig, und die deutsche Industrieproduktion wuchs im selben Zeitraum um etwa ein Viertel.

⁴⁵ Für einen Teil der Industrie relevant.

Andererseits haben frühe regulatorische Fehlsteuerungen für eine unnötige Verteuerung gesorgt, die als „**Kostenrucksack**“ aus den bisherigen EEG-Zusagen im Stromsystem noch für weitere 15 bis 20 Jahre bewältigt werden muss. Mit Hilfe komplexer Regelungen konnte dieser Anstieg für die im internationalen Wettbewerb stehenden Branchen abgemildert werden. Der Ausbau der Netzinfrastruktur hinkt allerdings dem Ausbau erneuerbarer Energien hinterher und verursacht damit zunehmende Ungleichgewichte und Stress im Stromsystem, etwa durch signifikant gestiegene Redispatch-Kosten. Ein Regelungssystem im „Dauerumbau“, das Gefühl des politischen Mikromanagements und die Ungewissheit hinsichtlich des dauerhaften Bestands umstrittener Ausnahmeregelungen für energieintensive Branchen haben bei betroffenen Unternehmen für Unsicherheit gesorgt und belasten das Investitionsklima. Gleichzeitig ist es nicht gelungen, Deutschlands ursprüngliche Innovationsführerschaft bei Schlüsseltechnologien wie der Photovoltaik durch eine konsequente Industriepolitik in eine nachhaltige Weltmarktführerschaft zu übersetzen.

Bei der Umsetzung der Klimapfade muss der damit verbundene wirtschaftliche Anpassungsprozess besser verlaufen. Die möglichen positiven ökonomischen Folgeeffekte der Klimaschutzmaßnahmen sind auch davon abhängig, dass es gelingt, bisherige Wertschöpfung in Deutschland zu halten und zukünftige Wertschöpfung so umfassend wie möglich in Deutschland aufzubauen. Vor allem der notwendige **Strukturwandel** in der Automobilindustrie wird die Industrie in diesem Zusammenhang vor erhebliche Transformationsherausforderungen stellen. Sicherung und Ausbau von Wertschöpfung und Beschäftigung parallel zur Erreichung der Klimaziele werden eine umsichtige Industriepolitik und große Anpassungsanstrengungen erfordern.

„Kollateralkosten“ für Unternehmen sollten minimiert werden

Auch darüber hinaus sollten bei der nationalen Umsetzung des Klimaschutzes die „Kollateralkosten“ für Unternehmen so gering wie möglich gehalten werden. Mit größeren Unterschieden bei den Ambitionsniveaus zwischen Deutschland und dem Rest der Welt steigen **Kostenrisiken** für einzelne Branchen auch bei erfolgreicher Umsetzung grundsätzlich an. Das betrifft insbesondere emissions-, wärme- und stromintensive Unternehmen wie Teile der Grundstoffchemie, der Nichteisenmetallerzeugung und der Produktion von Elektrostahl. Die Stromsystemkosten steigen im 80 %-Klimapfad insgesamt pro MWh „nur“ um zwischenzeitlich 13 Prozent bis 2050 an. Der parallele Rückgang der Kohle- und Kernenergieerzeugung schränkt aber für Unternehmen dieser Industrien Möglichkeiten zum Bezug kostengünstigen Grundlaststroms ein. Die Verwendung von rein erneuerbaren Energien oder gasbasiertem Strom könnte dort schnell zur Verdoppelung der Strombezugskosten führen. Das Risiko derart stark steigender Preise am Wholesale-Markt ist durch aktuelle Befreiungsregelungen nicht abgedeckt. Ohne ähnlich hohe Ambitionen im Rest der Welt müssten dafür umfangreichere Entlastungstatbestände geschaffen werden, sofern nicht ein struktureller Wettbewerbs- und Kostennachteil für die betroffenen Industrien in Kauf genommen werden soll.

Im 95 %-Klimapfad wären solche Risiken noch einmal erheblich größer: So liegen z. B. die erwarteten Kosten für Power-to-Gas unter den getroffenen Annahmen um den Faktor 7 über dem heutigen Erdgaspreis, was vor allem energieintensive Industrien mit Hochtemperaturwärmeerzeugung vor große Herausforderungen stellen würde. Es ist nach heutigem Stand schwer vorstellbar, dass eine solche Differenz auf nationaler Ebene in großem Maßstab ausgeglichen werden kann. Daher wären Unternehmen in

einem solchen Pfad auf ein „Level Playing Field“ mit international ähnlich hohen Ambitionsniveaus angewiesen.

FÜR EIN 95 %-ZIEL WÄREN MITTELFRISTIG ZENTRALE RICHTUNGSENTSCHEIDUNGEN ERFORDERLICH

Neben den grundsätzlichen Weichenstellungen würde die Erreichung eines 95 %-Klimaziels nochmals zusätzliche Richtungsentscheidungen erfordern. Aufgrund der langwierigen Investitionszyklen zentraler Technologien, die zur Erreichung dieses Ziels erforderlich sind, dürfte ein Beschluss über das tatsächliche deutsche Ambitionsniveau nicht zu einem beliebig späten Zeitpunkt getroffen werden.

Sofern bis 2050 eine THG-Reduktion um 95 % erreicht werden soll, wären dazu in mehreren Sektoren bereits frühzeitige Vorbereitungen und spätestens mittelfristig zentrale **Richtungsentscheidungen** notwendig:

Zusätzliche
Herausforderung:
Frühzeitig zentrale
Richtungsentscheidungen
erforderlich

- 1. Netzausbau: Schon heute deutliche Beschleunigung erforderlich.** Zur Erreichung von 95 Prozent THG-Reduktion wäre bis 2050 eine Steigerung der deutschen Kapazität an Wind und Photovoltaik auf mehr als das Dreifache nötig. Um diese in das Stromsystem integrieren zu können, müsste schon heute mit der Planung und dem zügigen Ausbau zusätzlicher Netzkapazitäten begonnen werden – über die Ambition des aktuellen Bundesnetzentwicklungsplans (NEP) hinaus.
- 2. Power-to-Liquid: Anstrengungen heute zu starten.** Wenn bis 2050 alle Verkehre emissionsfrei gestellt werden sollen, wären erhebliche Importmengen erneuerbarer Kraftstoffe erforderlich. Um bis 2050 dafür ausreichende Produktionskapazitäten und entsprechende (internationale) Wertschöpfungsketten aufzubauen, müsste schon heute mit ersten Projekten begonnen werden. Erste Anlagen im industriellen Maßstab müssten bereits in den 2020er Jahren in Betrieb gehen.
- 3. Schwerer Lkw-Verkehr: Systementscheidung Mitte der 2020er Jahre.** Für Emissionsenkungen im schweren Straßengüterverkehr wären aus heutiger Sicht Lkw-Oberleitungen die günstigste Option. Daneben befinden sich vor allem Brennstoffzellen, Verbrenner mit synthetischen Kraftstoffen und batterieelektrische Lkw in einem Technologiewettbewerb mit offenem Ausgang. In den nächsten Jahren müsste daher eine zusätzliche Technologieerprobung und -entwicklung aller Optionen erfolgen. Wenn sich abzeichnet, dass Oberleitungen auch langfristig die günstigste Lösung bleiben (allein oder in Kombination mit den anderen Technologien), müsste in fünf bis sieben Jahren eine endgültige Bauentscheidung getroffen werden, um vor 2030 die ersten größeren Autobahnabschnitte elektrifizieren zu können. Parallel würde die Verfolgung einer europäischen Lösung den Wert dieser Infrastruktur bedeutend erhöhen.
- 4. Power-to-Gas: Aufbau erster Anlagen ab 2030.** Aus aktueller Sicht wäre Power-to-Gas in einem 95 %-Klimapfad unter anderem für die emissionsfreie „Backup“-Stromerzeugung und die Systemintegration volatiler erneuerbarer Stromerzeuger erforderlich (saisonaler Speicher). Um 2050 fossiles Erdgas vollständig aus dem Energiemix ersetzen zu können, müsste Anfang der 2030er Jahre mit dem Bau der ersten Anlagen begonnen werden.



5. **Carbon-Capture-and-Storage: Betrieb ab Mitte der 2030er Jahre.** Spätestens Mitte der 2030er Jahre wäre für die Erreichung eines 95 %-Ziels aus aktueller Sicht der skalierbare praktische Einsatz von CCS zu starten, um bis 2050 die erforderliche Durchdringung zu erreichen. Zur Vorbereitung bedürfte es bereits in den nächsten zehn Jahren entsprechender Forschungs- und Pilotprojekte, die erhebliche gesetzgeberische wie genehmigungsrechtliche Hürden zu überwinden hätten. Außerdem wäre eine flankierende Sensibilisierung der Bevölkerung zum Abbau von Vorbehalten erforderlich. Falls CCS politisch nicht akzeptabel erscheint und dennoch die 95 %-Ambition verfolgt würde, müsste in Anbetracht der sehr langen Investitionszyklen (unter anderem in Stahlherstellung und Dampfreformierung) bereits heute mit der Einführung emissionsfreier (und sehr teurer) Anlagen und entsprechender Ausgleichsmechanismen begonnen werden.



4 POLITISCHE HANDLUNGSFELDER

Die vorliegende Studie verzichtet bewusst auf eine Bewertung und Empfehlung konkreter politischer Steuerungsinstrumente. Auf Basis der Analysen und Vorüberlegungen sollen jedoch eine Reihe notwendiger politischer Handlungsfelder identifiziert werden, die sich entlang von fünf Kategorien strukturieren lassen:

1. **Langfristige, sektorübergreifende Rahmenbedingungen.** Hierzu zählen unter anderem ein internationaler Ansatz bei Klimaschutzinstrumenten, verlässliche Wettbewerbs- und Investitionsbedingungen sowie eine Ausrichtung der Klimaschutzpolitik auf Kosteneffizienz.
2. **Politische Impulse und Richtungsentscheidungen.** Für die Umsetzung eines 80 %-Klimaziels wären in allen Sektoren weitere Impulse erforderlich, z. B. für zusätzliche Effizienzsteigerungen, den weiteren Umbau des Stromsystems und um Anreize für Sektorkopplung sowie letztlich THG-Einsparungen zu schaffen. Für ein 95 %-Ziel wäre in Anbetracht der ungleich höheren Ambition und umfangreicherer gesellschaftlicher Einschnitte außerdem eine öffentliche Richtungsdebatte notwendig; darüber hinaus müssten bereits in den kommenden Jahren zentrale politische Weichenstellungen erfolgen.
3. **Öffentliche Investitionen in Infrastruktur, Forschung und Qualifikation.** Für zentrale Infrastrukturinvestitionen müsste die öffentliche Hand frühzeitig entsprechende Rahmenbedingungen schaffen und zudem gezielt in die Erforschung von Zukunftstechnologien wie auch in Ausbildung und Qualifizierung investieren.
4. **Monitoring und flexible Begleitung.** Aufgrund von Unsicherheit über die Geschwindigkeit von Lernkurven, den Erfolg gesetzter Rahmenbedingungen, die Materialisierung getroffener Annahmen und die Entwicklung internationaler Klimaschutzambitionen wären ein kontinuierliches Monitoring der Erreichbarkeit der Ziele und der Fortschritte sowie flexible Kontrollmechanismen über die Zeit erforderlich.
5. **Flankierung und begleitende Maßnahmen.** Hierzu zählen das Sicherstellen einer ausgewogenen gesellschaftlichen Lastenverteilung, die Vermeidung und Abfederung von Strukturbrüchen sowie eine Verknüpfung von Klima- und Industriepolitik für Erhalt, Wachstum und Modernisierung der deutschen Industriestruktur parallel zur Erreichung der Klimaziele.

Fünf wesentliche
politische
Handlungsfelder

4.1 LANGFRISTIGE, SEKTORÜBERGREIFENDE RAHMENBEDINGUNGEN

INTERNATIONALER ANSATZ BEI KLIMASCHUTZINSTRUMENTEN

Selbst mit massivem Aufwand könnten einzelne Staaten oder regionale Staatenorganisationen wie die EU den Klimawandel nicht allein stoppen. Oberste Priorität deutscher Klimapolitik sollte daher sein, **internationale Klimaschutzanstrengungen** zu festigen und international vergleichbare Rahmenbedingungen für den Klimaschutz zu schaffen.

Ein wirkungsvoller Ansatz wären globale oder zumindest global koordinierte, idealerweise alle Sektoren umfassende Marktmechanismen (z. B. Emissionshandel) im Sinne des Artikels 6 des Pariser Abkommens – zumindest in den größten Volkswirtschaften (z. B. G20). Diese könnten die Erreichung der Klimaschutzziele marktwirtschaftlich unterstützen und ein weitreichendes internationales „**Level Playing Field**“ für Unternehmen schaffen.

Nur wenn es mittelfristig gelingt, das ambitionierte Klimaziel von Paris in **international harmonisierte und konvergierende Zielsetzungen, Rahmenbedingungen und Preissignale** für die Reduktion von THG-Emissionen zu übersetzen und dies mit einer effizienten nationalen Klimapolitik sowie internationaler Kooperation zu verbinden, wird die Staatengemeinschaft den Klimawandel wirksam begrenzen können.

SCHAFFUNG VERLÄSSLICHER WETTBEWERBS- UND INVESTITIONSBEDINGUNGEN

Die Studie zeigt einerseits Chancen für die Gesamtwirtschaft, andererseits aber auch Risiken für vom Strukturwandel betroffene oder energieintensive Unternehmen auf. Um die notwendigen langfristigen Investitionen in energieeffiziente und emissionsmindernde Technologien und neue Anlagen tätigen zu können, benötigt die Industrie **verlässliche Investitionsbedingungen** und längerfristige Sicherheit hinsichtlich international wettbewerbsfähiger Strom- und Energiekosten.

Dafür wäre die Politik bei der Verfolgung der Klimaziele gefordert, in den nächsten Jahren ein koordiniertes und konsistentes Bündel möglichst **marktorientierter, technologieoffener und effizienter Instrumente** mit einer verlässlichen Rahmensetzung für jeden Sektor der Volkswirtschaft zu entwickeln. Für diese Instrumente wäre ein möglichst breiter gesamtgesellschaftlicher Konsens anzustreben, damit grundlegende Rahmenbedingungen über politische Legislaturperioden hinweg verlässliche Wirkung entfalten können.

Ohne global koordinierte Instrumente und Ambitionen wäre wirksamer Carbon-Leakage-Schutz erforderlich

Falls in den nächsten Jahren kein weitgehender globaler Konsens im Sinne der oben beschriebenen global koordinierten Marktmechanismen und Ambitionen erreicht werden kann, wäre es zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen im internationalen Wettbewerb außerdem erforderlich, langfristig verlässliche **Ausnahmeregelungen** und einen wirksamen **Carbon-Leakage-Schutz** zu gewährleisten – wahrscheinlich über den heutigen Rahmen hinaus.

AUSRICHTUNG VON KLIMAPOLITIK AUF MARKTWIRTSCHAFT UND KOSTENEFFIZIENZ

Die meisten zusätzlich erforderlichen technischen Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele sind aus Entscheiderperspektive unter aktuellen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich und benötigten daher **zusätzliche Impulse**.

Um Fehlsteuerungen wie in der bisherigen Stromwende zu vermeiden, sollte die Klimapolitik von Beginn an auf marktwirtschaftliche Prinzipien und Kosteneffizienz ausgerichtet sein und so technologieoffen wie möglich die günstigsten Lösungen fördern, die sich im „**Emissionssenkungswettbewerb**“ behaupten. Das würde eher Instrumente erfordern, die Anreize zur Emissionsreduktion erzeugen, statt spezifische Technologien durchzusetzen. Außerdem wäre in manchen Sektoren grundsätzlich eine stärkere Ausrichtung der Regulierungen auf CO₂-Vermeidung notwendig (wie bei Gebäuden anstelle von Primärenergiestandards).

4.2 POLITISCHE IMPULSE UND RICHTUNGS-ENTSCHEIDUNGEN

Die Erreichung der Klimaziele würde eine Reihe politischer Weichenstellungen und Impulse erfordern. Solange kein übergreifendes Instrument existiert, das die Verwirklichung der Klimaziele über alle Sektoren hinweg kosteneffizient bewirken könnte, wäre auch in Zukunft eine Kombination **auf einzelne Branchen zugeschnittener Ansätze** notwendig.

ANREIZUNG ZUSÄTZLICHER EFFIZIENZ

Zusätzliche Anreize
für Effizienz in allen
Sektoren

Zur Begrenzung der Kosten im Energiesystem wären auch in den nächsten Jahrzehnten weitere Steigerungen der **Energieeffizienzgewinne** bei Gebäuden (Sanierung), in Haushalten, im Gewerbe, in der Industrie und im Verkehr nötig. Viele der dafür erforderlichen Investitionen sind zwar volkswirtschaftlich lohnenswert, aber durch höhere Kapitalkosten und abweichende Energieträgerpreise nicht zwangsläufig auch für betriebswirtschaftliche Entscheider. Außerdem gibt es in vielen Fällen praktische Hürden wie einen Mangel an Transparenz über Einsparmöglichkeiten, unübersichtliche Fördersysteme, wirtschaftlichere alternative Investitionsmöglichkeiten, bis hin zu Investor-Nutzer-Dilemmata.

Zur Überwindung dieser Hürden bedarf es entsprechender **Anreize**. Die Rahmenbedingungen müssten so verändert werden, dass Effizienzinvestitionen auch für Entscheider betriebswirtschaftlich attraktiv werden und sie neue Geschäftsmodelle, beispielsweise für Mobilität, Gebäudebetrieb oder die Organisation industrieller Prozesse und nachgelagerter Dienstleistungen, Effizienzinvestitionen und -innovationen beschleunigen. Für eine hinreichend schnelle Marktdurchdringung wäre in manchen Sektoren möglicherweise umfangreichere finanzielle Förderung nötig.

Darüber hinaus müsste nach Wegen zu einer deutlichen Beschleunigung von **Automation, Digitalisierung, des Einsatzes künstlicher Intelligenz** etc. in allen Sektoren gesucht werden, da diese Trends zentrale Beschleuniger zukünftiger Effizienzgewinne darstellen und dadurch zusätzliche Potenziale über die in dieser Studie unterstellten hinaus kostengünstig identifiziert und realisiert werden könnten.

WEITERER UMBAU DES STROMSEKTORS

Zur Erreichung des THG-Reduktionskorridors von 80 bis 95 Prozent wäre über die nächsten Jahrzehnte ein weiterer Umbau der Energieinfrastruktur erforderlich. Abhängig von der konkreten deutschen Klimaschutzambition müsste sich der Zubau erneuerbarer Energien noch einmal beschleunigen, um bis 2050 die Kapazität von Wind und Photovoltaik gegenüber heute zu verdrei- (80 %) bis vervierfachen (95 %).

Hohe Priorität müsste der weiteren Integration europäischer Strommärkte und dem – idealerweise internationalisierten – **Europäischen Emissionshandel (ETS)** als Leitinstrument zur Minderung von THG-Emissionen eingeräumt werden. Es wäre zu prüfen, wie in Zukunft der Ausbau erneuerbarer Energien und der Emissionshandel

ineinandergreifen können, um THG-Reduktionen im Energiesektor so kosteneffizient wie möglich zu erreichen.

Darüber hinaus wären für den Erfolg des Klimaschutzes bereits kurzfristig ein deutlich beschleunigter Netzausbau im Einklang mit dem Aufbau volatiler Erzeugung sowie leistungsfähige Markt- und Preisbildungsmechanismen nötig, die zur Sicherstellung von **Versorgungssicherheit** effiziente Anregungen für flexible Kraftwerksneubauten, den Erhalt bestehender Kraftwerke oder andere gesicherte Leistung schaffen. Mittelfristig müssten außerdem die Integration hoher Anteile nicht regelbarer Erzeugung (Photovoltaik, Wind) sowie die **Flexibilisierung** von Verbrauchern ermöglicht werden.

Beschleunigter
Zubau Erneuerbarer
und Ausbau der
Netzinfrasturktur

ABBAU VON HÜRDEN DER SEKTORKOPPLUNG

Die Klimapfade zeigen, dass die Sektorkopplung zwischen Strom, Wärme und Verkehr ein wichtiger Baustein zur Erreichung der Klimaziele ist. Das bestehende Umlagen- und Abgabensystem stellt in manchen Sektoren allerdings eine **Hürde** für die Durchsetzung der nötigen Maßnahmen dar (z. B. Elektrifizierung, Fernwärme, Power-to-Liquid). Es wäre zu prüfen, ob dieses System in den betroffenen Sektoren umstrukturiert werden kann.

Darüber hinaus begünstigt die aktuelle Anreiz- und Förderstruktur (Einspeisevergütung gemäß dem EEG, Förderung von Pelletheizungen etc.) den Einsatz von **Biomasse** in weniger effizienten Verwendungen in Strom und Gebäudewärme. Um zukünftig eine stärkere Nutzung in industrieller Wärmeerzeugung zu gewährleisten, müssten diese Anreize zumindest abgebaut werden.

UNTERSTÜTZUNG EMISSIONSARMER TECHNOLOGIEN

Neben Effizienzgewinnen beim Energieeinsatz müssten die regulatorische Anreizgestaltung und Förderung zur Erreichung der Klimaziele auf eine schnellere **Durchdringung emissionsarmer Technologien** und Energieträger zielen. Besonders für Technologien, die noch am Anfang der Markteinführung und „Lernkurve“ stehen, wären darüber hinaus mindestens zeitlich befristet eigene Rahmenbedingungen oder Anreize nötig.

Im **Verkehrssektor** betrifft dies neue Fahrzeugantriebe wie Batterien, Brennstoffzellen und die dazugehörige Infrastruktur wie auch neue Technologien zur Herstellung THG-neutraler flüssiger und gasförmiger Kraftstoffe. Zusätzlich müsste das Zusammenspiel der Verkehrsträger in Richtung des jeweils effizientesten und emissionsärmsten Modus (z. B. mehr Langstreckengüterverkehr auf Schiene und Binnenschifffahrt) angereizt werden.

Im Gebäudesektor wäre die Erreichung der 80 %- und 95 %-Klimaziele nur dann realistisch, wenn im Rahmen der „**Wärmewende**“ spätestens ab 2025 bei (fast) jedem Heizungsaustausch eine niedrig-emittierende Wärmelösung eingesetzt wird. Außerdem wären Ausbau und Verdichtung von Fernwärmeinfrastruktur in Ballungsräumen erforderlich, die perspektivisch aus emissionsarmen und emissionsfreien Quellen gespeist werden müsste.

RICHTUNGSDEBATTE BEZÜGLICH KLIMASCHUTZAMBITION

Für ein 95 %-Ziel wären darüber hinaus bereits in den kommenden Jahren noch weitergehende **Richtungsentscheidungen** zu treffen. In vielen Sektoren würde ein solch ambitioniertes Ziel eine fast vollständige Durchdringung neuer Technologien bei teils sehr langfristigen Investitionsgütern mit Lebensdauern von 40 und mehr Jahren notwendig machen (z. B. industrielle Anlagen). Viele Maßnahmen erfordern außerdem einige Vorlauf- und Umsetzungszeit. Eine Entscheidung über dieses Ambitionsniveau kann daher nicht zu einem beliebig späten Zeitpunkt getroffen werden.

Eine Emissionsreduktion um 95 Prozent wäre in Anbetracht der ungleich höheren Ambition mit zusätzlichen Einschnitten und aktuell sehr unpopulären Maßnahmen (CCS, Tierbestand etc.) verbunden. Parallel zu internationalen Verhandlungen über vergleichbare Minderungsambitionen wäre daher zunächst eine gesellschaftliche **Richtungsdebatte** erforderlich. Für langfristige Weichenstellungen müssten dann in einer Reihe von Technologien mittelfristig politische Richtungsentscheidungen getroffen werden. Unter anderem betrifft dies die Geschwindigkeit des Netzausbaus, den Aufbau von Oberleitungsinfrastruktur auf deutschen Autobahnen sowie den Ramp-up neuer Technologien und Infrastrukturen für Power-to-Liquid, Power-to-Gas und CCS.

4.3 INVESTITIONEN IN INFRASTRUKTUR, FORSCHUNG UND QUALIFIKATION

SICHERSTELLUNG ZENTRALER INFRASTRUKTURINVESTITIONEN

Für zentrale Infrastrukturinvestitionen, z. B. den Aufbau einer (Schnell-)Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, Lkw-Oberleitungen, Speicher und Transportnetze für Carbon-Capture-and-Storage (CCS) oder die Modernisierung des Systems Schiene, müsste der Staat Rahmenbedingungen schaffen, um die Durchdringung dieser Technologien anzuschieben, die notwendigen Investitionen auszulösen sowie Planungs- und Investitionssicherheit für Betreiber und Nutzer herzustellen. Für die meisten Technologien (z. B. Ladesäulen, Lkw-Oberleitungen) wäre zudem eine europäische Lösung anzustreben, da damit Wert und Akzeptanz deutlich erhöht werden könnten.

Darüber hinaus wäre eine **Vorbildrolle** der öffentlichen Hand bei der Reduzierung eigener THG-Emissionen hilfreich, beispielsweise durch frühzeitige Investitionen in einen klimaneutralen öffentlichen Gebäudebestand sowie emissionsarme Fuhrparks.

GEZIELTE UNTERSTÜTZUNG VON ZUKUNFTSTECHNOLOGIEN

Die in der vorliegenden Studie vorgestellten Klimapfade zeigen einen nach heutigem Wissen kosteneffizienten Weg zur Erreichung der deutschen Emissionsziele auf. Der tatsächliche Verlauf der Klimapfade hängt allerdings entscheidend davon ab, inwieweit die heute angenommenen **Technologielernkurven** in der Realität durch kontinuierliche Innovation tatsächlich umgesetzt werden können. Außerdem könnten durch technologische Durchbrüche auch grundsätzlich andere Lösungen an ihre Stelle treten.

Zur Erreichung der deutschen THG-Ambitionen werden deshalb wahrscheinlich langfristig auch Technologien wesentlich beitragen, die sich heute noch im Stadium der Erprobung befinden und deren weitere Entwicklung eine gezielte Unterstützung erfordert. Eine konsequente öffentliche **Innovationsförderung** bietet daher die Chance, Klimaschutz durch neue technische Lösungen schneller und günstiger zu gestalten (siehe Kapitel 2.5).

Für den Durchbruch dieser Lösungen wäre eine Gestaltung von Rahmenbedingungen notwendig, die Zukunftstechnologien während der Entwicklung bis hin zur Anwendungsreife im Markt begleiten. Bestehende Forschungsaktivitäten sollten gut koordiniert sein, Ressourcen bündeln und einen systemischen Ansatz verfolgen. Insgesamt müsste eine solche Innovationspolitik sich an drei **Prioritäten** ausrichten:

1. Förderung weiterer Innovation in **heutigen Schlüsseltechnologien** wie erneuerbare Energien, Batteriespeicher, Elektromobile, Werkstoffe für Effizienztechnologien und integrierte Effizienzsteigerungen von Prozessen sowie digitale Systemlösungen für deren Integration und Optimierung im Rahmen der Sektorkopplung.

Drei Prioritäten für
die Innovationspolitik

2. Erforschung, Erprobung, Demonstration und Unterstützung bis zur Marktreife langfristig **systemrelevanter Zukunftstechnologien**, auch im innovativen Zusammenspiel eines zukünftigen Energiesystems. Das betrifft z. B. Technologien wie Power-to-Gas, Power-to-Liquid, erste Einsatzfelder von Wasserstoff und CCU sowie – bei entsprechender Klimaschutzambition – auch die Brückentechnologie CCS.
3. Weitere technologische Entwicklung und Grundlagenforschung zu möglichen „**Game-Changern**“ für das Energiesystem, wie z. B. eine bessere Herstellung, Nutzung und Speicherung von Wasserstoff, Photovoltaik der dritten Generation, weitergehende CCU-Lösungen für die stoffliche Nutzung in der Chemie und besser akzeptierte langfristige Speichermöglichkeiten für CO₂ (z. B. Verkohlung).

Neben dem Gelingen des Klimaschutzes könnte eine Innovationsführerschaft in Deutschland zu einer besseren Chancenwahrnehmung weltweiter Marktpotenziale für deutsche Unternehmen beitragen. Dafür müsste eine kontinuierliche **Neuausrichtung der deutschen Forschungspolitik an internationalen Prioritäten** erfolgen.

ZUSÄTZLICHE AUSBILDUNG UND QUALIFIZIERUNG

In vielen Sektoren würde eine Umsetzung der Klimapfade einerseits eine deutlich beschleunigte Umstellung auf neue Technologien und Lösungen (z. B. Wärmepumpen, Batterie-Pkw, Gebäudeautomation, Energiemanagement) und andererseits eine allgemeine Beschleunigung bestehender Erneuerungsaktivitäten erfordern (z. B. Gebäudesanierungen, Aufbau von Erneuerbaren und Netzen, effiziente Technologien in der Industrie). Hierzu wäre in der Breite ein hinreichend großer Stamm an qualifizierten Fachkräften nötig. Eine **Ausbildungs- und Qualifizierungsinitiative** könnte den Klimaschutz daher flankieren.



4.4 MONITORING UND FLEXIBLE BEGLEITUNG

KONTINUIERLICHES MONITORING DER KLIMAPFADE

Die Studie zeigt, dass in unterschiedlichen Sektoren kosteneffiziente Minderungspfade in **unterschiedlicher Geschwindigkeit** erfolgen. Während beispielsweise im Gebäudesektor aufgrund der langen Lebenszyklen zur kosteneffizienten Erreichung der Klimaziele möglichst bald ein anhaltend höheres Sanierungsniveau und ein früh beginnender Austausch von Wärmeerzeugungstechnologie erforderlich wären, erfolgt ein realistischer Hochlauf im Verkehr langsamer, da die Umstellung von Neuwagenflotten nur graduell geschehen kann und weitere Technologieentwicklung z. B. bei Batterien und Power-to-Liquid erforderlich ist. Das bedeutet allerdings auch, dass eine frühe Fehlsteuerung (z. B. im Fall von Sanierungen) später teurer korrigiert werden müsste oder sogar zu einer Zielverfehlung in 2050 führen könnte.

Aus diesem Grund ist ein kontinuierliches **Monitoring** der Minderungspfade erforderlich, das marktseitige und ggf. politische Hürden zur Erreichung dieser Pfade rechtzeitig identifizieren und überwinden kann.

Kontinuierliches Monitoring und flexible Begleitung, um Fehlsteuerungen zu vermeiden

EINRICHTUNG FLEXIBLER KONTROLLMECHANISMEN

Gleichzeitig können sich kosteneffiziente Minderungspfade **über die nächsten drei Jahrzehnte verändern**: Technologielernkurven werden sich schneller oder weniger schnell entwickeln, neue Technologien in einzelnen Sektoren werden neue und möglicherweise günstigere Pfade zur THG-Reduktion weisen, Implementierungs- und Akzeptanzhürden können sich als höher oder niedriger herausstellen. Darüber hinaus hängt die Realisierbarkeit vor allem sehr ambitionierter deutscher Minderungsziele sehr entscheidend vom parallelen Verhalten internationaler Akteure ab, das heute noch schwer zu prognostizieren ist.

Auch wenn in dieser Studie aus heutiger Sicht taugliche und notwendige Technologieoptionen identifiziert wurden, wäre eine langfristige technologiespezifische Festlegung bzw. Einschränkung daher aus aktueller Perspektive nicht effektiv, da sie den Raum für zukünftige Innovationen reduziert und den tatsächlich kosteneffizientesten Minderungspfad ex post wahrscheinlich verfehlen würde. Stattdessen wären **regelmäßige Überprüfungen** erforderlich, die – basierend auf wissenschaftlichen Erkenntnissen, neuen Technologiepotenzialen, dem Erfolg gesetzter Rahmenbedingungen und dem Verhalten anderer Länder – den deutschen Minderungspfad wie auch die Notwendigkeit und Effektivität der eingesetzten Instrumente und Schutzmechanismen in periodischen Abständen überwachen.

4.5 FLANKIERUNG UND SCHUTZMAßNAHMEN

SICHERSTELLUNG AUSGEWOGENER GESELLSCHAFTLICHER LASTENVERTEILUNG

Eine konsequente Verfolgung der deutschen Klimaziele birgt die Gefahr von Strukturbrüchen, die gewachsene Geschäftsmodelle und Wertschöpfungsstrukturen in verschiedenen Branchen gefährden. Um gesellschaftliche Akzeptanz der Maßnahmen sicherzustellen, sollte der anstehende Veränderungsprozess solche Strukturbrüche und daraus entstehende Folgeeffekte für Unternehmen und Beschäftigte nach Möglichkeit vermeiden und eine Anpassung idealerweise im Rahmen von Investitionszyklen erlauben. Wo dies nicht möglich ist (z. B. Braunkohle im 95 %-Pfad, Automobilzulieferindustrie), müsste Klimaschutz **sozial- und strukturpolitisch flankiert** werden.

Darüber hinaus würden für die Industrie, wie auch für Hausbesitzer, Mieter, Autofahrer und Stromkonsumenten, Mehrkosten für die mit Klimaschutz verbundenen Maßnahmen anfallen, für die eine **lastengerechte und ausgewogene Verteilung** gefunden werden müsste, um den Erhalt der Akzeptanz für die Maßnahmen zu sichern. Als gesamtgesellschaftliches Großprojekt wäre der Klimaschutz daher sowohl mit Industrie- als auch mit Sozialpolitik zu verknüpfen.

VERZAHNUNG VON KLIMA- UND INDUSTRIEPOLITIK, SICHERSTELLUNG DER WETTBEWERBSFÄHIGKEIT

Deutsche Klimapolitik ist für viele Unternehmen mit Risiken und Chancen verbunden. Wie groß diese sind, hängt neben nationalen Zielen und nationaler Instrumentierung auch von grundlegenden **Entscheidungen im Ausland** ab. Gleichzeitig sollte Klimaschutz als Teil eines größeren Zielsystems gesehen werden, das parallel auch weitere, gleichermaßen quantifizierte industrie- und gesellschaftspolitische Ziele verfolgt.

Erfolgreiche Klima- und Industriepolitik gehen Hand in Hand

Um nachhaltige Akzeptanz für ambitionierten Klimaschutz zu erhalten, sollten Klima- und Industriepolitik daher immer gemeinsam gedacht werden. Damit wäre einerseits das Ziel verbunden, den Erhalt der **Wettbewerbsfähigkeit** des Industriestandorts Deutschland auch für energieintensive Branchen sicherzustellen (allein schon deshalb, um nicht Emissionssenkungen in Deutschland durch höhere Emissionen in anderen Ländern zu „erkaufen“). Außerdem kann Klimaschutz die Chance eröffnen, Zukunftstechnologien in Deutschland anzusiedeln und deutschen Unternehmen neue **Exportchancen** zu erschließen.

Ohne vergleichbare globale Minderungsambitionen müssten stark betroffene Industriezweige verlässlich vor Mehrkosten geschützt werden, die ihre internationale Wettbewerbsfähigkeit gefährden. Dafür wären ein umfassender und wirksamer **Carbon-Leakage-Schutz** sowie langfristig verlässliche – wahrscheinlich umfangreichere – Ausnahmetatbestände für Industrien im internationalen Wettbewerb erforderlich.

In Branchen wie der Automobilindustrie würden die Klimapfade einen umfangreichen **Veränderungsprozess** beschleunigen, der sich auf Unternehmen und Beschäftigung entlang der gesamten Zuliefererkette auswirken würde. Ziel müsste es sein, die Über-

tragung bisheriger Wertschöpfung auf neue Technologien so weit wie möglich zu gewährleisten und diese in Deutschland zu erhalten. Gleichzeitig könnte eine zielorientierte, effiziente und sichtbar erfolgreiche Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen in Deutschland Chancen zur frühen Positionierung deutscher Unternehmen in zukünftigen globalen Wachstumsfeldern eröffnen. Bestehende Hürden für eine **Ansiedlung von Schlüssel-Klimaschutztechnologien** wie z. B. der Batterieproduktion müssten dafür überwunden werden.

Die Begrenzung des Klimawandels ist eine der bedeutendsten globalen **Herausforderungen des 21. Jahrhunderts**. Die Autoren sind überzeugt, dass es bei geeignetem politischen Handeln in Deutschland gelingen kann, Treibhausgasemissionen entscheidend zu reduzieren, ohne dabei Deutschlands Wirtschaftsstärke zu gefährden. Das erfordert allerdings umsichtige Weichenstellungen und gemeinsame Anstrengungen von Wirtschaft, Gesellschaft und Politik.

Mit dem Gelingen dieser Anstrengungen würde ein positiver und relevanter Beitrag zum **internationalen Klimaschutz** geleistet. Die vorliegende Studie soll dafür ein fundierter Debattenbeitrag sein und konkrete Umsetzungsansätze bieten.



5 SEKTORBETRACHTUNG: INDUSTRIE

WICHTIGSTE MAßNAHMEN AUF EINEN BLICK

Energieeffizienz: Nahezu vollständige Durchdringung (90 Prozent) von bestehenden und unmittelbar absehbaren Effizienztechnologien in Querschnittsanwendungen¹ und industriellen Prozessen².

Biomasse: Konzentration national verfügbarer und energetisch verwendbarer Biomasse (620 PJ, v. a. feste Reststoffe) in der Industrie zur Substitution von Kohle und Gas in der Nieder- und Mitteltemperaturwärmeerzeugung (< 500 °C).

Synthetische Brennstoffe: Substitution aller fossilen Energieträger in der Hochtemperaturwärmeerzeugung durch Biogas und synthetisches Gas (86 PJ) im 95 %-Klimapfad.

Carbon-Capture-and-Storage (CCS): Abscheidung und Lagerung von sektorübergreifend 93 Mt CO₂ im 95 %-Klimapfad zur umfangreichen Reduzierung verbliebener Prozessemissionen in Stahlerzeugung, Zementproduktion, Ammoniaksynthese, Abfallverbrennung sowie den Raffinerien der Petrochemie.

¹ Zum Beispiel Antriebe, Beleuchtung, Wärmeerzeuger, „Industrie 4.0“.

² Zum Beispiel Grundstoffchemie, Stahl, Baustoffindustrie.

5.1 KLIMAPFADE

In der nachfolgenden Tabelle sind die dem Kapitel zugrunde liegenden Kernannahmen zusammengefasst

TABELLE 3 | Zentrale Annahmen Industrie

ÜBERGEORDNETE ANNAHMEN DER SEKTORBETRACHTUNG INDUSTRIE

Carbon-Leakage-Schutz	Für die Industrie wurde im Referenzszenario und im Szenario „Nationale Alleingänge“ ein weitgehender und umfassend wirksamer Carbon-Leakage-Schutz unterstellt, der energie- und emissionsintensive Industrien von direkten und indirekten CO ₂ -bedingten Mehrkosten aus dem EU-ETS, die über das heutige Niveau hinausgehen, befreit.
Volkswirtschaftliche Perspektive	Vermeidungs- und Mehrkosten der Klimamaßnahmen sind aus volkswirtschaftlicher Perspektive gerechnet. Kosten und Einsparungen werden dafür mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 Prozent annualisiert bzw. diskontiert. Steuern, Förderungen oder Zölle werden nicht berücksichtigt, Importe von Energieträgern werden mit Grenzübergangspreisen, Strom mit spezifischen Stromsystemkosten bewertet. Die betriebswirtschaftliche Perspektive weicht in vielen Fällen von der volkswirtschaftlichen ab, da Unternehmen höhere Kapitalkosten als die Volkswirtschaft haben, oft niedrigere nutzerspezifische Energiepreise zahlen und höhere Erwartungen an Amortisationszeiten stellen.
Politische und gesellschaftliche Akzeptanz	Alle Maßnahmen werden innerhalb bestehender Potenzialgrenzen nach volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten priorisiert (siehe Kostenannahmen und -definitionen). Gleichzeitig werden auch praktische Restriktionen sowie gesellschaftliche und politische Akzeptanzbeschränkungen berücksichtigt. Vor allem wird Carbon-Capture-and-Storage (CCS) aufgrund gravierender Akzeptanzhürden nur dort eingesetzt, wo zur Erreichung der Klimaziele entweder keine oder nur sehr viel teurere Alternativen existieren. Im 95 %-Pfad ist das der Fall; daher wurde hier grundsätzlich politische und gesellschaftliche Akzeptanz unterstellt.
Bilanzierung Gichtgas	Die Verstromung von Gichtgas in Industriekraftwerken wird in der aktuellen THG-Bilanz im Industriesektor verbucht. In dieser Studie werden diese Emissionen nach 2015 im Energie-/Umwandlungssektor erfasst.

5.1.1 HINTERGRUND UND ZUSAMMENFASSUNG

Im Sektor Industrie³ wurden im Jahr 2015 nach dem THG-Inventar des Umweltbundesamts⁴ insgesamt **189 Mt CO₂ä emittiert**.⁵ Davon entfielen 127 Mt auf energiebedingte THG-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger (67 Prozent) und 62 Mt CO₂ä auf prozessbedingte THG-Emissionen⁶, die im Umwandlungsprozess der eingesetzten Stoffe entstehen. Insgesamt trug der Industriesektor 21 Prozent zum Gesamtvolumen der THG-Emissionen in Deutschland des Jahres 2015 bei. Insbesondere die energieintensiven Industriezweige Stahl, Grundstoffchemie⁷ und Baustoffe hatten daran einen hohen Anteil (Abbildung 30).

Die **Stahlindustrie** (Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen) emittierte 2015 mit 55 Mt CO₂ä die größte Menge im Industriesektor. Im Wesentlichen waren diese Emissionen auf den Einsatz von Kohle und Koks als Reduktionsmittel beim Hochofen-Konverter-Verfahren zurückzuführen.⁸ Die **Grundstoffchemie**⁹ emittierte im Industriebereich 23 Mt CO₂ä – unter anderem aufgrund von energieintensiven Herstellungsverfahren wie dem Crackingprozess, der Methanolsynthese, der Chlorherstellung sowie der Dampfreformierung, vor allem im Rahmen der Ammoniaksynthese.¹⁰ Drittgrößter Emittent war die **Baustoffindustrie**¹¹ mit energiebedingten THG-Emissionen von 12 Mt CO₂ä sowie Prozessemissionen von 19 Mt CO₂ä, die überwiegend beim Brennen von Kalk bzw. Klinker entstanden.

Die übrigen 80 Mt THG-Emissionen des Sektors verteilten sich auf die weiteren Industriezweige, Industriekraftwerke sowie weitere Prozessemissionen wie z. B. Fluorchlorkohlenwasserstoff(FCKW)-Substitute für die Kühlung von Geräten und Anlagen, Schwefelhexafluorid als Schutzgas, Lösemittelverwendungen und Lachgas für medizinische Anwendungen („Andere“).

Industriesektor
erzeugte in 2015
etwa 21 Prozent
der deutschen
THG-Emissionen

³ Die Unterteilung der Industrie folgt der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamts auf Zweistellerebene sowie der Abgrenzung der Energiebilanz und umfasst die folgenden Industriezweige: Gewinnung von Steinen, Erden und 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; Metallerzeugnisse; Elektrotechnik; Maschinenbau; Fahrzeugbau; Sonstige Wirtschaftszweige. Die Bilanzierung der Energieverbräuche und Emissionen erfolgt in der Abgrenzung der Energiebilanz, d. h., die Verbräuche und Emissionen der Kokereien, Raffinerien und Industriekraftwerke, soweit sie zur öffentlichen Versorgung beitragen, werden im Umwandlungssektor bilanziert.

⁴ Umweltbundesamt (2017), THG-Inventar.

⁵ Angaben nach Quellenbilanz. Die Verursacherbilanz für das Jahr 2015 beträgt 313 Mt CO₂ä. Die Mehremissionen von 124 Mt CO₂ä berücksichtigen den Bezug von 225 TWh Strom und 48 TWh Fernwärme aus dem öffentlichen und industriellen Umwandlungssektor.

⁶ Darin sind all jene Emissionen enthalten, die im THG-Inventar des Umweltbundesamts unter „2. Industrie“ bilanziert sind.

⁷ Die Herstellung von petrochemischen Vorprodukten für die stoffliche Nutzung ist hier nicht enthalten.

⁸ Bei der Stahlherstellung im Hochofen-Konverter-Verfahren wird Eisenerz mit Hilfe von Koks im Hochofen zu Roheisen reduziert und anschließend im Konverter zu Rohstahl weiterverarbeitet. Die Kokereien und deren Emissionen (4,7 Mt in 2015 nach THG-Inventar des Umweltbundesamts) werden im Umwandlungssektor bilanziert.

⁹ Die Emissionen der Raffinerien und ihre Reduktion werden aus historischen statistischen Gründen im Umwandlungssektor bilanziert.

¹⁰ In der energieintensiven Industrie werden Strom und Wärme in hocheffizienten gasbasierten KWK-Anlagen vor Ort erzeugt. Die strombezogenen THG-Emissionen werden der Energieumwandlung zugeordnet, die der Wärmeerzeugung dem Industriesektor.

¹¹ Insbesondere die Herstellung von Zement und Kalk sowie gebranntem Gips, in Abbildung 30 aufgeführt als „Verarbeitung von Steinen und Erden“ gemäß Abgrenzung in der Energiebilanz.

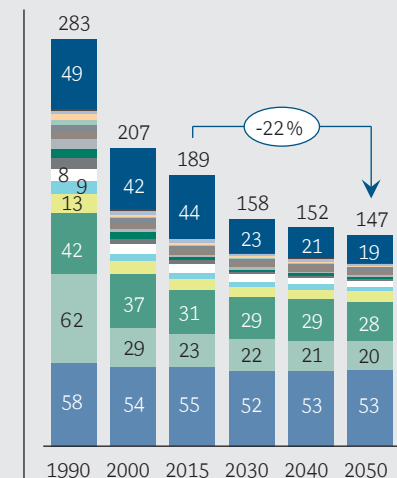
INDUSTRIESEKTOR MIT THG-EMISSIONEN VON 189 Mt CO₂ä IM JAHR 2015

ABBILDUNG 30 | THG-Emissionen der Industrie in Referenz, 80 %- und 95 %-Klimapfad

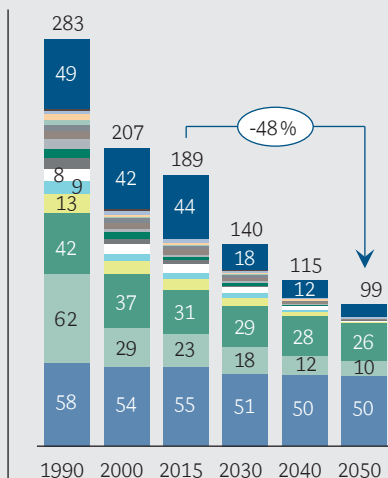
THG-EMISSIONEN NACH INDUSTRIEZWEIG

(Mt CO₂ä)

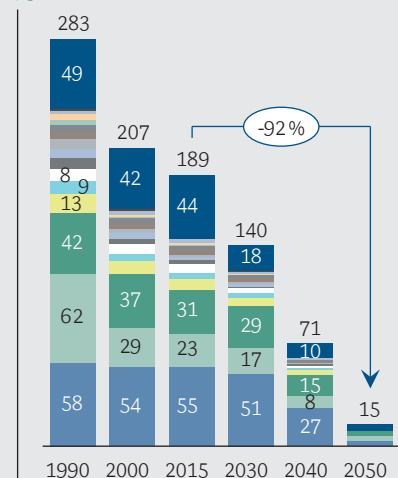
Referenz



80 %-Pfad



95 %-Pfad



- Andere und Industriekraftwerke
- Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau
- Metallerzeugnisse
- Gummi- und Kunststoffwaren
- Elektrotechnik
- Fahrzeugbau

- Glas und Keramik
- Maschinenbau
- Sonstige chemische Industrie
- Sonstige Wirtschaftszweige
- Papier
- NE-Metalle und Gießereien

- Ernährung und Tabak
- Verarbeitung von Steinen und Erden
- Grundstoffchemie
- Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen

Quelle: THG-Inventar 2017; Prognos; BCG

SEIT 1990: STARKER EMISSIONSRÜCKGANG DURCH NACHWENDEEFFEKTE UND EFFIZIENZGEWINNE

Die THG-Emissionen im Industriesektor sind seit 1990 rückläufig und gingen bis 2015 um 33 Prozent (94 Mt CO₂ä) zurück. Verhältnismäßig am stärksten verringerten sich die Emissionen bis zum Jahr 1995 (14 %), vor allem als Folgeeffekt der deutschen Wiedervereinigung und des generellen Strukturwandels (z. B. in der Stahl- und Aluminiumindustrie).

Zusätzlich wurden bereits in der Vergangenheit umfangreiche ökonomische und energiebezogene **Effizienzgewinne** erzielt, die wirtschaftliches Wachstum und Energieverbrauch zunehmend voneinander entkoppeln. So wuchs die Bruttowertschöpfung der Industrie zwischen 1990 und 2015 zwar im Durchschnitt um 1,0 Prozent¹² pro Jahr, zugleich verringerte sich aber ihr Endenergieverbrauch im selben Zeitraum von 3,0 EJ auf 2,5 EJ. Alle Industriezweige, vor allem aber energieintensive Branchen wie die Grundstoffchemie oder die Stahlindustrie, investierten im Rahmen ihrer Wettbewerbs-

¹² Hierin sind „Nachwendeeffekte“ ebenso enthalten wie Auswirkungen der Finanzkrise ab 2008.

erhaltung kontinuierlich in Maßnahmen zur Einsparung von Energieverbräuchen bei den konventionellen Herstellungsverfahren. Außerdem wurden Produktionsprozesse durch Modernisierungseffekte insgesamt ökonomisch und energetisch effizienter (z. B. Automatisierung oder Retrofitmaßnahmen).

Zu guter Letzt war der Rückgang einem Struktureffekt geschuldet, da nicht-energieintensive Branchen ein dynamischeres Wachstum verzeichneten.

REFERENZ: 48 PROZENT THG-EINSPARUNGEN GEGENÜBER 1990 BEI WEITESTGEHENDER FORTSCHREIBUNG BESTEHENDER TRENDS

Allen modellierten Pfaden liegt ein **Wachstum der industriellen Bruttowertschöpfung** von 1,2 Prozent pro Jahr bis 2050 zugrunde – mit unterschiedlicher Verteilung auf die einzelnen Branchen.¹³ Gleichzeitig wird angenommen, dass auch künftig nicht jeder zusätzliche Euro Wirtschaftsleistung zusätzliche THG-Emissionen bedeutet. In den meisten Branchen wird zwar der Wert der produzierten Güter steigen, der Energiebedarf der Produktion jedoch nicht in gleichem Maß.¹⁴

Für die Modellierung des Referenzpfads werden darüber hinaus vergangene jährliche **Effizienzgewinne** der letzten 10 bis 15 Jahre fortgeschrieben, da sich diese durch kontinuierliche Durchdringung vorhandener Technologien in allen Branchen auch in Zukunft einstellen sollten.¹⁵ Bei Prozessemissionen wird unterstellt, dass diese sich weiterhin entsprechend den Erzeugungsmengen emittierender Produkte entwickeln. Emissionsfaktoren hängen i. W. von den physikalischen und chemischen Eigenschaften der jeweiligen Brennstoffe ab und verändern sich im Zeitverlauf nicht oder nur sehr wenig, sodass sie sich im Unschärfebereich dieser Studie bewegen.¹⁶

Effekte neuer energiepolitischer **Regulierungen** wurden einbezogen, sofern sie hinreichend einschätzbar und bezüglich ihrer Umsetzung wahrscheinlich sind. Das gilt etwa für das KfW-Energieeffizienz-/Umweltprogramm, die Energieeinsparverordnung oder den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE). Eine zusätzliche Steuerungswirkung des EU-ETS über vergangene Effizienzentwicklungen hinaus wird im Referenzpfad nicht unterstellt. Stattdessen wird von umfassendem Carbon-Leakage-Schutz ausgegangen (siehe auch die Annahmen am Anfang dieses Kapitels).

Für das Referenzszenario werden zudem zwei wesentliche **branchenspezifische Entwicklungen** angenommen: Der durchschnittliche Klinkeranteil in Zement wird durch eine zusätzliche Beimischung von Hüttensand und (noch verfügbarer) Flugasche aus Kohlekraftwerken von 74 Prozent in 2015 auf 68 Prozent in 2050 reduziert. Parallel

¹³ Entwicklung ist preisbereinigt. Energieintensive Branchen entwickeln sich wie in der Vergangenheit weniger dynamisch; Details siehe Abbildung 6 in Kapitel 2.1.3.

¹⁴ Einen Anhaltspunkt hierfür gibt das Verhältnis zwischen der Entwicklung der Bruttowertschöpfung und des Produktionsindex, das in den meisten nicht-energieintensiven Branchen wächst. Dies wird – grob gesagt – als Wachstum der „Wertdichte“ beschrieben. Dabei wird berücksichtigt, dass dieser Trend nicht linear extrapolierbar ist, sondern sich asymptotisch einem Grenzwert nähert.

¹⁵ Die Fortschreibung erfolgt differenziert nach Branchen und Verwendungszwecken, z. B. für mechanische Energie, Prozesswärme, Raumwärme/Warmwasser, Prozesskälte, Beleuchtung sowie Informations- und Kommunikationstechnik (IKT).

¹⁶ Vgl. Verfügbarkeit von Koks-kohlenqualitäten.

Drei wesentliche
Hebel zur
Reduzierung
industrieller
Emissionen im
80 %-Klimapfad

kann der Anteil von Elektrostahl an der deutschen Stahlproduktion von 30 Prozent in 2015 auf 35 Prozent in 2050 erhöht werden. Beides reduziert Prozessemissionen.¹⁷

Im **Ergebnis** sinken die THG-Emissionen der Industrie im Referenzpfad um insgesamt 22 Prozent von 189 Mt CO₂e in 2015 auf 147 Mt in 2050. Der Endenergieverbrauch reduziert sich im selben Zeitraum von 2,5 EJ auf 2,4 EJ und setzt damit den bestehenden Trend einer Entkopplung vom Wirtschaftswachstum fort.

80 %-KLIMAPFAD: 65 PROZENT THG-EINSPARUNGEN DURCH EFFIZIENZ UND BIOMASSE

In einem kosteneffizienten 80 %-Klimapfad werden die THG-Emissionen im Industriesektor von 189 Mt CO₂e in 2015 auf 99 Mt CO₂e in 2050 reduziert – ein Rückgang um 65 Prozent gegenüber 1990. Dafür muss an drei wesentlichen Hebeln angesetzt werden:

1. **Senkung des Energieverbrauchs** durch Effizienzsteigerungen bei Querschnittstechnologien sowie durch spezifische Effizienzmaßnahmen in der Stahlherstellung, der Grundstoffchemie und der Zementindustrie.¹⁸
2. Weitgehender **Verzicht auf Kohle** im Energieträgermix, bis auf „stofflich“ benötigte Kohlen wie im Hochofen-Konverter-Verfahren.¹⁹
3. **Einsatz erneuerbarer Energieträger** für die Nieder- und Mitteltemperaturwärmebereitstellung (< 500 °C). Unsere Analysen zeigen, dass zur Senkung von Treibhausgasemissionen die national zur energetischen Nutzung verfügbare Biomasse am effektivsten in der Industrie und für diesen Zweck eingesetzt werden sollte.²⁰

Im Ergebnis können diese Maßnahmen im 80 %-Klimapfad die industriell bedingten THG-Emissionen zwischen 2015 und 2050 um 48 Prozent reduzieren, von 189 Mt CO₂e auf 99 Mt CO₂e. Der Endenergieverbrauch sinkt im gleichen Zeitraum um etwa ein Fünftel – von 2,5 EJ in 2015 auf 2,0 EJ in 2050.²¹

Auch im 80 %-Klimapfad erfolgt die energetische Versorgung von Industriezentren weiterhin durch erdgasbasierte KWK. Der selbst erzeugte Strom steht aber in zunehmender Konkurrenz zu erneuerbarem Strom vom Markt. Je nach Strommarktdesign ist eine marktgetriebene Verdrängung des erdgasbasierten Stroms möglich.

¹⁷ Ein stärkerer Anstieg erscheint aus Sicht der Stahlbranche angesichts begrenzter Schrottverfügbarkeit und steigender marktseitiger Qualitätsansprüche sowohl in der Referenz als auch in den Zielszenarien der vorliegenden Studie eher unrealistisch.

¹⁸ Siehe Kapitel 5.1.2.

¹⁹ Siehe Kapitel 5.1.3 bzw. Kapitel 8.

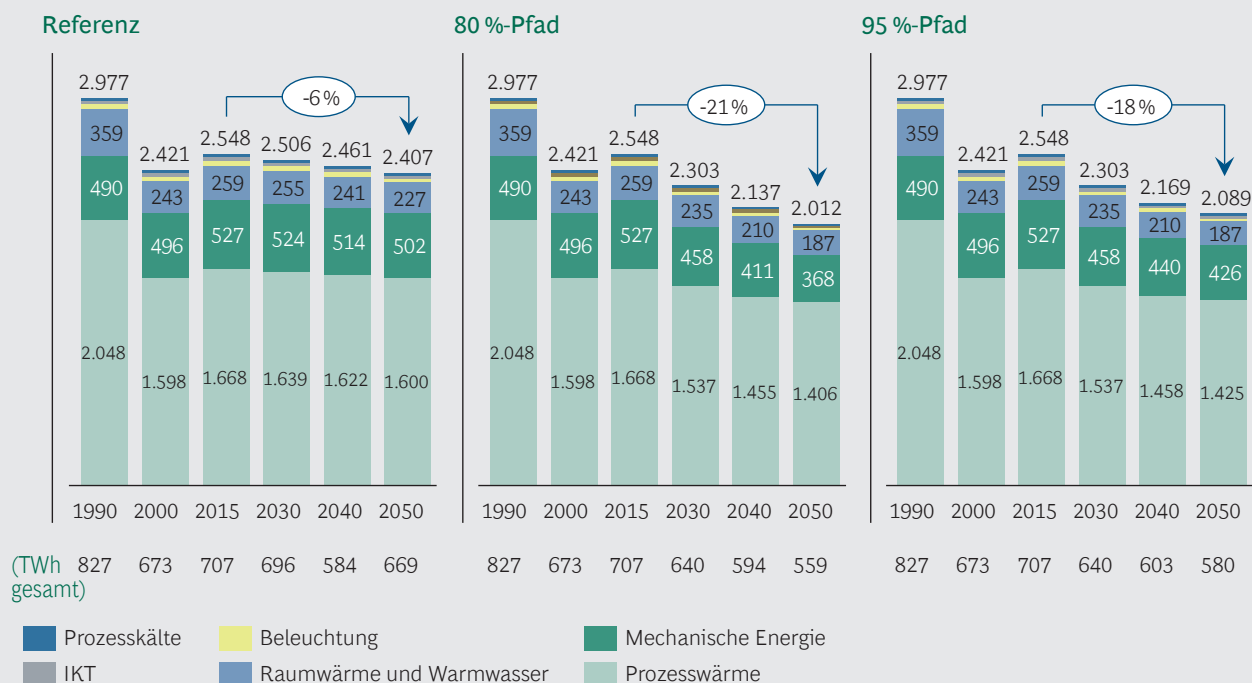
²⁰ Siehe auch Exkurs: Effizienter Einsatz von Biomasse (S. 145).

²¹ Der im Referenzpfad reduzierte Klinkeranteil im Zement steigt im 80 %-Klimapfad wieder über das Niveau von 2015 auf 77 Prozent an, da aufgrund des parallel vollzogenen Kohleausstiegs nicht mehr hinreichend Flugasche für eine Substitution zur Verfügung steht.

INDUSTRIELLER ENDEENERGIEVERBRAUCH¹ MÜSSTE ZUM ERREICHEN DER KLIMAPFADE UM CA. 20 PROZENT REDUZIERT WERDEN

ABBILDUNG 31 | EEV der Industrie nach Verwendungszwecken in Referenz, 80 %- und 95 %-Pfad

(PJ)



¹ Der Endenergiebedarf der Raffinerien und entsprechende Reduktionen werden aus historischen statistischen Gründen im Umwandlungssektor bilanziert.

Anmerkung: 3,6 PJ = 1 TWh Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.; Prognos; BCG

95 %-KLIMAPFAD: WEITGEHEND EMISSIONSFREIE INDUSTRIE IN 2050 NUR MIT CCS REALISTISCH

Im 95 %-Klimapfad müssen energiebedingte THG-Emissionen in der Industrie **nahezu vollständig vermieden** und Prozessemissionen zumindest umfassend reduziert werden – von 62 Mt CO₂ä in 2015 auf 13 Mt CO₂ä in 2050. Ein höherer Effizienzgewinn als im 80 %-Klimapfad ist dabei in den nächsten 30 Jahren für die Industrie nicht unterstellt.

Um dennoch das 95 %-Klimaziel zu erreichen, muss neben den obigen Maßnahmen an **zwei zusätzlichen Hebeln** angesetzt werden:

1. Vermeidung verbliebener Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas, vor allem bei der Bereitstellung von Hochtemperaturwärme (> 500 °C). Das wäre bis 2050 durch einen vollständig erneuerbaren Gasmix aus **Biogas und Power-to-Gas** möglich, der auch für eine vollständig emissionsfreie Stromerzeugung erforderlich ist (zu allerdings deutlich höheren Kosten).

95 %-Ziel in der
Industrie realistisch
nur mit CCS
erreichbar

2. Einsatz von **Carbon-Capture-and-Storage (CCS)** zur umfangreichen Reduzierung verbliebener Prozessemissionen, vor allem bei der Stahlherstellung in der Hoch-ofen-Konverter-Route, der Kalk- und Klinkerproduktion, der Dampfreformierung im Rahmen der Ammoniaksynthese sowie der petrochemischen Grundstoffherstellung in Raffinerien.

Zu CCS existieren in diesen Anwendungen nach heutigem Stand entweder nur experimentelle oder sehr unwirtschaftliche **Alternativen**.²² Trotz fehlender Akzeptanz wäre der Einsatz daher erforderlich. Zwar könnte CO₂ langfristig auch durch kontinuierlichen Ersatz oder Recycling im Sinne einer Wasserstoff- oder Kohlenstoffkreislaufwirtschaft abgebaut werden. Um die dafür erforderlichen erheblichen Anlageninvestitionen auf breiter Basis tätigen zu können, müsste sich die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff und CCU für stoffliche Nutzung allerdings noch deutlich verbessern. Zur Erreichung eines Reduktionsziels von 95 Prozent bis 2050 ist eine solche Entwicklung nicht rechtzeitig absehbar. In dieser Studie wird CCS im 95 %-Klimapfad daher dann eingesetzt, wenn keine oder nur um ein Vielfaches teurere Alternativen zur Verfügung stehen.

Diese Hebel vorausgesetzt, kann die Industrie im 95 %-Klimapfad – bei fast vollständiger Emissionsreduktion in der industriellen Energie- und Wärmeversorgung – 95 Prozent oder 268 Mt CO₂ä ihrer **THG-Emissionen** gegenüber 1990 vermeiden. Nach Umsetzung aller Maßnahmen würden in 2050 noch 15 Mt CO₂ä emittiert²³, für die aus heutiger Perspektive technische Lösungsoptionen weitestgehend ausgereizt sind.

Auch im 95 %-Klimapfad erfolgt die **energetische Versorgung** von Industriezentren weiterhin durch gasbasierte KWK, vorwiegend zur effizienten Wärmeversorgung. Der Bezug von Erdgas aus dem Gasnetz wird aber zunehmend durch Biogas- und Power-to-Gas-Anteile im Brennstoffmix ersetzt.

²² Zum Beispiel Direktreduktion mit Wasserstoff bei der Stahlproduktion oder Carbon-Capture-and-Utilization (CCU) zur stofflichen Nutzung von CO₂.

²³ Diese Restemissionen beinhalten etwa 6 Mt aus unvollständigem CCS, 1 Mt durch die Nutzung von Schwefelhexafluorid als Schutzgas, 2,4 Mt Restemissionen bei chemischen Prozessen mit ausgereizten Minderungsmöglichkeiten, 1,9 Mt aus nichtenergetischen Produkten aus fossilen Rohstoffen sowie 3,7 Mt für sonstige Prozesse und Anwendungen, z. B. aus Metallindustrie oder Elektrotechnik. Die Emissionen der Raffinerien und ihre Reduktion werden aus historischen Gründen im Umwandlungssektor bilanziert.

5.1.2 EFFIZIENZTECHNOLOGIEN

Trotz der Anstrengungen der vergangenen Jahre bestehen in vielen Industriezweigen bislang noch nicht ausgeschöpfte Effizienzpotenziale. Viele heute existierende oder unmittelbar absehbare Technologien können (und werden) die industrielle Fertigung stärker durchdringen und damit weitere Energieeinsparungen bewirken. Unter Annahme der natürlichen Reinvestitionszyklen kann insgesamt eine 90-prozentige Durchdringung von heute bekannten Technologien bis 2050 erreicht werden (80 %- und 95 %-Klimapfad). Mit dieser Durchdringung können folgende Effizienzmaßnahmen über niedrigere Energieverbräuche gegenüber der Referenz THG-Emissionen um insgesamt 18 Mt verringern²⁴ (Abbildung 32):

- Einsatz effizientester **Querschnittstechnologien**, beispielsweise Antriebe, Pumpen, Druckluftanlagen, Ventilatoren, Kompressoren, Beleuchtung etc.;
- konsequente Vernetzung von Energieeffizienz mit **Digitalisierung** (z. B. Industrie 4.0) und damit verbundene Prozessoptimierung;
- Effizienzverbesserung von Öfen, verbesserte **Wärmerückgewinnung**²⁵;
- Einsatz effizientester **Hallenbeheizungssysteme und Gebäudeautomation**²⁶ für Büro- und Fabrikgebäude;
- Maßnahmen zur Emissionsreduzierung bei der **Stahlherstellung**;
- Effizienzverbesserungen bei Prozessen der **Grundstoffchemie** (Methanol-, Ammoniakherstellung, Steam-Cracking, Chlorelektrolyse);
- Effizienzverbesserungen durch Neubau und Modernisierung bei Öfen und Mahlanlagen in der **Zement- und Kalkindustrie**.

Die einzelnen Maßnahmen werden im Folgenden detaillierter betrachtet.

VOLLSTÄNDIGE DURCHDRINGUNG EFFIZIENTESTER QUERSCHNITTSTECHNOLOGIEN

Querschnittstechnologien wie Antriebe, Druckluftsysteme, Pumpen, Ventilatoren, Kompressoren, Klimatisierungs- und Kühlsysteme, Beleuchtungssysteme und Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) reduzieren hauptsächlich den Stromverbrauch, der bei der Erzeugung mechanischer Energie sowie der Beleuchtung, beim Betrieb von Computern (bzw. Computerinfrastruktur) oder beim Gebäudebetrieb anfällt. Das damit verbundene Einsparpotenzial in einem entsprechend den Rahmensektoren wachsenden Industriesektor beträgt ca. 8 Mt CO₂ä. Würden bei allen Querschnittstechnologien jeweils mit der Neuinvestition effizienteste Geräte als weitgehen-

²⁴ Nach Verursachungsbilanz.

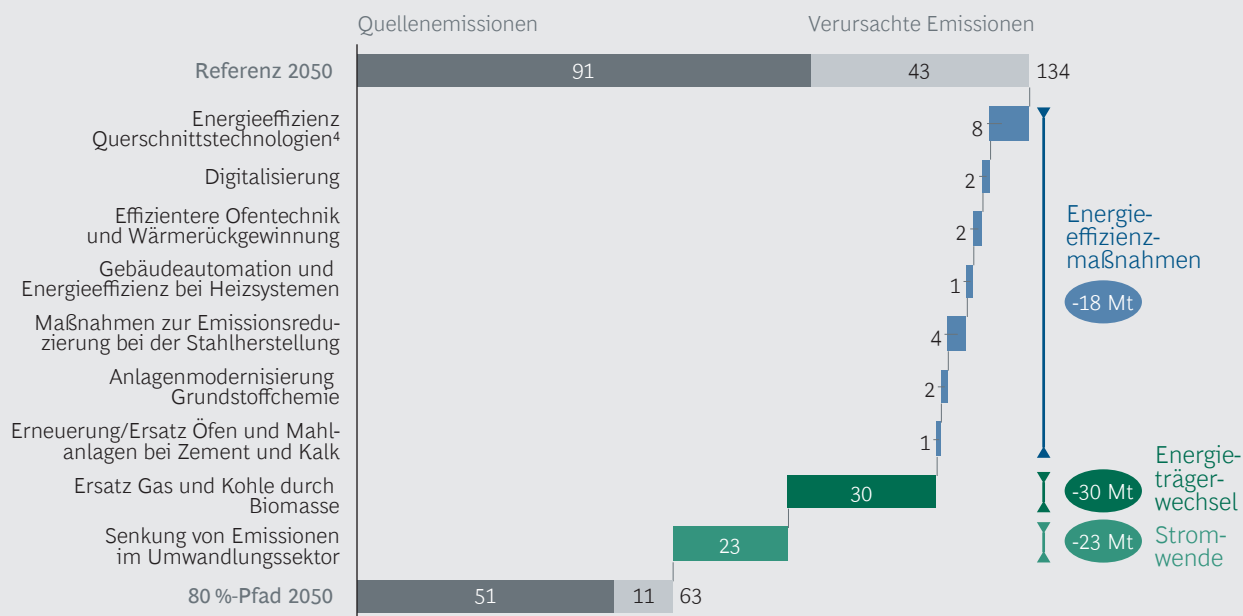
²⁵ Enthält unter anderem Wärmerückgewinnung aus Niedertemperaturabwärme < 90 °C sowie Wärme- und Kälte-dämmung von Industrieanlagen.

²⁶ Vor allem Nachtabsenkungskonzepte, Konzepte zur Absenkung der Solltemperatur sowie Einsparungen von Fensterkontakten. In Kombination mit Energiemonitoring und -controlling ist es möglich, dass das erreichte Energieeffizienzniveau auch nachhaltig gehalten werden kann.

71 Mt THG-REDUKTION¹ IN 2050 ZWISCHEN REFERENZ UND 80 %-PFAD²

ABBILDUNG 32 | THG-Maßnahmen und Reduktionspotenziale der Industrie im 80 %-Pfad

(Mt CO₂e – Verursachungsbilanz³)



¹Raffinerien sind hier nicht berücksichtigt. Diese Emissionen und ihre Reduktion werden aus historischen Gründen im Umwandlungssektor bilanziert ²Dieser Wert resultiert aus der Verursachungsbilanz ohne Quellenemissionen ³Ohne Prozessemissionen ⁴U. a. Antriebe, Kompressoren, Ventilatoren, Pumpen, Beleuchtung
Quelle: Prognos; BCG

der Standard eingesetzt werden, ist bis 2050 eine Durchdringungsrate von 90 Prozent realistisch.

Stärkere
Durchdringung
effizienter
Technologien
erforderlich

Der Einsatz effizienterer **Antriebstechnologien** ist zumeist mit der Modernisierung einer Produktionsstraße oder zumindest mit dem „Antriebsteil“ eines Produktionsprozesses verbunden. Bei einer Modernisierung wird der Ersatz von Motoren am Ende des Lebenszyklus durch die derzeit effizientesten Elektromotorenklassen vorgenommen.²⁷ Außerdem besteht die Möglichkeit der weitreichenden Ausstattung der Motoren mit Frequenzumrichtern²⁸, des Einsatzes von modernster Getriebetechnologie, einer bedarfsgerechten Dimensionierung²⁹ von Antrieben und des Einsatzes von intelligenter Steuerung bzw. Energiemanagementsystemen.³⁰

Auch heutige **Druckluftsysteme** sind hinsichtlich zentraler oder dezentraler Bereitstellung und durch zusätzliche, bislang nicht realisierte Leckage-Vermeidungsmaßnahmen, eine Absenkung des Betriebsdrucks im Druckluftnetz, Leerlaufvermeidung und

²⁷ Im Wesentlichen Motoren der Wirkungsgradklassen IE3 und IE4.

²⁸ Ein Frequenzumrichter wandelt gleichförmige Wechselspannung in eine Wechselspannung um, deren Amplitude und Frequenz veränderbar sind und die somit eine stufenlose Drehzahlregulierung ermöglicht.

²⁹ Vermeidung von erheblicher Überdimensionierung bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Anforderungen für Flexibilität.

³⁰ Durch die Bereitstellung von sinusförmiger Spannung am Motor sowie durch Einsatz von Wide-Bandgap-Bauelementen in Umrichtern sind weitere Effizienzsteigerungen bei Antriebssystemen möglich, welche in dieser Studie allerdings nicht angenommen wurden.

den Einsatz effizientester Kompressoren optimierbar. Ebenso sind Einsparpotenziale im Ersatz mancher Druckluftsysteme durch strombetriebene Anwendungen möglich.

Im Bereich der **Pumpen, Ventilatoren und Kompressoren** können effizienteste Geräte die aktuell eingesetzten Modelle bis 2050 nahezu vollständig ersetzen.

Industrielle **Beleuchtungssysteme** wie z. B. Gasdruckentladungslampen oder Leuchtstoffröhren lassen sich in Zukunft nahezu vollständig durch LEDs ersetzen und können zudem umfassend mit Präsenzsteuerung für bewegungsabhängige Beleuchtung ausgestattet werden.

EINSPARUNG VON RAUMWÄRME DURCH BESSERE HALLENBEHEIZUNG, GEBÄUDEDAMMUNG UND GEBÄUDEAUTOMATION

Für die Büro- und Fabrikgebäude des Industriesektors existieren Einsparpotenziale in verbesserten Hallenbeheizungssystemen, Gebäudedämmung³¹ und einer flächendeckenden Einführung der **Gebäudeautomation**. Nachtabsenkungskonzepte, Konzepte zur Absenkung der Solltemperatur sowie Einsparungen von Fensterkontakten können dabei den Raumwärmebedarf reduzieren.

NAHEZU FLÄCHENDECKENDE ENERGIEEINSPARUNG DURCH DIGITALISIERUNG

Eine konsequente **Vernetzung von Energieeffizienz und Digitalisierung** (z. B. im Rahmen von Industrie 4.0, aber auch in weniger ambitionierten Vorhaben) könnte langfristig in nahezu allen Industriezweigen zusätzliche komponentenübergreifende Energieeinsparpotenziale von über 10 Prozent (in einigen Branchen bis zu über 20 Prozent) ermöglichen. Digitale Verbesserungsmaßnahmen umfassen unter anderem Abschaltkonzepte (z. B. Leerlaufvermeidung an Wochenenden bzw. bei Pausen), Energiemonitoring- und Energiemanagementsysteme, eine bedarfsgerechte Dimensionierung begleitender Prozesstechnik sowie die Entwicklung von energetisch und produktionstechnisch optimierten Regelungs- und Steuerungslogiken.

Zusätzliche
Einsparpotenziale
durch Vernetzung
und Digitalisierung

In dieser Studie wurde konservativ eine Realisierung von 5 Prozent bis 2050 angesetzt. Ausnahmen sind die Grundstoffchemie, in der höchstens 1 Prozent Energieeinsparung durch Digitalisierung wahrscheinlich scheint, sowie die Stahl- bzw. Zementindustrie, für die keine Reduzierungsmöglichkeiten über die bereits gehobenen Potenziale hinaus angenommen werden.³²

³¹ Gilt i. W. für Bürogebäude.

³² Die unterstellten Annahmen sind an dieser Stelle konservativ gewählt. Langfristig sind bei einer weitreichenden Digitalisierung der Industrie höhere Einsparpotenziale möglich; diese wurden aber aufgrund des Mangels an methodisch validen quantifizierten Abschätzungen nicht unterstellt.

EFFIZIENZVERBESSERUNG VON ÖFEN, BESSERE WÄRMERÜCKGEWINNUNG

Durch umfangreichere Wärmerückgewinnung sowie eine branchenübergreifende Modernisierung von industriellen Öfen mit rekuperativen³³ Brennern und besser isolierten Ofenkomponenten, Wärmenetzen und Industrieanlagen sind Einsparungen von bis zu 2 Mt CO₂ä erzielbar. Solche **Effizienzmaßnahmen** ermöglichen generell in allen Industriezweigen³⁴ Energieeinsparungen, wobei sich naturgemäß die Intensität unterscheidet. Im Fahrzeug- und Maschinenbau ist zwischen 2015 und 2050 z. B. jeweils eine Reduzierung des Endenergieverbrauchs von 25 Prozent unterstellt, während für die Nichteisenmetallindustrie im selben Zeitraum lediglich 20 Prozent³⁵ erreicht werden.³⁶

MAßNAHMEN ZUR EMISSIONSREDUZIERUNG BEI DER STAHLHERSTELLUNG

Im Stahlsektor wird von THG-Einsparungen von maximal 9 Prozent zwischen 2015 und 2050 ausgegangen, was einer Reduktion von knapp 6 Mt CO₂ä entspricht. So können z. B. bei der **Hochofen-Konverter-Route** THG-Emissionen durch Wärmerückgewinnung am Sinterkühler, eine optimierte Zusammensetzung von Sinter und Pellets, eine weitere Ausschöpfung der Konvertergasnutzung und durch eine Injektion wasserstoffreicher Reduktionsmittel vermindert werden. Weitere Einsparpotenziale bestehen zudem durch Prozessoptimierungen bei Lichtbogenöfen.³⁷

EFFIZIENZVERBESSERUNG IN DER GRUNDSTOFFCHEMIE

In der Grundstoffchemie kann durch den Einsatz von Beste Verfügbare Technik (**BVT**)-**Maßnahmen**³⁸ bei energieintensiven Prozessen ein THG-Einsparpotenzial von 1,5 Mt CO₂ä in 2050 im Vergleich zur Referenz erreicht werden. Dies betrifft insbesondere die Dampfreformierung bei der Methanol- und Ammoniakherstellung³⁹, das Steam-Cracking⁴⁰ und die Chlorelektrolyse⁴¹.

EFFIZIENZVERBESSERUNG IN DER BAUSTOFFINDUSTRIE

In der Baustoffindustrie werden im 80 %-Klimapfad zwischen 2015 und 2050 THG-Einsparungen von ca. 15 Prozent erzielt. Das entspricht einem Rückgang von 4,5 Mt CO₂ä. Die größten relativen Energieeinsparungen können durch eine mit hohen Investitionen verbundene **Erneuerung** von Zementöfen und -mühlen bis 2050 erreicht werden,

³³ Rekuperation: Unter Nutzung von Verbrennungsgasen wird die Luftzufuhr eines Brenners aufgeheizt, wodurch sich Brennstoffeinsparungen erzielen lassen.

³⁴ Ausgenommen sind hier die Baustoff- und die Stahlindustrie, die separat behandelt werden.

³⁵ Der Anteil an Energie, der aus physikalischen Gründen zur Metallerzeugung benötigt wird, ist vergleichsweise hoch. Daher ist das relative Potenzial von Effizienzmaßnahmen in der Nichteisenmetallindustrie geringer als in den meisten anderen Sektoren.

³⁶ Das Potenzial vieler Grundstoffindustrien ist durch lange Investitionszyklen begrenzt. Zum Beispiel kann mit dem Neubau einer Aluminiumhütte gegenüber einem Modell am Ende der Lebenszeit aktuell eine Energieeinsparung von ca. 20 Prozent realisiert werden. Diese verbleibt im Anschluss allerdings für etwa 40 Jahre ohne wesentliche weitere Energieeinsparungen im Bestand.

³⁷ Der spezifische Energieeinsatz von Elektrolichtbogenöfen entwickelte sich in den letzten Jahren durch höhere qualitative Anforderungen an Qualitätsstähle eher steigend. Dem Mehraufwand an Energie standen längere Lebensdauern und geringerer erforderlicher Materialeinsatz auf Abnehmerseite gegenüber.

³⁸ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (2013), *Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.

³⁹ Zum Beispiel Tieftemperatur-Entschwefelung, Vorerhitzen des Rohstoff-Dampf-Gemischs und der Luft durch die Abwärme, Verwendung einer Flüssigstickstoffwäsche für die Feinreinigung des Synthesegases.

⁴⁰ Vor allem Wärmerückgewinnung, aber auch Wärmeintegration der Rektifizierkolonnen.

⁴¹ Im Wesentlichen die Umstellung von Amalgam- und Diaphragmaverfahren auf Membranverfahren.

was bis zu 9 Prozent Einsparung an Prozesswärme bzw. 21 Prozent an mechanischer Energie gegenüber der Referenz realisieren würde. In der Kalkproduktion wäre ein Neubau eines signifikanten Anteils aller Öfen erforderlich, während der Rest unter Berücksichtigung der erforderlichen Mindestenergie für die Entsäuerung von Kalk modernisiert werden müsste.⁴²

ERHÖHUNG DES RECYCLINGANTEILS IN DER NICHEISENMETALLINDUSTRIE

Nichteisenmetalle sind permanente Werkstoffe, die ohne wesentlichen Qualitätsverlust nahezu vollständig einem Kreislauf zugeführt und recycelt werden können. Die daraus gespeiste „Sekundärproduktion“ benötigt im Vergleich zur Primärproduktion im Durchschnitt über alle Metalle 72 Prozent (maximal 95 %) weniger Energie und macht aktuell etwa die Hälfte der deutschen Gesamtproduktion an Nichteisenmetallen aus. Recyclingquoten betragen insbesondere bei langlebigen Produkten durchschnittlich zwischen 80 und 90 Prozent. Durch eine noch höhere Verfügbarkeit wiederverwertbarer Produkte am Ende ihres Lebenszyklus wären weitere Energie- und THG-Einsparungen von bis zu 2 Mt CO₂ä pro Jahr realisierbar.⁴³

⁴² Ecofys im Auftrag der European Lime Association (2014), *Competitive and Efficient Lime Industry – Cornerstone for a Sustainable Europe*; V. Hoenig et al. (2013), *Energieeffizienz bei der Zementherstellung*. Cement International, Vol. 11, 4/2013.

⁴³ Öko-Institut (2016), *Klimaschutzpotenziale des Metallrecyclings und des anthropogenen Metalllagers*.

5.1.3 ENERGIETRÄGERSUBSTITUTION

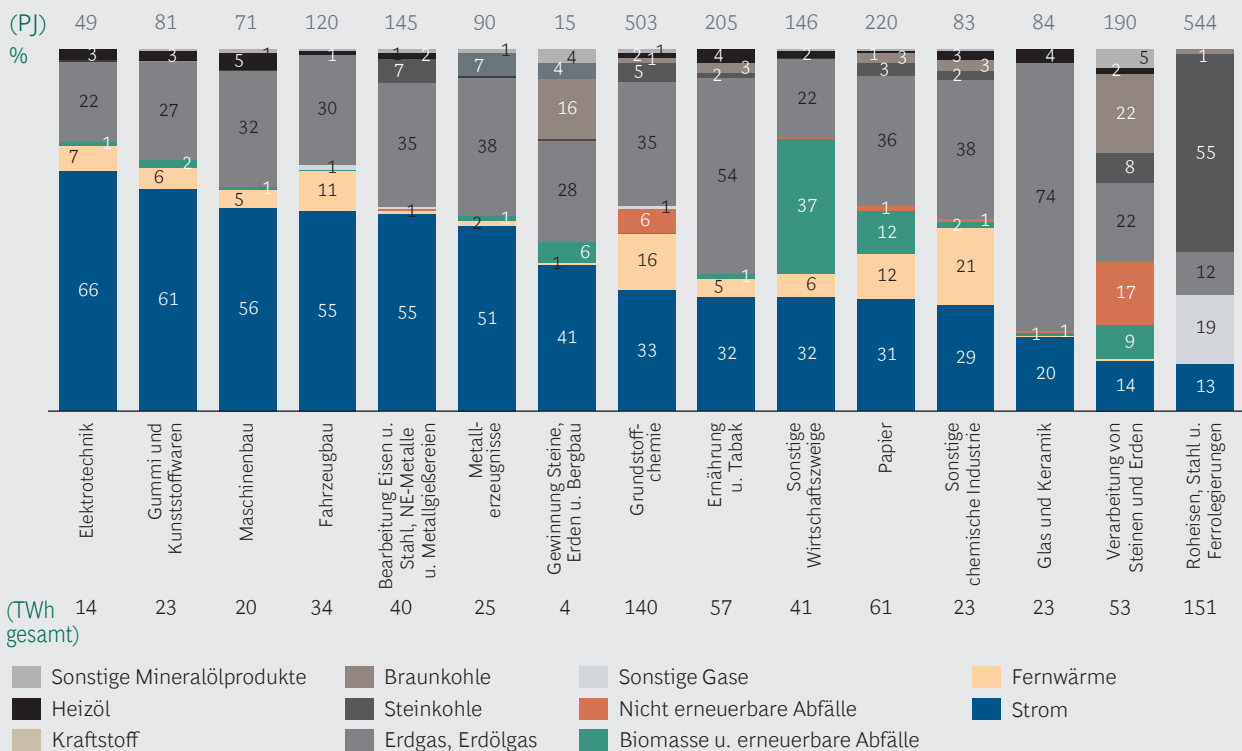
Energieträgermix in 2015 variiert stark zwischen Industriezweigen

Neben der Einführung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie ist der **Ersatz fossiler Energieträger** zur THG-Eliminierung entscheidend. In den verschiedenen Branchen ist der eingesetzte Energieträgermix je nach Verteilung der Verwendungszwecke und Bedarf an kostengünstigen Energieträgern sehr unterschiedlich. In der Vergangenheit nahm über alle Industriezweige der Einsatz von Kohle und Mineralölprodukten stetig ab, während der Verbrauch von Strom, Gas, Fernwärme und – in geringerem Maß – auch erneuerbaren Energieträgern zunahm.

Auch 2015 liegt ein ungleiches Bild im Energieträgermix der einzelnen Branchen vor (Abbildung 33): Während Produktionsindustrien naturgemäß vorrangig Strom einsetzen, nutzen energieintensive Prozessindustrien aktuell einen deutlich größeren Anteil fossiler Brennstoffe. So wurde **Braunkohle** 2015 vor allem noch in der Gewinnung von Steinen, Erden und Bergbau sowie der Baustoffindustrie verwendet. **Steinkohle** findet sich überwiegend stofflich bedingt bei der Stahlerzeugung und der Herstellung von Steinwolle. Zudem setzten einige andere Branchen ein geringes Maß an Steinkohle zur kostengünstigen Wärmebereitstellung ein. **Strom und Erdgas** haben in den meisten Branchen den höchsten Anteil, wenn auch mit sehr unterschiedlicher Gewichtung.

ENERGIETRÄGERMIX IN 2015 VARIERT STARK ZWISCHEN INDUSTRIEZWEIGEN

ABBILDUNG 33 | Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern in 2015



Anmerkung: 3,6 PJ = 1 TWh

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.

Einsatzes von Braunkohleprodukten. Auch Steinkohle sollte in 2050 nur noch dann zum Einsatz kommen, wenn sie stofflich für Prozesse benötigt wird, also i. W. in der Hochofen-Konverter-Route und der Herstellung von Steinwolle. Gleichzeitig müssen wesentliche Teile des heute eingesetzten fossilen Methans im Energiemix ersetzt werden; hierfür eignet sich zunächst die Erzeugung von Nieder- und Mitteltemperaturwärme ($< 500\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Aus heutiger Perspektive ist dafür ein erheblich intensiverer Einsatz national verfügbarer **Biomasse**, die nicht stofflich genutzt wird⁴⁵, in der Industrie die volkswirtschaftlich sinnvollste Lösung.⁴⁶ Im Vergleich zum Energie- oder Verkehrssektor kann z. B. Restholz in der Industrie mit deutlich geringeren Umwandlungsverlusten eingesetzt werden, da außer einer Abgasreinigung und ggf. Konditionierung kein weiterer Veredlungsschritt (zu Gas oder einem flüssigen Treibstoff) notwendig ist. Zudem bestehen im Gegensatz zum Gebäudesektor⁴⁷ in der Industrie wenig wettbewerbsfähige Alternativen. Langfristig kann Biomasse in der Industrie sogar einen zusätzlichen **systemischen Nutzen** erfüllen: Wenn in Deutschland zur Erreichung des 95 %-Klimaziels synthetisches Gas erzeugt werden muss (Power-to-Gas), kann das bei der Biomasseverbrennung in der Industrie abgeschiedene CO_2 als biogene⁴⁸ Kohlenstoffquelle genutzt und somit „recycelt“ werden. Eine solche Abscheidung ist im industriellen Maßstab technisch und wirtschaftlich deutlich sinnvoller als bei verteilten, kleineren Biomasseverbrennungsanlagen, wie sie im Gewerbe- und Haushaltssektor zum Einsatz kommen. Die begrenzten national nachhaltig verfügbaren Biomasse­mengen sollten daher aus heutigen Systemgesichtspunkten deutlich stärker in der Industrie konzentriert werden.

In der Praxis müssen **Platzrestriktionen**, logistische Anforderungen und längerfristige Investitionszyklen berücksichtigt werden, durch die ein vollständiger Austausch von Gaskesseln durch Biomassekessel unwahrscheinlich wird. Gleichwohl geht diese Studie davon aus, dass bis 2050 90 Prozent der industriellen Nieder- und Mitteltemperaturwärme durch Feststoffbiomasse erzeugt werden kann.

Prinzipiell wäre der Ersatz von Erdgas auch durch **Elektrowärme** z. B. in Form von Elektrodenkesseln oder Induktionsöfen möglich, wodurch mehr Flexibilität hinsichtlich von Reaktionen auf Impulse des Strommarktes gewährleistet würde. Allerdings ist Elektrowärme aus heutiger Perspektive eine teurere Alternative.⁴⁹ Zudem würde sie das Stromsystem mit zusätzlicher Nachfrage von über 80 TWh belasten, ohne langfristig einen vergleichbaren Systemnutzen zu erbringen. Strombasierte Technologien sind daher in Zukunft allenfalls eine komplementäre Lösung und in den Klimapfaden der Industrie zurückhaltend eingesetzt.

⁴⁵ Vor allem Restholz.

⁴⁶ Siehe Exkurs: Effizienter Einsatz von Biomasse.

⁴⁷ Umfasst private Haushalte (PHH) sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD).

⁴⁸ Nicht fossilen Ursprungs.

⁴⁹ Unter anderem unter Berücksichtigung der Stromsystemkosten im 80 %-Klimapfad.

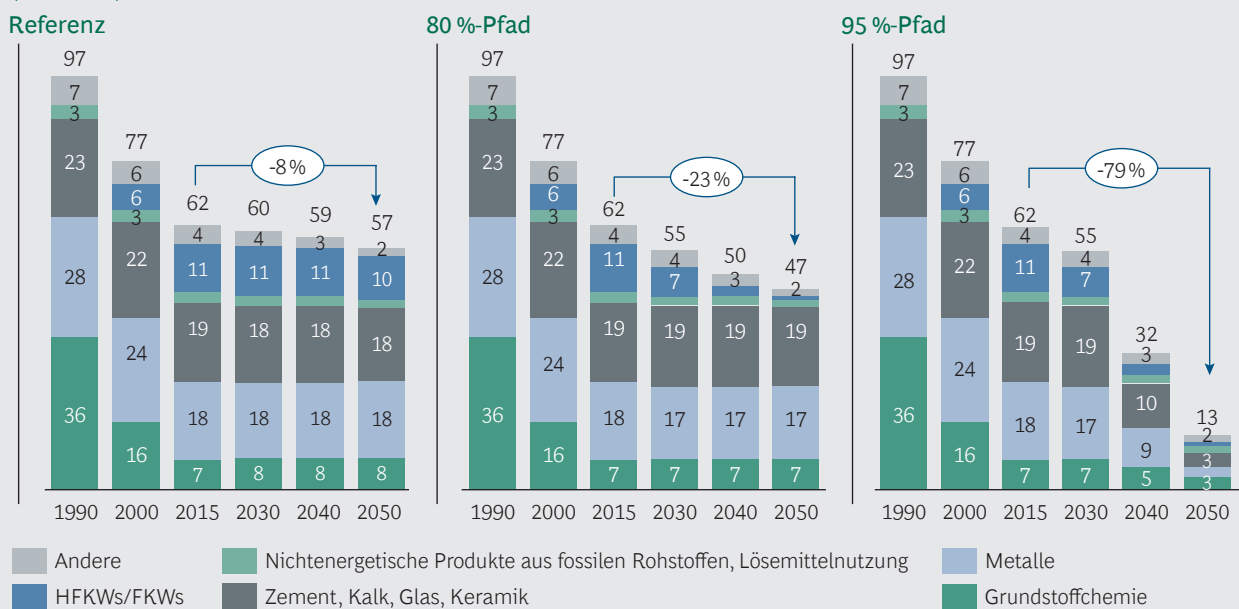
ENERGETISCHE „NULLEMISSIONEN“ ERFORDERN VOLLSTÄNDIGEN VERZICHT AUF FOSSILES GAS

Im 95 %-Klimapfad werden auch in 2050 die Erzeugung von etwa 80 TWh **Wärme im Hochtemperaturbereich**⁵⁰ und die verbliebenen 10 Prozent nicht durch Feststoffbiomasse versorgten Erzeuger im Nieder- und Mitteltemperaturbereich weiterhin über das Gasnetz sichergestellt. Der Wechsel auf strombasierte Technologien wäre nach heutigem Stand sehr teuer und zumindest für Teile der Versorgung technisch und/oder logistisch nicht realistisch abbildbar. Für eine vollständige Versorgung mit Biogas⁵¹ wären in Deutschland nachhaltig verfügbare Mengen nicht ausreichend. Allerdings kann Erdgas im Gasnetz mit einer stetig wachsenden Menge an **Biogas** angereichert werden, das durch eine bessere Nutzung vorhandener Güllemengen in der Landwirtschaft sowie eine Umleitung der heute in grundlastbetriebenen Biogasanlagen verwerteten Volumina zur Verfügung gestellt würde.⁵²

VERMEIDUNG VON PROZESSEMISSIONEN¹ VOR ALLEM IM 95 %-PFAD; 13 Mt CO₂ä VERBLEIBEN

ABBILDUNG 35 | Prozessemissionen der Industrie in Referenz, 80 %- und 95 %-Pfad

(Mt CO₂ä)



¹ Die Emissionen der Raffinerien und entsprechende Reduktionen werden aus historischen Gründen im Umwandlungssektor bilanziert
Quelle: Prognos; BCG

⁵⁰ > 500 °C, vor allem in der Metallerzeugung sowie bei Zement und Kalk.

⁵¹ Mit Feststoffbiomasse ließen sich die nötigen Temperaturniveaus > 500 °C nicht erreichen.

⁵² Heutige Biogasanlagen im Grundlastbetrieb werden bei deutlich steigendem Anteil anderer erneuerbarer Energiequellen nicht länger in dieser Form benötigt bzw. wären zu inflexibel. Aufwände zur Reinigung von Biogas wurden in der Studie nicht betrachtet.

Exkurs: Effizienter Einsatz von Biomasse

In 2015 wurden in Deutschland laut AG Energiebilanzen über alle Sektoren hinweg insgesamt 1.076 PJ an Biomasse als Energieträger (ausschließlich energetische, keine stoffliche Nutzung) verwendet, die sich folgendermaßen aufteilen:

- 505 PJ waren **feste biogene Stoffe**. Für 2015 existiert dazu keine granulare Aufschlüsselung, es handelt sich allerdings unter anderem um feste Stoffe aus der Landwirtschaft (z. B. Stroh), Waldrestholz, Industrieholz, andere Resthölzer, Kurzumtriebsplantagen und Klärschlamm.
- 326 PJ waren **Biogas** bzw. Klärgas.
- 129 PJ waren **biogener Anteil des Abfalls** und Deponiegas.
- 117 PJ waren **flüssige** biogene Stoffe bzw. Biokraftstoffe.

Davon wurde knapp die Hälfte zur Stromerzeugung und ein weiteres Drittel zur Wärmeproduktion in Pelletkesseln im Gebäudesektor eingesetzt. Der Rest verteilte sich zu gleichen Anteilen auf Industrie und Verkehr.

Biomasse unterliegt absoluten **Potenzialrestriktionen**. Die maximale nachhaltig verfügbare Menge zur energetischen Nutzung beträgt in Deutschland 1.200 bis 1.300 PJ.¹ In den Klimapfaden erfolgt bis 2050 eine Erhöhung der Mengen zur energetischen Nutzung um etwa 170 PJ auf dann rund 1.200 PJ. Davon stammen etwa 25 PJ aus der Ausweitung der Vergärung von Gülle in Biogasanlagen, der überwiegende Rest aus festen biogenen Stoffen und nur ein geringer Teil aus weiteren Rest-, Wald- und Industriehölzern.² Umso mehr muss der Einsatz dieser Menge daher sektorübergreifend so energie- und kosteneffizient wie möglich erfolgen.

Der aktuelle Einsatz von Biomasse in **Strom und Gebäudewärme** (z. B. Pelletheizung, Kaminöfen mit Scheitholz) ist aus heutiger Perspektive nicht mehr so sinnvoll, wie er noch vor einigen Jahren eingeschätzt wurde. In der Stromerzeugung wird Biomasse mit niedrigem Wirkungsgrad und geringer Flexibilität eingesetzt, und auch in Gebäuden ist die dezentrale Verbrennung zur Erzeugung von Heizwärme ineffizient.

In dieser Studie wird **feste Biomasse** daher bis 2050 vor allem im **Industriesektor konzentriert**, wo sie mit hohem Wirkungsgrad Nieder- und Mitteltemperaturwärme produziert und den alternativen großflächigen Einsatz teurerer Elektrowärme überflüssig macht. Im 95 %-Klimapfad bringt dies außerdem einen erheblichen Systemnutzen, da zentral verbrannte Biomasse als erneuerbare Kohlenstoffquelle für die Herstellung von Power-to-Gas verwendet werden kann.

Biogas kann zukünftig überwiegend in das zentrale Gasnetz eingespeist werden und dort flexibleren Stromerzeugern sowie in der Erzeugung von industrieller Hochtemperaturwärme zugute kommen. Die Menge an Biokraftstoffen im Verkehr bleibt konstant, würde sich aber auf immer weniger Nachfrager mit immer geringerem spezifischen Verbrauch verteilen.

¹ Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI (2015), Klimaschutzszenario 2050.

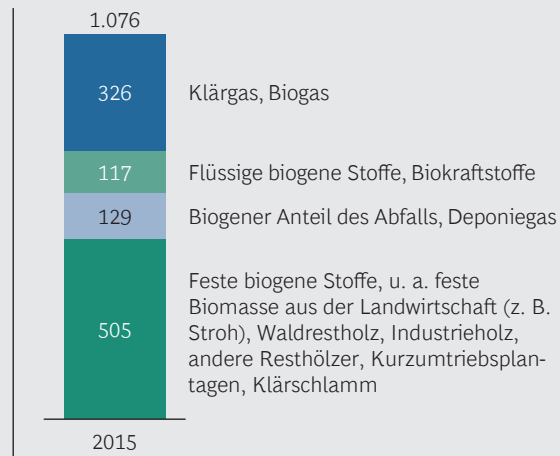
² Zum Beispiel beträgt nach dem Klimaschutzszenario 2050 des Öko-Institut e. V. und Fraunhofer ISI die zusätzlich energetisch genutzte Menge an Waldrestholz, Industrieholz und anderen Resthölzern in 2050 etwa 25 PJ im Vergleich zu 2010.

BIOMASSE WIRD IM 80 %-PFAD UND 95 %-PFAD PRIORITÄR IN DER INDUSTRIE EINGESETZT

ABBILDUNG 36 | Zusammensetzung und Einsatz von Biomasse in den Klimapfaden

Zusammensetzung der energetisch genutzten Biomasse heute

(PJ)



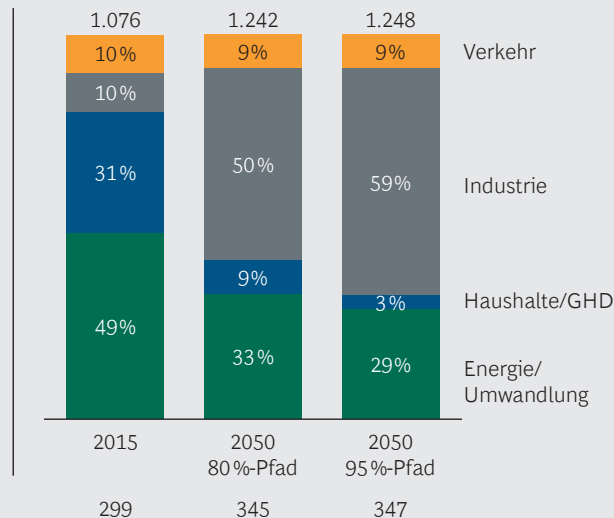
(TWh
gesamt) 299

Anmerkung: 3,6 PJ = 1 TWh

Quelle: AG Energiebilanzen e. V.; Prognos; BCG

Einsatz energetisch genutzter Biomasse nach Sektoren

(PJ)



Für eine vollständige Reduzierung fossiler Emissionen in der industriellen und strommarktbezogenen Energieerzeugung muss dem Gasnetz darüber hinaus ab 2030 zunehmend **synthetisches Gas** (Power-to-Gas) aus erneuerbarem Strom beigemischt werden, bis in 2050 fossiles Erdgas im deutschen Energiesystem nicht mehr verwendet wird.⁵³ Um bis 2050 energetische Nullemissionen zu erreichen, müsste parallel hierzu auch eine nahezu vollständige Vermeidung von THG-Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung erreicht werden.

In der Zement- und Stahlindustrie ist im beschriebenen 95 %-Klimapfad keine weitere Substitution fossiler Energieträger erforderlich. Die anteilig vergleichsweise geringen energetischen THG-Emissionen können durch den Einsatz von CCS eliminiert werden, sofern diese Technik zur Vermeidung von Prozessemissionen ohnehin eingesetzt wird (wie hier als notwendig unterstellt wird).⁵⁴

⁵³ Die zusätzliche Beimischung von Wasserstoff ist eine kosteneffiziente Maßnahme, allerdings aus Gründen der Nutzbarkeit auf etwa 3 Prozent des Volumens begrenzt. Details siehe Kapitel 8.1.2.

⁵⁴ Siehe Kapitel 5.1.4.

5.1.4 PROZESSBEDINGTE EMISSIONEN

Der Anteil der **Prozessemissionen** betrug 2015 nach dem THG-Inventar des Umweltbundesamts⁵⁵ rund ein Drittel (62 Mt CO₂ä) an den gesamten Quellenemissionen der Industrie. Neben den Grundstoffindustrien verursachten FCKW-Substitute 2015 den größten Anteil. Knapp 19 Mt CO₂ä entfielen 2015 auf den Industriezweig Zement, Kalk, Glas und Keramik, wobei THG-Emissionen aus dem Brennen von Zementklinker (12,4 Mt CO₂ä) und der Kalkproduktion (5 Mt CO₂ä) den größten Anteil ausmachten. Die Metallindustrie verursachte in 2015 18 Mt Prozessemissionen, davon allein 17 Mt CO₂ä in der Stahlherstellung.⁵⁶ Weitere 7 Mt CO₂ä entstanden in der chemischen Industrie, zusammengesetzt aus 4,1 Mt CO₂ä aus der Ammoniaksynthese, 1,5 Mt CO₂ä aus Petrochemie⁵⁷ und Industrierußproduktion, 0,8 Mt CO₂ä aus der Herstellung von Adipin- bzw. Salpetersäure sowie 0,6 Mt CO₂ä aus restlichen Produktionsprozessen.⁵⁸

11 Mt CO₂ä stammten von teilhalogenierten Fluorkohlenwasserstoffen (HFKWs) oder vollständig halogenierten Fluorkohlenwasserstoffen (FKWs), die als Ersatz von ehemals eingesetzten und später verbotenen FCKWs vor allem in Kühl- und Klimaanlage verwendet werden.⁵⁹ Weitere 2 Mt CO₂ä entfielen 2015 auf nichtenergetische Produkte aus fossilen Rohstoffen (z. B. Schmiermittel, Paraffine oder Lösemittel) und die Verwendung von Lösemitteln. Sonstige Emissionen betrugen 4 Mt CO₂ä, unter anderem durch die Verwendung von Schwefelhexafluorid als Schutzgas und Lachgas in der Medizin (Abbildung 35).

SEIT 1990: RÜCKLÄUFIGE PROZESSEMISSIONEN DURCH MEHR EFFIZIENZ, GEZIELTE VERMEIDUNG

Im Zeitraum von **1990 bis 2015** hat der Industriesektor seine Prozessemissionen um 36 Prozent gesenkt, von 97 Mt CO₂ä auf 62 Mt CO₂ä.⁶⁰ Am stärksten verringerten sich in diesem Zeitraum die Lachgasemissionen durch einen flächendeckenden Einsatz von Lachgaszersetzungsanlagen: Bei der Adipinsäureherstellung reduzierte sich der Ausstoß um 99 Prozent, bei der Salpetersäureherstellung um 85 Prozent.

Parallel sanken durchschnittliche Emissionsfaktoren in der **Stahlherstellung**, da Umwandlungsprozesse bezüglich des Materialeinsatzes kontinuierlich effizienter gestaltet wurden. In der Zementherstellung waren produzierte Mengen rückläufig⁶¹, sodass sich in Summe die Prozessemissionen um 27 Prozent bei der Stahl- und um 18 Prozent bei der Zementherstellung reduzierten. Prozessemissionen der Ammoniak-

⁵⁵ Prozessemissionen und entsprechende Abgrenzung der Emittenten gemäß THG-Inventar des Umweltbundesamts (2017).

⁵⁶ Nach R. Scholz (2004), *Kohlenstoffbedarf und resultierende Kohlendioxid-Emission beim Hochofenprozess*, benötigt der Hochofenprozess 414 kg Kohlenstoff, entsprechend theoretisch 465 kg Koks/t Roheisen. Dies entspricht einer Emission von 1,518 t CO₂/t Roheisen. Bei einer Roheisenerzeugung von z. B. 27,8 Mt in 2015 ergeben sich damit prozessbedingte, nicht minderbare Emissionen von ca. 42 Mt CO₂/Jahr. Diese werden in den hier beschriebenen Emissionen von 17 Mt CO₂ nur teilweise abgebildet. Der Rest der prozessbedingten Emissionen wird, da die Kuppelgase der Eisen- und Stahlproduktion in großem Umfang in Verbundkraftwerken energetisch zur Stromerzeugung genutzt werden, zu einem Teil unter dem Sektor Energie/Umwandlung (öffentliche Kraftwerke und Industriekraftwerke zur nicht ausschließlichen Eigenerzeugung) erfasst, ist dort aber nicht gesondert ausgewiesen.

⁵⁷ Unter anderem Dampfreformierung bei der Methanolsynthese. Die sehr diffusen Emissionen der Petrochemie, wie sie im nationalen Treibhausgasinventar geführt werden, beruhen nicht auf direkten Messungen an den Anlagen, sondern werden mittels einer standardisierten Berechnungsmethode abgeleitet. Emissionen der Raffinerien sind nicht enthalten.

⁵⁸ Zum Beispiel Soda, Fluorchemikalien oder Carbide.

⁵⁹ Emissionen sind unter industriellen Prozessemissionen bilanziert, stammen jedoch aus jeglicher Verwendung von HFKWs/FKW.

⁶⁰ Umweltbundesamt (2017), THG-Inventar.

⁶¹ Klinkerproduktion: 28,6 Mt in 1990, 23,4 Mt in 2015 nach THG-Inventar des Umweltbundesamts.

synthese gingen vor allem durch sinkenden Einsatz von Schweröl bei der partiellen Oxidation um etwa 31 Prozent zurück.⁶²

Gleichzeitig resultierten neue THG-Emissionen aus der Verwendung von HFKWs und FKWs als **FCKW-Substitute** für Kühlverwendungen, Schaumstoffe und Feuerlöschanlagen.

NAHELIEGENDE MAßNAHMEN SIND BEREITS WEITGEHEND UMGESETZT

Für die **Referenz** wird angenommen, dass sich die dargestellte Entwicklung der Prozessemissionen entlang ihrer Erzeugungsmengen und Emissionsfaktoren trendgemäß stagnierend fortsetzt.

Zur Erreichung ambitionierter Klimaziele im **80 %-Pfad** sind die realisierbaren Möglichkeiten der Emissionsreduktion in Industrieprozessen begrenzt. Naheliegende Potenziale wurden zu großen Teilen in den letzten Jahren bereits ausgeschöpft. Abgesehen vom Ersatz der aktuell genutzten FCKW-Substitute sind weitere Optionen entweder mit sehr hohen Kosten⁶³ oder mit gravierenden öffentlichen Akzeptanzhürden verbunden (z. B. CCS).

In der **Baustoffindustrie**⁶⁴ wird im Referenzszenario eine leichte Abnahme der THG-Emissionen von 19 Mt CO₂ä in 2015 auf 18 Mt CO₂ä in 2050 erreicht, die i. W. durch einen Rückgang des Klinkeranteils im Zement von 74 auf 68 Prozent realisiert wird. In einem 80 %-Klimapfad ist dieser Rückgang jedoch nicht mehr realistisch, da die als Substitutionsprodukt genutzte Flugasche aus Kohlekraftwerken bei rückläufiger Kohleverstromung nicht länger verfügbar sein wird. Daher steigt der Klinkeranteil sogar leicht an (auf 77 Prozent), und es entstehen auch in 2050 noch Emissionen von 19 Mt CO₂ä.

In der **Stahlindustrie** wird in der Entwicklung der Rahmenbedingungen für alle Szenarien ein leichter Produktionsanstieg von 0,3 Prozent pro Jahr angenommen. Da im Referenzszenario gleichzeitig der Anteil der Produktion von Elektro Stahl aus Schrott von 30 Prozent auf 35 Prozent wächst, resultieren hieraus gleichbleibende Prozessemissionen von 17 Mt CO₂ä. Verfügbare Schrottmengen sind begrenzt, weshalb eine weitere Erhöhung über 35 Prozent hinaus im 80 %-Pfad nicht realistisch ist. Zur weiteren spezifischen Emissionsreduktion in der Hochofen-Konverter-Route stehen nur noch wenige Hebel zur Verfügung. Prozessemissionen der Stahlindustrie gehen daher nur noch leicht zurück, und zwar auf 16 Mt CO₂ä in 2050.

Auch für die **Ammoniakproduktion** wird in der Entwicklung der Rahmendaten ein leichtes Wachstum um 0,3 Prozent pro Jahr unterstellt, was die THG-Emissionen der Grundstoffchemie bis 2050 um ca. 1 Mt CO₂ä erhöht. Da eine Vermeidung dieser Emissionen nur zu sehr hohen Kosten möglich wäre, bleiben sie im 80 %-Klimapfad bestehen.

Die umfangreichste Reduktion von Prozessemissionen im 80 %-Klimapfad wird durch einen flächendeckenden Ersatz der **fluorierten Treibhausgase** HFKWs und FKWs ermöglicht. Bereits bis 2030 sollte die bestehende F-Gasverordnung die neu in den Verkehr gebrachten Mengen auf 21 Prozent des Werts von 2015 reduzieren. Allerdings werden sol-

Erwartete Entwicklung industrieller Prozessemissionen weitestgehend stagnierend

⁶² Umweltbundesamt (2017), THG-Inventar.

⁶³ Zum Beispiel Carbon-Capture-and-Utilization (CCU) oder Wasserstoff.

⁶⁴ Zement, Kalk, Glas und Keramik gemäß THG-Inventar.

che Treibhausgase in der Referenz auch weiterhin durch Leckagen einzelner Anwendungen bzw. bei der Entsorgung emittiert. Erst eine nahezu vollständige Substitution dieser Treibhausgase sowie eine emissionsvermeidende Entsorgung würden es ermöglichen, diese Emissionen von 11 Mt CO₂ä in 2015 auf 1 Mt CO₂ä bis 2050 zu senken.

Im **Ergebnis** gehen die industriellen Prozessemissionen in der Referenz von 97 Mt in 1990 bis auf 57 Mt CO₂ä in 2050 zurück. Mit Umsetzung der genannten zusätzlichen Maßnahmen liegt der Wert im 80 %-Klimapfad bei 47 Mt CO₂ä.

95 %-KLIMAPFAD: WEITGEHEND EMISSIONSFREIE INDUSTRIE BIS 2050 NUR MIT CCS REALISTISCH

Der 95 %-Klimapfad erfordert bis 2050 eine weitgehend emissionsfreie Industrie. Aktuell scheinen die absehbaren Möglichkeiten zur weiteren Reduktion von **Prozessemissionen** jedoch sehr begrenzt. Alternative Herstellungsverfahren für Zement werden noch erforscht, ebenso sind neue mineralische Bindemittel als Alternative zu klinkerbasiertem Zement noch im Laborstadium. Der Einsatz von Wasserstoff in Ammoniaksynthese und Stahlproduktion oder CCU würde einen enormen zusätzlichen Stromverbrauch erzeugen (bei vollständiger Umstellung etwa 30 TWh für Ammoniak bzw. 130 bis 190 TWh für Stahl⁶⁵) und umfangreiche Kapazitäten zur Wasserstoffherstellung erfordern. Zudem müssten z. B. in der Stahlindustrie erhebliche Investitionen in den heutigen Anlagenpark getätigt werden. Im Fall von Carbon Direct Avoidance (CDA) wäre ein vollständiger Ersatz aller Hochöfen, Konverter, Sinteranlagen und Kokereien durch Direktreduktionsanlagen, Elektrolichtbogenöfen und Elektrolyseure erforderlich. Im Fall von CCU müssten umfangreiche vergleichbare Ergänzungen vorgenommen werden. Beides wäre mit erheblichen Milliardenkosten verbunden und erscheint im Zeitrahmen angesichts der langen Investitionszyklen der Branche kaum realistisch. Für eine vollständige Umsetzung bis 2050 müsste theoretisch bereits heute eine Entscheidung getroffen werden. Diese wäre möglicherweise weniger unpopulär als CCS, aber schon zu einem frühen Zeitpunkt bedeutend kostenintensiver.

Keine oder nur
erheblich teurere
Alternativen zu CCS
in mehreren
Industrieprozessen

Der Einsatz von **Carbon-Capture-and-Utilization (CCU)** aus prozessbedingten Emissionen, die zusätzliches CO₂ in den Kreislauf bringen würden, wäre in einer Welt ohne fossile Emissionen zudem nur noch für die stoffliche Nutzung⁶⁶ zulässig, was für die meisten Anwendungen im erforderlichen Umfang noch deutlich unwirtschaftlicher ist als die Nutzung in synthetischem Brennstoff. Aktuell ist die stoffliche Anwendung nur für wenige Anwendungen absehbar wirtschaftlich darstellbar, die im Potenzial stark begrenzt sind (z. B. Kunststoffe mit langen Einsatzzeiten, Autoeinbauteile, Matratzen).

Auch beim Einsatz von CCS wären **Investitions- und Betriebskosten** für erforderliche Anlagen und Leitungsinfrastruktur erheblich, lägen jedoch gegenüber CCU oder wasserstoffbasierten Verfahren nach heutigem Stand um ein Vielfaches niedriger. Schwerer wiegt, dass bei CCS in der Öffentlichkeit ein gravierendes Akzeptanzproblem überwunden werden müsste. Da auch hier eine frühzeitige Weichenstellung erforderlich ist, müsste dies sogar zeitnah erfolgen. Auf der anderen Seite wäre auch bei einer

⁶⁵ Die erforderliche Strommenge bezieht sich auf den Einsatz wasserstoffbasierter Direktreduktion. Würde sämtliches CO₂ für CCU verwendet werden, würde der zusätzliche Stromverbrauch sogar rund 300 TWh betragen (theoretische Betrachtung, falls das gesamte CO₂ zu Methanol umgesetzt würde).

⁶⁶ Zum Beispiel in Polymeren in der Chemie.

andernfalls erforderlichen Erhöhung der Stromerzeugung um mehrere hundert Terawattstunden aus erneuerbaren Energien mit Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung zu rechnen. Hinzu kämen Belastungen durch Mehrkosten für den weiteren Ausbau des gesamten Stromsystems.

In dieser Studie wird CCS nur dann eingesetzt, wenn entweder gar keine oder nur um ein Vielfaches teurere Alternativen zur Verfügung stehen. Im 95 %-Klimapfad ist das im Industriesektor für die folgenden Anwendungen der Fall:

- Bei der Stahlherstellung kann die Verwendung von „Post-Combustion“-CCS in der **Hochofen-Konverter-Route** die THG-Emissionen bis 2050 um 47 Mt CO₂ä reduzieren. Davon werden 15 Mt CO₂ä als Einsparungen bei den prozessbedingten Emissionen und 32 Mt CO₂ä als Einsparungen bei den energiebedingten Emissionen bilanziert.
- Bei der Dampfreformierung der **Ammoniaksynthese** können durch CCS weitere 4 Mt CO₂ä bis 2050 vermieden werden.
- In der **Zementherstellung** erfolgt bis 2050 mittels integrierter Oxyfuel-Technologie eine Einsparung in den Prozessemissionen um 16 Mt CO₂ä auf etwa 3 Mt CO₂ä pro Jahr. In diesem Zuge werden auch zusätzlich 6 Mt energiebedingte Emissionen abgeschieden und gespeichert.

CCS eine der wichtigsten Maßnahmen zur Erreichung des 95 %-Ziels

Eine vollständige Vermeidung heutiger Emissionen ist auch mit der Verwendung von CCS nicht möglich, da nach aktuellem Stand der Technik bei allen Verfahren lediglich eine **Abscheidungsrate** von 85 bis 95 Prozent CO₂ realistisch ist.

Im Ergebnis werden im 95 %-Klimapfad durch CCS die prozessbedingten Emissionen bis 2050 um knapp 35 Mt CO₂ä auf 12,7 Mt reduziert (siehe Abbildung 35). Diese **Restemissionen** beinhalten 3,4 Mt CO₂ä aus unvollständigem CCS, 1 Mt CO₂ä durch die Nutzung von Schwefelhexafluorid als Schutzgas, 2,4 Mt Restemissionen bei chemischen Prozessen mit ausgereizten Minderungsmöglichkeiten, 1,9 Mt CO₂ä aus nicht-energetischen Produkten aus fossilen Rohstoffen und der Verwendung von Lösemitte[n] sowie 4,0 Mt CO₂ä für sonstige Prozesse und Anwendungen, z. B. aus Metallindustrie oder Elektrotechnik.

In Summe führt **CCS im Industriesektor** im 95 %-Klimapfad einschließlich der vermiedenen 38 Mt CO₂ä energiebedingten Emissionen in Summe zu einer THG-Vermeidung in Höhe von 73 Mt CO₂ä.

Zusätzlich führt **CCS im Energie-/Umwandlungssektor** durch folgende Maßnahmen zu einer THG-Emissionsvermeidung von 20 Mt CO₂ä:

- In den verbliebenen **Raffinerien**, die noch Mineralöl zur stofflichen Nutzung in der Chemie weiterverarbeiten, führt CCS zur Vermeidung von etwa 7 Mt CO₂ä.⁶⁷

⁶⁷ Diese Emissionen und ihre Reduktion werden aus historischen Gründen im Umwandlungssektor bilanziert.

- CCS in der **Kuppelgasverstromung** und in der **Abfallverbrennung** führt zu Einsparungen von 13 Mt CO₂ä, die im Energie-/Umwandlungssektor bilanziert werden. Diese Zahl beinhaltet einen Anteil an „Negativemissionen“, welche durch die Einlagerung von erneuerbarem Kohlenstoff aus der Verbrennung biogener Abfälle entstehen.

Über alle Sektoren hinweg stellt CCS somit mit 93 Mt CO₂ä erzielten THG-Einsparungen einen wesentlichen Hebel im 95 %-Klimapfad dar.

TECHNISCHE ALTERNATIVEN SOLLTEN MIT HOCHDRUCK WEITERENTWICKELT WERDEN

In der Chemie- und Stahlindustrie entstehen langfristig wasserstoffbasierte Alternativlösungen

Wo immer möglich, sollte das Recycling fossiler Kohlenstoffemissionen in Form von CCU einer unterirdischen Speicherung bis 2050 vorgezogen werden.⁶⁸ Falls CCU für die stoffliche Nutzung langfristig deutlich wirtschaftlicher wird, ließe sich damit irgendwann eine „Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft“ realisieren. Da das Verfahren mit heute absehbaren Lernkurven und Kosten allerdings gegenüber einer unterirdischen Speicherung für die meisten Anwendungen noch um ein Vielfaches teurer ist, wurde kein umfassenderer Einsatz bis 2050 unterstellt.

Darüber hinaus stehen in der Chemie- und der Stahlindustrie wasserstoffbasierte Alternativlösungen zur Verfügung. Die Stahlerzeugung wäre langfristig statt mit der Hochofen-Konverter-Route auch über **wasserstoffbasierte Direktreduktion** mit nachgeschaltetem Elektrolichtbogenofen und sekundärmetallurgischen Anlagen möglich, die unter Annahme eines emissionsfreien Stromsektors nahezu keine Emissionen produzieren würde. Würden alle bestehenden Hochofen durch diese Technologie ersetzt, entstünde jedoch ein zusätzlicher Strombedarf von 130 bis 190 TWh, der Deutschland an oder über seine wahrscheinlichen Potenzialgrenzen für erneuerbare Erzeugung führt.

Auch eine emissionsfreie **Ammoniaksynthese** wäre mit Hilfe von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff realisierbar. Diese Alternative würde einen zusätzlichen Strombedarf von etwa 30 TWh⁶⁹ erfordern und hätte nach jetzigem Stand sechsmal höhere Emissionsvermeidungskosten als CCS.

Dennoch besitzen beide Optionen im Kontext einer möglichen „Wasserstoffwirtschaft“ Potenzial, die unterirdische Speicherung von CO₂ langfristig zu ersetzen. Insbesondere die zugrunde liegende **Wasserelektrolyse** (oder mögliche Alternativverfahren, die lang- und mittelfristig weitere Kostenreduktionen versprechen) sollte daher unter Hochdruck zu einer wirtschaftlichen Lösung weiterentwickelt werden.⁷⁰

Für die Industrie wurden zur Umsetzung des 80 %-Klimapfads Maßnahmen mit einem **Vermeidungspotenzial** von insgesamt 58 Mt CO₂ä in 2050 im Vergleich zur Referenz betrachtet. Rund drei Viertel dieser Maßnahmen haben zunächst volkswirtschaftliche Mehrkosten.

⁶⁸ Zum Beispiel zur Synthese von Methanol und einer Vielzahl von Folgeprodukten für die stoffliche Verwendung.

⁶⁹ 9,1 MWh Strombedarf für die Wasserstoffelektrolyse pro Tonne Ammoniak. Quelle: DECHEMA e. V. (2017), Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry.

⁷⁰ Siehe auch Kapitel 2.5 „Bewertung möglicher Game-Changer“.

Exkurs: Raffinerien

2015 wurden in deutschen Raffinerien aus Rohöl 4,2 EJ an Produkten hergestellt, davon ca. 60 Prozent Kraftstoffe, 20 Prozent Brennstoffe und 20 Prozent petrochemische Vorprodukte für die stoffliche Nutzung.¹

Bis 2050 erfolgt in allen Klimapfaden ein deutlicher bis vollständiger **Rückgang der fossilen Kraftstoffnachfrage** aus dem Straßenverkehr und der Heizölnachfrage im Wärmesektor. Somit verbleibt ein Sockel von etwa 20 Prozent des heutigen Mineralölbedarfs, der für die stoffliche Verwendung in der chemischen Industrie, für den Straßenbau (Bitumen) sowie für Dichtungsaufgaben und als Schmierstoff grundlegend ist. Dieser Bedarf könnte theoretisch auch nicht-fossil durch Biomasse oder Power-to-Liquid bereitgestellt werden. Ersteres scheint allerdings angesichts inländischer Potenzialgrenzen für Biomasse in der Praxis unmöglich. Letzteres wäre erheblich teurer. In den Klimapfaden wurde die Nachfrage nach Kohlenwasserstoffen zur nichtenergetischen Nutzung daher als konstant unterstellt, was den Raffineriesektor vor Herausforderungen stellt.

Bereits in der **Referenz** geht die Produktion von Raffinerien von 4,2 EJ in 2015 auf 2,6 EJ in 2050 zurück.² Trotz dieses Rückgangs ließe sich die stoffliche Nachfrage weiterhin aus bestehenden Raffinerien decken, da diese ihre Produktion anteilig zu Produkten für den nichtenergetischen Verbrauch, d. h. vor allem zu leichteren Fraktionen mit kürzeren Kohlenstoffketten, verschieben könnten.

Im **80 %-Klimapfad** reduziert sich die Produktion bis 2050 sogar auf lediglich 1,8 EJ, bedingt durch einen umfangreicheren Verzicht auf Mineralöl im Straßenverkehr und in der Wärmeerzeugung. Nur noch weniger als 10 Prozent des Outputs werden für Benzin benötigt, knapp 20 Prozent für Diesel. Die Nachfrage nach Flugtreibstoffen, schwerem Heizöl für Schifffahrt und stofflich genutztem Mineralöl ginge allerdings kaum zurück. Eine solch signifikante Änderung der produzierten Fraktionsschnitte wäre im existierenden Anlagenpark technisch nicht mehr möglich. In dieser Studie wird daher der Neubau von zwei Hydrocrackern³ in 2030 und 2040 unterstellt, die zusätzliche Investitionskosten von etwa 2 Mrd. Euro erfordern.

Im **95 %-Klimapfad** werden 2050 nur noch Raffinerieprodukte für nichtenergetische Nutzung benötigt, für deren exklusive Produktion bestehende Raffinerien nicht mehr geeignet sind. Daher wird im 95 %-Klimapfad ein Neubau von vier Raffinerien unterstellt, die exklusiv petrochemische Vorprodukte für die stoffliche Nutzung erzeugen. Der Bau dieser Anlagen ist mit zusätzlichen Investitionskosten von insgesamt 30 Mrd. Euro verbunden. Um ihre THG-Emissionen aus Eigenverbrauch zu eliminieren (7,6 Mt CO₂e in 2050), wäre wie bei anderen Prozessemissionen der Einsatz von CCS die günstigste Lösung.

Parallel zu den erforderlichen Neuinvestitionen würden in allen Pfaden durch Nachfragerückgang auch Kosten in Milliardenhöhe für Schließung und Rückbau der bestehenden Raffinerieinfrastruktur entstehen.

Mehrere Alternativen zum oben beschriebenen Vorgehen wurden analysiert und aus folgenden Gründen nicht weiter berücksichtigt:

- Der **Import** von fossilen petrochemischen Vorprodukten für die stoffliche Nutzung würde THG-Emissionen der Herstellung ins Ausland verlagern.
- Der direkte **Import von Power-to-Liquid** für stoffliche Nutzung wäre um ein Mehrfaches teurer⁴ und würde zu einem vollständigen Abbau des inländischen Raffinierungssektors führen.
- Der **Import von Power-to-Crude** zur inländischen Raffinierung würde zwar Wertschöpfung in Deutschland erhalten, wäre aber ebenfalls um ein Mehrfaches teurer.⁵
- Die Verwendung von **Biomasse** zum Ersatz aller stofflich benötigten Kohlenstoffe wäre ebenfalls teurer; in der Industrie lässt sie sich effizienter einsetzen.⁶
- Das „**Recycling**“ von Kohlenstoffen über **CCU** ist heute für die meisten Anwendungen deutlich teurer. Langfristig könnte es bei verbesserter Wirtschaftlichkeit zumindest einen Teil des stofflich genutzten Mineralöls ersetzen.

¹ Zum Beispiel Naphtha zur Weiterverarbeitung in der chemischen Industrie sowie Bitumen oder Schmierstoffe.

² Folgeeffekte sind signifikante Schließungen, was etwa die Hälfte der Raffinerien und 40 % der Tankstellen betrifft.

³ Durch den Einsatz von Hydrocrackern kann ein höherer Anteil an kurzkettigen Fraktionen, wie z. B. Naphtha, hergestellt werden.

⁴ Annahmen: Kosten für Power-to-Naphtha bei 64 €/GJ (2015) bzw. 41 €/GJ (2050) gegenüber Kosten für Naphtha bei 10 €/GJ (2015) bzw. 22 €/GJ (2050).

⁵ Annahmen: Kosten für Power-to-Crude bei 56 €/GJ (2015) bzw. 34 €/GJ (2050) gegenüber Rohölkosten (siehe Kapitel 2.1.2).

⁶ Siehe Exkurs: Effizienter Einsatz von Biomasse.

Exkurs: Stahlerzeugungsprozess

Die **Erzeugung von Roheisen und Stahl** in der klassischen Hochofen-Konverter-Route ist letztlich ein chemischer Umwandlungsprozess. Während auf der Elektrostaahlroute im Elektrolichtbogenofen Schrott mit Hilfe von Strom zu neuem Stahl geschmolzen wird, dienen auf der primären Hochofen-Konverter-Route kohlenstoffhaltige Rohstoffe als Reduktionsmittel. Durch die Oxidation dieses Kohlenstoffs wird im Hochofen Eisenerz reduziert und somit zunächst kohlenstoffhaltiges Roheisen gewonnen. Dieses wird anschließend im Konverter zu Stahl umgewandelt, indem Sauerstoff aufgeblasen und so der Kohlenstoffgehalt gesenkt wird. Der für den beschriebenen Prozess der Eisenerzreduktion im Hochofen erforderliche theoretische Mindestbedarf an Kohlenstoff und die daraus resultierenden CO₂-Emissionen können aus technisch-naturwissenschaftlichen Gründen nicht unterschritten werden.

Zur Verminderung bzw. Vermeidung von CO₂-Emissionen bei der Stahlerzeugung wird zunehmend die Erhöhung des Wasserstoffeinsatzes in der Metallurgie diskutiert. Eisenerze könnten statt im Hochofen in einer sogenannten Direktreduktionsanlage mit erheblichen Anteilen von Wasserstoff im Reduktionsgas zu direktreduziertem Eisen umgesetzt und anschließend unter anderem im Elektrolichtbogenofen unter Verwendung von Strom in Rohstahl umgewandelt werden (kurz: **Carbon Direct Avoidance, CDA**).

Die alternative Verwertung von fossilem Kohlenstoff bzw. CO₂ aus industriellen Prozessgasen (kurz: **Carbon-Capture-and-Utilization, CCU**) würde es durch Umwandlung in Kraftstoffe und Ausgangsstoffe für chemische Produkte wie Ammoniak oder Methanol ermöglichen, bei produktionsbedingt unvermeidlichen Emissionen das CO₂ möglichst mehrfach zu nutzen. Bei Verfolgung eines 95 %-Klimaziels wäre der Einsatz auf langlebige stoffliche Produkte beschränkt, da der fossile Kohlenstoff im Fall einer Umwandlung in Kraftstoffe später emittiert wird.

Voraussetzung zur Erzielung von Klimaneutralität ist bei beiden Ansätzen, dass Strom und Wasserstoff aus CO₂-freier Erzeugung stammen und in benötigtem Umfang zur Verfügung stehen. Einzige Alternative zu beiden Prozessen ist aus heutiger Sicht die Abscheidung und Speicherung der Emissionen (**Carbon-Capture-and-Storage, CCS**).

5.2 VERMEIDUNGSKOSTEN, INVESTITIONEN, MEHRKOSTEN

In der nachfolgenden Tabelle sind die dem Kapitel zugrunde liegenden Kernannahmen zusammengefasst

TABELLE 4 | Übergreifende Kostendefinitionen (Industrie)

KOSTENDEFINITIONEN

Reale Preise	Alle Energiepreise, CO ₂ -Preise sowie Investitions- und Mehrkosten technischer Maßnahmen werden in realen Preisen von 2015 ausgewiesen.
Vermeidungskosten	Die Studie zeigt direkte volkswirtschaftliche Vermeidungskosten der in den Klimapfaden eingesetzten Maßnahmen • kumuliert für alle Jahre von 2015 bis 2050, • diskontiert auf das Jahr 2015, • mit den Energieträgerpreispfaden der Referenz bzw. des Szenarios "Nationale Alleingänge", • berechnet mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 Prozent, • ohne Steuern, Förderungen oder Zölle, • mit einer Bewertung von Energieträgerimporten zu Grenzübergangspreisen, • mit einer Bewertung von Strom zu spezifischen Stromsystemkosten, • ohne volkswirtschaftliche Folgewirkungen. Für eine detaillierte Beschreibung der Methodik siehe Kapitel 3.1.1. <i>Das heißt, ausgewiesene Vermeidungskosten entsprechen nicht der Entscheiderperspektive. Durch die Diskontierung auf 2015 und eine kumulierte Betrachtung aller Jahre von 2015 bis 2050 unterscheiden sie sich von Vermeidungskosten in einem beliebigen gegebenen Jahr. Außerdem sind Importe gegenüber Maßnahmen im Inland etwas schlechtergestellt, weil sie zu Grenzübergangspreisen bewertet werden, denen ein betriebswirtschaftlicher Zins zugrunde liegt (in dieser Studie gerechnet mit 7 Prozent WACC).</i>
Mehrinvestitionen	Mehrinvestitionen in dieser Studie beinhalten einerseits alle Investitionen für nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen, die bereits im Referenzpfad getätigt werden (zum Beispiel Teile des umfangreichen Ausbaus erneuerbarer Energien) und darüber hinaus alle Investitionen zur Erreichung der Klimapfade für Maßnahmen über die Referenz hinaus. Alle angegebenen Werte beziehen sich auf direkte Investitionen und zeigen reale 2015er Preise kumuliert über den Zeitraum von 2015 bis 2050. Sie sind weder annualisiert noch diskontiert. Nicht explizit enthalten sind Investitionen in Forschung und Entwicklung sowie Restrukturisierungskosten. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich in Kapitel 3.1.2. <i>Beispiel: Für Elektromobilität entstehen Mehrinvestitionen in Höhe der Mehrkosten eines Elektrofahrzeugs gegenüber einem Verbrenner der gleichen Klasse, marginale Investitionen in Lade- und Verteilnetzinfrastuktur, zusätzliche Nachfrage im Stromsystem und einen Umbau des Raffineriesektors.</i>
Mehrkosten	Die Studie zeigt direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten. Diese beinhalten einerseits alle Mehrkosten für nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen, die bereits im Referenzpfad getätigt werden und darüber hinaus alle Mehrkosten der Klimapfade gegenüber dem Referenzpfad. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich in Kapitel 3.1.2. Zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Mehrkosten wurden • Mehrinvestitionen mit einem volkswirtschaftlichen Zins von 2 Prozent über die Lebensdauer der jeweiligen Anlage annualisiert, • Energieträgereinsparungen abgezogen (ohne Steuern, Förderungen oder Zölle; Strom wurde mit Stromsystemkosten und Importe wurden mit Grenzübergangspreisen bewertet), • neue Energieträgerkosten addiert (wie oben).

Mehrkosten

Alle angegebenen Mehrkosten zeigen reale 2015er Preise kumuliert über den Zeitraum von 2015 bis 2050. Sie sind nicht diskontiert. Nicht enthalten sind:

- eingesparte CO₂-Kosten aus dem EU-ETS,
- eingesparte Anpassungskosten des Klimawandels (z. B. Katastrophenschutz),
- Mehrkosten aus Verpflichtungen der Vergangenheit (v. a. für in 2015 bereits bestehende EEG-Anlagen),
- Investitionen in Forschung und Entwicklung (nur indirekt),
- Restrukturisierungskosten.

Tatsächliche Mehrkosten aus Entscheiderperspektive weichen von den in der Studie gezeigten Werten ab, da hier höhere Kapitalkosten anfallen und nutzerspezifische Energieträgerpreise angesetzt werden müssten.

Abbildung 37 zeigt direkte volkswirtschaftliche **Vermeidungskosten** aller Maßnahmen, die im Sektor Industrie über den Referenzpfad hinaus realisiert werden. Die Breite der Balken bildet die THG-Einsparung gegenüber der Referenz im Jahr 2050 ab. Die Spanne der Vermeidungskosten reicht im 80 %-Klimapfad von etwa minus 200 €/t CO₂ä für einzelne Effizienzmaßnahmen bis plus 50 €/t CO₂ä.

EFFIZIENZMAßNAHMEN MIT 15 Mt THG-POTENZIAL HABEN NEGATIVE VERMEIDUNGSKOSTEN

Vor allem eine Reihe von Effizienzmaßnahmen in der Industrie wären aus volkswirtschaftlicher Sicht ohne Mehrkosten zu realisieren. Kumuliert haben diese Maßnahmen ein THG-Reduktionspotenzial von etwa 15 Mt CO₂ä in 2050. Zur Berechnung der Vermeidungskosten dieser Energieeffizienzmaßnahmen wurden Investitionskosten im Vergleich zu einer weniger effizienten Technologie ermittelt und dann mit den verbundenen Energieeinsparungen verrechnet. Folgende Maßnahmen sind hervorzuheben:

- Der bedarfsgerechten Dimensionierung⁷¹ von **Antrieben** und Energiemonitoring werden mit minus 200 €/t CO₂ä die mit Abstand geringsten Vermeidungskosten zugeschrieben.
- Der Ersatz einer Vielzahl von **Querschnittstechnologien**⁷² am Ende ihres Lebenszyklus durch effizienteste Modelle hat Vermeidungskosten im Bereich von minus 180 €/t CO₂ä bis minus 40 €/t CO₂ä. Im Vergleich zu einer weniger effizienten Technologie würden auch hier eingesparte Energiekosten die durch die Mehrinvestitionen entstehenden Kapitalkosten überkompensieren.
- Durch eine konsequente Vernetzung von Energieeffizienz und **Digitalisierung** könnte die Industrie in 2050 ca. 0,6 Mt CO₂ä-Emissionen aus mechanischer Energie und 1 Mt CO₂ä aus Prozesswärme einsparen. Bei einer flächendeckenden Energieeinsparung von bis zu 5 Prozent durch diese Digitalisierungsmaßnahmen lägen die Vermeidungskosten zwischen minus 180 €/t CO₂ä und minus 60 €/t CO₂ä.

Mehrere Maßnahmen mit negativen volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten

⁷¹ Vermeidung von erheblicher Überdimensionierung bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Anforderungen für Flexibilität.

⁷² Beispielsweise Pumpen, Ventilatoren, Raumlufttechnik, IKT, Beleuchtung, Kälteanlagen, Druckluft, Dampferzeugung oder Öfen.

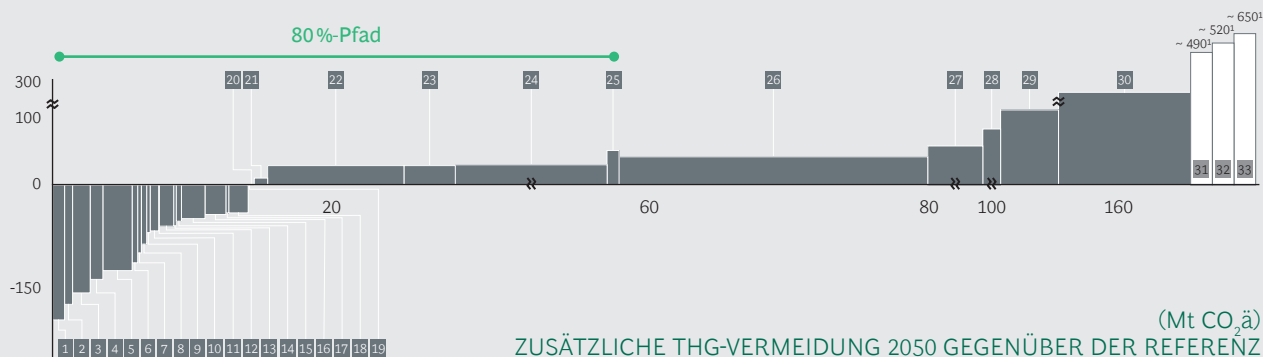
MAßNAHMEN MIT VERMEIDUNGSKOSTEN VON MINUS 200 €/t CO₂Ä BIS PLUS 280 €/t CO₂Ä

ABBILDUNG 37 | THG-Vermeidungskostenkurve im Sektor Industrie

DURCHSCHNITTliche VERMEIDUNGSKOSTEN GEGENÜBER DER REFERENZ

(€/t CO₂Ä)

Nur direkte Kosten, volkswirtschaftliche Perspektive, kumuliert, diskontiert auf 2015



- 1 Bedarfsgerechte Dimensionierung von Antrieben und Energiemonitoring
- 2 Einsparung von mechanischer Energie durch Digitalisierung
- 3 Energieeffizienz bei Drucklufterzeugung und -anwendungen
- 4 Energieeffizienz bei Pumpen
- 5 Energieeffizienz bei Antrieben durch IE3-/IE4-Motoren und Frequenzumrichter
- 6 Energieeffizienz bei Ventilatoren
- 7 Energieeffizienz bei Kälteanlagen
- 8 Energieeffizienz bei Raumlufttechnik
- 9 Energieeffizienz bei IKT
- 10 Energieeffizienz bei Beleuchtung
- 11 Energieeffizienz bei Kompressoren
- 12 Einsparung von Prozesswärme durch Digitalisierung
- 13 Umstellung von Chlorelektrolyseverfahren
- 14 Energieeffizienz bei Dampferzeugung
- 15 Effizientere Ofentechnik und Wärmerückgewinnung²
- 16 Ausbau der Solarthermie zur Wärmebereitstellung
- 17 Anlagenmodernisierung bei der Ammoniakherstellung

- 18 Gebäudeautomation und Energieeffizienz bei Heizsystemen
- 19 Anlagenmodernisierung bei der Methanolherstellung
- 20 Lachgasabscheidung bei der Salpeter- und Adipinsäureproduktion
- 21 Anlagenmodernisierung bei Steam-Crackern
- 22 Substitution von HFKWs/FKW, u. a. bei Kühlung und Klimatisierung
- 23 Stahl: Energieeffizienz bei der Hochofen-Konverter-Route, Prozessoptimierung Lichtbogenofen
- 24 Substitution von Erdgas durch Biomasse in Nieder- und Mitteltemperaturwärme (< 500 °C)
- 25 Neue bzw. modernere Öfen und Mahlanlagen bei Zement- und Kalkproduktion
- 26 „Oxyfuel“-CCS bei der Zementproduktion
- 27 „Post-Combustion“-CCS bei Raffinerien und Gichtgasverstromung
- 28 „Post-Combustion“-CCS bei der Stahlproduktion
- 29 „Post-Combustion“-CCS bei der Ammoniakproduktion
- 30 Substitution Erdgas durch Biogas und Power-to-Gas in Hochtemperaturwärme (> 500 °C)
- 31 Wasserstoffbasierte Direktreduktion bei der Stahlherstellung
- 32 CCU bei der Stahlproduktion
- 33 Wasserstoffbasierte Ammoniaksynthese

THG-Vermeidung bezieht sich auf verursachte Emissionen 2050 und stellt die Abweichung gegenüber den THG-Emissionen der Referenz im Jahr 2050 dar

Vermeidungskosten zeigen direkte volkswirtschaftliche Vermeidungskosten. Sie ergeben sich aus kumulierter THG-Vermeidung 2016 – 2050, kumulierten Kosten und Einsparungen 2016 – 2050 und sind auf das Jahr 2015 diskontiert. Investitionen sind mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 % annualisiert. Stromkosten wurden in allen Sektoren mit Systemkosten, Importe mit Grenzübergangspreisen bewertet

¹ Vermeidungskosten 2050, nicht kumuliert ² Enthält u. a. auch Wärme- und Kälteedämmung von Industrieanlagen

Quelle: BCG

- **Modernisierungsmaßnahmen** bei der Methanolsynthese, der Ammoniakherstellung und bei Steam-Crackern sowie Verfahrensumstellungen bei der Chlorelektrolyse weisen volkswirtschaftliche Vermeidungskosten von minus 60 €/t CO₂Ä bis plus 10 €/t CO₂Ä auf.

Alle skizzierten Maßnahmen werden bislang noch nicht umfassend umgesetzt und müssten trotz negativer Vermeidungskosten **zusätzlich angereizt** werden. Einerseits stimmt die betriebswirtschaftliche Perspektive oft nicht mit der volkswirtschaftlichen überein, da Unternehmen höhere Kapitalkosten haben und z. B. durch Ausnahmeregelungen teilweise niedrigere Energiekosten zahlen müssen. Andererseits existieren praktische und ökonomische Umsetzungshürden, die durch zusätzliche Impulse überwunden werden müssten, z. B. ein Mangel an Transparenz über tatsächliche Energieverbräuche verschiedenster Querschnittstechnologien, Verwendungszwecke oder Pro-

zessschritte, geringe absolute Einsparungen oder für betriebliche Entscheider zu lange Amortisationszeiten.⁷³

Noch über die hier dargestellten Potenziale hinausgehende Einsparpotenziale scheinen in der Praxis nicht realistisch. Bereits im 80 %-Klimapfad wurde für effizienteste Technologien eine Durchdringungsrate von bis zu 90 Prozent in 2050 angenommen.

DREI VIERTEL DER MAßNAHMEN IM 80 %-KLIMAPFAD MIT MEHRKOSTEN

Eine Reihe erforderlicher branchenspezifischer Maßnahmen für Chemie, Stahl und Baustoffe wären auch aus volkswirtschaftlicher Perspektive mit positiven direkten Vermeidungskosten verbunden:

- Für die zusätzliche **Zersetzung der restlichen Lachgase** in der Adipinsäure- bzw. Salpetersäureherstellung fielen zwar verhältnismäßig geringe Investitionskosten an, allerdings würden diese Maßnahmen auch nicht zu relevanten Energieeinsparungen führen. Die Vermeidungskosten lägen bei etwa 1 €/t CO₂ä.
- Effizienzverbesserungen bei der **Stahlherstellung**, vor allem bei der Hoch-ofen-Konverter-Route, weisen einen höheren Investitionsbedarf auf, da im Stahl das Potenzial „einfacher“ Hebel bereits ausgeschöpft ist. Daraus resultieren durchschnittliche Vermeidungskosten von rund 30 €/t CO₂ä.
- Der Neubau und die Modernisierung von **Zement- und Kalköfen** bzw. Mahlanlagen sind ebenfalls investitionsintensiv und würden als teuerste Maßnahme im 80 %-Klimapfad Vermeidungskosten von etwa 50 €/t CO₂ä verursachen.

Ersatz von Erdgas und Kohle durch feste Biomasse

Darüber hinaus würden beim flächendeckenden **Ersatz der fluorierten Treibhausgase** HFKWs und FKW durch Investitionen in HFKW-/FKW-freie Alternativtechnologien⁷⁴ Vermeidungskosten von 29 €/t CO₂ä entstehen.

Der Ersatz von Erdgas und Kohle durch feste **Biomasse** für 90 Prozent der Prozesswärmeerzeugung im Niedrig- und Mitteltemperaturbereich sowie eine entsprechende Ausstattung mit neuen Kesseln würden 2050 mit 28 Mt CO₂ä die größte THG-Reduzierung bewirken und dabei positive Vermeidungskosten von 30 €/t CO₂ä aufweisen. Dabei wurde nicht angenommen, dass ein Kesseltausch außerhalb natürlicher Investitionszyklen erfolgt. Allerdings wurde unterstellt, dass auch bei steigenden Gaspreisen Biomasse langfristig um mindestens 20 Prozent teurer bleibt, da es sich zukünftig um direkte Substitute handelt. Dies könnte entsprechend Branchen wie die Zellstoff-, Papier-, Holzstoff- oder Ernährungsindustrie treffen, die Biomasse zur stofflichen Nutzung verwenden.

Alle Maßnahmen wurden nach ihren volkswirtschaftlichen CO₂-Vermeidungskosten sektorübergreifend priorisiert.⁷⁵ Gleichzeitig wurden praktische Restriktionen sowie gesellschaftliche und politische **Akzeptanzbeschränkungen** berücksichtigt. Das führt in der Industrie dazu, dass ein Einsatz von CCS erst im 95 %-Klimapfad erfolgt, obwohl

⁷³ In der Studie wird kein Ersatz bzw. Austausch von noch nicht abbeschriebenen Anlagen unterstellt.

⁷⁴ Zum Beispiel bei Kühl-, Feuerlösch- oder Schaumanwendungen.

⁷⁵ Siehe Kapitel 3.1.

dafür niedrigere Mehrkosten entstehen als für eine Reihe anderer Maßnahmen in anderen Sektoren.

MAßNAHMEN IM 95 %-PFAD DEUTLICH KOSTENINTENSIVER

CCS bei der Zementproduktion weist bis 2050 kumulierte und auf 2015 diskontierte volkswirtschaftliche Vermeidungskosten von 42 €/t CO₂ä auf. Die CCS-Technologie ist zwar investitions- und energieintensiv, die eingesetzte Oxyfuel-Technologie ist allerdings günstiger als „Post-Combustion“ bei der Stahlproduktion, der Grundstoffchemie und der Mineralölverarbeitung. Die Vermeidungskosten für CCS liegen dort entsprechend zwischen etwa 60 €/t CO₂ä und 110 €/t CO₂ä.

Die kostenaufwendigste Maßnahme im 95 %-Klimapfad wäre mit über 280 €/t CO₂ä die verstärkte Nutzung einer Mischung aus **Biogas und Power-to-Gas** als Ersatz für fossiles Erdgas in der Hochtemperaturwärmeerzeugung. Wesentlicher Treiber hierfür sind die hohen Kosten von Power-to-Gas mit 42 €/GJ in 2050, die als Importkosten am Ende der Lernkurve unterstellt wurden.

MAßNAHMEN MIT HÖHEREN VERMEIDUNGSKOSTEN FINDEN IM 95 %-PFAD KEINEN EINSATZ

Neben den beschriebenen Maßnahmen existieren weitere Alternativen zur Erreichung eines 95 %-THG-Reduktionsziels, deren Einsatz aufgrund höherer Vermeidungskosten und weiterer Limitationen⁷⁶ in dieser Studie nicht unterstellt wurde:

- **Wasserstoffbasierte Direktreduktion** könnte bei der Stahlherstellung die Hochofen-Konverter-Route ersetzen, hat aber Vermeidungskosten von etwa 490 €/t CO₂ä.⁷⁷ Diese Kosten werden einerseits durch den hohen Bedarf an erneuerbarem Wasserstoff getrieben, andererseits reduziert die Maßnahme durch eine schrittweise THG-Emissionsreduktion im Stromsektor THG-Emissionen erst ab 2029. Zur Berechnung der Vermeidungskosten wurden die Stromsystemkosten des 95 %-Klimapfads unterstellt. Aufgrund der erheblichen zusätzlichen Stromnachfrage wären diese Kosten in der Realität wohl höher.
- **Wasserstoffbasierte Ammoniaksynthese** weist mit Vermeidungskosten von etwa 650 €/t CO₂ä im Vergleich zu CCS ca. sechsmal so hohe Kosten auf. Auch hier ist der hohe Stromverbrauch für die Wasserstofferzeugung eine Ursache, zudem reduziert die Maßnahme THG-Emissionen erst ab 2040.
- Auch der Einsatz von **CCU** z. B. bei der Hochofen-Konverter-Route mit anschließender Herstellung von Methanol wäre mit Vermeidungskosten von etwa 520 €/t CO₂ä deutlich teurer als eine unterirdische Speicherung. Hier sind ebenfalls Erzeugungskosten des benötigten Wasserstoffs der Hauptkostentreiber.

Sollten die genannten Technologien – insbesondere die zugrunde liegende Elektrolyse – wirtschaftlicher werden, hätten sie langfristig allerdings Potenzial, die unterirdische Speicherung von CO₂ graduell zu ersetzen.

⁷⁶ Siehe Kapitel 5.1.4

⁷⁷ Vermeidungskosten in 2050, nicht kumuliert.

KLIMAPFADE ERFORDERN MEHRINVESTITIONEN VON 120 BIS 230 MRD. EURO IN DER INDUSTRIE

Für die Umsetzung der Maßnahmen im **80 %-Klimapfad** wären bis 2050 Mehrinvestitionen von etwa 120 Mrd. Euro gegenüber der Referenz notwendig (Abbildung 38). Mehr als die Hälfte davon entfallen auf effiziente Querschnittstechnologien wie Motoren, Pumpen oder Kompressoren, mit denen sich Effizienzpotenziale über alle Industriezweige hinweg steigern lassen. 28 Mrd. Euro müssten in branchenspezifische Maßnahmen der Grundstoffindustrie investiert werden, vor allem in weitere Effizienzsteigerungen bei der Hochofen-Konverter-Route, den Neubau von Öfen und Mahlanlagen in der Zementproduktion und prozessspezifische Anlagenmodernisierungen in der chemischen Industrie. Der Rest der Mehrinvestitionen verteilt sich auf den Einbau von Biomassekesseln, die Optimierung von Beheizungssystemen und die Modernisierung bestehender Öfen.

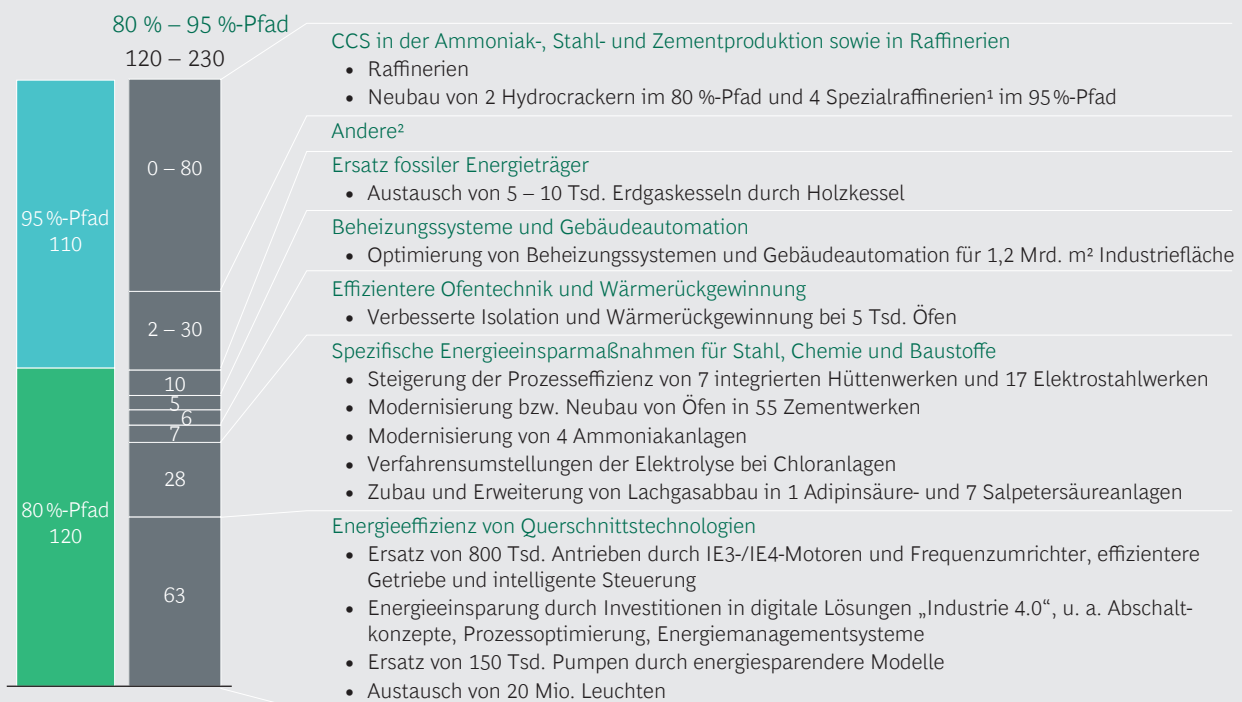
Zur Umsetzung der Maßnahmen im **95 %-Klimapfad** wären darüber hinaus weitere Mehrinvestitionen von etwa 110 Mrd. Euro bis 2050 nötig. Diese werden für den Aufbau einer umfangreichen CCS-Infrastruktur zur entsprechenden Abscheidung, Kompri-

MEHRINVESTITIONEN VON RUND 120 BIS 230 MRD. EURO IN DER INDUSTRIE ERFORDERLICH

ABBILDUNG 38 | Mehrinvestitionen im Sektor Industrie bis 2050

(Mrd. € real 2015)

Kumulierte Mehrinvestitionen, nicht diskontiert, nicht annualisiert



¹ Nicht enthalten ist Rückbau von z. B. Raffinerien oder Tankstellen ² U. a. Substitution von HFKWs und FKWs

Anmerkung: Mehrinvestitionen in Forschung und Entwicklung nur indirekt berücksichtigt, ohne Restrukturisierungskosten. Enthalten sind Mehrinvestitionen aus 80 %-Pfad und 95 %-Pfad. Kosten sind nicht diskontiert oder annualisiert. Keine Verrechnung der Mehrinvestitionen mit Energiekosteneinsparungen
Quelle: BCG

mierung sowie für Transport und Lagerung von CO₂ aus der Stahl- und Zementherstellung, der Grundstoffchemie, Mineralölverarbeitung und Abfallverbrennung verwendet. Für den Neubau von Raffinerien zur Umwandlung des stofflichen Feedstocks der chemischen Industrie wären darüber hinaus bis zu 30 Mrd. Euro Investitionen notwendig.⁷⁸ Die starke Konzentration dieses Investitionsbedarfs auf wenige Branchen würde Unternehmen in der Praxis vor eine gewaltige Herausforderung stellen.

MEHRKOSTEN ENTSTEHEN VOR ALLEM IM 95 %-KLIMAPFAD

Abbildung 39 zeigt die direkten **volkswirtschaftlichen Mehrkosten**, die mit diesen Maßnahmen in den beiden Klimapfaden einhergehen. Auch hier wurde grundsätzlich eine volkswirtschaftliche Perspektive mit 2 Prozent Realverzinsung gewählt, um Investitionskosten über die Lebensdauer der Anlagen zu annualisieren. Alle Mehrkosten und Einsparungen der Maßnahmen wurden entsprechend gegengerechnet.

Im **80 %-Klimapfad** stehen insbesondere den Mehrinvestitionen in Effizienztechnologien erhebliche Einsparungen gegenüber (Abbildung 39). Aus volkswirtschaftlicher Perspektive ergibt sich dadurch im 80 %-Klimapfad durch Maßnahmen in der Industrie bis 2050 eine Einsparung von kumuliert rund 70 Mrd. Euro, durchschnittlich etwa 2,5 Mrd. pro Jahr. Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive sind die Maßnahmen durch deutlich höhere Kapitalkosten und teilweise niedrigere Energiekosten negativer (siehe auch Exkurs: Volkswirtschaftliche vs. Entscheiderperspektive in Kapitel 3.1.2).

Im **95 %-Klimapfad** müsste die Industrie erhebliche Investitionen in CCS-Technologien tätigen, denen keine weiteren Energiekosteneinsparungen gegenüberstehen. Zudem entstünden höhere Kosten für Brennstoffeinsatz durch den Wechsel von Erdgas zu Power-to-Gas in der Hochtemperaturwärmeerzeugung. Beides zusammen erzeugt in Summe direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten von über 50 Mrd. Euro bis 2050, die i. W. durch wenige, energieintensive Industriezweige sowie Industrien mit Prozessemissionen getragen werden müssten. Im Vergleich zum 80 %-Klimapfad entstehen im 95 %-Klimapfad 124 Mrd. Euro zusätzliche Mehrkosten.

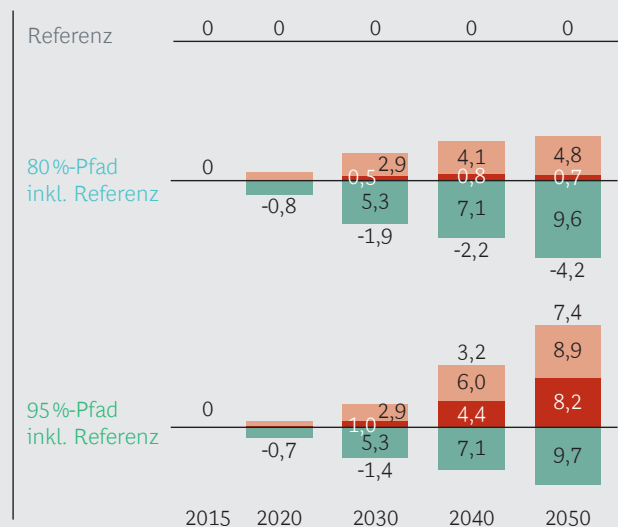
⁷⁸ Siehe Exkurs: Raffinerien in Kapitel 5.

KUMULIERTE VOLKSWIRTSCHAFTLICHE MEHRKOSTEN VON 54 MRD. EURO ZUR ERREICHUNG DES 95 %-ZIELS

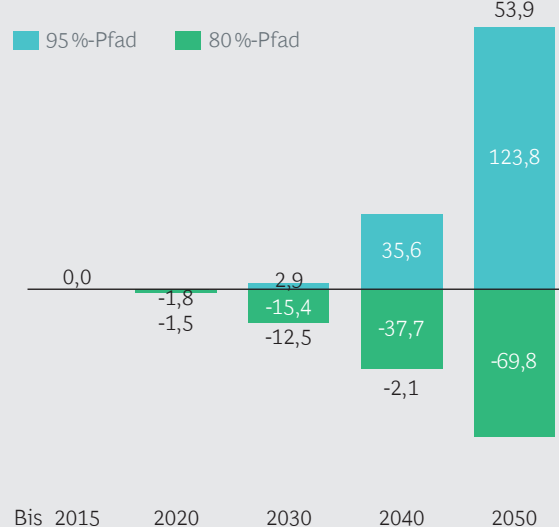
ABBILDUNG 39 | Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten im Sektor Industrie

Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten, nicht diskontiert, Investitionen annualisiert

Industrie: Jährliche Mehrkosten der Klimapfade (Mrd. € real 2015)



Industrie: Kumulierte Mehrkosten der Klimapfade (Mrd. € real 2015)



Legende: Kapitalkosten (orange), Energieträgerkosten (rot), Energieträgereinsparungen (grün)

Anmerkung: Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten nach Energieträgereinsparungen. Mehrinvestitionen sind mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 % annualisiert. Energieträgereinsparungen und -kosten ohne Steuern, Förderungen oder Zölle; Strom wurde mit Stromsystemkosten und Importe wurden mit den Grenzübergangspreisen des Szenarios "Nationale Alleingänge" bewertet. Nicht enthalten sind eingesparte CO₂-Kosten aus dem EU-ETS, eingesparte Anpassungskosten aufgrund des Klimawandels, Mehrkosten aus Verpflichtungen der Vergangenheit (v. a. für in 2015 bereits bestehende EEG-Anlagen), Investitionen in Forschung und Entwicklung (nur indirekt), Restrukturisierungskosten
Quelle: BCG



6 SEKTORBETRACHTUNG: VERKEHR

WICHTIGSTE MAßNAHMEN AUF EINEN BLICK

Verkehrsmittelwechsel: Verlagerung von jeweils 7 Prozent der gesamten Personen- und Güterverkehrsleistung von Pkw und Lkw auf Schiene, Binnenschiff und Bus, sowie nichtmotorisierte Verkehre in Städten.

Fahrzeugeffizienz: Reduzierung spezifischer Verbräuche des Pkw-Bestands mit Verbrennungsmotor um 32 bis 37 Prozent, von Lkw mit Verbrennungsmotor um 27 bis 34 Prozent, von Flugzeugen um 30 Prozent und von Binnenschiffen um durchschnittlich 6 Prozent.

Elektrifizierung Straßenverkehr: 26 Mio. bis 33 Mio. elektrische Pkw¹, 2 Mio. elektrische leichte Nutzfahrzeuge, 0,3 bis 0,4 Mio. (teil-)elektrische Lkw² und 4.000 bis 8.000 km Lkw-Oberleitungen auf Autobahnen.³

Anteiliger Anstieg Biokraftstoffe: Nahezu konstante Menge an Biokraftstoffen (27 bis 28 TWh in 2050 ggü. 30 TWh in 2015) führt bei mehr Elektrifizierung und effizienteren Fahrzeugen zu graduell steigendem Marktanteil auf 9 bis 11 Prozent des Kraftstoffmarkts.

Import synthetischer Kraftstoffe: Import von 125 TWh synthetischen Kraftstoffen für den verbliebenen nicht-elektrifizierten nationalen Verkehr⁴ und 143 TWh für den internationalen Luft- und Seeverkehr aus Ländern mit günstigeren Bedingungen für erneuerbare Stromerzeugung im 95 %-Klimapfad.

¹ Vor allem Batteriefahrzeuge, außerdem Plug-in Hybride und Brennstoffzellen.

² Oberleitungs-Hybride, Brennstoffzellen, Plug-in Hybride, Batterie-Lkw.

³ Außerdem: Teilelektrifizierung von Flug- und Schiffsverkehr, z.B. durch hybridelektrische Antriebe.

⁴ Verbliebene Verbrenner im Pkw- und Lkw-Verkehr, Binnenschifffahrt, innerdeutsche Flüge.

6.1 KLIMAPFADE

In der nachfolgenden Tabelle sind die dem Kapitel zugrunde liegenden Kernannahmen zusammengefasst

TABELLE 5 | Zentrale Annahmen Verkehr

ÜBERGEORDNETE ANNAHMEN DER SEKTORBETRACHTUNG VERKEHR

Verkehrsleistung	Zur Modellierung der Endenergieverbräuche (Absatzprinzip) gemäß Energiebilanz sind die territorialen Verkehrs- und Fahrleistungen die relevante Größe. Die Inlandsverkehrsleistung bezieht auf die in Deutschland erbrachte Fahrleistung deutscher und ausländischer Fahrzeuge Maßnahmen zu Antriebswechseln wirken auf die Inländerfahrleistung, also die Fahrleistung der in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge im In- und Ausland. Wo sich Inländer- und Inlandsverkehrsleistung deutlich voneinander unterscheiden (beim Straßengüterverkehr), sind daher beide ausgewiesen.
Verhaltens- und Technologietrends	Es werden hinsichtlich der Verkehrsleistung robuste Annahmen getätigt. Mögliche Strukturbrüche durch autonomes Fahren wurden aus der Modellierung der Klimapfade ausgeklammert, da die Auswirkungen auf Fahrleistungen, Fahrzeug- und Antriebsstrukturen, Energieverbrauch und THG-Emissionen aus heutiger Perspektive noch nicht abschätzbar sind. Strukturell wären zur THG-Reduktion auch mit dem Auftreten des durch autonomes Fahren verursachten Wandels ähnliche Lösungsoptionen wie die in der Studie skizzierten erforderlich: Verkehrsverlagerung, effizientere Antriebe, Antriebswechsel und Energieträgersubstitution.
Internationale Verkehre	Die Emissionen des von Deutschland abgehenden internationalen Luft- und Seeverkehrs sind für die Erreichung der nationalen THG-Minderungsziele nicht relevant, werden aber informatorisch ausgewiesen. Die Erreichung eines 95 %-Klimapfads, die bis 2050 Nullemissionen im gesamten Verkehr erfordert, ist jedoch ohne eine THG-Minderung im internationalen Luft- und Seeverkehr nicht plausibel. Aus diesem Grund wurde im Rahmen dieser Studie im 95 %-Klimapfad die vollständige Emissionsvermeidung dieser Verkehre modelliert.
Verkehrsmittelwechsel	Als Verkehrsmittelwechsel wird die Verschiebung der Verkehrsleistung zwischen Pkw und Lkw und anderen Verkehrsmitteln (Bahn, Bus, Binnenschiff, nichtmotorisierte Verkehre) bezeichnet. In dieser Studie wird Verkehrsmittelwechsel/Verlagerung definiert als abweichende Verkehrsleistung eines Verkehrsträgers infolge einer Änderung des Anteils an der Gesamtverkehrsleistung gegenüber dem Basisjahr 2015. Die Verlagerung des nationalen Luftverkehrs z. B. auf die Schiene wurde aufgrund geringer Anteile an der Verkehrsleistung nicht gesondert betrachtet.
Mehrinvestitionen der Klimapfade	Als Mehrinvestitionen werden in den Klimapfaden Investitionen in Infrastruktur wie Oberleitungen, Ladeinfrastruktur oder Schieneninfrastruktur sowie die Mehrinvestitionen für die Anschaffung der Fahrzeuge für Automobilkäufer gezählt.
Kosten der Elektromobilität	Die Mehrkosten der Elektromobilität beinhalten die Netto-Fahrzeugmehrkosten gegenüber einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor, die Differenz zwischen den Energieträgermehrkosten (Strom) und den Einsparungen gegenüber der alternativen Nutzung eines Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor sowie die Kosten für die Infrastruktur (z. B. bei Batterie- und Plug-in-Hybrid-Pkw für private und öffentliche Ladestationen und bei Oberleitungs-Lkw die Kosten der Oberleitungsinfrastruktur). Außerdem wurden Kosten für den ausgelösten Umbau des Raffineriesektors berücksichtigt. Für die Ermittlung der THG-Vermeidungskosten von elektrischen Pkw und Plug-in-Hybriden wurden zudem die ausgelösten Mehrinvestitionen in die Strom-Verteilnetzinfrastuktur berücksichtigt.
Volkswirtschaftliche Kosten und Grenzübergangspreise	Entsprechend der in dieser Studie vorgenommenen volkswirtschaftlichen Betrachtung werden alle Mehrinvestitionen im Inland mit einem volkswirtschaftlichen Zins von 2 Prozent über die Lebensdauer der jeweiligen Anlage bzw. des jeweiligen Fahrzeugs annualisiert. Energieträgerimporte werden mit Grenzübergangspreisen bewertet (ohne Steuern, Förderungen oder Zölle), denen implizit höhere Zinssätze zugrunde liegen. Zu den importierten Energieträgern zählen im Verkehrssektor Mineralölprodukte, Gas und synthetische Kraftstoffe. Für Letztere wurde in dieser Studie zur Schätzung von Grenzübergangspreisen mit 7 Prozent WACC gerechnet.

Bilanzraum,
Vorkettenemissionen

Die Studie betrachtet THG-Emissionen innerhalb des Bilanzraums Deutschland. Eine Analyse von Vorkettenemissionen importierter Energieträger und Güter findet nicht statt, ebenso keine vollständige Lebenszyklusbetrachtung von Technologiealternativen.

Am Beispiel der Batterieproduktion wird daher zu Vorkette, Produktionsstandort (z. B. In- vs. Ausland) und -technologie keine Aussage getroffen.

6.1.1 HINTERGRUND UND ZUSAMMENFASSUNG

Die **Treibhausgasemissionen** des Sektors Verkehr beliefen sich im Jahr 2015 gemäß nationalem Treibhausgasinventar auf insgesamt 161 Mt CO₂ä. Dies entspricht einem Anteil von 18 Prozent an den deutschlandweiten Treibhausgasemissionen in diesem Jahr.

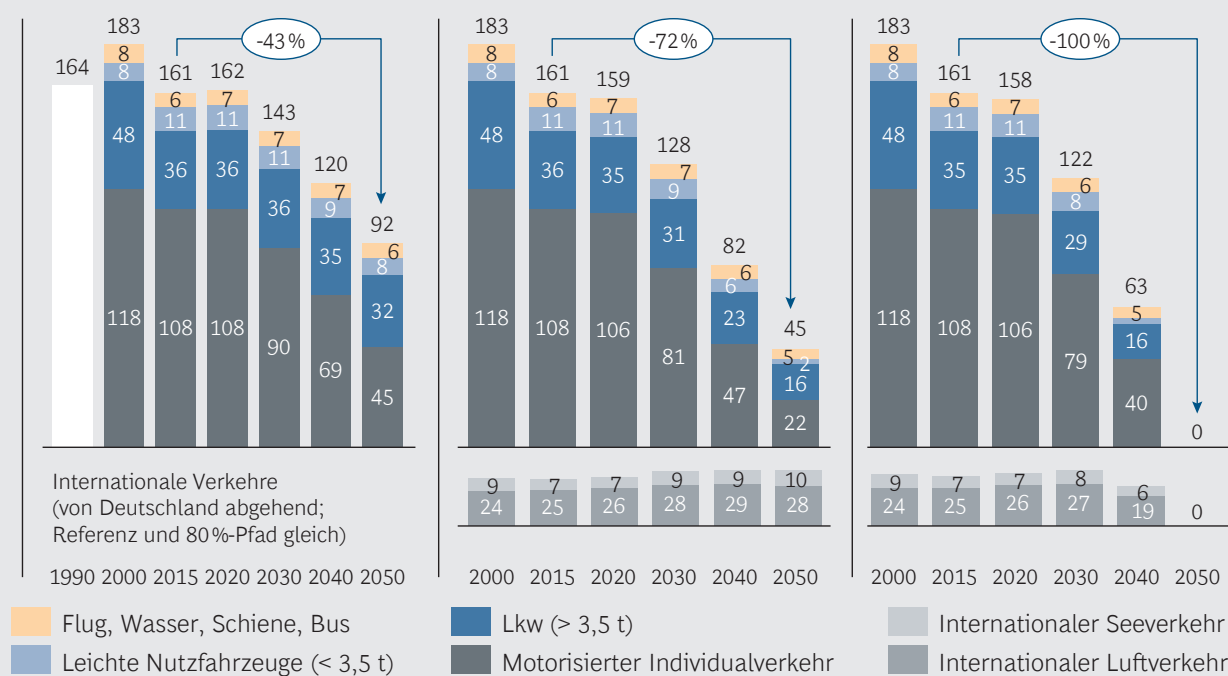
Die Entwicklung der Emissionen im Verkehr wird für die drei untersuchten Klimapfade in Abbildung 40 nach **Verkehrszweigen** aufgezeigt.⁵ Die Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs sind für die Erreichung der nationalen THG-Mindeste

THG-EMISSIONEN SINKEN AUF 45 Mt IM 80 %-PFAD UND 0 Mt IM 95 %-PFAD

ABBILDUNG 40 | THG-Entwicklung im Verkehrssektor je Klimapfad nach Verkehrsmitteln

(Mt CO₂ä)

Referenz



Quelle: Prognos; BCG

⁵ Der Sonderverkehr, bestehend aus landwirtschaftlichen Maschinen, Baumaschinen und Verkehren auf Flughäfen, ist in der THG- und Energiebilanz des Sektors Haushalte und GHD enthalten (Kapitel 7).

rungsziele nicht relevant und werden nur informatorisch ausgewiesen.⁶ Die Erreichung eines 95 %-Klimapfads, die Nullemissionen im gesamten Verkehr erfordert, ist jedoch ohne eine THG-Minderung im internationalen Luft- und Seeverkehr nicht plausibel. Aus diesem Grund wurde im Rahmen dieser Studie im 95 %-Klimapfad die vollständige Emissionsvermeidung dieser Verkehre bis 2050 modelliert.

Rund 96 Prozent (155 Mt CO₂ä) der Emissionen des Verkehrssektors wurden in 2015 im **Straßenverkehr** erzeugt. Davon entfielen auf Pkw etwa 67 Prozent, Nutzfahrzeuge⁷ verursachten etwa 22 Prozent. Die restlichen Emissionen verteilten sich auf den Schienenverkehr (2 %), Kraftomnibusse (1 %), den nationalen Luftverkehr (1 %) und die Binnenschifffahrt (1 %).

SEIT 1990: NACHWENDEEFFEKTE UND WIRTSCHAFTSWACHSTUM BELASTEN THG-BILANZ

Die deutsche Nachfrage- und Fahrzeugstruktur hat sich seit 1990 erheblich verändert: Die Wiedervereinigung, die in den Sektoren Industrie und Gebäude zu einem deutlichen Rückgang von THG-Emissionen beitrug, führte im Verkehrssektor zu einem Bestandsaufbau bei Pkw und Nutzfahrzeugen sowie zu höheren Verkehrs- und Fahrleistungen sowohl beim Straßengüter- als auch beim Straßenpersonenverkehr. Beide Entwicklungen führten im Zeitraum von 1990 bis 2000 zu einem Anstieg der THG-Emissionen um 16 Prozent.

Eine insgesamt wachsende gesamteuropäische Wirtschaft erhöhte zwischen 2000 und 2015 zusätzlich die Verkehrsleistungen im Straßenpersonen- (plus 12 %) und Straßengüterverkehr (plus 33 %). Dennoch gelang durch parallele Maßnahmen zur Effizienzverbesserung bei Fahrzeugantrieben und durch Beimischung von Bio-Komponenten in Benzin und Dieselmotoren eine Überkompensation dieser Effekte. Im Ergebnis lagen die THG-Emissionen des Verkehrssektors im Jahr 2015 um ca. 2 Prozent unter dem Ausgangsniveau des Jahres 1990.

REFERENZ: WENIGER THG-EMISSIONEN DURCH EFFIZIENZGEWINNE UND E-MOBILITÄT

Langfristig ist anzunehmen, dass sich die Entwicklung der letzten Jahre durch zunehmende Effizienzgewinne und die Ausdehnung der Elektromobilität weiter verstärkt. In der Referenz wird daher bis 2050 eine THG-Reduktion von 69 Mt CO₂ä (minus 43 %) gegenüber 2015 erreicht. Gegenüber 1990 entspricht dies einem Rückgang um 44 Prozent.

Die größten Einsparungen entfallen dabei auf den **Straßenpersonenverkehr**, dessen Emissionen von 2015 bis 2050 um über 50 Mt CO₂ä zurückgehen. Die wesentlichen Treiber hierfür sind eine Verlagerung von 26 Mrd. Personenkilometern (Pkm) auf Bus und Bahn, Effizienzgewinne bei Verbrennungsmotoren sowie der Antriebswechsel auf 35 Prozent elektrische Pkw (batterieelektrische Fahrzeuge/BEV, Plug-in-Hybride/PHEV

⁶ Die Erreichung der deutschen Klimaschutzziele wird anhand des nationalen Treibhausgasinventars bewertet. Im Rahmen des Inventars werden die Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs nicht den nationalen Emissionen zugeordnet und lediglich informatorisch mitgeführt. Diese Verkehre sind damit für die Erreichung der nationalen Minderungsziele nicht relevant. Klimaschutzinstrumente für die Emissionen des internationalen Luft- und Seeverkehrs werden in den dafür zuständigen UN-Organisationen ICAO und IMO zur weltweiten Umsetzung entwickelt.

⁷ Leichte Nutzfahrzeuge und schwerer Güterverkehr.

und Brennstoffzellenfahrzeuge/FCV) und 5 Prozent gasbetriebene Pkw im Bestand 2050. Im Referenzszenario wird dabei davon ausgegangen, dass sich die Personenverkehrsleistung bevölkerungs- und demografiebedingt stabil entwickelt. Bei einem Anstieg würden weniger THG-Minderungen erreicht.

Weitere
Effizienzgewinne in
allen Verkehrsarten
erwartet

Im **Güterverkehr** wird erwartet, dass eine auch langfristig wachsende Wirtschaft die Verkehrsleistung bis 2050 um 48 Prozent auf 945 Mrd. Tonnenkilometer (tkm) steigert. Verschiebungen zu den energetisch effizienteren Verkehrsmitteln Bahn und Binnenschiff, weitere Effizienzverbesserungen bei Dieselantrieben⁸ sowie teilweise Antriebswechsel auf batterieelektrische leichte Nutzfahrzeuge und Lkw im Verteilerverkehr ermöglichen dennoch eine Überkompensation der steigenden Verkehrsleistungen. In der Folge ergibt sich bei der Referenzentwicklung auch für den Güterverkehr zwischen 2015 und 2050 ein moderater Rückgang der THG-Emissionen in Höhe von 4 Mt CO₂ä.

Im **internationalen Luft- und Seeverkehr** ist trotz kontinuierlicher Effizienzsteigerungen ein leichter Anstieg der THG-Emissionen zu erwarten. Ursache dafür sind die stark zunehmenden Verkehrsleistungen bis 2050, sowohl im Personenluftverkehr wie auch bei der internationalen Seeschifffahrt.

80 %-KLIMAPFAD: 73 PROZENT THG-EINSPARUNGEN DURCH BESCHLEUNIGTE ELEKTRIFIZIERUNG

Im 80 %-Klimapfad werden die **THG-Emissionen** im Verkehrssektor auf 45 Mt CO₂ä reduziert. Dies entspricht einem Rückgang um 119 Mt CO₂ä (minus 73 %) gegenüber 1990. Um dieses Ziel zu erreichen, sind umfassende Maßnahmen erforderlich.

Exkurs: Technologietrends im Verkehr

Der Straßenverkehr steht in den nächsten Jahrzehnten vor einem fundamentalen **Organisationswandel**. Rapide Technologieentwicklungen des autonomen Fahrens werden das Mobilitätsverhalten gravierend verändern. Multimodale Lösungsoptionen erleichtern dem autonomen Fahren den Zugang zur Mobilität. Gleichzeitig wird der Verkehr bezüglich des Flächenbedarfs effizienter und bietet bessere Möglichkeiten zum Einsatz von elektrischen Fahrzeugen. Durch intelligente Leitsysteme werden zusätzlich Standzeiten sowie Fahrleistungen für Parkplatzsuchende reduziert.

Welche aggregierten Auswirkungen diese Trends auf Fahrleistungen, Fahrzeug- und Antriebsstrukturen, Energieverbrauch und THG-Emissionen haben werden, ist aus heutiger Perspektive noch kaum abschätzbar. Ein möglicher Strukturbruch wurde daher aus der Modellierung der Klimapfade **ausgeklammert**. Strukturell wären für das Erreichen von THG-Neutralität allerdings auch bei einem durch autonomes Fahren verursachten Strukturbruch ähnliche Lösungsoptionen wie die hier skizzierten erforderlich.

⁸ Es wird angenommen, dass der Dieselantrieb bis 2050 mit einem 90-prozentigen Anteil im Lkw-Bestand der dominante Antrieb bleibt.

Mit einer beschleunigten und stärkeren **Verlagerung** der Verkehrsleistung von Pkw und Lkw auf Schienen-, Binnenschiff-, Bus- und nichtmotorisierte Individualverkehre⁹ in Städten können entsprechende THG-Einsparungen realisiert werden. Dazu sind vermehrte Investitionen in die Infrastruktur dieser Verkehrsträger sowie in die Kosteneffizienz des Schienensystems notwendig. Da die Verlagerung eine kostengünstige THG-Vermeidungsmaßnahme darstellt, wurde die volle Verlagerungswirkung bereits im 80 %-Klimapfad abgebildet. Im Rahmen dieser Studie wird eine Verlagerung von 7 Prozent der Pkw- und Lkw-Straßenverkehrsleistung auf Bus, Schiene, Binnenschiff und nichtmotorisierte Verkehre angesetzt. Abhängig von der insbesondere technologisch getriebenen Effizienzentwicklung im Schienenverkehr könnte die Verlagerung um weitere Prozentpunkte gesteigert werden. Zur Erreichung der 80 %-Klimaziele sind dennoch umfangreiche Emissionsminderungen im Straßenverkehr unumgänglich.

Im **Pkw-Bestand** wird im beschriebenen 80 %-Klimapfad bis 2050 ein Anteil elektrischer Antriebe (BEV, PHEV, FCV) von 63 Prozent erreicht. Hierfür ist ein erheblicher Anstieg des heutigen Neuzulassungsanteils elektrischer Fahrzeuge von unter 1 Prozent auf etwa 25 Prozent bis 2025 und sogar über 40 Prozent bis 2030 erforderlich. Neben der Elektrifizierung werden auch durch den vermehrten Einsatz von gasbetriebenen Fahrzeugen insbesondere kurz- und mittelfristig THG-Emissionen gemindert. Die Umsetzung des 80 %-Pfads zu den unterstellten Kosten setzt eine dynamische Kostenentwicklung bei Batterien sowie einen umfassenden Aufbau der Ladeinfrastruktur voraus. Im Vergleich zum 95 %-Pfad ist im 80 %-Pfad noch kein Einsatz synthetischer Kraftstoffe notwendig, und die Elektrifizierung kann vergleichsweise langsamer erfolgen.

Im **Straßengüterverkehr** ist weiterhin ein intensiver Technologiewettbewerb um emissionsfreie Fahrzeuge zu erwarten, bei dem das Rennen zwischen Oberleitungs-Lkw, Gasantrieben, Brennstoffzellen-Lkw, Diesel-Lkw mit Power-to-Liquid und reinen Batterie-Lkw noch nicht entschieden ist. Vermutlich werden sich mit unterschiedlichen Anwendungsschwerpunkten mehrere Technologien und geeignete Kombinationen etablieren. Aus heutiger Sicht ist der Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur für Oberleitungs-Diesel-Hybride auf intensiv befahrenen Autobahnstrecken¹⁰ die kosteneffizienteste Einzelmaßnahme. Ein kosteneffizienter Minderungspfad erfordert jedoch eine Kombination verschiedener Maßnahmen abhängig vom jeweiligen Einsatz.

95 %-KLIMAPFAD: SYNTHETISCHE KRAFTSTOFFE NOTWENDIG

Die Umsetzung eines 95 %-Klimapfads erfordert im Verkehr in 2050 (bilanziell) **Null-emissionen**. Dafür sind zusätzlich zu den Hebeln des 80 %-Klimapfads weitere Maßnahmen notwendig.¹¹

Der Anteil der **elektrischen Antriebe am Pkw-Bestand** wird bis 2050 auf 80 Prozent ausgebaut. Durch den Ausbau zusätzlicher Oberleitungen im Güterverkehr von bis zu 8.000 km können zudem weitere Fahrleistungsanteile des Schwerlastverkehrs elektrifiziert werden. Je nach Verlauf des anstehenden Technologiewettbewerbs wird dies durch einen Mix aus Batterie-Lkw im Verteilerverkehr sowie Brennstoffzellen-, Gas-

⁹ Fahrrad und Fußgänger.

¹⁰ Im 80 %-Klimapfad sind insgesamt 4.000 km Oberleitung unterstellt.

¹¹ Da die Verlagerung auf effizientere Verkehrsträger eine sehr kostengünstige THG-Vermeidungsmaßnahme darstellt, wurde die volle Verlagerungswirkung bereits im 80 %-Klimapfad abgebildet und wird hier nicht weiter diskutiert.

und Dieselantrieben auf Basis fortschrittlicher Biokraftstoffe oder Power-to-X-Kraftstoffe für längere Strecken begleitet.

Eine Vollelektrifizierung des Verkehrs durch Batterien und Stromleitungen ist jedoch aus heutiger Sicht nicht absehbar:

- **Flugzeuge und Schiffe** werden langfristig auf flüssige Kraftstoffe angewiesen sein.
- Der Einsatz von Batterien für **Langstrecken im Schwerlastverkehr** ist wegen der vergleichsweise geringen Energiedichten gegenüber Kraftstoffen zum jetzigen Zeitpunkt trotz erster Ankündigungen von Herstellern noch nicht absehbar.
- Eine **vollständige Elektrifizierung** des Autobahnnetzes über Oberleitungen (> 8.000 km) wäre mit sehr hohen Kosten verbunden und daher nicht kosteneffizient.

Vollelektrifizierung
des Verkehrs ist aus
heutiger Sicht nicht
realistisch

Die im 95 %-Klimapfad erforderlichen Nullemissionen im Verkehr können daher nur durch den Einsatz treibhausgasneutraler Kraftstoffe erreicht werden. Nachhaltige Biomasse ist nur eingeschränkt verfügbar und hat beim Einsatz in anderen Sektoren ein höheres Minderungspotenzial. Daher werden **synthetische Kraftstoffe** benötigt, die aus vollständig erneuerbarem Strom produziert werden müssten.

Um den nationalen Verkehr CO₂-neutral zu gestalten, wären im Jahr 2050 in Deutschland 125 TWh synthetische Kraftstoffe erforderlich. Zusätzlich würden für Nullemissionen im internationalen Luft- und Seeverkehr weitere 143 TWh benötigt. Die Herstellung dieser Kraftstoffe würde eine erneuerbare Stromerzeugung erfordern, die den gesamten Nettostromverbrauch Deutschlands in 2015 übersteigt (554 versus 515 TWh). Da eine nationale Produktion in diesem Umfang auch längerfristig nicht realisierbar wäre, entsteht ein erheblicher **Importbedarf**, der aus Ländern mit günstigeren Bedingungen für erneuerbare Energien bedient werden sollte. Dieser Bedarf läge jedoch deutlich unter den heutigen Importmengen fossiler Energieträger.

Entlang der Verkehrsträger erfolgt nachfolgend eine detaillierte Betrachtung spezieller Maßnahmen, die zur Umsetzung des 80 %-Klimapfads oder des 95 %-Klimapfads erforderlich sind.

6.1.2 VERKEHRSLAISTUNG UND VERKEHRSMITTELWECHSEL

DEMOGRAFISCHER WANDEL STABILISIERT PERSONENVERKEHRSLAISTUNG

Bis 2050 wird eine weitgehend stabile Entwicklung der landgebundenen **Verkehrsleistung im Personenverkehr** unterstellt (ein Minus von einem Prozentpunkt gegenüber 2015). Dabei wechselwirken gegenläufige Tendenzen miteinander. Einerseits begründen eine abnehmende Gesamtbevölkerung sowie die Verschiebung der Altersstruktur und der damit verbundene Rückgang an Erwerbstätigen nach 2025 eine rückläufige Mobilitätsnachfrage. Andererseits wirken ein fortgesetzter Anstieg des Pro-Kopf-Einkommens, eine verstärkte Nachfrage nach kommerziellen Hol- und Bringdiensten sowie die häufigere Nutzung des Autos für kurze Wege und Freizeitverkehre durch ältere Menschen dem Rückgang der Verkehrsleistung entgegen. Pro Kopf ergibt sich bis zum Jahr 2050 ein Anstieg der Verkehrsleistung um 4 Prozent gegenüber 2015. Unter Berücksichtigung der langfristig rückläufigen Bevölkerung wird jedoch insgesamt eine stabile Entwicklung der Personenverkehrsleistung bis 2050 angenommen.

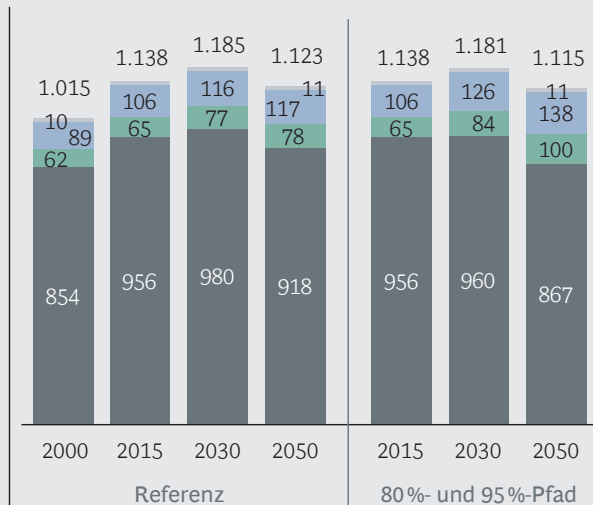
Insgesamt entwickeln sich beim Personenverkehr einzelne **Verkehrsmittel** unterschiedlich. Gemessen an der Gesamtverkehrsleistung wird eine Abnahme des Anteils der Pkw an der Personenverkehrsleistung um ca. 2 Prozentpunkte hin zu anderen Verkehrsmitteln erwartet. Gleichzeitig wachsen die Marktanteile von Schienenverkehr

BESCHLEUNIGTER UMSTIEG AUF BUS UND BAHN IM PERSONENVERKEHR IN DEN KLIMAPFADEN

ABBILDUNG 41 | Verkehrsleistung und Verkehrsmittelwechsel im Personenverkehr

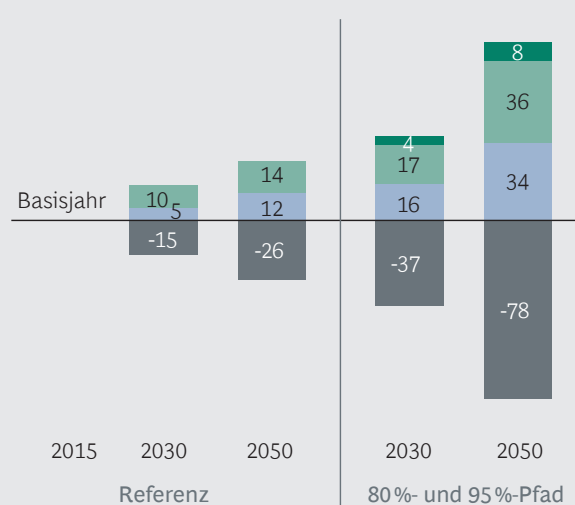
Personenverkehrsleistung

(Mrd. Pkm Inlandsverkehrsleistung)



Verkehrsmittelwechsel

(Mrd. Pkm)



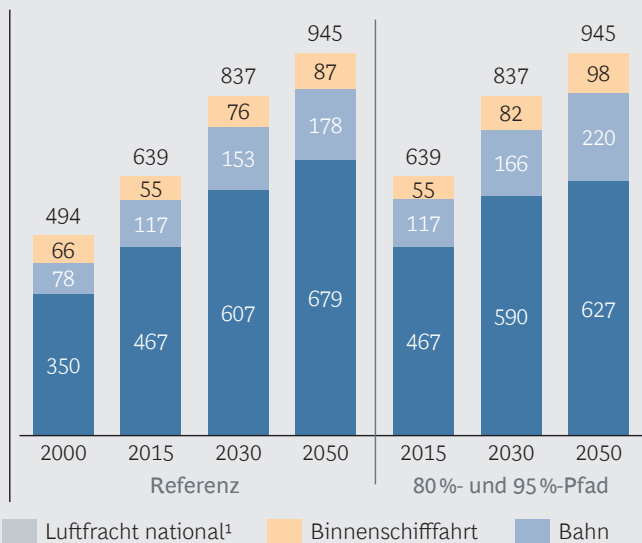
Anmerkung: Inlandsfahrleistung = Verkehrsleistung deutscher und ausländischer Fahrzeuge im Inland
Quelle: Prognos; BCG

BESCHLEUNIGTER UMSTIEG AUF BAHN UND BINNENSCHIFF IM GÜTERVERKEHR

ABBILDUNG 42 | Verkehrsleistung und Verkehrsmittelwechsel im Güterverkehr

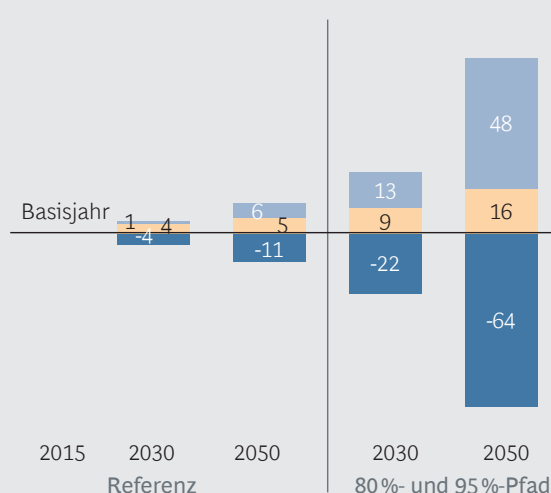
Güterverkehrsleistung

(Mrd. tkm Inlandsverkehrsleistung)



Verkehrsmittelwechsel

(Mrd. tkm)



¹ Internationale Luftfracht aufgrund sehr geringer Güterverkehrsleistung (~ 0,05 Mrd. tkm) nicht in Grafik ersichtlich

Anmerkung: Inlandsfahrleistung = Verkehrsleistung deutscher und ausländischer Fahrzeuge im Inland, tkm = Tonnenkilometer

Quelle: Prognos; BCG

und Bussen um jeweils einen Prozentpunkt. Darüber hinaus wird ein leichter Anstieg des nationalen Luftverkehrs erwartet, der insbesondere auf Zubringerflüge eines international stärker wachsenden Flugverkehrsaufkommens zurückzuführen ist.

GÜTERVERKEHR WÄCHST MIT WIRTSCHAFTSWACHSTUM UND WARENAUSTAUSCH

Die inländische **Verkehrsleistung im Güterverkehr** lag 2015 bei 639 Mrd. tkm. Durch ein sich fortsetzendes Wirtschaftswachstum und einen zunehmenden Außenhandel ist bis 2050 ein deutlicher Anstieg um fast 50 Prozent auf 945 Mrd. tkm zu erwarten. Etwas abschwächen wird sich diese Entwicklung durch die nachlassende Binnennachfrage ab 2030 – wiederum bedingt durch den demografischen Wandel.

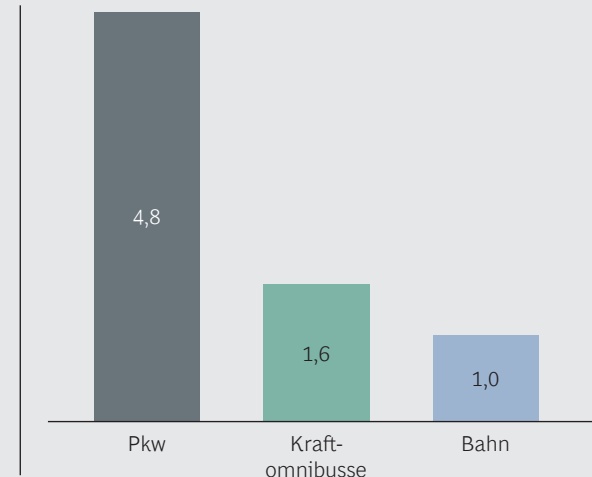
Eine sich ändernde Nachfragestruktur wird für Verschiebungen unter den **Verkehrsmitteln** sorgen. Die Zunahme von Langstrecken- und Containerverkehr wirkt sich positiv auf das Verlagerungspotenzial in Richtung Bahn und Binnenschiff aus. Aus diesem Grund wird bereits in der **Referenz** von einem moderaten Verkehrsmittelwechsel ausgegangen, durch den sich bis 2050 11 Mrd. tkm Verkehrsleistung von der Straße auf die beiden Verkehrsträger Schiene und Binnenwasserstraße weg verlagern. Insgesamt wird die Verkehrsleistung auf der Bahn zwischen 2015 und 2050 um 52 Prozent erhöht, in der Binnenschiffe um 58 Prozent (Abbildung 42). Der Straßenverkehr bleibt jedoch mit über 70 Prozent Anteil an der Verkehrsleistung auch langfristig dominant.

VERKEHRSMITTELWECHSEL IST EINE EFFIZIENTE THG-VERMEIDUNGSMAßNAHME

ABBILDUNG 43 | Spezifischer Verbrauch der Verkehrsmittel im Personen-/Güterverkehr 2015

Personenverkehr

(Verbrauch pro 100 Pkm [l BÄ])



Flug, Wasser, Schiene, Bus

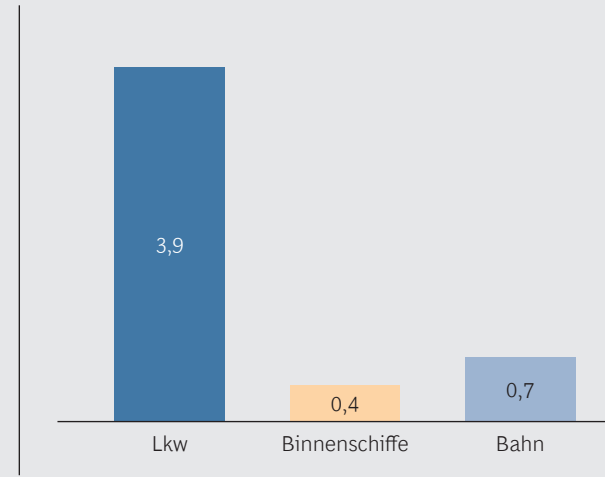
Leichte Nutzfahrzeuge (< 3,5 t)

Lkw (> 3,5 t)

Motorisierter Individualverkehr

Güterverkehr

(Verbrauch pro 100 tkm [l DÄ])



See

Luft

Anmerkung: BÄ = Benzinäquivalent, DÄ = Dieseläquivalent, Pkm = Personenkilometer, tkm = Tonnenkilometer

Quelle: Prognos; BCG

Zudem nehmen trotz dieser Verschiebungen die absoluten Verkehrsleistungen im Straßengüterverkehr mit 212 Mrd. tkm im Jahr 2050 gegenüber 2015 am stärksten zu.

VERKEHRSMITTELWECHSEL AUS KLIMASICHT SINNVOLL

Der Verkehr wird in Deutschland von Fahrzeugen auf der Straße dominiert. 2015 entfielen 84 Prozent der Personenverkehrsleistung auf Pkw sowie 73 Prozent der Güterverkehrsleistung auf Lkw.¹² Im Vergleich zu den Alternativen Bus, Bahn und Binnenschiff wird bei diesen Verkehrsmitteln für die Erbringung gleicher Verkehrsleistungen deutlich mehr Energie benötigt. Die vergleichsweise höhere Energieeffizienz der alternativen Verkehrsmittel hat auch unter der Annahme von substanziellen Effizienzfortschritten bei Verbrennungsmotoren und einer Elektrifizierung der Fahrzeugflotten Bestand. Eine **Verlagerung** von Teilen des Straßenverkehrs auf Bahn, Bus und Binnenschiff ist daher eine effektive Maßnahme zur THG-Reduzierung. In urbanen Gebieten ist zudem eine Verlagerung auf nichtmotorisierte Verkehrsmittel wie Fahrräder und Pedelecs möglich.

Mit Blick auf Kapazitäts- und Kostenrestriktionen der jeweiligen Infrastrukturen, aber auch durch die Struktur der Mobilitätsnachfrage wird das mögliche **Verlagerungspotenzial** in den 80 %- und 95 %-Klimapfaden bei jeweils 7 Prozent der Pkw- und Lkw-Verkehrsleistung angesetzt (Abbildung 41 und Abbildung 42). Dies entspricht bis

¹² Dies umfasst schwere Nutzfahrzeuge mit mehr als 3,5 t zulässiger Gesamtmasse.

2050 einer Erhöhung der Schienen-Güterverkehrsleistung um 88 Prozent und in der Binnenschifffahrt einer Steigerung um 78 Prozent gegenüber 2015. Dafür sind zusätzliche Investitionen in den Ausbau und die **Modernisierung der Schienen- und Binnenschifffahrtsinfrastruktur** notwendig (siehe Kapitel 6.1.5). Weitergehende Verlagerungspotenziale im Bereich von einigen Prozentpunkten könnten bei einer optimalen Ausnutzung des Schienensystems und durch insbesondere technologisch getriebene Effizienzentwicklungen im Schienenverkehr realisiert werden, wurden in dieser Studie jedoch nicht unterstellt. Dennoch entfallen auch nach der Verlagerung noch rund 78 Prozent der Personenverkehrsleistung und 66 Prozent der Güterverkehrsleistung auf die Straße.¹³ Die Umsetzung ambitionierter Klimapfade ist daher nur mit parallelen THG-Einsparungen bei Pkw und Lkw zu erreichen.

EFFIZIENZGEWINNE IN ALLEN ANTRIEBSKLASSEN MÖGLICH

ABBILDUNG 44 | Spezifischer Verbrauch (real) nach Antrieben der Pkw-Neuzulassungen

Antriebsart	Einheit	2015	Referenz		80 %-Pfad		95 %-Pfad	
			2030	2050	2030	2050	2030	2050
■ Benzin	l BÄ/100 km	7,7	6,6	5,1	6,1	4,1	6,1	3,9
■ Benzinhybrid	l BÄ/100 km	6,5	5,5	4,2	5,1	3,3	5,1	3,2
■ Diesel	l DÄ/100 km	6,7	5,9	4,8	5,5	3,8	5,4	3,6
■ Dieselhybrid	l DÄ/100 km	5,6	4,8	3,7	4,5	3,0	4,4	2,9
■ CNG	kg/100 km	5,4	4,6	3,6	4,3	2,9	4,3	2,8
■ CNG-Hybrid	kg/100 km	4,5	3,8	2,9	3,5	2,3	3,5	2,2
■ LPG	l/100 km	10,9	9,2	7,2	8,6	5,7	8,5	5,5
■ Plug-in-Hybrid	l BÄ/100 km	4,7	3,8	2,6	3,2	2,3	3,2	2,1
■ Batterie	kWh/100km	23,3	20,3	16,6	19,7	15,4	19,5	15,0
■ Brennstoffzelle	kg H ₂ /100 km	1,2	1,1	0,8	1,1	0,7	1,0	0,7

Anmerkung: Abkürzungen Fahrzeuge: CNG = Compressed Natural Gas, LPG = Liquefied Petroleum Gas, PHEV = Plug-in-Hybrid Electric Vehicle (Plug-in-Hybrid), BEV = Battery Electric Vehicle (batterieelektrisches Fahrzeug), FCV = Fuel Cell Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)

Abkürzungen und Heizwerte Brennstoffe: BÄ = Benzinäquivalent – 9,1 kWh/l; DÄ = Dieseläquivalent – 10,0 kWh/l; H₂ – 33,3 kWh/kg; LPG – 6,9 kWh/l; CNG/LPG – 13,9 kWh/kg

Quelle: Prognos; BCG

¹³ Spezifischer Verbrauch der Verkehrsmittel im Personen-/Güterverkehr 2015.

6.1.3 PKW UND LEICHTE NUTZFAHRZEUGE

Für die Entwicklung der THG-Emissionen von Pkw sind neben der Fahrleistung insbesondere der durchschnittliche Verbrauch von Verbrennungsmotoren, der Antriebsmix und die eingesetzten Energieträger von Bedeutung.

DEUTLICHE EFFIZIENZGEWINNE SIND UNABHÄNGIG VOM ANTRIEB MÖGLICH

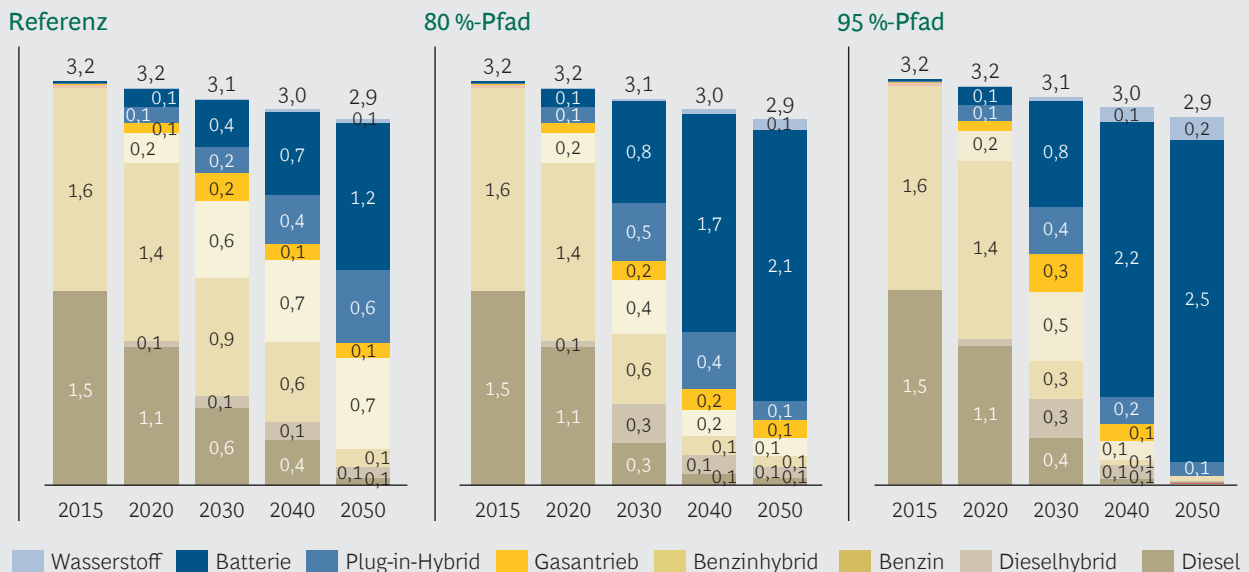
Die zukünftige Entwicklung des durchschnittlichen Verbrauchs bei Pkw ist stark von der staatlichen bzw. europäischen Regulierung von Flottengrenzwerten bestimmt. Aus technischer Sicht jedoch hängt die zukünftige Entwicklung des durchschnittlichen **Verbrauchs** bei konventionell betriebenen Pkw i. W. von vier Einflussfaktoren ab:

- Der Zusammensetzung der **Fahrzeuggrößenklassen**: Die Fahrzeugmasse hat unabhängig vom Antrieb einen wesentlichen Einfluss auf die spezifischen Energieverbräuche der Fahrzeuge.
- Der Realisierung weiterer Entwicklungspotenziale in der **Fahrzeugtechnik**, insbesondere der Optimierung des Motormanagements, der Getriebeauslegung, der Gewichtseinsparungen und der verbesserten Aerodynamik.
- Einer Entwicklung hin zu verbrauchsärmeren Fahrzeugen und zur **Hybridisierung**.

MEHR E-MOBILITÄT IN BEIDEN KLIMAPFADEN, MIT UNTERSCHIEDLICHEN GESCHWINDIGKEITEN

ABBILDUNG 45 | Neuzulassungsstruktur von Pkw nach Klimapfaden

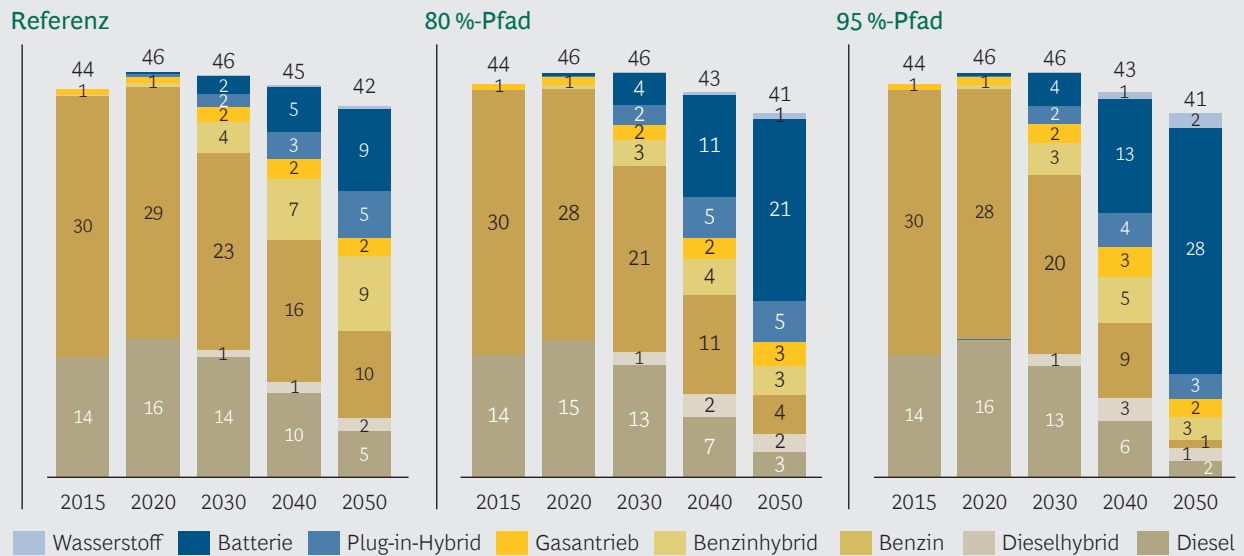
(Mio. in Deutschland neu zugelassene Fahrzeuge)



Quelle: Prognos; BCG

ABBILDUNG 46 | Bestandsstruktur von Pkw nach Klimapfaden

(Mio. in Deutschland zugelassene Fahrzeuge)



Quelle: Prognos; BCG

- Der Entwicklung von GPS-gestützten und vernetzten **Assistenzsystemen und Verkehrsleitsystemen** sowie intelligenter Navigation, die den Verkehrsfluss auf Energieeffizienz optimieren und zur Stauvermeidung und weniger Parksuchverkehr beitragen.

Insgesamt können diese Faktoren den spezifischen Energieverbrauch bei allen Antrieben deutlich reduzieren, wie Abbildung 44 zeigt. Die in der Referenz angenommenen Effizienzsteigerungen werden in den Klimapfaden weiter erhöht. Neben Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor werden auch elektrische Fahrzeuge (BEV, PHEV, FCV) von mehreren der beschriebenen Entwicklungen profitieren. Damit werden bei diesen Antrieben ähnliche relative Rückgänge erwartet.

ANTRIEBSWECHSEL – BATTERIE-PKW MIT HOHEN ANTEILEN

Über Effizienzgewinne und Hybridisierung von Benzin- und Dieselantrieben hinaus ist unter den getroffenen Annahmen für eine kostenoptimale Erreichung der 80 %- und 95 %-Klimaziele eine **strukturelle Verschiebung der Antriebe** im Pkw-Bestand notwendig.

Während aktuell 99 Prozent aller Pkw mit konventionellen Benzin- und Dieselmotoren angetrieben werden, wird bereits in der Referenz von einem Rückgang dieses Anteils auf 88 Prozent in 2030 sowie auf 60 Prozent in 2050 ausgegangen. Zur Umsetzung der Klimapfade muss sich die Marktdurchdringung alternativer Antriebe deutlich beschleunigen. Gleichzeitig soll ein **Antriebsmix** etabliert werden, der einerseits eine optimale Emissionsreduktion bei Fahrzeugen mit sehr unterschiedlichen Fahrprofilen ermöglicht und andererseits den diversen Mobilitätsansprüchen der Fahrzeugnutzer gerecht wird.

Batterie-Pkw für
größten Teil des
Fahrzeugbestands am
kosteneffizientesten

Ergebnis der vorliegenden Untersuchung ist, dass ein beschleunigtes Wachstum **batterieelektrischer Pkw** für den größten Teil des Fahrzeugbestands die kosteneffizienteste Option zur Einsparung von THG-Emissionen darstellt. Das liegt zum einen an einer deutlich höheren Antriebseffizienz und den damit verbundenen Kosteneinsparungen beim Fahrzeugbetrieb und zum anderen an der absehbaren Kostendegression¹⁴ der Batterietechnologie. Zusätzlich werden THG-Emissionen im Gesamtsystem durch die Emissionsminderung in der Stromerzeugung fortlaufend verringert. Zur Marktintegration ist mittelfristig ein umfangreicher Auf- und Umbau von Infrastruktur und Instrumenten erforderlich. Dies betrifft die Ladeinfrastruktur¹⁵, die Verteilnetze sowie die Verbrauchsflexibilisierung, die idealerweise Hand in Hand mit dem Lastmanagement von anderen Verbrauchern (wie z. B. Wärmepumpen) gehen sollten.

Der **Brennstoffzellenantrieb** ist im Pkw-Bereich aus heutiger Sicht im Nachteil. Dies liegt insbesondere an den zusätzlichen Kosten des Antriebs bei der Anschaffung sowie einer niedrigeren Systemeffizienz¹⁶ gegenüber reinen Batteriefahrzeugen. Für Vielfahrer im Langstreckenverkehr oder auch im hochmotorisierten Luxussegment könnte die Brennstoffzelle jedoch in Zukunft eine lokal emissionsfreie Alternative darstellen. Dazu wäre indessen eine ausreichende Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur notwendig.

Um mittelfristig THG-Emissionen im Verkehr zu senken, ist der Einsatz von **Erdgasantrieben** eine kostengünstige Option – entweder als Übergangstechnologie hin zu alternativen Antrieben oder zu alternativen Kraftstoffen. Für eine größere Marktdurchdringung erfordert jedoch auch diese Option den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur.

Auch bei hohen Zuwachsraten alternativer Antriebe kann eine strukturelle Verschiebung in größerem Umfang produktions- und durchdringungsbedingt kaum vor 2025 bis 2030 realisiert werden. Ein höherer Anteil an Neuzulassungen mit alternativen Antrieben wirkt sich erst deutlich verzögert auf den **Pkw-Bestand** aus. So beträgt der Anteil elektrischer Pkw (BEV, PHEV, FCV) in allen Klimapfaden zwar bis 2020 bereits 9 Prozent (insgesamt 277 Tsd. Pkw), im Pkw-Bestand wird dieser Anteil jedoch erst mehr als zehn Jahre später erreicht.¹⁷

Gleichzeitig wäre ein schnellerer Hochlauf von Elektroantrieben bereits vor 2025 mit volkswirtschaftlichen **Mehrkosten** verbunden. So ermöglicht es die Kostenentwicklung von Batterien aus heutiger Perspektive erst ab 2025, dass rein batterieelektrische Fahrzeuge bei moderaten Mehrpreisen den Mobilitätsansprüchen größerer Kundengruppen gerecht werden. Bis zur Hochlaufphase alternativ betriebener Fahrzeugmodelle und zur langfristigen Umstellung von Produktionskapazitäten werden daher noch mehrere Jahre vergehen.

¹⁴ Für diese Studie wurde eine Entwicklung im konservativen Mittel bestehender Prognosen angenommen (bis auf 92 €/kWh in 2050, etwas mehr als 50 Prozent Kostendegression gegenüber heute).

¹⁵ Annahmen zur Ladeinfrastruktur: Es wird in allen Szenarien ein Bedarf von einer privaten Ladestation pro Elektroauto unterstellt. Des Weiteren wird ab einem Anteil elektrischer Pkw (BEV und PHEV) am gesamten Pkw-Bestand von 30 Prozent ein Vollausbau der Elektromobilitätsinfrastruktur auf 1,7 Mio. öffentliche Ladestationen sowie 30.000 Schnellladestationen angenommen.

¹⁶ Strom-Wasserstoff-Strom-Elektromotor versus Strom-Elektromotor.

¹⁷ Das (ehemalige) Ziel der Bundesregierung, bis 2020 eine Million elektrischer Pkw auf die Straße zu bringen, wird trotz dieser im Vergleich zu heute großen Absatzsteigerung weder in der Referenz noch in den Klimapfaden erreicht.

Aus heutiger Sicht ist außerdem eine umfassende Durchdringung von Neuzulassungen mit Batterieantrieb in den kommenden zehn Jahren schon rein operativ unwahrscheinlich. Aufgrund der teilweise langen Lebensdauern von Fahrzeugen wird auch in den untersuchten 80 %- und 95 %-Klimapfaden deshalb davon ausgegangen, dass ältere Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor bis 2050 im Bestand verbleiben. Jedoch nimmt die Fahrleistung mit dem Fahrzeugalter deutlich ab. Darüber hinaus wird in allen Szenarien unterstellt, dass Zulassungen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor auch längerfristig noch nachgefragt werden können. Dies kann vor allem für solche Nutzer

Exkurs: Vorkette der Batterieproduktion

Die Batterieproduktion wird aufgrund ihrer **hohen Energieintensität** auch längerfristig noch in vielen Ländern THG-Emissionen generieren, jeweils in Abhängigkeit vom dort bestehenden Strommix.

Würden alle im 95 %-Klimapfad im Jahr 2050 abgesetzten 2,7 Mio. Batterie- und Plug-in-Pkw in Deutschland hergestellt, entfielen darauf nach heutigem Stand der Technik hierfür eine zusätzliche **Stromerzeugung** in Höhe von 16 bis 29 TWh.¹ Dies entspräche im 95 %-Klimapfad 2,5 bis 4,6 Prozent des gesamten deutschen Nettostromverbrauchs des Jahres 2050. Je nach Fortschritt in der Batterieproduktion und Batterietechnik ließe sich der spezifische Stromverbrauch der Batteriefertigung vermutlich senken. In der Studie wird die Änderung des Stromverbrauchs durch die Batterieproduktion in Deutschland nicht modelliert.²

Zudem können einzelne Rohstoffe wie z. B. Kobalt, die zur Produktion heutiger Batterien nötig sind, nur in wenigen Ländern wie der Demokratischen Republik Kongo unter oftmals nicht nachhaltigen Bedingungen gewonnen werden. Die Durchsetzung hoher Einkaufsstandards sowie die Hebung von **Effizienzpotenzialen in der Herstellung**, insbesondere die Verbesserung von Produktionsprozessen und Recycling, würden langfristig eine immer bedeutendere Rolle spielen.

Von einer weiterführenden quantitativen **Lebenszyklusbetrachtung** der Technologiealternativen für fossil betriebene Verbrennungsmotoren wird in dieser Studie aus Komplexitätsgründen abgesehen. Ein hinreichend genauer Vergleich zwischen verursachten THG-Emissionen, wie beispielsweise bei der Batterieproduktion oder dem Aufbau notwendiger Wind-, Photovoltaik- und Elektrolyseinfrastrukturen für Power-to-Liquid, ist entlang der gesamten Vorkette dieser Technologien aufgrund von Datenverfügbarkeiten sowie der starken Verzweigung der jeweils notwendigen Szenariennahmen hinsichtlich der regionalen Verortung der Alternativen und der dort sich entwickelnden Energiesysteme mit für diese Studie vertretbarem Aufwand nicht seriös zu leisten und wäre kaum aussagekräftig.

¹ Gemäß der vom Swedish Environmental Research Institute (2017) veröffentlichten Metastudie *The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries* weist die Batteriefertigung einen Energieverbrauch zwischen 350 und 650 MJ/kWh Batteriekapazität auf. Ausgehend von dieser Spanne heutiger Werte ergäbe sich für die Batterieproduktion des Pkw-Neuzulassungsparks im 95 %-Klimapfad im Jahr 2050 ein Strombedarf von 16 bis 29 TWh. Diese Betrachtung klammert Technologiefortschritte sowohl in Batterietechnik als auch -fertigung aus, durch die sich der Energieverbrauch vermutlich reduzieren ließe. Bei einer hinreichend genauen Betrachtung müsste zudem der Strombedarf der Batterieproduktion der eingesparten Energiemenge aus Metallherstellung und Produktion von Verbrennungsmotoren, Getrieben und Abgasbehandlungen gegenübergestellt werden.

² Zum Vergleich: Unter Einbezug von Stromnetz- und Ladeverlusten verbrauchen alle Elektro-Pkw, die im 95 %-Klimapfad im Jahr 2050 eingesetzt werden, jährlich rund 63 TWh Strom und ersetzen rund 175 TWh Kraftstoffe.

relevant sein, die regelmäßig Langstrecken fahren, aus versorgungsstrategischen Gründen nicht von strombasierten Antrieben abhängig sein möchten (z. B. öffentliche Dienste) oder eine Präferenz für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren hegen (z. B. Sportwagen). Unter Berücksichtigung der jeweiligen Energie- und Emissionsvorketten können Pkw mit **Verbrennungsmotoren** bei einer sehr geringen Fahrleistung, mit biogenen oder synthetischen Kraftstoffen betrieben, gegenüber Batteriefahrzeugen aus THG-Sicht außerdem langfristig vorteilhaft sein.

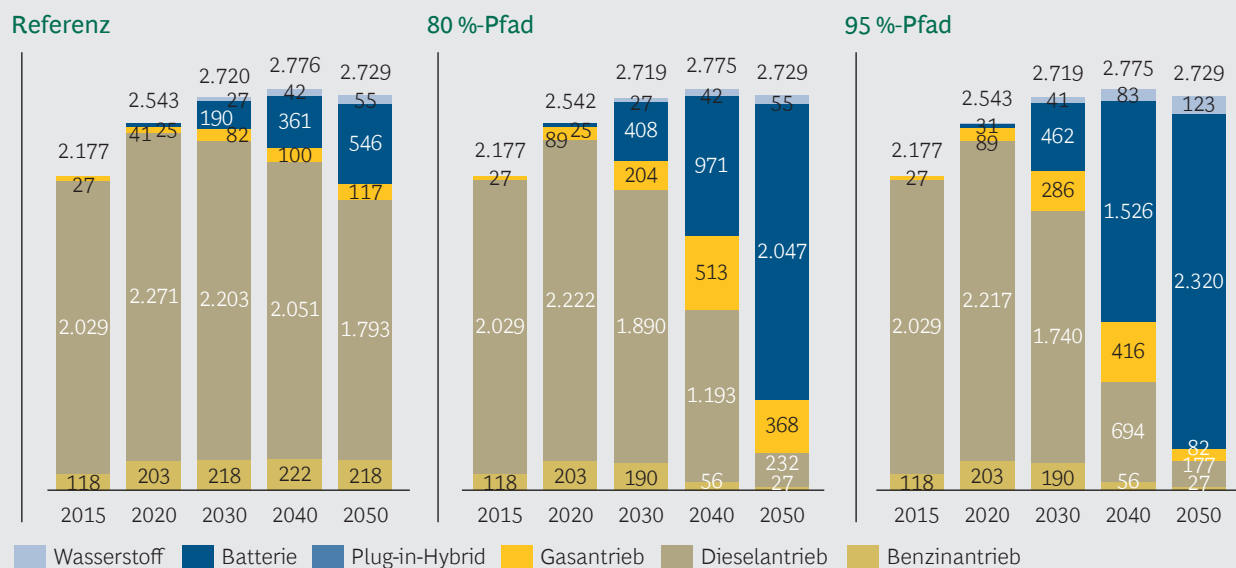
LEICHTE NUTZFAHRZEUGE MIT ÄHNLICHER ENTWICKLUNG WIE DER PKW-MARKT

Leichte Nutzfahrzeuge (LNF) verursachten 2015 insgesamt 11 Mt THG-Emissionen, was einem Anteil von etwa 7 Prozent an den gesamten THG-Emissionen des Verkehrssektors entspricht. Aufgrund der ähnlichen Fahrzeugtechnologie zu Pkw wird für dieses Verkehrsmittel eine Bestandsentwicklung angenommen, die sich an der Pkw-Entwicklung orientiert. Zwar führen einerseits längere Produktzyklen sowie eine höhere Kostenorientierung der Eigentümer typischerweise dazu, dass Neuerungen bei Pkw erst mit etwa sechs bis acht Jahren Verzögerung bei LNF umgesetzt werden. Andererseits sollten sich batterieelektrische Antriebe bei LNF schneller entwickeln können, da sich durch eine oftmals höhere Fahrleistung in einem vergleichsweise geringen Radius für einen großen Teil der Fahrzeugkohorten des leichten Nutzverkehrs eine weitgehende **Elektrifizierung** früher lohnt. Diese könnte zunächst in der Paketzustellung beginnen und sich mittelfristig auch auf Handwerkerfahrzeuge ausweiten. Bei längeren typischen Fahrstrecken bleiben Verbrennungsmotoren¹⁸ (oder wird die Brennstoffzelle) relevanter.

WEITREICHENDE ELEKTRIFIZIERUNG BEI LEICHTEN NUTZFAHRZEUGEN

ABBILDUNG 47 | Bestandsstruktur leichter Nutzfahrzeuge (< 3,5t) nach Klimapfad

(Tsd. in Deutschland zugelassene Fahrzeuge)



Quelle: Prognos; BCG

¹⁸ Betrieben mit Gas und Diesel bzw. im 95 %-Klimapfad mit synthetischen Kraftstoffen.

6.1.4 SCHWERER GÜTERVERKEHR MIT LKW UND SATTELZÜGEN

Die deutsche **Nutzfahrzeugflotte** bestand 2015 aus insgesamt 2,9 Mio. Fahrzeugen. Sie setzt sich aus 2,2 Mio. leichten Nutzfahrzeugen (im vorhergehenden Abschnitt behandelt) sowie 0,7 Mio. Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht von mehr als 3,5 Tonnen zusammen. Die 0,7 Mio. schweren Lkw verursachten 2015 mehr als drei Viertel der THG-Emissionen des Straßengüterverkehrs.

Den Großteil dieser **THG-Emissionen** trugen insbesondere Lkw mit über 12 Tonnen Nutzlast sowie Sattelzugmaschinen mit einem zulässigen Gesamtgewicht von bis zu 40 Tonnen (bzw. 44 Tonnen im kombinierten Verkehr) bei. Solche Nutzfahrzeuge fuhren 2015 nahezu vollständig mit Dieselantrieben. Durch Effizienzfortschritte in der Antriebstechnik, intelligentere Verkehrsführung und eine durchschnittlich höhere Beladung wird für schwere Nutzfahrzeuge bis 2050 eine Reduzierung des spezifischen Verbrauchs um 25 Prozent erwartet. Trotz dieser Fortschritte ist nach heutigem Stand zur Erreichung der 80 %- und 95 %-Klimaziele eine deutliche Diversifizierung im Antriebsmix erforderlich.

KOMBINATION UNTERSCHIEDLICHER TECHNOLOGIEN BEI SCHWEREN NUTZFAHRZEUGEN

Auch im schweren Straßengüterverkehr ist der **elektrische Antrieb** wegen seiner besseren Antriebs-effizienz eine kosteneffiziente Lösung zur Emissionsreduktion. Ein großflächiger Einsatz von batteriebetriebenen schweren Lkw ist im Gegensatz zu Pkw allerdings nicht absehbar.¹⁹ Weil mit zunehmenden Distanzen und Masse der Fahrzeuge immer mehr Energie für den Transport gespeichert werden muss und Nutzlast verloren geht, sind elektrische Antriebe aus heutiger Sicht auch längerfristig vor allem für Lkw des Verteilerverkehrs mit bis zu 12 Tonnen zulässigem Gesamtgewicht realistisch. Gemessen an der Güterverkehrsleistung ist der Anteil dieser Fahrzeuge allerdings begrenzt (siehe Abbildung 48).

Eine Elektrifizierung größerer Teile des schweren Güterverkehrs wäre nach heutigem Stand nur durch den Einsatz von **Oberleitungs-Lkw** realistisch. Trotz der erforderlichen Infrastrukturinvestitionen ist diese Option aktuell der kostengünstigste Weg zur THG-Reduktion und wird daher in den Klimapfaden angenommen. Im 80 %-Klimapfad werden dafür die höchstbelasteten Autobahnstrecken auf insgesamt 4.000 km mit Oberleitungen ausgestattet. Nach aktueller Straßenbelastung wird dadurch eine Abdeckung von 64 Prozent der Straßengüterverkehrsleistung auf Bundesautobahnen erreicht. Im 95 %-Klimapfad steigen die mit Oberleitungen ausgestatteten Autobahnkilometer auf 8.000 km und würden sogar 91 Prozent der heutigen Güterverkehrsleistung der insgesamt rund 13.000 km Bundesautobahnen abdecken.²⁰ Diese Infrastruk

Elektrifizierung von schweren Nutzfahrzeugen v. a. durch Oberleitungen, daneben Technologiemix

¹⁹ Der Einsatz von alternativen batterieelektrischen Lösungen für den Antrieb schwerer Lkw und Sattelzugmaschinen im Güterfernverkehr ist aus heutiger Sicht auch längerfristig unwahrscheinlich. Ein Zusammenspiel von stärkerer Batteriekostendegression, sinkenden spezifischen Verbräuchen und innovativen Geschäftsmodellen (z. B. Austauschbatterien) könnte dieses Bild jedoch ändern.

²⁰ Fraunhofer ISI/Fraunhofer IML/PTV Group/TU Hamburg-Harburg – IUE/M-Five (2017), *Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw*.

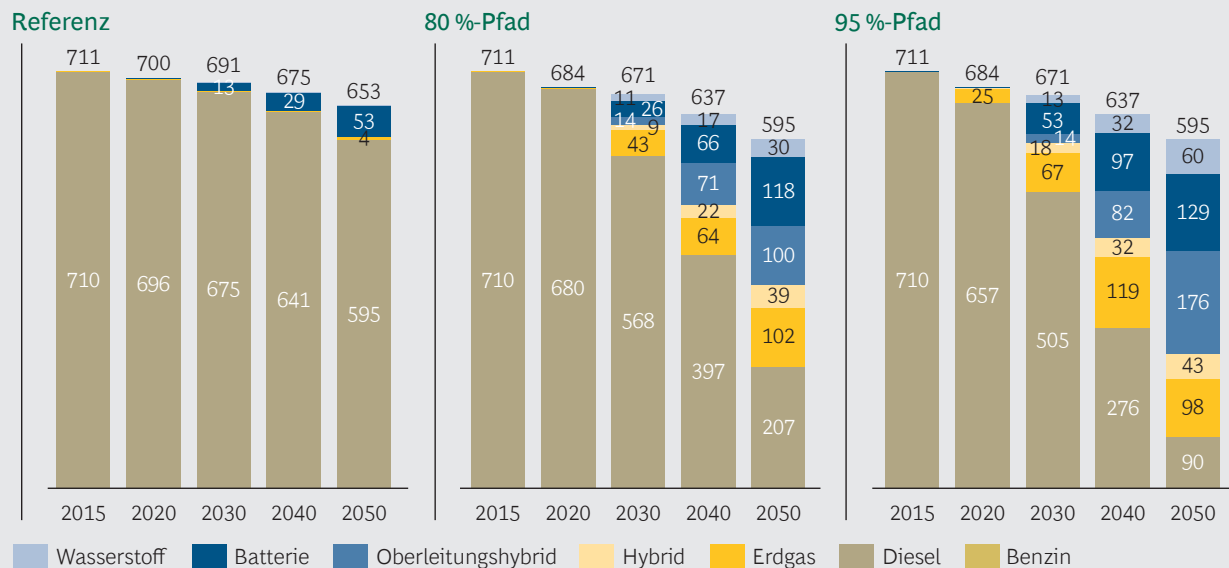
tur würde von Oberleitungs-Diesel-Hybriden genutzt, die auf nicht elektrifizierten Strecken wie heute schon mit Dieselmotor fahren.²¹

Im 80 %-Klimapfad ist unter diesen Annahmen bis 2050 ein Anteil von rund 20 Prozent Oberleitungshybriden am Gesamtbestand inländischer Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht von mehr als 3,5 Tonnen (zumeist Sattelzugmaschinen) möglich, die rund 30 Prozent der **Inländerfahrleistung** im Schwerverkehr abdecken (vgl. Abbildung 49).²² Im 95 %-Klimapfad steigt dieser Anteil auf rund 30 Prozent des Lkw-Bestands sowie rund 40 Prozent der Inländerfahrleistung. Die Inländerfahrleistung liegt derzeit bei Lkw und Sattelzugmaschinen über 20 Prozent unter der Inlandsverkehrsleistung. Durch die erwartete Zunahme des internationalen Transitverkehrs wird davon ausgegangen, dass sich dieser Abstand weiter vergrößert. Bei einer gesamteuropäischen Abstimmung könnte die Oberleitung daher einen wesentlich größeren Beitrag zur THG-Reduktion leisten als bei einem (hier konservativ unterstellten) rein nationalen Ansatz.

KOMBINATION VERSCHIEDENER TECHNOLOGIEN BEI SCHWEREN NUTZFAHRZEUGEN

ABBILDUNG 48 | Bestandsstruktur schwerer Nutzfahrzeuge (> 3,5 t) nach Klimapfaden

(Tsd. in Deutschland zugelassene Fahrzeuge)



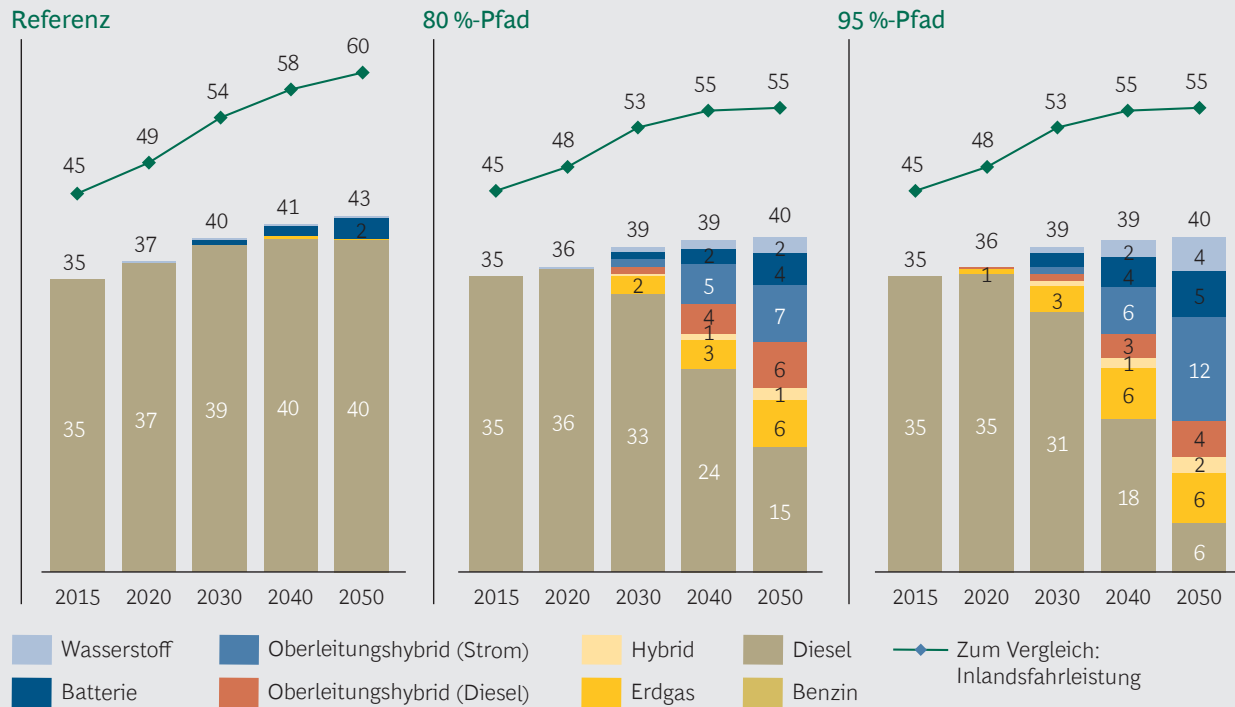
Quelle: Prognos; BCG

²¹ Zu einem späteren Zeitpunkt wäre es alternativ möglich, das Hybridfahrzeug mit einer größeren Batterie oder einer Brennstoffzelle auszustatten. Bei weiterer positiver Batterieentwicklung sind in Kombination mit Pantografen und bei Nachladung an der Oberleitung während der Fahrt Vor- und Nachläufe von bis zu 50 km von und zu den Autobahnen batterieelektrisch fahrbar, sodass in solchen Logistikkümläufen ganz auf Verbrennungskraftmaschinen verzichtet werden könnte. Bei Brennstoffzellenfahrzeugen würde die Nutzung der Oberleitung zu einer höheren Antriebseffizienz führen. Bei Oberleitungs-Diesel-Gas-Hybriden könnte die Oberleitung in Kombination mit synthetischen Kraftstoffen Nullemissionen ermöglichen.

²² Inländerfahrleistung = Fahrleistung, welche die in Deutschland zugelassenen Kraftfahrzeuge im In- und Ausland erbringen. Inlandsfahrleistung = Fahrleistung deutscher und ausländischer Fahrzeuge im Inland.

ABBILDUNG 49 | Inländerfahrleistungen schwerer Nutzfahrzeuge (> 3,5 t) nach Klimapfaden

(Mrd. Fahrzeugkilometer – Inländerfahrleistung)



Anmerkung: Inländerfahrleistung = Fahrleistung, welche die in Deutschland zugelassenen Kraftfahrzeuge im In- und Ausland erbringen;
Inlandsfahrleistung = Fahrleistung deutscher und ausländischer Fahrzeuge im Inland
Quelle: Prognos; BCG

Der Aufbau der erforderlichen kostenintensiven **Infrastruktur** ist risikobehaftet. Einerseits ist eine rasche und entschlossene Planung und Umsetzung notwendig, da die Etablierung einer neuen Technologie Zeit für Planung und Genehmigung in Anspruch nimmt. Andererseits ist nicht ausgeschlossen, dass sich durch Technologiesprünge beispielsweise bei Batterien, Brennstoffzellen oder synthetischen Kraftstoffen längerfristig Kostenverhältnisse verschieben. Auf der einen Seite sollte die finale Entscheidung zum Aufbau deshalb erst bei besserer Transparenz über die tatsächliche weitere Technologieentwicklung anderer Antriebe in fünf bis sieben Jahren erfolgen. Auf der anderen Seite müsste mit den Umsetzungsvorbereitungen aufgrund des zeitlichen Vorlaufs für die Erprobung der Technologie²³, die Entwicklung eines Betreibermodells sowie für Planungs-, Genehmigungs- und Bauprozesse schon kurzfristig begonnen werden. In den Klimapfaden wird angenommen, dass nach einer finalen Investitionsentscheidung bis 2025 und einer Bauphase von zwei bis drei Jahren die ersten 400 km Oberleitung ab 2028 befahrbar sind.

Eine noch weitergehende Elektrifizierung z. B. aller 13.000 km deutscher Bundesautobahnen scheint wegen des nur noch geringeren Zielbeitrags allerdings schwer umsetzbar. Aufgrund der Tatsache, dass sich der Straßengüterverkehr zu einem großen Teil auf stark belastete Korridorstrecken konzentriert, würden mit einem noch stärkeren

²³ Die ersten Feldversuche werden in den nächsten Jahren in Hessen, Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg durchgeführt.

Ausbau der Oberleitung immer niedrigere Minderungswirkungen erreicht. Auf wenig befahrenen Strecken würde der Aufbau der Infrastruktur kostenseitig ineffizient. Zur Erreichung eines vollständig emissionsfreien Güterverkehrs kann daher auch die Oberleitung nur als Teil der Lösung betrachtet werden. Zur kosteneffizienten Erreichung von Nullemissionen bis 2050 ist aus heutiger Sicht eine breite **Kombination verschiedener Technologien** erforderlich.

Zur Abdeckung der Fahrleistungen, die nicht von Oberleitungs-Lkw im Fernverkehr und Batterie-Lkw im Verteilerverkehr bedient werden können, stehen LNG- und CNG-Antriebe, Plug-in-Hybride und Brennstoffzellen im **Technologiewettbewerb** mit traditionellen Dieselmotoren, die für bilanzielle THG-Neutralität künftig, wie auch LNG- und CNG-Antriebe, mit erneuerbaren synthetischen Kraftstoffen bedient werden könnten.

Zum Beispiel kann **Erdgas** (oder Power-to-Gas) mit hoher Energiedichte in flüssiger Form (**LNG**) mitgeführt werden. Gegenüber dem Dieselantrieb ist die Fahrzeugtechnik aufwendiger und benötigt zusätzliche Infrastruktur. Falls längerfristig entgegen derzeitiger Einschätzung SynLNG gegenüber SynDiesel deutliche Kostenvorteile besitzt, könnten LNG-Fahrzeuge gegenüber dem Dieselantrieb allerdings kosteneffizient werden.

Die Weiterentwicklung neuer Technologien wie der **Brennstoffzelle** ist aufgrund der geringen Stückzahl schwerer Nutzfahrzeuge maßgeblich an die Entwicklung des Pkw-Marktes geknüpft und aktuell mit erheblicher Unsicherheit behaftet. Gleichzeitig ist das Potenzial angekündigter Innovationen bei **Batterie-Sattelzugmaschinen** bislang unklar. Nach heutigem Stand wird daher der Einsatz synthetischer Kraftstoffe notwendig sein (**Power-to-X**).

6.1.5 BAHN-, LUFT-, BUS- UND SCHIFFSVERKEHR

INFRASTRUKTURINVESTITIONEN UND DIGITALE FORTSCHRITTE IM BAHNVERKEHR

Wie oben ausgeführt wurde, ist die Verlagerung zusätzlicher Verkehrsleistungen im Güter- und Personenverkehr auf die Schiene eine kosteneffiziente Maßnahme zur THG-Reduktion. Um die Verkehrsleistung im **Schienengüterverkehr** von 117 Mrd. tkm in 2015 auf 220 Mrd. tkm bis 2050 nahezu zu verdoppeln, sind mehrere spezifische Maßnahmen notwendig. Hierzu zählen:

- Die konsequente Umsetzung der im Bundesverkehrswegeplan (BVWP) hinterlegten **Neu- und Ausbaumaßnahmen**, wobei zur Abdeckung von über 200 Mrd. tkm bis 2050 die Infrastruktur um 750 km erweitert werden muss.
- Die Umsetzung aller Bausteine für **effizienteres Bauen** entsprechend dem „Innovationsforum Planungsbeschleunigung“.²⁴
- Die Überführung einiger wichtiger Maßnahmen innerhalb des BVWP in den vorrangigen Bedarf, um das hinterlegte Ziel von 154 Mrd. tkm bis 2030 zu übertreffen. Dies betrifft insbesondere die Kapazitätserweiterungen der **neuralgischen Bahnknoten**²⁵ zur Netzengpassbeseitigung sowie den Ausbau des Güterverkehrskernnetzes für Züge mit bis zu 740 m Länge.
- Eine Erweiterung der **Zugangspunkte zum Schienennetz**, um zusätzliche Logistikkunden ohne aktuellen Gleisanschluss bedienen zu können.
- Die Verbesserung der Kosteneffizienz und Wettbewerbsfähigkeit des Schienensystems durch die Umsetzung des Sonderprogramms **European Train Control System (ETCS)** bis 2030. Diese Maßnahme könnte ebenfalls eine Kapazitätssteigerung für ein gefestigtes Schienennetz bedeuten.
- Die **Modernisierung und Digitalisierung** zur Eröffnung von Produktivitätspotenzialen im Zugbetrieb, wie z. B. in heute kostenintensiven Zugbildungs- und Rangierprozessen.

Um die Auslastung im **Schiennenpersonenverkehr** von 106 Mrd. Pkm in 2015 auf 138 Mrd. Pkm in 2050 zu steigern, sind zudem unternehmerische Anstrengungen und attraktive Angebotskonzeptionen, beispielsweise die enge Verzahnung mit dem Schienenpersonennahverkehr, notwendig. Ergänzend zu den Maßnahmen des Bedarfsplans Schiene erfordert dies die Beseitigung verbleibender Engpassbereiche. Eine weitere wirksame Maßnahme zur THG-Reduzierung bildet – trotz aktuell bereits hohen Niveaus – die vollständige Elektrifizierung der Schiene.

Maßnahmen zur Steigerung des Schienengüterverkehrs

²⁴ Noch ausstehende Hebel sind die partnerschaftliche Zusammenarbeit, die Etablierung des Eisenbahnamts als Anhörungsbehörde sowie die Freistellung der Kommunen bei Kreuzungsmaßnahmen von Straße und Schiene.

²⁵ Unter anderem Frankfurt, Hamburg, Köln, München, Nürnberg.

BREITERER ANTRIEBSMIX UND INFRASTRUKTURAUSBAU IM BUSVERKEHR

Omnibusse hatten im Jahr 2015 einen Anteil von 2,2 Prozent am Kraftstoffverbrauch des Straßenpersonenverkehrs. Der Anteil des Busverkehrs an der gesamten Personenverkehrsleistung lag bei 6 Prozent. Die 77.000 Kraftomnibusse wurden 2015 zu 98 Prozent durch Dieselmotoren angetrieben. Die restlichen 2 Prozent des Fahrzeugbestands machten überwiegend Erdgasantriebe aus.

Um einen deutlichen Anstieg der Verkehrsleistung, die in 2015 bei 65 Mrd. Pkm lag, zu erreichen, wäre die Ausweitung der nationalen **Fernbusflotten** erforderlich. Zudem müssten zusätzliche Kapazitäten an den zentralen Omnibusbahnhöfen wesentlicher deutscher Verkehrsknotenpunkte geschaffen werden.

Die Reduzierung der THG-Emissionen des Busverkehrs wird bis 2050 deutliche Verschiebungen in der Antriebsstruktur erfordern. Dabei bietet insbesondere der Linienverkehr Raum für eine Verbreitung von **batterieelektrischen oder Brennstoffzellenantrieben**. Die Abdeckung hoher Reichweiten bei Reisebussen ist nach heutigem Stand mit einem Mix aus **hybriden Dieselantrieben, Gasantrieben und Brennstoffzellen** realisierbar.

NULLEMISSIONEN IM LUFTVERKEHR MIT SYNTHETISCHEN KRAFTSTOFFEN

In der Luftfahrt wurde die Umsetzung der 2009 formulierten Zielsetzung, die **Treibstoffeffizienz** um 1,5 Prozent pro Jahr zu erhöhen, durch neue Flugzeuge und effizienzoptimierte Flüge bis 2015 erreicht. Weitere Effizienzsteigerungen werden sich durch den Einsatz neuer Technologien für effizientere Antriebe, Gewichtseinsparungen sowie verbesserte Aerodynamik auch in Zukunft ergeben. Außerdem wird davon ausgegangen, dass eine weitere Optimierung der Flugrouten und der Betriebsprozesse sowie die Umsetzung eines einheitlichen europäischen Luftraums auch künftig zu wachsender Treibstoffeffizienz beitragen.

Längerfristig können aktuell in Entwicklung befindliche Innovationen wie das **hybrid-elektrische Fliegen** diese Effizienz sogar noch deutlich verbessern.²⁶ In den Klimapfaden wird im realen Flugbetrieb dennoch konservativ eine zukünftige Effizienzhebung um 1 Prozent pro Jahr unterstellt.

Über diese Effizienzsteigerungen hinaus ist eine weitgehende THG-Emissionsreduktion des Luftverkehrs nur mit **synthetischen Kraftstoffen** zu erreichen²⁷, da Antriebswechsel auf noch zu entwickelnde Alternativen in großem Umfang bis 2050 unrealistisch sind. So sind rein batteriegetriebene Flugzeuge nach heutigem Stand der Technik mittelfristig in der General Aviation²⁸ einsetzbar, nicht jedoch für große Passagierflugzeuge. Auch der Einsatz von Brennstoffzellen kommt bis 2050 nach jetzigem Stand nur für einen Ersatz von Hilfstriebwerken oder kleinere Maschinen in Betracht. Eine Entwicklung für große Passagierflugzeuge ist bei beiden Antrieben nicht in Sicht.

²⁶ Zum Beispiel zählen hierzu Flugzeugkonzepte mit hybrid-elektrischen Antrieben mit Energierückgewinnung beim Landen und Veränderungen am technischen Design der Flugzeuge, beispielsweise das „Strut-braced Wing Design with Open Rotor“ oder der „Blended Wing Body“.

²⁷ Auch die Erfüllung des IATA-Ziels, die Netto-CO₂-Emissionen der Luftfahrt zwischen 2005 und 2050 um 50 Prozent zu senken, ist aus Perspektive der Studie ohne synthetisches Kerosin nicht erreichbar.

²⁸ General Aviation: Zivile Luftfahrt, inklusive Geschäftsreiseflugzeugen, privaten Flugzeugen, Hobbyfliegerei.

AUCH FÜR EMISSIONSFREIE BINNEN- UND SEESCHIFFFAHRT SIND SYNTHETISCHE KRAFTSTOFFE ERFORDERLICH

In der **Binnenschifffahrt** entstehen THG-Emissionen insbesondere bei Transportleistungen im Güterverkehr; der Personenverkehr ist eher von untergeordneter Bedeutung. Im Jahr 2015 hatten Binnenschiffe einen Anteil von 2 Prozent am Kraftstoffverbrauch des nationalen Güterverkehrs und deckten damit knapp 9 Prozent der Güterverkehrsleistung ab. Durch eine bessere Verknüpfung der Verkehrsmittel, weitere **Investitionen** in Binnenwasserstraßen²⁹ und eine stärkere Beteiligung der Binnenschifffahrt am steigenden Containerverkehr lässt sich die Güterverkehrsleistung von 55 Mrd. tkm in 2015 auf 98 Mrd. tkm in 2050 annähernd verdoppeln. In der Referenz liegt der Wert 2050 bei 87 Mrd. tkm.

Bis 2050 wird sich der spezifische Verbrauch der Binnen- und Seeschiffe voraussichtlich reduzieren, bedingt durch eine Verschiebung hin zu größeren Schiffen mit besserer Auslastung und innovativeren Antrieben. Für den Personenverkehr ist zudem der Einsatz hybrider und batterieelektrischer Antriebe möglich, für Binnen- und Seeschiffe der Einsatz von LNG. Voraussichtlich wird Dieselmotorkraftstoff jedoch auch langfristig der dominierende Energieträger der Binnenschifffahrt bleiben. Für eine emissionsfreie Binnenschifffahrt sind **synthetische Kraftstoffe** daher ebenfalls unverzichtbar.

Synthetische
Kraftstoffe für Flug-
und Schiffsverkehr
erforderlich

²⁹ Zum Beispiel Vertiefungen, Schleusen, Sperrwerke und Häfen.

6.1.6 KRAFTSTOFFWECHSEL

80 %-KLIMAZIEL IST NOCH MIT WESENTLICHEN ANTEILEN FOSSILER KRAFTSTOFFE ERREICHBAR

Trotz umfangreicher Elektrifizierung verbleibt in den Klimapfaden auch langfristig noch eine substanzielle Nachfrage nach flüssigen Energieträgern. Die **Substitution fossiler Kraftstoffe** beim Einsatz in Verbrennungsmotoren ist daher eine mögliche (und später notwendige) Ergänzung zum Antriebswechsel. Zur Erreichung des 80 %-Klimaziels reicht die unterstellte Verdrängung durch Antriebswechsel im Fahrzeugmix grundsätzlich aus. Eine weitergehende Verdrängung fossiler Kraftstoffe ist daher noch nicht erforderlich und wäre im Vergleich zu alternativen Maßnahmen in anderen Sektoren teurer.

Eine Erhöhung des Volumens an **Biokraftstoffen** im Verkehr – z. B. durch sogenannte Biokraftstoffe der zweiten Generation auf Lignocellulose-Basis – wäre volkswirtschaftlich nicht effizient, da die nur begrenzt zur Verfügung stehende feste Biomasse in der Industrie und im Energiesektor mit höheren Wirkungsgraden eingesetzt werden kann.³⁰ Allerdings wird die sinkende Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen im Allgemeinen dazu beitragen, dass die heutigen Mengen (1,4 Mt Dieseläquivalent 2015) höhere Anteile am verbliebenen Kraftstoffverbrauch einnehmen und damit Beimischungsquoten steigen.

Noch wesentliche
Anteile fossiler
Kraftstoffe im
80 %-Klimapfad

Synthetische Kraftstoffe aus erneuerbarem Strom haben im Vergleich zu direkten Stromantrieben aufgrund von Umwandlungsverlusten in Herstellung und Verbrennung einen Nachteil bei der Systemeffizienz. Auch ein effizienter Verbrennungsmotor mit synthetischem Kraftstoff wird deshalb in 2050 immer noch etwa drei- bis viermal so viel Strom pro Personenkilometer benötigen wie ein Batteriefahrzeug. Aus diesem Grund sind synthetische Brennstoffe aus heutiger Perspektive sogar bei Importen aus Ländern mit deutlich niedrigeren Erzeugungskosten für erneuerbare Energien vergleichsweise teuer.³¹ Langfristig sind synthetische Brennstoffe zur weitergehenden Emissionsreduktion in allen Verkehren zwingend erforderlich. Zur kostenoptimalen Erreichung des 80 %-Klimaziels sind sie allerdings nicht notwendig und werden deswegen im 80 %-Klimapfad nicht eingesetzt. Es verbleiben daher wesentliche Anteile fossiler Brennstoffe im Energieträgermix: Im 80 %-Klimapfad machen fossile Kraftstoffe im Jahr 2050 noch 57 Prozent des Endenergieverbrauchs des nationalen Verkehrs aus (vgl. Abbildung 50).

ZUR ERREICHUNG DER 95 %-KLIMAZIELE SIND SYNTHETISCHE KRAFTSTOFFE ERFORDERLICH

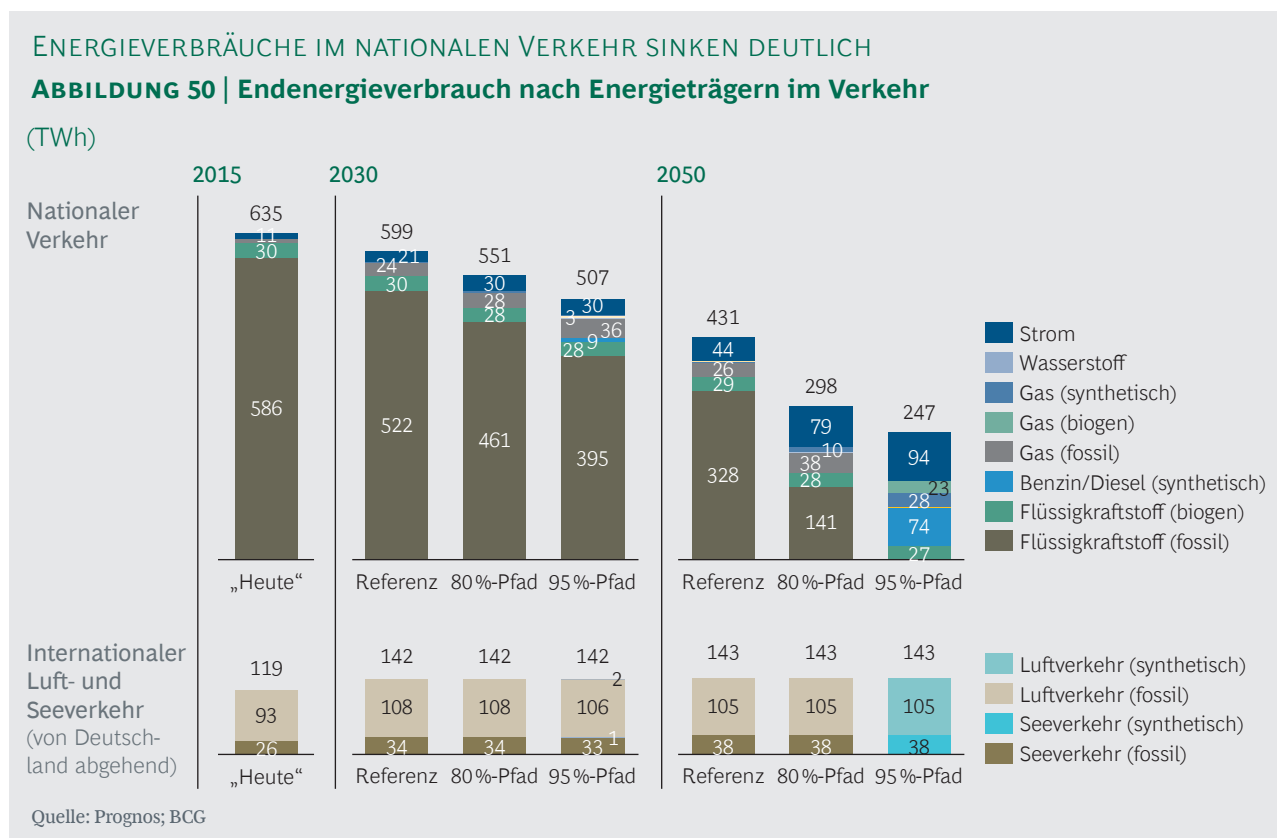
Die Umsetzung eines 95 %-Klimapfads verlangt im Verkehrssektor bis 2050 **Nullmissionen**. Gleichwohl werden auch künftig noch flüssige und gasförmige Treibstoffe für alle Verkehrsmittel benötigt. Haupttreiber dafür sind insbesondere der Luft- und der Schiffsverkehr, für die großflächig keine tragfähigen Alternativen zu erwarten sind. Im

³⁰ Vgl. Exkurs in Kapitel 5.1.4. Biomassekraftstoffe dritter Generation (z. B. auf Basis von Algen) wurden aufgrund des frühen Technologiestadiums nicht modelliert, werden jedoch in Kapitel 2.5 als möglicher Game-Changer beschrieben.

³¹ Zum jetzigen Zeitpunkt besteht noch große Unsicherheit über die weiteren Lernkurven von Batteriekosten und Umwandlungsprozessen für Power-to-Liquid. Im Folgekapitel wird daher eine Sensitivitätsanalyse diskutiert.

Straßenverkehr wird Dieselmotoren nach heutigem Stand besonders in schweren Nutzfahrzeugen noch langfristig benötigt. Ebenso werden im Personenverkehr Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren auch bei sehr ambitionierter Elektrifizierung noch bis 2050 existieren. Um die Emissionen dieser Fahrzeuge vollständig zu eliminieren, können synthetische Kraftstoffe (vor allem **Power-to-Liquid**) eingesetzt werden.

Um den verbliebenen **Bedarf** im 95 %-Klimapfad zu decken, sind bis 2050 für die nationalen Verkehre insgesamt 125 TWh synthetische Kraftstoffe nötig, die damit etwa die Hälfte des verbliebenen Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor bedienen. Für die vollständige THG-Reduktion der aus Deutschland abgehenden internationalen Verkehre (Luftverkehr und Seeschifffahrt) sind weitere 143 TWh erforderlich. Insgesamt werden für eine vollständige THG-Neutralität des nationalen und internationalen Verkehrs bis 2050 also 268 TWh synthetische Kraftstoffe benötigt. Diese machen damit 69 Prozent des Endenergieverbrauchs im nationalen und internationalen Verkehr aus (Abbildung 50).



Zusätzlich zu synthetischen Kraftstoffen im Verkehr entsteht im Jahr 2050 ein Bedarf von 109 TWh an synthetischem Gas für den Sektor Energie und Umwandlung sowie weiteren 6 TWh synthetischer Brennstoffe für den Einsatz in der Raum- und Warmwasserversorgung im Sektor Haushalte und GHD. Insgesamt ergibt sich über alle Sektoren ein Bedarf an synthetischen Kraft- und Brennstoffen von 383 TWh, wofür eine **erneuerbare Stromerzeugung** von ca. 740 TWh erforderlich ist. Diese Menge über-

steigt die gesamte Nettostromerzeugung Deutschlands im Jahr 2015 (610 TWh) und wäre im Inland nicht realisierbar.

Aus heutiger Perspektive ist deshalb zu erwarten, dass synthetische Brennstoffe aus Ländern mit besseren Bedingungen für die Gewinnung erneuerbarer Energien **importiert** werden müssen, was auch aus Kostengesichtspunkten günstiger wäre. Im 95 %-Klimapfad wird daher der Import von 340 TWh Power-to-Liquid und Power-to-Gas angenommen, wovon 244 TWh für den Verkehrssektor, 90 TWh für den Sektor Energie und Umwandlung sowie 6 TWh für die Versorgung der verbliebenen Öl- und Gaskessel im Sektor Haushalte und GHD anfallen.

Damit diese Mengen bis 2050 verfügbar sind und zu möglichst niedrigen Kosten produziert werden können, sollten die ersten großtechnischen Anlagen bereits bis etwa 2025 in Betrieb genommen werden. Dazu wären in den nächsten Jahren erhebliche Anstrengungen für die Technologieerprobung und -skalierung, die Projektentwicklung und -finanzierung sowie entsprechende politische Sondierungen notwendig.

Die **inländische Erzeugung** für den Verkehrssektor beschränkt sich im 95 %-Klimapfad auf Wasserstoff (23 TWh) sowie Power-to-Liquid-Demonstrationsanlagen (1,4 TWh). Weitere 19 TWh werden aus Gründen der Versorgungssicherheit für die Strom- und Fernwärmeerzeugung produziert.

6.2 VERMEIDUNGSKOSTEN, INVESTITIONEN, MEHRKOSTEN

In der nachfolgenden Tabelle sind die den Kostenberechnungen zugrunde liegenden Definitionen zusammengefasst:

TABELLE 6 | Übergreifende Kostendefinitionen (Verkehr)

KOSTENDEFINITIONEN

Reale Preise	Alle Energiepreise, CO ₂ -Preise sowie Investitions- und Mehrkosten technischer Maßnahmen werden in realen Preisen von 2015 ausgewiesen.
Vermeidungskosten	Die Studie zeigt direkte volkswirtschaftliche Vermeidungskosten der in den Klimapfaden eingesetzten Maßnahmen • kumuliert für alle Jahre von 2015 bis 2050, • diskontiert auf das Jahr 2015, • mit den Energieträgerpreispfaden der Referenz bzw. des Szenarios „Nationale Alleingänge“, • berechnet mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 Prozent, • ohne Steuern, Förderungen oder Zölle, • mit einer Bewertung von Energieträgerimporten zu Grenzübergangspreisen, • mit einer Bewertung von Strom zu spezifischen Stromsystemkosten, • ohne volkswirtschaftliche Folgewirkungen. Für eine detaillierte Beschreibung der Methodik siehe Kapitel 3.1.1. <i>Das heißt, ausgewiesene Vermeidungskosten entsprechen nicht der Entscheiderperspektive. Durch die Diskontierung auf 2015 und eine kumulierte Betrachtung aller Jahre von 2015 bis 2050 unterscheiden sie sich von Vermeidungskosten in einem beliebigen gegebenen Jahr. Außerdem sind Importe gegenüber Maßnahmen im Inland etwas schlechtergestellt, weil sie zu Grenzübergangspreisen bewertet werden, denen ein betriebswirtschaftlicher Zins zugrunde liegt. Zu den importierten Energieträgern zählen im Verkehrssektor Mineralölprodukte, Gas und synthetische Kraftstoffe (in dieser Studie gerechnet mit 7 Prozent WACC).</i>
Mehrinvestitionen	Mehrinvestitionen in dieser Studie beinhalten einerseits alle Investitionen für nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen, die bereits im Referenzpfad getätigt werden (zum Beispiel Teile des umfangreichen Ausbaus erneuerbarer Energien) und darüber hinaus alle Investitionen zur Erreichung der Klimapfade für Maßnahmen über die Referenz hinaus. Alle angegebenen Werte beziehen sich auf direkte Investitionen und zeigen reale 2015er Preise kumuliert über den Zeitraum von 2015 bis 2050. Sie sind weder annualisiert noch diskontiert. Investitionen für PtX-Anlagen im Ausland sind enthalten, ebenfalls alle Investitionen zur Reduzierung von Emissionen aus Deutschland abgehender internationaler Verkehre. Nicht explizit enthalten sind Investitionen in Forschung und Entwicklung sowie Restrukturisierungskosten. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich in Kapitel 3.1.2.. <i>Beispiel: Für Elektromobilität entstehen Mehrinvestitionen in Höhe der Mehrkosten eines Elektrofahrzeugs gegenüber einem Verbrenner der gleichen Klasse, marginale Investitionen in Lade- und Verteilnetzinfrastuktur, zusätzliche Nachfrage im Stromsystem und anteilige Kosten für einen Umbau des Raffineriesektors.</i>
Mehrkosten	Die Studie zeigt direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten. Diese beinhalten einerseits alle Mehrkosten für nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen, die bereits im Referenzpfad getätigt werden und darüber hinaus alle Mehrkosten der Klimapfade gegenüber dem Referenzpfad. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich in Kapitel 3.1.2. Zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Mehrkosten wurden • Mehrinvestitionen mit einem volkswirtschaftlichen Zins von 2 Prozent über die Lebensdauer der jeweiligen Anlage annualisiert, • Energieträgereinsparungen abgezogen (ohne Steuern, Förderungen oder Zölle; Strom wurde mit Stromsystemkosten und Importe wurden mit Grenzübergangspreisen bewertet), • neue Energieträgerkosten addiert (wie oben).

Mehrkosten

Alle angegebenen Mehrkosten zeigen reale 2015er Preise kumuliert über den Zeitraum von 2015 bis 2050. Sie sind nicht diskontiert. Mehrkosten für PtX-Anlagen im Ausland sind enthalten, ebenfalls alle Mehrkosten zur Reduzierung von Emissionen aus Deutschland abgehender internationaler Verkehre. Nicht enthalten sind:

- eingesparte CO₂-Kosten aus dem EU-ETS,
- eingesparte Anpassungskosten des Klimawandels (z.B. Katastrophenschutz),
- Mehrkosten aus Verpflichtungen der Vergangenheit (v.a. für in 2015 bereits bestehende EEG-Anlagen,
- Investitionen in Forschung und Entwicklung (nur indirekt),
- Restrukturierungskosten.

Tatsächliche Mehrkosten aus Entscheiderperspektive weichen von den in der Studie gezeigten Werten ab, da hier höhere Kapitalkosten anfallen und nutzerspezifische Energieträgerpreise angesetzt werden müssten.

Abbildung 51 zeigt die direkten volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten aller Maßnahmen, die im Sektor Verkehr über den Referenzpfad hinaus eingesetzt werden. Die Breite der Balken bildet THG-Einsparungen gegenüber der Referenz im Jahr 2050 ab, die Höhe der Balken zeigt durchschnittliche, diskontierte Vermeidungskosten je eingesparter Tonne CO₂-Äquivalent. Die Abbildung enthält nur THG-Vermeidungsmaßnahmen im nationalen Verkehr. Internationaler Luft- und Seeverkehr ist nicht enthalten.

Durch die im **80 %-Klimapfad** im Verkehrssektor getroffenen Maßnahmen können zwischen 2015 und 2050 zusätzlich zur Referenz 52 Mt THG-Emissionen eingespart werden. Etwa drei Viertel dieser Maßnahmen sind aus volkswirtschaftlicher Sicht mit Mehrkosten verbunden und weisen Vermeidungskosten von bis zu 135 €/t CO₂ä im

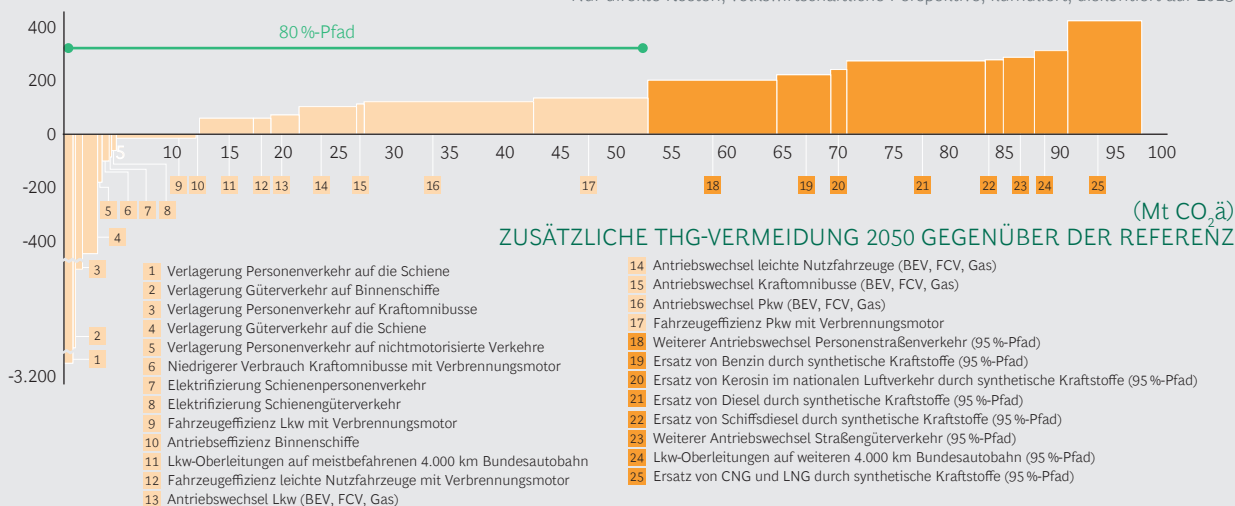
THG-MAßNAHMEN IM VERKEHR ÜBERWIEGEND MIT HOHEN VERMEIDUNGSKOSTEN VERBUNDEN

ABBILDUNG 51 | THG-Vermeidungskostenkurve im Sektor Verkehr

DURCHSCHNITTliche VERMEIDUNGSKOSTEN GEGENÜBER DER REFERENZ

(€/t CO₂ä)

Nur direkte Kosten, volkswirtschaftliche Perspektive, kumuliert, diskontiert auf 2015



THG-Vermeidung bezieht sich auf verursachte Emissionen 2050 und stellt die Abweichung gegenüber den THG-Emissionen der Referenz im Jahr 2050 dar

Vermeidungskosten zeigen direkte volkswirtschaftliche Vermeidungskosten. Sie ergeben sich aus kumulierter THG-Vermeidung 2016 – 2050, kumulierten Kosten und Einsparungen 2016 – 2050 und sind auf das Jahr 2015 diskontiert. Investitionen sind mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 % annualisiert. Stromkosten wurden in allen Sektoren mit Systemkosten, Importe mit Grenzübergangspreisen bewertet

Quelle: BCG

Zeitverlauf bis 2050 auf. Im Vergleich zu anderen Sektoren sind Maßnahmen im Verkehr – vor allem im Pkw-Verkehr – mit relativ hohen spezifischen Mehrkosten verbunden.

Die im **95 %-Klimapfad** enthaltenen Maßnahmen ermöglichen zusätzliche THG-Einsparungen von 44 Mt. Diese Maßnahmen sind mit höheren THG-Vermeidungskosten von etwa 200 €/t CO₂ä bis über 400 €/t CO₂ä verbunden.

THG-Maßnahmen
im Verkehr überwie-
gend mit hohen
Vermeidungskosten
verbunden

VERKEHRSMITTELWECHSEL IST WIRTSCHAFTLICHSTE MAßNAHME

Wie Abbildung 51 zeigt, ist ein Verkehrsträgerwechsel (**Modal Shift**) auf Bahn, Bus, Binnenschiff und nichtmotorisierte Verkehre durch die damit erzielten Energieträgereinsparungen volkswirtschaftlich günstig. Die zusätzliche Verlagerung von 78 Mrd. Pkm und 64 Mrd. tkm von der Straße hin zu effizienteren Verkehrsträgern kann im Vergleich zur Referenz insgesamt 6 Mt CO₂ä einsparen.

Ausgehend von diesen in den Klimapfaden verlagerten 7 Prozent der Personen- und Güterverkehrsleistung besteht möglicherweise ein zusätzliches Verlagerungspotenzial im Bereich einiger Prozentpunkte, das sich beispielsweise durch weitere Investitionen in die Kosteneffizienz des Systems Schiene und weitere Infrastrukturmaßnahmen realisieren ließe, hier aber nicht unterstellt wurde. Eine deutlich weitergehende zusätzliche Verlagerung wird im Schienenverkehr und in der Binnenschifffahrt durch dann anfallende zusätzliche **Infrastrukturkosten** begrenzt, welche die Kosteneffizienz dieser Maßnahme stark beeinträchtigen. Zudem würde eine Verlagerung von deutlich über 10 Prozent des Straßenverkehrs ein verändertes Mobilitätsverhalten bzw. eine erhebliche Änderung der Güterverkehrsstruktur voraussetzen.³²

AUSBAU VON OBERLEITUNGEN IN GEWISSEM UMFANG KOSTENEFFIZIENT

Um direktelektrische Antriebe im schweren Güterverkehr einzusetzen und in diesem Bereich THG-Emissionen zu reduzieren, ist aus heutiger Sicht der Aufbau einer Oberleitungsinfrastruktur ab Ende der 2020er Jahre die kostengünstigste Option.

Im 80 %-Klimapfad würde der Einsatz von dieselektrischen **Oberleitungs-Lkw** wegen der eingesparten Kosten für Diesel zu negativen THG-Vermeidungskosten führen. Unter Einbeziehung der Kosten für den Aufbau der Infrastruktur – im 80 %-Klimapfad wird das Autobahnnetz mit 4.000 km Oberleitung ausgestattet – entstehen insgesamt volkswirtschaftliche Mehrkosten in Höhe von 60 €/t CO₂ä.

Ein weitergehender Ausbau im **95 %-Klimapfad** ist aus zwei Gründen vergleichsweise kostenintensiv. Erstens liegen die Stromkosten im 95 %-Pfad höher als im 80 %-Pfad. Zweitens ist der Verkehr auf den zusätzlichen mit Oberleitungen ausgestatteten 4.000 Autobahnkilometern weniger dicht, wodurch die Auslastung der kostenintensiven Infrastruktur mit jedem zusätzlich bebauten Kilometer sinkt. Der weitergehende Aufbau im 95 %-Klimapfad würde daher mit deutlich höheren THG-Vermeidungskosten von über 300 €/t CO₂ä erkaufte werden müssen.

³² Hierzu zählt z. B. die Akzeptanz längerer Logistikzeiten oder die Akzeptanz flächenübergreifender Lösungen im Personenverkehr sowie eine gleichzeitige teilweise Abkehr vom individuellen Transport.

Die modellierten Vermeidungskosten beziehen sich auf die in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge und die Inländerfahrleistung. Bei einem **international koordinierten Vorgehen beim Oberleitungsausbau** und der damit verbundenen zusätzlichen Nutzung der Oberleitungsinfrastruktur bestünde gegenüber den dargestellten Vermeidungskosten ein erhebliches Reduktionspotenzial.

ELEKTROMOBILITÄT BEI PKW UND LEICHTEN NUTZFAHRZEUGEN MIT GRÖSSTEM HEBEL

Der **Antriebswechsel** bei Pkw von Otto- und Dieselmotoren auf batterieelektrische Antriebe stellt mit 15 Mt CO₂ä im 80 %-Klimapfad die Maßnahme mit dem größten CO₂-Vermeidungspotenzial im Verkehrssektor dar. Diese Maßnahme weist THG-Vermeidungskosten von 122 €/t auf.³³ Dafür sind vor allem folgende Gründe maßgebend:

- **Batterien** durchlaufen im Zeitraum von 2015 bis 2050 zwar eine Lernkurve mit signifikanter Kostendegression.³⁴ Für die Umsetzung der Klimapfade muss die Marktdurchdringung allerdings bereits vor 2030 erhöht werden, obwohl zu diesem Zeitpunkt die Lernkurve noch nicht vollständig durchschritten ist. Das führt über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2050 hinweg zu höheren kumulierten Vermeidungskosten.
- Voraussetzung für die batterieelektrische Mobilität ist zudem eine umfangreiche **Ladeinfrastruktur** inklusive Netzanbindung sowie ein Ausbau von Verteilnetzinfrastuktur im Strom, deren Kosten auf diese Maßnahme umgelegt werden.³⁵

Der Antriebswechsel bei **leichten Nutzfahrzeugen** weist im Vergleich zu Pkw etwas niedrigere Vermeidungskosten von 103 €/t auf, da diese Fahrzeuge aufgrund der höheren Fahrleistungen größere Energieträgereinsparungen erwirtschaften.

Im **95 %-Klimapfad** ist der Antriebswechsel insbesondere bei Pkw mit deutlich höheren THG-Vermeidungskosten von 201 €/t verbunden. Die Gründe hierfür sind:

- der Anstieg der **Kosten des Stromsystems**, insbesondere infolge der Mehrkosten durch die Nutzung von synthetischem Gas, den weiteren Anstieg der Netzkosten und den stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien;

³³ Bei der Bewertung dieser Maßnahme wird davon ausgegangen, dass der Antriebswechsel von Otto- und Dieselmotoren zu elektrischen Antrieben (Batterie-, Plug-in-Hybrid- und Brennstoffzellen-Pkw) vor den Effizienzmaßnahmen stattfindet. Durch diese Methodik wird eine Betrachtungslogik vermieden, in der Verbrennungsmotoren erst durch induzierte Effizienzsteigerungen teuer gemacht und dann mit geringen Mehrkosten durch alternative Antriebe ersetzt werden.

³⁴ Angenommene Batteriekosten (Pack): 2020 – 187 €/kWh, 2030 – 124 €/kWh, 2040 – 101 €/kWh, 2050 – 92 €/kWh; diese Werte bilden den konservativen Mittelwert verschiedener Studien ab, die im Rahmen des Klimapfade-Projekts untersucht wurden (JP Morgan, UBS, LG/GM, TAR Report, BCG Analysis and Forecast).

³⁵ Die Investitionen für die privaten, öffentlichen und Schnellladestationen betragen im 80 %-Klimapfad 95 Mrd. Euro und im 95 %-Klimapfad 106 Mrd. Euro. Unterstellt sind Kosten von 2.200 Euro (2015) bis 1.700 Euro (2050) für private, 5.000 Euro (2015) bis 3.750 Euro (2050) für öffentliche und 30.000 Euro (2015) bis 21.000 Euro (2050) für Schnellladestationen sowie zusätzliche Kosten für Stromkabel bis zur Schnittstelle mit dem Verteilnetz. Darüber hinaus beträgt der durch die Elektromobilität ausgelöste ermittelte Investitionsbedarf für Verteilnetzausbau 15 bis 19 Mrd. Euro.

- die angenommene um 25 kWh größere durchschnittliche **Batteriekapazität** batterieelektrischer Pkw, um die Mobilitätsbedürfnisse der Kunden entsprechend den größeren Marktanteilen abzudecken³⁶;
- der im Vergleich zum 80 %-Klimapfad bis 2050 mehr als doppelt so große Bestand an **Brennstoffzellen-Pkw**.

BRENNSTOFFZELLEN UND GAS IN LKW UND PKW: TEIL DES LÖSUNGSRAUMS

Aus heutiger Sicht weisen **Brennstoffzellenantriebe** aufgrund hoher Antriebskosten und der im Vergleich zu Batteriefahrzeugen niedrigeren Systemeffizienz hohe THG-Vermeidungskosten auf. Für den Fall zukünftiger Technologiedurchbrüche bei Zellen und der Speicherung des Treibstoffs und sinkender Kosten könnten solche Antriebe besonders im Straßengüterverkehr und bei Kraftomnibussen stärker zum Einsatz kommen, wo hohe Energiedichten erforderlich sind.

Pkw und Lkw mit **Erdgasantrieb** können insbesondere kurz- und mittelfristig zu kosteneffizienten THG-Einsparungen beitragen. Um langfristig umfangreichere THG-Reduktionen in den Zielpfaden zu erreichen, ist jedoch eine größere Beimischung von Biomethan und Power-to-Gas notwendig.

WIRTSCHAFTLICHE EFFIZIENZSTEIGERUNGEN BEREITS IN DER REFERENZ REALISIERT

Bereits in der Referenz werden für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor umfangreiche technische Optimierungen angenommen, die zu einer deutlichen Absenkung der spezifischen Realverbräuche führen. Zusätzliche **Verbesserungen spezifischer Verbräuche** in den Zielszenarien sind mit einer zusätzlichen Steigerung der Fahrzeugkosten verbunden, die nicht durch Energieträgereinsparungen kompensiert werden können. Hieran geknüpft sind höhere Vermeidungskosten für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge. Höhere Effizienz bei Pkw-Antrieben ist im 80 %-Klimapfad daher eine der kostenintensivsten Maßnahmen. Noch weitergehende Effizienz im 95 %-Klimapfad ist mit noch höheren Mehrkosten verbunden.

BEIMISCHUNG SYNTHETISCHER KRAFTSTOFFE: KERNANNAHMEN UND SENSITIVITÄT

Wie bereits beschrieben, kann ein vollständig emissionsfreier Verkehrssektor im 95 %-Klimapfad nur durch den Import **synthetischer Kraftstoffe** erfolgen. Den größten Teil der Importe machen dabei flüssige Kraftstoffe aus. Die in Abbildung 52 zusammengefassten technologischen Kernannahmen basieren auf dem Fischer-Tropsch-Verfahren mit CO₂-Abscheidung aus der Luft.³⁷ Für einen Teil der Kraftstoffe, vor allem

³⁶ Im 80 %-Klimapfad beträgt die durchschnittliche Batteriekapazität der BEV im Jahr 2050 55 kWh, im 95 %-Klimapfad 63 kWh. Das bedeutet, dass die zusätzlichen Pkw im 95 %-Klimapfad eine durchschnittliche Batteriekapazität von 80 kWh aufweisen und somit über eine um ca. 160 km größere Reichweite verfügen als der durchschnittliche Pkw im 80 %-Klimapfad.

³⁷ Für die Beschleunigung der Lernkurve der Power-to-Liquid-Technologien kommt für die ersten Erprobungsprojekte auch die Nutzung konzentrierter CO₂-Quellen in Betracht. Für eine wirksame THG-Emissionsreduktion entsprechend dem 95 %-Klimapfad darf der Kohlenstoff für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe nur aus erneuerbaren Quellen stammen. Hierfür kommen Biomasse und CO₂ aus der Luft in Frage.

KOSTEN VON POWER-TO-LIQUID-IMPORTEN STARK VON EE-STROM- UND KAPITALKOSTEN ABHÄNGIG

ABBILDUNG 52 | Kernannahmen für durchschnittliche Importkosten von Power-to-Liquid

	2020	2030	2050
Gestehungskosten erneuerbarer Energien inkl. Netzanbindung		40 €/MWh	
Technische Lebensdauer		25 Jahre	
Kapitalkosten		7 %	
Investitionskosten PtL-Anlage ¹ (Fischer-Tropsch-Synthese, Hochtemperaturelektrolyse, CO ₂ -Abscheidung aus der Luft, Raffinierung)	4.300 €/kW _{Produkt}	2.800 €/kW _{Produkt}	2.500 €/kW _{Produkt}
Elektrochemischer Wirkungsgrad ¹	46 %	47 %	47 %
Vollbetriebsstunden		5.000	
PtL-Importkosten inkl. Verteilung	200 €/MWh	160 €/MWh	150 €/MWh

¹ Ludwig-Bölkow-Institut für Systemtechnik (LBST) (2016), *Renewables in Transport 2050*

Anmerkung: Im Modell sind die Preise synthetischer Kraftstoffe mit den spezifischen Investitionsfaktoren des oben beschriebenen Fischer-Tropsch-Pfads ermittelt worden. Diese Kosten stehen im Modell stellvertretend für verschiedene mögliche Technologiepfade, z. B. für die Methanolerzeugung (die bei gleichen Prämissen für EE-Erzeugung und Kapitalkosten in leicht abweichenden Importkosten resultieren würde)
Quelle: BCG basierend auf Fraunhofer (2017), LBST (2016), UBA (2016/17), Prognos (2017)

Benzin, kommen auch alternative Technologiepfade wie z. B. die Methanol-Route in Betracht.

Unter den getroffenen Kostenannahmen weist der Einsatz synthetischer Kraftstoffe im Verkehr Vermeidungskosten in Höhe von 222 €/t CO₂ bei der Substitution von Benzin, 274 €/t CO₂ von Diesel auf.³⁸ Im 95 %-Klimapfad liegen somit die THG-Vermeidungskosten der Energieträgersubstitution durch synthetische Kraftstoffe leicht höher als die THG-Vermeidungskosten des Antriebswechsels auf elektrische Fahrzeuge.

³⁸ Die Unterschiede sind durch die höheren angenommenen Kosten von fossilem Benzin gegenüber Diesel begründet. Dadurch ist die Differenz zu den Power-to-Liquid-Importkosten niedriger.

Exkurs: Annahmenvergleich für Importe von Power-to-Liquid

Power-to-Liquid-Brennstoffe sind heute noch in einem sehr frühen Umsetzungsstadium. In existierenden Studien zum Technologiepotenzial werden die zukünftig möglichen Kosten am Ende der Lernkurve sehr unterschiedlich eingeschätzt. Aktuelle und kurz vor der Veröffentlichung stehende Studien ermitteln erreichbare Power-to-Liquid-Importkosten von **110 bis 120 €/MWh** (bei CO₂-Abscheidung aus der Luft).

Die in diesen Studien ermittelten Werte bilden jeweils das **untere Ende einer Spanne** ab, der eine aktuell optimistisch eingeschätzte Technologieentwicklung an Standorten mit sehr niedrigen Erzeugungskosten erneuerbarer Energien zu hohen Volllaststunden mit niedriger Kapitalkostenerwartung zugrunde liegt. Angesichts der hohen Importnachfrage im 95 %-Klimapfad und der erforderlichen Anzahl an benötigten Anlagen zur Kraftstoffherstellung werden aus Sicht der Autoren Standorte mit diesen idealen Produktionsbedingungen begrenzt sein.

Die daher hier getroffene Annahme von rund 150 €/MWh für durchschnittliche Importkosten in 2050 liegt etwa im Mittel der Kostenspannen anderer Studien. Bereits diesen Kosten liegen eine aktuell optimistische Technologielernkurve und mit 7 Prozent WACC zumindest niedrigere Kapitalkosten zugrunde, als aktuell in den in Frage kommenden Zielländern (vor allem in Nordafrika) für Vergleichsprojekte in Öl und Gas angesetzt werden.¹

¹ Abweichend von Maßnahmen mit Investitionen im Inland wurden in der Kostenanalyse keine 2 Prozent Kapitalkosten hinterlegt, da in der volkswirtschaftlichen Bewertung alle Importe, so auch die Kraftstoffimporte, mit Grenzübergangspreisen bewertet werden. Beispielsweise liegen den angenommenen Öl-, Gas- und Steinkohlepreisen (Quelle: IEA) deutlich höhere Kapitalkosten als 7 Prozent zugrunde.

Die Vermeidungskosten betreffen den gesamten Fahrzeugbestand und stellen somit Durchschnittswerte dar. So kann z. B. der Kostenvergleich zwischen dem Antriebswechsel auf batterieelektrische Pkw und dem Kraftstoffwechsel mittels synthetischer Kraftstoffe je nach **individueller Nutzung** (Jahresfahrleistung) und **Größe der Batterien** unterschiedlich ausfallen. Eine weitere Sensitivität betrifft die **Importkosten synthetischer Kraftstoffe**, die im Fall des Aufbaus der Power-to-Liquid-Anlagen an besseren Standorten, mit niedrigeren Kapitalkosten und größerer Technologielernkurve, als in dieser Studie angenommen wird, niedriger ausfallen könnten (siehe den folgenden Exkurs).

Abbildung 53 stellt die **Sensitivität** der Kostenposition der Technologieoptionen „Batterieelektrische Pkw“ gegenüber „Power-to-Liquid plus Verbrennungsmotor“ hinsichtlich der Parameter Batteriegröße, Jahresfahrleistung und Power-to-Liquid-Importkosten im Zieljahr 2050 im 95 %-Klimapfad dar. Es wird deutlich, dass insbesondere bei niedrigen Jahresfahrleistungen effiziente Verbrennungsmotoren niedrigere volkswirtschaftliche Kosten aufweisen als batterieelektrische Pkw mit größeren Batterien.

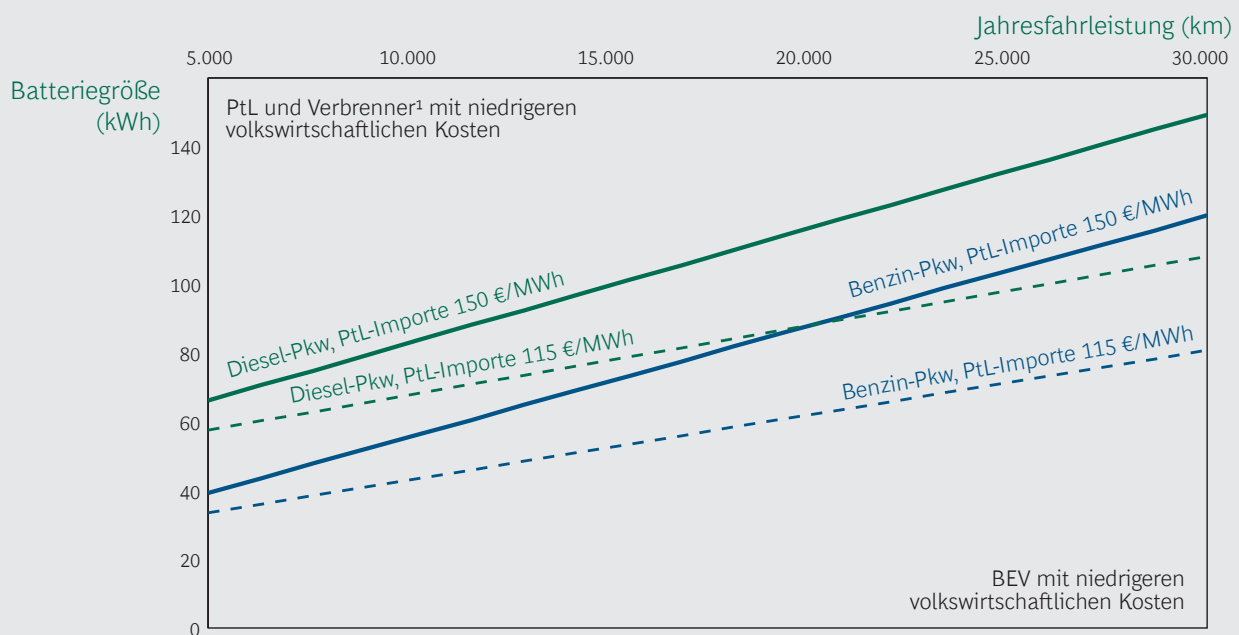
Beispielsweise haben unter den gegebenen Prämissen elektrische Pkw mit Batteriegrößen von unter 60 kWh ab einer Jahresfahrleistung von ca. 11.000 km niedrigere volkswirtschaftliche Kosten als Pkw mit effizienten Ottomotoren (z. B. ausgeführt als „Mild Hybrids“ oder Vollhybride). Eine Reduktion der Importkosten synthetischer Kraft-

stoffe auf 115 €/MWh würde bei der gleichen Jahresfahrleistung von 11.000 km dazu führen, dass elektrische Pkw mit Batteriegrößen von unter 45 kWh niedrigere volkswirtschaftliche Kosten aufweisen als Pkw mit Ottomotor. Sollten sich die Batteriekosten dynamischer entwickeln als aktuell unterstellt, würde sich dieser Effekt entsprechend wieder umkehren.

Diese Analyse macht deutlich, dass eine kosteneffiziente Zielerreichung des **95 %-Klimapfads** unter Berücksichtigung individueller Fahrprofile und Präferenzen die **Verfolgung** sowohl der Technologieoption „**Synthetische Kraftstoffe plus Verbrennungsmotor**“ als auch der Option „**Elektromobilität**“ erfordern kann. Diese Aussage hat insbesondere im Straßengüterverkehr Bestand, wo die Elektromobilität (in Form der Oberleitung) einer Kombination mit synthetischen Kraftstoffen und/oder alternativen Antriebstechnologien bedarf.

95 %-KLIMAPFAD: POWER-TO-LIQUID-IMPORTE IN EFFIZIENTEN VERBRENNERN SIND GUTE ERGÄNZUNG ZU BATTERIEFAHRZEUGEN

ABBILDUNG 53 | Sensitivität: Volkswirtschaftliche Kostenvorteile von Power-to-Liquid vs. BEV



¹ Fahrzeugkosten Benziner: 24.765 €, Fahrzeugkosten Diesel: 26.884 €; Kosten enthalten Mehrkosten für Effizienzverbesserungen

² Enthalten sind Mehrkosten für das BEV-Fahrzeug sowie anteilig für den Ausbau der Verteilnetze sowie den Aufbau der privaten und öffentlichen Ladeinfrastruktur

Weitere Annahmen: 10 Jahre Annuitätsdauer für alle Fahrzeuge, spezifische Realverbräuche der Neuzulassungen im Jahr 2050: Benzin 3,9 l/100 km, Diesel 3,6 l/100 km, BEV 15,0 kWh/100 km

Quelle: Prognos; BCG

500 BIS 770 MRD. EURO MEHRINVESTITIONEN FÜR FAHRZEUGE UND NEUE VERKEHRSINFRASTRUKTUR

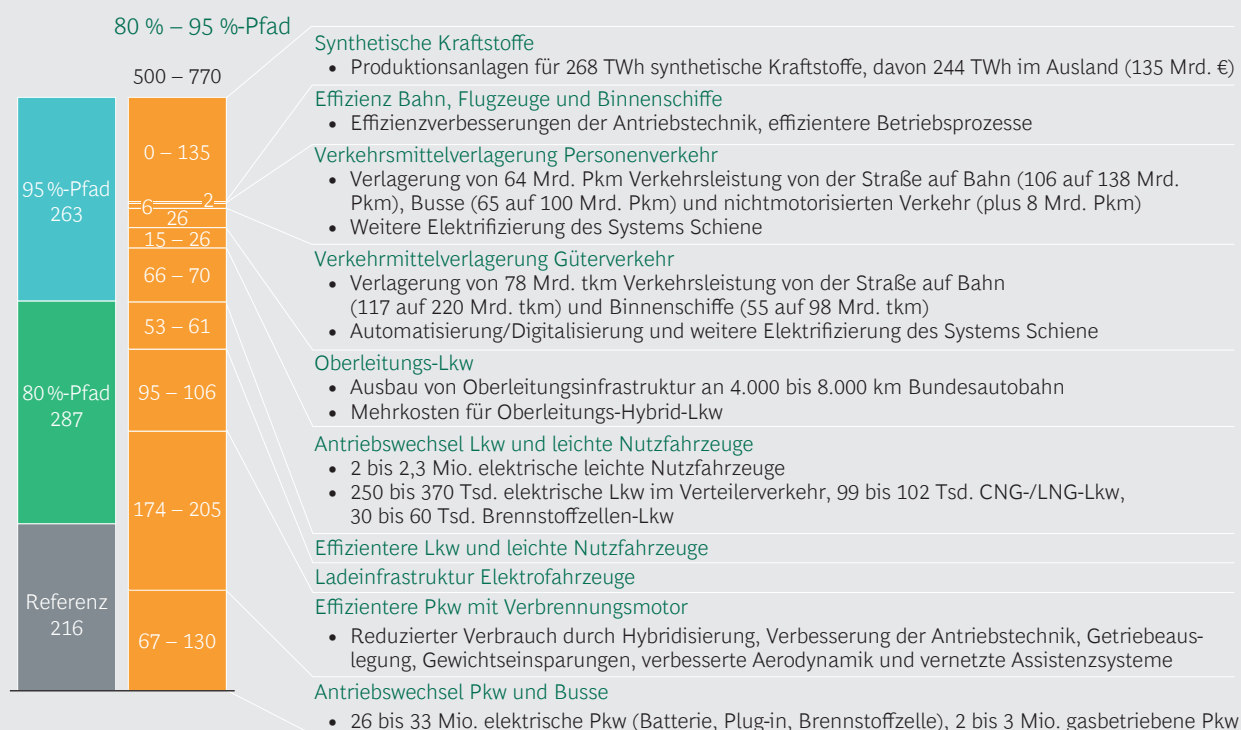
Zur Umsetzung der Klimapfade wären im Verkehrssektor Mehrinvestitionen von 500 Mrd. Euro im 80 %-Klimapfad und 770 Mrd. Euro im 95 %-Klimapfad erforderlich – jeweils kumuliert für den Zeitraum von 2015 bis 2050. Diese Kosten beinhalten die

500 BIS 770 MRD. EURO MEHRINVESTITIONEN FÜR KLIMAPFADE IM VERKEHR

ABBILDUNG 54 | Mehrinvestitionen im Sektor Verkehr bis 2050

(Mrd. € real 2015)

Kumulierte Mehrinvestitionen, nicht diskontiert, nicht annualisiert



Anmerkung: Mehrinvestitionen in Forschung und Entwicklung nur indirekt berücksichtigt, ohne Restrukturierungskosten. Enthalten sind Mehrinvestitionen aus 80 %-Pfad und 95 %-Pfad. Kosten sind nicht diskontiert oder annualisiert. Keine Verrechnung der Mehrinvestitionen mit Energiekosteneinsparungen
Quelle: BCG

Mehrinvestitionen des Referenzszenarios, insbesondere für den Antriebswechsel auf 9 Mio. batterieelektrische und 5 Mio. Plug-in-Hybrid-Pkw, den Ausbau der Ladeinfrastruktur sowie Effizienzfortschritte in allen Fahrzeugkategorien.

Als Mehrinvestitionen werden in den Klimapfaden einerseits **Investitionen in Infrastruktur** wie Oberleitungen, Ladeinfrastruktur oder Schieneninfrastruktur gezählt. Die weitaus größeren Beträge machen auf der anderen Seite die **Mehrkosten für die Anschaffung der Fahrzeuge** für Automobilkäufer aus.³⁹

Im **80 %-Klimapfad** entfallen 66 Prozent der Mehrinvestitionen von 503 Mrd. Euro auf Effizienzsteigerungen, den Antriebswechsel in Pkw sowie die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Zusammen mit den Investitionen in Lkw-Oberleitungen und den Antriebswechsel in Lkw und leichten Nutzfahrzeugen entfallen rund 90 % der Investitionen auf den Straßenverkehr.

³⁹ Investitionen der Automobilproduzenten in Produktionsanlagen und F&E-Ausgaben werden in diesem Zusammenhang nicht betrachtet. Es wird angenommen, dass diese Investitionen über den Fahrzeugpreis an die Automobilkäufer abgegolten werden.

Abbildung 55 stellt den Investitionshochlauf für die Errichtung von Erzeugungsanlagen synthetischer Kraft- und Brennstoffe für die von allen Sektoren nachgefragte Importmenge von 340 TWh sowie für die inländische Erzeugung von 43 TWh im Jahr 2050 dar. Abgebildet ist der Zeitpunkt der Investitionsmittelfreigabe bei einem angenommenen Vorlauf zwischen Investitionsentscheidung und Produktionsbeginn von drei Jahren. Insgesamt besteht bis 2050 ein Investitionsbedarf von 178 Mrd. Euro für

ausländische Power-to-X-Anlagen und 11 Mrd. Euro in inländische Anlagen, davon 3 Mrd. Euro für die inländische (verbrauchsnahe) Wasserstoffherzeugung.

Um die **Lernkurve** von Power-to-X-Technologien rechtzeitig zu durchschreiten und Produktionsanlagen im Ausland für die notwendigen Importmengen aufzubauen, wären frühzeitige Investitionen in diese Technologien notwendig. Im modellierten 95 %-Pfad müssten bereits 2020 Investitionsmittel in Höhe von ca. 200 Mio. Euro für die ersten Projekte im Ausland bewilligt werden.

KUMULIERTE MEHRKOSTEN VON INSGESAMT 240 MRD. BIS 410 MRD. EURO BIS 2050

Abbildung 56 stellt die direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten aller Maßnahmen in den 80 %- und 95 %-Klimapfaden gegenüber der Referenz dar. Für diese Rechnung wurden die annualisierten Mehrinvestitionen für die Umsetzung aller oben beschriebenen Maßnahmen im Verkehrssektor den durch sie erzielten Energieträgereinsparungen gegenübergestellt.⁴⁰

In der Summe ergeben sich durch diese Maßnahmen bis 2050 kumulierte und nicht diskontierte Mehrkosten von insgesamt ca. 240 Mrd. Euro im 80 %-Klimapfad und ca. 410 Mrd. Euro im 95 %-Klimapfad. In diesen Mehrkosten enthalten sind die Kosten der Referenz von kumuliert ca. 110 Mrd. Euro für Elektromobilität in Pkw und leichten Nutzfahrzeugen sowie effizientere Antriebe bei Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor.

Die wesentlichen Faktoren für die Mehrkosten im **80 %-Klimapfad** sind der Ersatz des Pkw- und Lkw-Bestands durch kostenintensive alternative Antriebe sowie durch effizientere Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor. Zusätzlich entstehen Mehrkosten durch den Aufbau der Oberleitungen auf 4.000 km Autobahnen und für die Ladeinfrastruktur der Elektrofahrzeuge. Über alle Maßnahmen hinweg gesehen bleiben die erzielten Energieträgerkosteneinsparungen (Benzin, Diesel) langfristig niedriger als die Kapitalkosten und die Mehrkosten für neu verwendete Energieträger (Strom, Wasserstoff, Gas). Im Jahr 2050 ergeben sich somit knapp 9 Mrd. Euro direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten gegenüber 2015.

Im **95 %-Klimapfad** führen die weitere Marktdurchdringung alternativer Antriebe sowie der Einsatz synthetischer Kraftstoffe zu zusätzlichen Kosten. Im Jahr 2050 betragen die Mehrkosten gegenüber 2015 23 Mrd. Euro, bis 2050 ergeben sich kumulierte Mehrkosten von rund 410 Mrd. Euro. Die Mehrkosten der THG-Emissionsreduktion des internationalen Luft- und Seeverkehrs sind in Abbildung 56 nicht erfasst und würden die Mehrkosten im Jahr 2050 noch einmal um ca. 10 Mrd. Euro erhöhen.

Mehrkosten von
240 bis 410 Mrd. Euro
zur Erreichung der
Klimapfade im
Verkehr

⁴⁰ Betriebskosten bei Straßenfahrzeugen sind in der Rechnung unberücksichtigt.

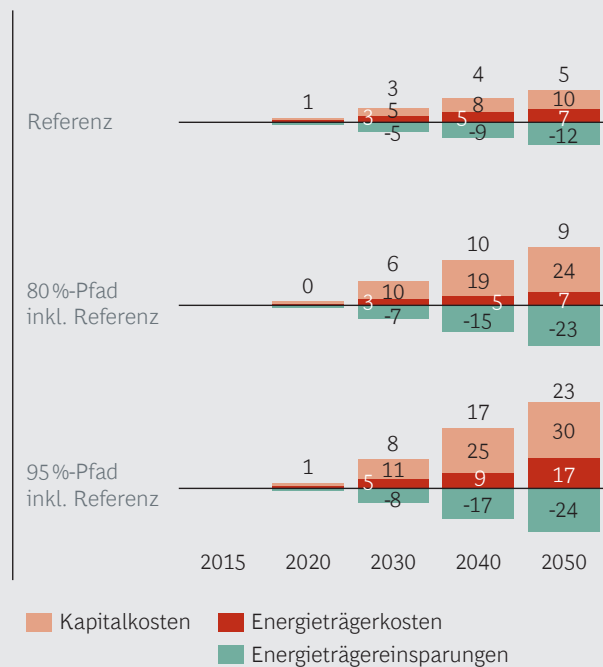
VOLKSWIRTSCHAFTLICHE MEHRKOSTEN VON 9 BIS 23 MRD. EURO IM JAHR 2050 GEGENÜBER 2015

ABBILDUNG 56 | Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten im Sektor Verkehr

Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten, nicht diskontiert, Investitionen annualisiert

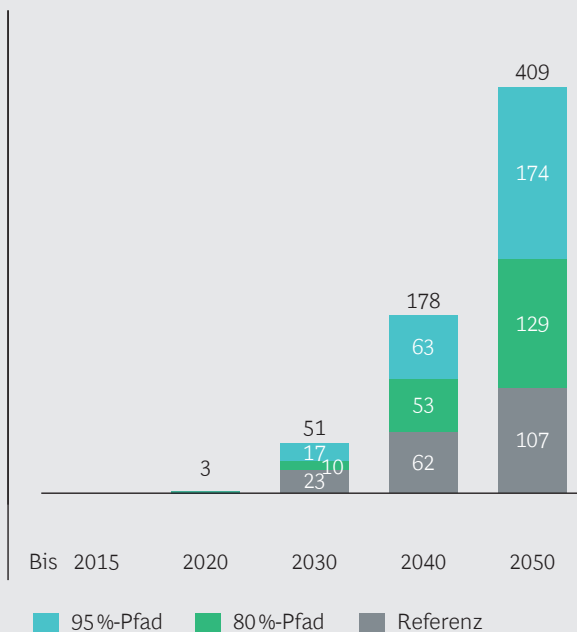
Verkehr: Jährliche Mehrkosten der Klimapfade

(Mrd. € real 2015)



Verkehr: Kumulierte Mehrkosten der Klimapfade

(Mrd. € real 2015)



Anmerkung: Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten nach Energieträgereinsparungen. Mehrinvestitionen sind mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 % annualisiert. Energieträgereinsparungen und -kosten ohne Steuern, Förderungen oder Zölle; Strom wurde mit Stromsystemkosten und Importe wurden mit den Grenzübergangspreisen des Szenarios „Nationale Alleingänge“ bewertet. Nicht enthalten sind: eingesparte CO₂-Kosten aus dem EU-ETS, eingesparte Anpassungskosten des Klimawandels, Mehrkosten aus Verpflichtungen der Vergangenheit (v. a. für in 2015 bereits bestehende EEG-Anlagen), Investitionen in Forschung und Entwicklung (nur indirekt), Restrukturisierungskosten
 Quelle: BCG

7 SEKTORBETRACHTUNG: HAUSHALTE UND GHD

WICHTIGSTE MAßNAHMEN AUF EINEN BLICK

Erhöhung Sanierungsaktivität: Erhöhung der Sanierungsrate in Wohn-, Wirtschafts- und öffentlichen Gebäuden von derzeit 1,1 Prozent auf 1,7 bis 1,9 Prozent im Mittel der Jahre 2015 bis 2050 bei gleichzeitiger Erhöhung der Sanierungseffizienz.

Ausbau Wärmepumpen und Fernwärme: Substitution von Öl- und Gaskesseln in der Raumwärme- und Warmwasserversorgung durch 14 bis 16 Mio. Wärmepumpen (47 bis 55 Prozent EEV-Anteil) und Fernwärme (21 bis 26 Prozent EEV-Anteil).

Effizientere Neubauten: Linearer Rückgang des Wärmeenergieverbrauchs von Neubauten, differenziert nach Gebäudetyp (Beispiel Wohngebäude: von aktuell KfW 70-Niveau auf KfW 40- bzw. annähernd Passivhausniveau).

Effizienz Geräte und Prozesse: Stärkere Durchdringung von Bestgeräten und -technologien bei Weißer Ware, IKT, Beleuchtung, Klima-, Kälte- und Prozesswärmetechnik in Haushalten wie auch GHD-Betrieben.

Synthetische Brennstoffe: Vollständiger Ersatz fossiler Brennstoffe in verbliebener Öl- und Gasbeheizung durch Power-to-Gas und Power-to-Liquid Brennstoffe im 95 %-Klimapfad (1,5 Prozent Wärmemarktanteil).

7.1 KLIMAPFADE

In der nachfolgenden Tabelle sind die dem Kapitel zugrunde liegenden Kernannahmen zusammengefasst:

TABELLE 7 | Zentrale Annahmen Haushalte und GHD

ÜBERGEORDNETE ANNAHMEN DER SEKTORBETRACHTUNG HAUSHALTE UND GHD	
Klimawandel im Modell	Analog zu anderen wissenschaftlichen Sektorbetrachtungen (z. B. Energiereferenzprognose und Effizienzstrategie für Gebäude des BMWi) wird zur Berechnung des zukünftigen Energiebedarfs in Gebäuden der Einfluss der Klimaerwärmung berücksichtigt. Durch die Klimaerwärmung sind mittlere Heizgradtage im langjährig gleitenden Mittel bereits seit Jahrzehnten leicht rückläufig. Dieser Trend wurde bis 2050 abgeschwächt fortgeschrieben. Dabei wurde eine globale Klimaerwärmung bis auf etwa 1,5 °C bis 2100 unterstellt, die in Deutschland zu einem langfristigen Anstieg des Jahresmittelwerts der Außentemperatur gegenüber 1960 bis 1990 um 1,35 °C führt. Dies hat im Modell bis 2050 eine Reduzierung der Heizgradtage um 13 Prozent und eine Erhöhung der Kühlgradtage um 57 Prozent zur Folge. Beide Effekte werden bei der Berechnung des Raumwärme- und Raumkältebedarfs berücksichtigt.
Sanierungstätigkeit: Definition wesentlicher Kenngrößen und Eingangsparmeter	Vollsanierung: Bei einer Vollsanierung werden alle energetisch relevanten Bauteile der Gebäudehülle behandelt. Hierbei handelt es sich um 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. Im genutzten Modell 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. Sanierungseffizienz: Die Sanierungseffizienz gibt an, wie weit der Heizwärmeleistungsbedarf eines Wohngebäudes durch eine Sanierung reduziert wird. Sie variiert ebenfalls je nach Gebäudealter und Gebäudetyp.
KfW-Niveaus	Die KfW-Effizienzhausniveaus beziehen sich in dieser Studie ausschließlich auf den Raumwärme- und Warmwasserverbrauch von Gebäuden (und nicht auf den gesamten Primärenergieverbrauch) und dienen als Maß für die Sanierungseffizienz. Abbildung 61 in diesem Sektorkapitel stellt die Endenergieverbräuche für Heizung und Warmwasser dar, die den KfW-Effizienzhausniveaus sanierter Ein- und Mehrfamilienhäuser entsprechen.
Reinvestitionszyklen	In der volkswirtschaftlichen Kostenbetrachtung werden Reinvestitionen nach Ende der angenommenen technischen Lebensdauer berücksichtigt, z. B. von Wärmepumpen (20 Jahre), energieeffizienter Beleuchtung (8 Jahre), Haushaltsgeräten (12 Jahre) oder IKT-Geräten (5 Jahre).

7.1.1 HINTERGRUND UND ZUSAMMENFASSUNG

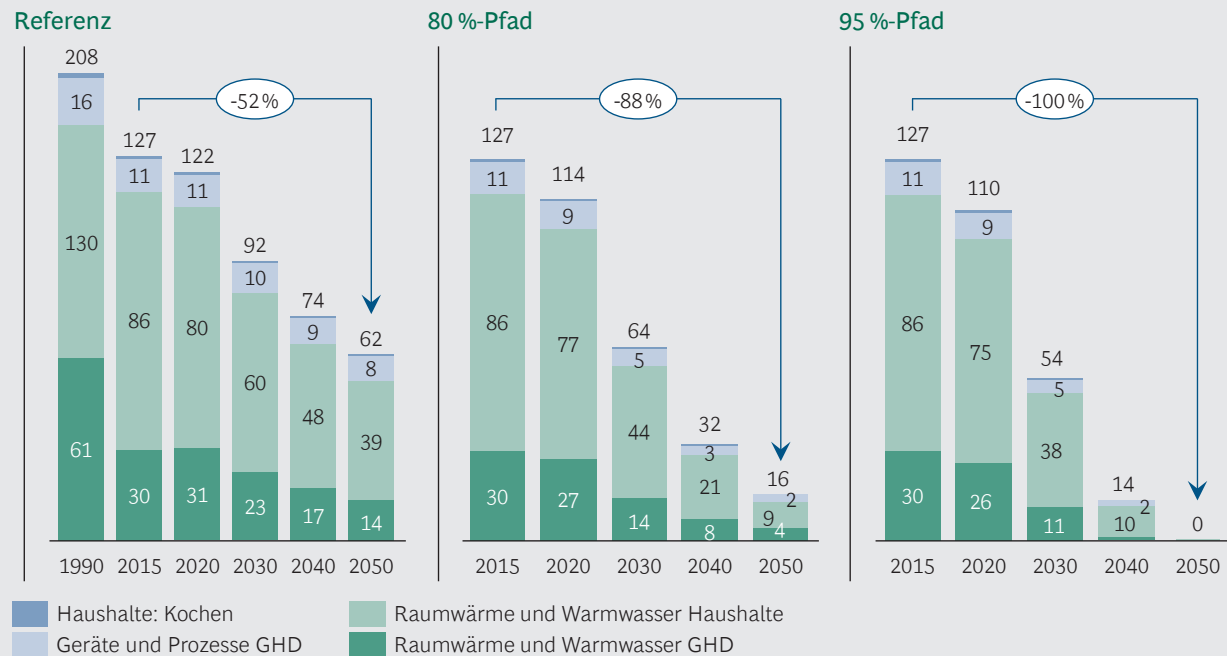
Im Sektor Privathaushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)¹ beliefen sich die direkten **THG-Emissionen**² im Jahr 2015 auf 127 Mt CO₂ä. Das entspricht einem Anteil von 14 Prozent an den gesamten THG-Emissionen in Deutschland in diesem Jahr. Die THG- und Energiebilanz des Sektors umfasst die Emissionen und den Energieverbrauch, die zum einen aus der Erzeugung und Verteilung von Raumwärme und Warmwasser und zum anderen durch Geräte und Prozesse in diesen Sektoren entstehen (Abbildung 57).

Die Verbrennung von fossilem Öl und Gas für **Raumwärme- und Warmwassererzeugung** war 2015 für 92 Prozent (116 Mt CO₂ä) der THG-Emissionen des Sektors verantwortlich. Davon entfiel der Großteil (86 Mt CO₂ä)³ auf Gas- und Ölkessel der privaten Haushalte.

RAUMWÄRME UND WARMWASSER FÜR GROSSTEIL DER EMISSIONEN VERANTWORTLICH

ABBILDUNG 57 | THG-Entwicklung in Haushalten und GHD je Klimapfad

(Mt CO₂ä Quellenemissionen)



Quelle: Prognos; BCG

¹ Der Sektor Haushalte und GHD umfasst alle Gebäude und sonstige relevante Aktivitäten aus privaten Haushalten (PHH), aus Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und öffentlichen Gebäuden (unter anderem Verwaltung und Schulen). Industriegebäude werden im Sektor Industrie bilanziert. Zusätzlich fließt im Sektor Haushalte und GHD der Sonderverkehr in Land- und Forstwirtschaft, im Baugewerbe und an Flughäfen mit ein. Grund hierfür ist, dass es sich bei diesem Verkehr um gewerblichen Verkehr handelt, der nicht auf öffentlichen Straßen fährt und daher dem Gewerbe zugerechnet wird.

² Im gesamten Kapitel wird nach dem THG-Inventar des Umweltbundesamts (2017) bilanziert.

³ Der große Beitrag ist durch den hohen Anteil der Haushalte an der gesamten Gebäudenutzfläche (65 % von 5.856 Mio. m²) sowie auch durch den höheren spezifischen Wärmeverbrauch begründet. Haushalte verbrauchen spezifisch mehr Warmwasser, außerdem liegt der Anteil der genutzten, aber nicht beheizten Gewerbefläche (z. B. Lagergebäude) im Sektor GHD mit rund 25 Prozent deutlich höher als derjenige in Wohngebäuden.

Größter Teil des Energieverbrauchs entfällt auf die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser

Der Anteil an **Geräten und Prozessen** an den Gesamtemissionen des Sektors war mit 11 Mt CO₂ fast ausschließlich auf Aktivitäten im GHD-Sektor zurückzuführen. Bedingt wurden die Emissionen hauptsächlich durch Verbrennungsmotoren im Sonderverkehr⁴ (rund 70 %), die Nutzung fossiler Brennstoffe bei der Erzeugung von Prozesswärme⁵ und in geringem Ausmaß von Prozesskälte.⁶ Unter den Geräten in privaten Haushalten erzeugten lediglich Gasherde direkte THG-Emissionen, und zwar von unter 1 Mt CO₂.

Der **Endenergieverbrauch** des Sektors Haushalte und GHD betrug 2015 insgesamt 1.036 TWh. Auf die Raumwärme- und Warmwassererzeugung entfiel dabei mit 745 TWh der größte Teil (72 %). Geräte und Prozesse verbrauchten die verbleibenden 291 TWh. Davon wurden 99 TWh (34 %) in privaten Haushalten verbraucht, größtenteils für elektrische Geräte wie „weiße Ware“, IKT-Geräte⁷, Beleuchtung, Klimaanlage, Belüftung und Pumpen für die Heizverteilung. 192 TWh (66 %) des Endenergieverbrauchs wurden von Geräten und Prozessen im GHD-Sektor aufgewendet, wovon 160 TWh auf Geräte und Prozesse in Gebäuden und 32 TWh auf den Benzin- und Dieselverbrauch des Sonderverkehrs zurückzuführen waren. 72 Prozent (139 TWh) des Endenergieverbrauchs von GHD-Geräten und Prozessen waren strombasiert. Ohne Einbeziehung des Sonderverkehrs lag der Stromanteil sogar bei 87 Prozent.

SEIT 1990: RÜCKGANG DER EMISSIONEN DURCH GEBÄUDESANIERUNG UND NACHWENDEEFFEKTE

Insgesamt gingen die **THG-Emissionen** im Sektor Haushalte und GHD von 208 Mt CO₂ im Jahr 1990 bis 2015 um 81 Mt CO₂ zurück. Das ist ein Minus von 39 % und der stärkste relative Rückgang von allen Sektoren.

Wesentlicher Treiber für diese Entwicklung war der **Wärmemarkt**, in dem insbesondere durch Nachwendeeffekte die THG-Emissionen um 75 Mt CO₂ reduziert werden konnten. Diese Nachwendeeffekte sind auf die Substitution von Kohleöfen sowie alten Heizöl- und Gaskesseln durch Fernwärme, moderne Gas- und Ölkessel und erneuerbare Energien, energetische Gebäudesanierungen sowie effizientere Neubauten zurückzuführen. In privaten Haushalten konnten durch diese Maßnahmen im Wärmemarkt 34 Prozent THG-Einsparungen (44 Mt CO₂) erzielt werden⁸, im Bereich GHD beliefen sich die THG-Reduktionen auf 50 Prozent (31 Mt CO₂).

Die verbleibenden 6 Mt CO₂ wurden bei **Geräten und Prozessen** eingespart. Ursachen hierfür waren vor allem der Ersatz fossiler Energieträger beim Kochen in privaten Haushalten und Effizienzsteigerungen im Sonderverkehr, insbesondere in der Landwirtschaft.

⁴ Im Sonderverkehr werden in der Energie- und THG-Bilanz alle Fahrzeuge bilanziert, die nicht im Sektor Verkehr enthalten sind. Diese sind landwirtschaftliche Maschinen, Baustellenfahrzeuge und Fahrzeuge auf Flughäfen.

⁵ Unter anderem Kochen, Backen und gewerbliche Trocknungsprozesse.

⁶ Gasgefeuerte Absorptionskältemaschinen.

⁷ IKT-Geräte, beispielsweise Fernseher, Computer, Drucker, Kommunikationsgeräte.

⁸ Bei um 4 Prozent größerer Bevölkerung (81 Mio. in 2015 gegenüber 78 Mio. Einwohner in 1990) um 29 Prozent mehr beheizter Wohnfläche pro Einwohner (45 m² in 2015 gegenüber 35 m² in 1990).

REFERENZPFAD: 71 PROZENT THG-EINSPARUNGEN BEI UNVERÄNDERTEN RAHMENBEDINGUNGEN

Der **Referenzpfad** unterstellt für Neubauten die Beibehaltung des aktuellen Energieeinsparrechts (unter anderem EnEV 2016; entspricht in etwa dem bis 31.12.2015 gültigen KfW-70-Hausniveau⁹). Die energetische Sanierungsrate verbleibt ungefähr auf dem heutigen Niveau von 1,1 Prozent pro Jahr. Die Sanierungseffizienzen von gegenwärtig durchschnittlich rund 35 Prozent (aktuell auf etwa KfW-100-Niveau der sanierten Gebäude¹⁰) bleiben ebenfalls nahezu konstant. Zusätzlich wird von einer weiteren, gebremsten Klimaerwärmung ausgegangen¹¹, die zur Folge hat, dass der Raumwärmebedarf bis zum Jahr 2050 um 13 Prozent gegenüber dem langjährigen Mittel vor 2015 sinkt und die Anzahl der Kühlungsgradtage um 57 Prozent steigt.

Es wird eine fortlaufende **Substitution von Öl- und ab 2030 auch von Gaskesseln** angenommen, die 2015 zusammen einen Anteil am Endenergieverbrauch für die Raumwärme- und Warmwasserzeugung von 71 Prozent aufwiesen. Bis 2050 sinkt dieser Anteil auf 43 Prozent zugunsten von 4 Mio. Wärmepumpen (20 %), Fernwärme (14 %), Solarthermie (5 %) und Biomasse (14 %).

Anteil Öl- und Gaskessel geht bereits in der Referenz deutlich zurück

Auf Basis dieser Prämissen reduzieren sich die **THG-Emissionen** des Sektors Haushalte und GHD von 127 Mt CO₂e in 2015 auf 62 Mt CO₂e in 2050.

Bei **Geräten und Prozessen** wird ein Einsparpotenzial von 3 Mt CO₂e erwartet. Diese Einsparungen ergeben sich durch die langsame Elektrifizierung des Sonderverkehrs, den Einsatz effizienterer Motoren und der Biokraftstoffbeimischung im Sonderverkehr sowie die Nutzung effizienterer Prozesswärme- und -kältetechnologien.

Insgesamt werden so **THG-Einsparungen** von 71 Prozent (146 Mt CO₂e) gegenüber 1990 erzielt.

80 %-KLIMAPFAD: 92 PROZENT THG-EINSPARUNGEN DURCH BESCHLEUNIGTE WÄRMEWENDE

In einem nationalen 80 %-Klimapfad werden **Emissionen** im Gebäudesektor von 127 Mt CO₂e in 2015 auf 16 Mt CO₂e in 2050 reduziert.

⁹ Das KfW-70-Neubauniveau entspricht einem Raumwärmeverbrauch von 45 kWh/m²a, das KfW-55-Haus 35 kWh/m²a und das KfW-40-Haus 25 kWh/m²a. Das Passivhausniveau ist nicht als Standard definiert, wird jedoch häufig mit einem Heizenergiebedarf von unter 15 kWh/m²a beschrieben. Zusätzlich entfällt im Modell ein Warmwasserverbrauch von 15 kWh/m²a in Einfamilienhäusern und 20 kWh/m²a in Mehrfamilienhäusern. In GHD-Gebäuden wird ein durchschnittlicher Warmwasserverbrauch von 11 kWh/m²a beheizte Fläche angenommen.

¹⁰ Im Modell ergibt sich dadurch in sanierten Ein- bis Zweifamilienhäusern ein aktueller durchschnittlicher Raumwärme- und Warmwasserverbrauch von rund 90 kWh/m²a, in Mehrfamilienhäusern von 75 kWh/m²a.

¹¹ Analog zu anderen wissenschaftlichen Sektorbetrachtungen (z. B. Energiereferenzprognose und Effizienzstrategie für Gebäude des BMWi) wird zur Berechnung des zukünftigen Energiebedarfs in Gebäuden der Einfluss der Klimaerwärmung berücksichtigt. Durch die Klimaerwärmung sind mittlere Heizgradtage im langjährig gleitenden Mittel bereits seit Jahrzehnten leicht rückläufig. Dieser Trend wurde bis 2050 abgeschwächt fortgeschrieben. Dabei wurde eine globale Klimaerwärmung bis auf etwa 1,5 °C bis 2100 unterstellt, die in Deutschland einen langfristigen Anstieg des Jahresmittelwerts der Außentemperatur gegenüber dem Zeitraum von 1960 bis 1990 um 1,35 °C zur Folge hat. Dies führt im Modell bis 2050 zu einer Reduzierung der Heizgradtage um 13 Prozent und einer Zunahme der Kühlgradtage um 57 Prozent.

Im Vergleich zum Referenzpfad erhöht sich die **Sanierungseffizienz** ab dem Jahr 2021. So erreicht das durchschnittliche sanierte Wohngebäude bis 2050 annähernd KfW-70-Effizienzhausniveau.¹²

Zugleich steigt die mittlere **Sanierungsrate** im Zeitraum von 2015 bis 2050 auf durchschnittlich 1,7 Prozent jährlich gegenüber 1,1 Prozent im Referenzpfad.¹³ Dies bedeutet eine signifikante Steigerung der notwendigen Sanierungen gegenüber der Referenz.

80 %-Klimapfad:
Beschleunigung von
Sanierung und
Energieträgerwechsel

In neuen **Wohngebäuden** wird im Modell ausgehend vom KfW-70-Effizienzhausniveau des Jahres 2016 ein linearer Rückgang des Raumwärmeverbrauchs ab 2020 angenommen: Bis 2030 liegt im 80 %-Klimapfad der mittlere Neubau zwischen den KfW-40- und KfW-55-Effizienzhausniveaus, bis 2050 wird das KfW-40-Effizienzhausniveau erreicht. Ambitioniertere Neubausniveaus sind im 80 %-Klimapfad nicht erforderlich.

Darüber hinaus beinhaltet der betrachtete Klimapfad vor allem einen deutlich schnelleren Rückgang des Anteils von **Öl- und Gaskesseln** in der Beheizungsstruktur und eine damit verbundene breitere Durchdringung mit ca. 14 Mio. **Wärmepumpen** (49 % Anteil am Endenergieverbrauch) sowie eine Zunahme des Anteils der **Fernwärme** auf 21 Prozent und der **Solarthermie** auf 9 Prozent, während der Anteil von **Biomasse** zugunsten vermehrter Nutzung im Industriesektor auf 3 Prozent sinkt. Durch die weitere Elektrifizierung von Motoren im Sonderverkehr und der Prozesswärme und -kälte sowie Effizienzgewinne von Motoren, Prozesswärme- und kälteprozessen werden zusätzlich 6 Mt CO₂-e Reduktionen gegenüber dem Referenzpfad erzielt.

Insgesamt nehmen mit diesen Maßnahmen die **THG-Emissionen** im Jahr 2050 um 92 Prozent (192 Mt CO₂-e) gegenüber 1990 ab.

95 %-KLIMAPFAD: VOLLSTÄNDIGER ERSATZ FOSSILER BRENNSTOFFE

Im 95 %-Klimapfad müssen die **Emissionen** im Sektor Haushalte und GHD von 127 Mt CO₂-e in 2015 bis zum Jahr 2050 vollständig vermieden werden. Das bedeutet eine komplette Verdrängung fossiler Brennstoffe aus dem (Raum-)Wärmemarkt. Zusätzlich zu den Hebeln des 80 %-Klimapfads erfordert der 95 %-Klimapfad daher weitergehende Maßnahmen.

Wärmepumpen werden im modellierten 95 %-Pfad auch vermehrt in Mehrfamilienhäusern und Nichtwohngebäuden eingesetzt. Das **Fernwärmenetz** wird weiter verdichtet und zudem durch die Erschließung neuer Gebiete geografisch stärker erweitert. Gleichzeitig wird die Wärmeerzeugung der Fernwärme auf 100 Prozent erneuerbare Energien umgebaut. In den verbliebenen Gebieten und Gebäuden, in denen

¹² Dieser Wert wird erreicht durch die Sanierung der Gebäudehülle, den verstärkten Einbau von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung sowie durch Gebäudeautomation. In sanierten Ein- bis Zweifamilienhäusern ergibt sich dadurch im modellierten 80 %-Klimapfad bis 2050 ein durchschnittlicher Raumwärme- und Warmwasserverbrauch von 65 kWh/m²a, in Mehrfamilienhäusern von 55 kWh/m²a.

¹³ Begriffsdefinition:

Vollsanierung: Bei einer Vollsanierung werden alle energetisch relevanten Bauteile der Gebäudehülle behandelt. Hierbei handelt es sich um 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. Im Modell der Prognos AG 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.

Wärmepumpen und Fernwärmenetze technisch und im Hinblick auf die volkswirtschaftlichen CO₂-Vermeidungskosten nicht einsetzbar sind, werden Biomassekessel und synthetische Brennstoffe (Power-to-Liquid, Power-to-Gas) genutzt.

Die **Sanierungseffizienz** steigt linear leicht stärker an als im 80 %-Klimapfad. Dies führt bis 2050 bei den sanierten Wohngebäuden im Mittel zu einem Verbrauch zwischen KfW 55 und KfW 70 Effizienzhausniveau.¹⁴

Die **Sanierungsrate** beträgt zudem zwischen 2015 und 2050 durchschnittlich 1,9 Prozent pro Jahr. Zusammen mit der deutlich erhöhten Sanierungstiefe bedeutet das eine signifikante Steigerung der notwendigen Sanierungen gegenüber dem Referenzszenario. Im Ergebnis wären in 2050 80 Prozent der heute unsanierten Gebäude etwa auf das Effizienzniveau eines heutigen Neubaus saniert.

In **neuen Wohngebäuden** wird im Modell ab dem Jahr 2020 von einem linearen Rückgang des Raumwärmeverbrauchs aus annähernd Passivhausniveau ab Mitte der 2020er Jahre ausgegangen.¹⁵ Dadurch halbiert sich der Raumwärme- und Warmwasserverbrauch von Neubauten gegenüber dem Referenzpfad bis 2050 gegenüber 2015.

Die im 80 %-Klimapfad verbliebenen 2 Mt CO₂-ä direkten THG-Emissionen bei **Geräten und Prozessen** können durch einen Antriebs- und Energieträgerwechsel auf strombasierte Antriebe und Prozesswärmeerzeuger reduziert werden. Der restliche Bedarf an flüssigen und gasförmigen Brennstoffen müsste durch biogene und synthetische Energieträger gedeckt werden.

Insgesamt führen diese Maßnahmen zu einem Rückgang der THG-Emissionen u. a. nähernd 100 Prozent (207 Mt CO₂-ä) gegenüber 1990 und damit nahezu zu Nullemissionen im Jahr 2050.

95 %-Klimapfad:
Verdrängung aller
fossilen Energieträger
nötig

¹⁴ Dieser Wert wird erzielt durch die Sanierung der Gebäudehülle, den verstärkten Einbau von Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung sowie durch Gebäudeautomation. In sanierten 1-2-Familienhäusern ergibt sich dadurch im modellierten 95 %-Klimapfad bis 2050 ein durchschnittlicher Raumwärme- und Warmwasserverbrauch von rund 60 kWh/m²a, in Mehrfamilienhäusern von rund 50 kWh/m²a.

¹⁵ Im modellierten 95 %-Klimapfad erreichen neue Wohngebäude ab 2025 einen Raumwärmeverbrauch von 19 kWh/m²a bezogen auf die beheizte Fläche.

7.1.2 RAUMWÄRME UND WARMWASSER

Im Folgenden werden die im Modell angesetzten **Maßnahmen** zur Erreichung der Klimaziele im Bereich Raumwärme und Warmwasser detailliert dargestellt. Der THG-Reduktionspfad muss hier durch einen Gleichschritt aus Energieeffizienzmaßnahmen¹⁶ und dem Ausbau erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung erreicht werden.

EFFIZIENZINVESTITIONEN UND ERNEUERBARE WÄRMEVERSORGUNG IMMER GEMEINSAM NÖTIG

Der **Warmwasserverbrauch** von gut 100 TWh bildet einen „Sockel“, der sich auch bei ambitioniertesten Klimaschutzzielen nicht wesentlich reduzieren lässt. Auch in der Raumwärme bleibt selbst im Fall einer Durchsanierung des gesamten Gebäudebestands aus ambitionierte Standards immer ein Restbedarf bestehen.

Darüber hinaus unterliegen Teile des Gebäudebestands **Dämmrestriktionen**. Diese Dämmrestriktionen können zum einen auf technische Gegebenheiten zurückgeführt werden, wie unzugängliche Wände, Kellerdecken und Dächer oder ungeeignete Gebäude wie Fachwerkhäuser und Gebäude mit ungünstiger Geometrie. Zum anderen können Denkmalschutz oder ästhetische Gründe wie Stuck oder Ornamente an Außenwänden Ursache für Dämmrestriktionen sein.¹⁷ Bei diesen Gebäuden ist die Erreichung von ähnlichen Sanierungserfolgen wie bei Gebäuden ohne solche Dämmrestriktionen technisch schwer ausführbar oder wirtschaftlich kaum sinnvoll.¹⁸

Eine weitere Restriktion ergibt sich aus dem limitierten direkten Einsatz **erneuerbarer Energieträger** im Gebäudesektor. Die Ausbaupotenziale von Solarthermie sind durch einen Mangel an geeigneten Dachflächen, Dachflächenkonkurrenz mit Photovoltaik, ein Missverhältnis zwischen Dachflächen und zu beheizenden Flächen bei mehrstöckigen Gebäuden und ein ungleiches Zusammenspiel von Wärmeangebot und -nachfrage limitiert. Des Weiteren ist die Verfügbarkeit von nachhaltig erzeugbarer Biomasse für energetische Nutzung in Deutschland begrenzt, da diese in den 80 %- und 95 %-Klimapfaden vor allem zur Reduktion von THG-Emissionen in den Sektoren Industrie und Energie benötigt wird.

Restriktionen resultieren darüber hinaus als beschränkten Einsatzmöglichkeiten von Wärmepumpen und der begrenzten Verfügbarkeit von Fernwärme. Theoretisch lassen sich Wärmepumpen in jedem Gebäude einsetzen, in unsanierten Gebäuden mit hohem spezifischen Wärmeverbrauch und ungeeigneten Verteilsystemen bietet sich der Einsatz jedoch kaum an. Eine Ursache hierfür sind beispielsweise hohe notwendige Betriebstemperaturen in unsanierten Gebäuden bei gleichzeitig nicht ausreichenden Wärmequellen. Die Fernwärme eignet sich hingegen für verdichtete urbane Gebiete, ist jedoch in niedrig besiedelten (Vor-)Städten aufgrund hoher spezifischer Infrastrukturkosten und höherer Leitungsverluste energetisch und wirtschaftlich selten die beste Option.

Gebäudeeffizienz und
Einsatz erneuerbarer
Wärmeversorgung
unterliegen
Restriktionen

¹⁶ Vor allem Gebäudehülle und -automation.

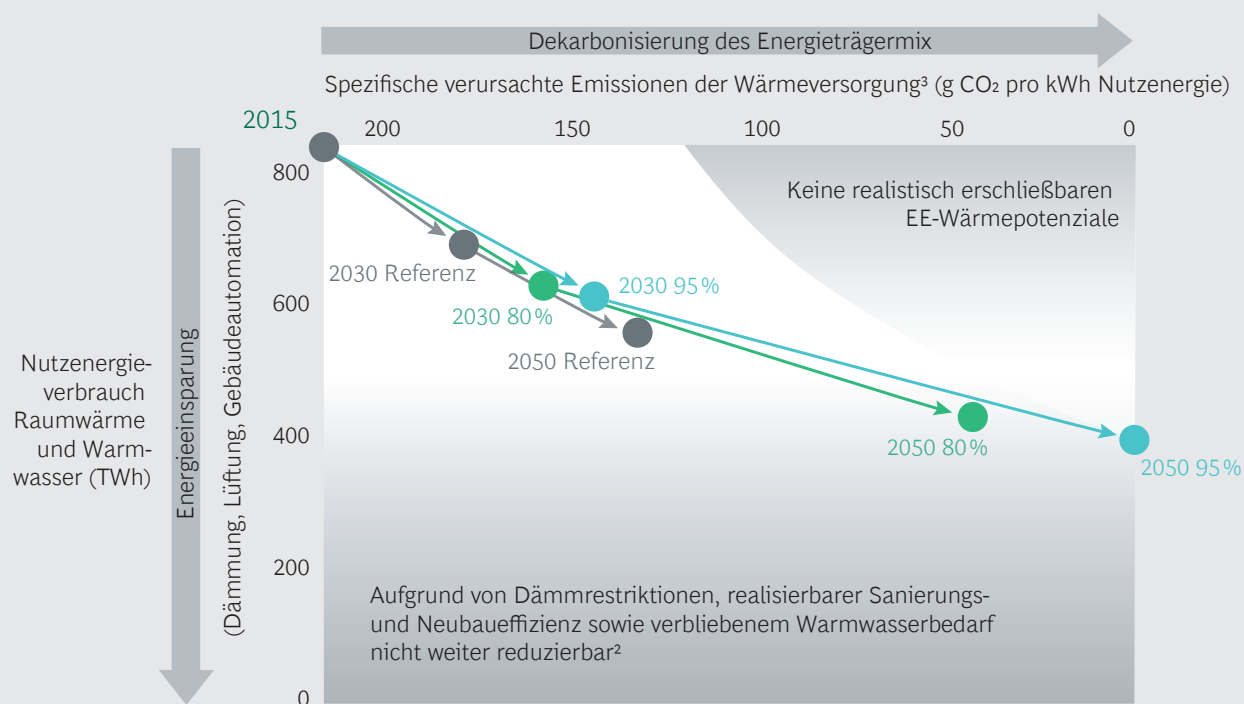
¹⁷ Beuth Hochschule für Technik Berlin, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (2012), Technische Restriktionen bei der energetischen Modernisierung von Bestandsgebäuden.

¹⁸ Es wird angenommen dass diese Dämmrestriktionen rund 10 bis 15 Prozent des Gebäudebestandes umfassen, darunter zahlreiche Gebäude der Baualtersklassen vor 1945. Wird die Hülle eines Dämmrestriktionen unterliegenden Gebäudes gedämmt, so wird bei ähnlichem Aufwand eine niedrigere Sanierungstiefe erreicht.

Einerseits entsteht durch die genannten Restriktionen bei der Dämmung und der technischen Mindestbedarfe zur Deckung der Raumwärme und des Warmwassers ein „Effizienzsockel“ von ca. 400 TWh, der sich auch durch teure Sanierungsmaßnahmen kaum weiter senken ließe.¹⁹ Andererseits beschränkt die **begrenzte Verfügbarkeit** erneuerbarer Wärme das wirtschaftliche Erschließungspotenzial bei hohen spezifischen Verbräuchen der beheizten Flächen.

Ambitionierte THG-Reduktionen lassen sich daher nur durch eine ambitionierte Umsetzung in einem engen Zielkorridor entlang **beider Dimensionen** –Energieeinsparungen und Emissionssenkungen im Energieträgermix – realisieren (Abbildung 58). Die übermäßige Priorisierung oder Beschleunigung eines dieser beiden Hebel bei Vernachlässigung des jeweils anderen wäre nicht zielführend. Vielmehr ist es aufgrund der langen Lebensdauern und Sanierungszyklen von Gebäudehüllen²⁰ und Wärmeversorgungstechnologien²¹ notwendig, beide Maßnahmen frühzeitig voranzutreiben.

„ZIELKORRIDOR“ FÜR ENERGIEEINSPARUNGEN VS. EMISSIONSSENKUNGEN IN DER WÄRME ABBILDUNG 58 | Energieverbrauch, spezifische Emissionen von Raumwärme, Warmwasser



¹ Hohe Emissionen aufgrund schlechterer Nutzungsgrade der Warmwasserversorgung sowie des hohen Anteils rein strombasierter Warmwassererzeuger ² Zum Beispiel aufgrund von Denkmalschutz oder technischen Restriktionen. Annahme oberer Sockel: Gebäude ohne Restriktionen werden auf durchschnittlich 50 kWh/m² isoliert. Anmerkung: Bei der Ermittlung der Sockel wurde der Warmwasserbedarf gegenüber dem Referenzszenario konstant gehalten ³ Die spezifischen Emissionen beinhalten die Emissionsfaktoren der Wärmepumpen und der Fernwärme, die Emissionen im Energie-/Umwandlungssektor verursachen. Aus diesem Grund entfällt eine vollständige Vergleichbarkeit mit den Quellenemissionen im Sektor Haushalte und GHD
Quelle: Beuth/Ifeu (2017); BCG

¹⁹ Beuth Hochschule für Technik Berlin, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (2017), Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich.

²⁰ Die umfassende Modernisierung von Gebäudehüllen erfolgt durchschnittlich alle 40 bis 50 Jahre (Ausnahme: Fenster).

²¹ Die umfassende Modernisierung der Wärmeversorgung erfolgt im Durchschnitt alle 20 bis 30 Jahre.

RAUMWÄRME- UND WARMWASSERVERBRAUCH VERÄNDERT SICH DURCH FLÄCHENENTWICKLUNG UND HEIZBEDARF

Die Entwicklung der **Gebäudefläche** ist ein wesentlicher Treiber des zukünftigen Bedarfs an Raumwärme und Warmwasser. Es wird angenommen, dass Flächen privater Haushalte bis 2050 zunehmen und GHD-Gebäudeflächen sinken. Diese Flächenentwicklung wird zwischen den Szenarien konstant belassen. Sie basiert auf Prognosen zur demografischen und wirtschaftlichen Entwicklung.

Gemäß der aktuellen Bevölkerungsprognose des Statistischen Bundesamts steigt die Bevölkerung ausgehend von 81,3 Mio. Einwohnern im Jahr 2015 auf 82,1 Mio. in 2020 und fällt dann kontinuierlich auf 76,6 Mio. Einwohner in 2050.²² Im gleichen Zeitraum wird durch einen weiter steigenden Anteil an Ein- und Zwei-Personen-Haushalten eine leichte Zunahme der **Anzahl der Haushalte** von 40 auf 42 Mio. erwartet. Die sinkende Personenanzahl pro Haushalt und der wachsende Wohlstand führen zudem dazu, dass die Wohnfläche pro Kopf von 45 m² auf 55 m² ansteigt. Unter Berücksichtigung von Leerstandsflächen wird durch diese Effekte eine Vergrößerung der **Gesamtwohnfläche** von 3.801 auf 4.223 Mio. m² erwartet. Dieses Flächenwachstum führt zu einem weiteren langfristigen Neubaubedarf (inklusive Ersatzneubauten) von insgesamt 693 Mio. m² Wohnfläche.²³ In den Abgang oder ungenutzten Bestand von insgesamt 322 Mio. m² gehen hauptsächlich ältere Gebäude ein, insbesondere solche aus Baujahren zwischen 1946 und 1970.

Darüber hinaus hat die wirtschaftliche Entwicklung starke Auswirkungen auf die **Flächenentwicklung im GHD-Sektor**. Die Basis hierfür bildet das erwartete durchschnittliche langfristige Wachstum der Bruttowertschöpfung (BWS) sowie die damit verbundene Zahl an Erwerbstätigen. Hier ergeben sich gegenläufige Tendenzen. Während ein langfristiges BWS-Wachstum von 1,2 Prozent erwartet wird, führt der demografische Wandel zu einer Abnahme der Erwerbstätigen im Sektor um 4 Mio. gegenüber 2015 auf 33 Mio. im Jahr 2050. Dieser Faktor sowie die Trends zu kleineren und geteilten Arbeitsplätzen und zunehmender Flexibilisierung der Arbeitsorganisation²⁴ haben einen Nettorückgang der Gebäudeflächen im Sektor GHD von 2.054 Mio. m² in 2015 auf 1.755 Mio. m² im Jahr 2050 zur Folge.²⁵ Innerhalb dieses heterogenen Gebäudebestands ist die Entwicklung der Flächen- und Energieverbräuche jedoch sehr unterschiedlich.

Die Berechnungen zur Wärmeeinsparung basieren unter anderem auf Maßnahmen zur Errichtung effizienter Neubauten und zur energetischen Sanierung von Gebäudehüllen von Bestandsgebäuden. Zwischen den Klimapfaden variieren die Maßnahmen in Umfang, Intensität und zeitlicher Umsetzung und beziehen sich auf die Entwicklung von Neubaustandards, Sanierungsraten und -effizienz und der Gebäudeautomation. In allen Klimapfaden wird gleichermaßen angenommen, dass infolge der Klimaerwär-

²² Statistisches Bundesamt, Bevölkerung Deutschlands bis 2060: Ergebnisse der 13. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung (2015).

²³ Ein zusätzlicher Treiber für Neubau ist das Bedürfnis vieler Menschen, in einem Neubau zu wohnen. Aus diesem Grund werden auch bei schrumpfender Zahl der Haushalte weiter neue Wohnungen gebaut. So gesehen ist der Neubau ebenfalls ein Treiber für Flächenwachstum, da Neubauten in der Regel großzügiger gebaut werden.

²⁴ Zum Beispiel Home Office, Arbeiten auf Reisen oder im öffentlichen Raum.

²⁵ Die GHD-Flächen wurden auf Basis der Ergebnisse des Berichts „Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013: Schlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)“ (Fraunhofer ISI, IREES, GfK, IfE, Februar 2015) fortgeschrieben.

mung der **Raumwärmebedarf** im Jahr 2050 um rund 13 Prozent gegenüber dem langjährigen Mittel im Jahr 2015 sinkt.²⁶

DEUTLICH EFFIZIENTERE NEUBAUTEN AB 2030 IM 80 %-PFAD UND 2025 IM 95 %-PFAD

Hinsichtlich der Effizienz von Neubauten wird in der **Referenz** das Mindestanforderungsniveau der Energieeinsparverordnung (EnEV) 2016 bis 2050 beibehalten, die dem KfW 70 Niveau entspricht. Es wird zudem eine autonome technische Entwicklung angenommen, die zu einer geringen Reduktion des Raumwärmeverbrauchs bei Neubauten führt.

Im **80 %-Klimapfad** wird bei neuen Wohngebäuden ausgehend vom KfW 70-Niveau 2016 ein linearer Rückgang des Verbrauchs bis 2030 auf ein Niveau zwischen KfW 55 und KfW 40 unterstellt. Bis ins Jahr 2050 verringert sich der Verbrauch eines mittleren Neubaus auf KfW 40 Effizienzhausniveau.

Im **95 %-Klimapfad** wird bis 2025 annähernd das Passivhausniveau erreicht. Noch ambitioniertere Neubauniveaus würden im 80 %-Klimapfad in Bezug auf die eingesparte Raumwärme eine vergleichsweise kostenintensive Maßnahme darstellen und hätten einen geringen Einfluss auf die gesamte Gebäudebilanz.

In zahlreichen **GHD-Gebäudetypen**, beispielsweise Shoppingmalls, würde eine stärkere Dämmung von Neubauten im Verhältnis zu Mehrinvestitionen zu vergleichsweise niedrigen zusätzlichen Energieeinsparungen führen.²⁷ Diese Gebäude weisen hohe Endenergieverbräuche für Kühlung, Klimatisierung, Beleuchtung auf, die teilweise größer ausfallen als der Wärmebedarf. Zudem fallen hier hohe interne Wärmelasten z. B. durch Publikumsverkehr und Geräte an, sodass weniger Wärme zugeführt werden oder im Gebäude verbleiben muss. Aus diesem Grund wird für GHD-Gebäude von einer weniger starken Verbesserung der Neubauniveaus ausgegangen.

BESCHLEUNIGUNG DER SANIERUNGSRATE AUF BIS ZU 2 PROZENT ZUR ERREICHUNG DER EMISSIONSZIELE ERFORDERLICH

Zur Erreichung der Klimapfade ist eine frühzeitige Beschleunigung der Gebäudesanierung notwendig. Dabei fallen die erforderlichen **Sanierungsraten**²⁸ je nach Klimapfad unterschiedlich hoch aus.

²⁶ Eigene Analyse basierend auf: Umweltbundesamt (2008). Klimaauswirkungen und Anpassung in Deutschland: Phase 1: Erstellung regionaler Klimaszenarien für Deutschland. Dessau-Roßlau. Für Details siehe Annahmen zu Beginn dieses Kapitels.

²⁷ Diese Raumwärmeeinsparungen beruhen sowohl auf konstruktiven als auch auf nutzungstechnischen Gründen, wodurch die Gebäude weniger Raumwärme pro m² verbrauchen als beheizte Wohngebäude.

²⁸ Die Sanierungsrate wird in der vorliegenden Studie als Anteil der Nutzfläche am gesamten Gebäudebestand definiert, an der energetische Maßnahmen vorgenommen werden (vgl. Krauß/Deilmann/Gruhler (2012), Wo steht der deutsche Gebäudebestand energetisch?; Beuth Hochschule für Technik Berlin, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (2015), Dämmbarkeit des deutschen Gebäudebestands; IWU BEI (2010), Datenbasis Gebäudebestand; Wärmemonitor (2015), Mit der Erfahrung kommt der Sanierungserfolg). Wie die anderen Studien auch rechnet das Bottom-up-Modell der Prognos AG (mit Alterskohorten im Gebäudepark) mit Vollsanierungsäquivalenten und aggregiert Teil- zu Vollsanierungen.

Exkurs: GHD-Gebäude und -Aktivitäten mit heterogener Struktur

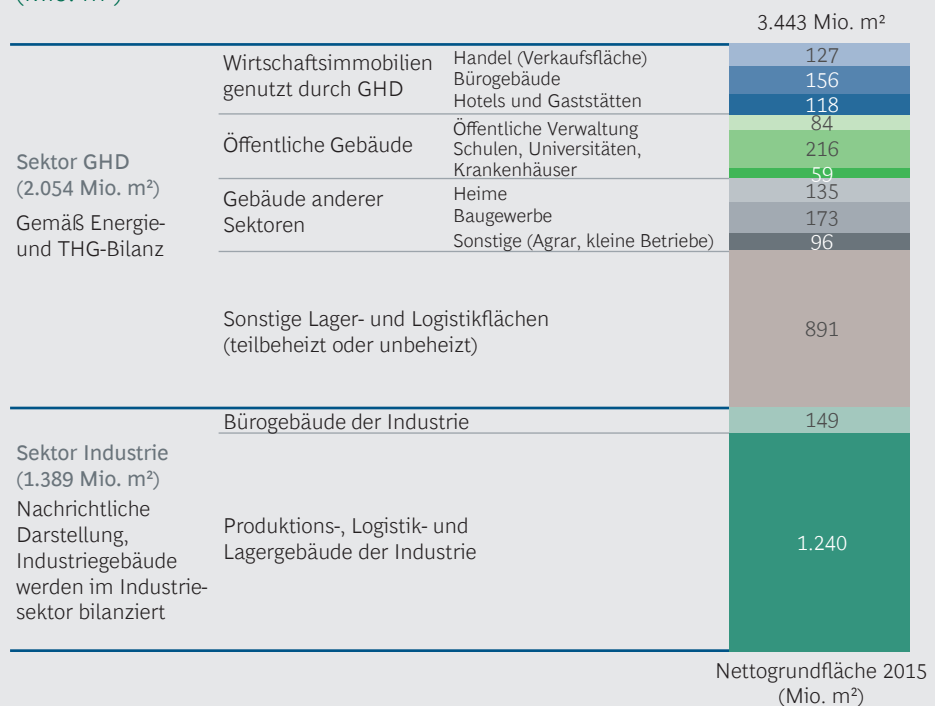
Die in den Energie- und Treibhausgasbilanzen sowie in der Wirtschaftszweigklassifikation unter GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) bilanzierten Branchen umfassen einen sehr **heterogenen Gebäudebestand** sowie heterogene ökonomische und energetische Aktivitäten. Die in der Studie betrachteten Immobilien schließen sowohl Wirtschaftsimmobilien wie Hotels, Büro- und Handelsgebäude als auch Lagerhallen, öffentliche Gebäude, Schulen, Krankenhäuser, landwirtschaftliche Gebäude, sowie das Kleingewerbe ein. Es handelt sich damit um mehr Immobilien, als dem Wirtschaftszweig GHD zugeordnet werden.

Dies ist insofern relevant, als innerhalb dieses weiten Bilanzkreises die Raumwärme-, Warmwasser- und Stromverbräuche zwischen den verschiedenen Gebäudetypen sehr stark variieren. So weisen Shoppingmalls oder Hotels gänzlich andere **Stromverbrauchs- und Beheizungsstrukturen** aus als Lagerhallen, Schulen oder Verwaltungsgebäude. Aus diesem Grund können einheitliche Energieverbrauchsstandards (gesamte Energie) für manche Gebäude wirtschaftlich darstellbar sein, während ihre Umsetzung in anderen Gebäudetypen große technische und ökonomische Herausforderungen aufwirft – und in manchen sogar nicht erfüllbar ist.

HETEROGENE STRUKTUR DER ALS GHD BILANZIERTEN GEBÄUDE

ABBILDUNG 59 | Nettogrundfläche von Nichtwohngebäuden 2015

(Mio. m²)



Quelle: Prognos; BCG

Im **Referenzpfad** wird eine Beibehaltung der heutigen Sanierungsrate von 1,1 Prozent über alle Gebäude hinweg angenommen.²⁹ Dabei bestehen größere Unterschiede zwischen den Sanierungsraten unterschiedlicher Gebäudetypen. Während z. B. Wohnungsunternehmen in Mehrfamilienhäusern stärker aktiv sind, wird in Ein- bis Zweifamilienhäusern traditionell weniger saniert. Der Grund hierfür sind unterschiedliche Investitionshemmnisse, z. B. Kapitalknappheit bei jüngeren Eigentümern oder der fehlende langfristige Investitionshorizont bei älteren.

Im **80 %-Klimapfad** stellt die Erhöhung der durchschnittlichen Sanierungsrate auf 1,7 Prozent³⁰ über alle Gebäudeklassen und die damit verbundene Wärmeeinsparung einen wesentlichen Hebel für die Erzielung von THG-Reduktionen dar. Dabei muss die Sanierungsrate in Ein- bis Zweifamilienhäusern am stärksten steigen, in Mehrfamilienhäusern und Gewerbeimmobilien wird eine etwas weniger dynamische Entwicklung unterstellt. Darüber hinaus werden durch diese Maßnahme zusätzliche Gebäude für eine kosteneffizientere Umstellung der Wärmeversorgung auf Wärmepumpen erschlossen. Diese könnten in unsanierten Gebäuden ansonsten nur mit höheren Zusatzinvestitionen in die Heiztechnik und mit Einbußen bei der Jahresarbeitszahl³¹ eingebaut werden.

Sanierungsrate steigt in den Klimapfaden von etwa 1,1 Prozent auf bis zu knapp 2 Prozent

Eine stärkere Erhöhung der energetischen Sanierungsrate würde zu einer schnelleren Annäherung an den oben beschriebenen Effizienzsockel führen und wäre deshalb wirtschaftlich nicht mehr sinnvoll. Daher wird im **95 %-Klimapfad** die durchschnittliche Sanierungsrate zwischen 2015 und 2050 relativ geringfügig auf 1,9 Prozent erhöht. Durch eine noch stärkere Anhebung auf beispielsweise 3 Prozent würde die Erreichung des Effizienzsockels zwar etwas früher eintreten. Gleichzeitig würde sie zu vermehrten kostenintensiven energetischen Sanierungen außerhalb der „normalen Instandhaltungs- und Modernisierungszyklen“ führen und wäre daher mit Mehrkosten verbunden.³²

Trotz umfangreicher Sanierungsaktivität bleiben im 95 %-Klimapfad im Jahr 2050 **nicht sanierte Gebäudeflächen** von 1.314 Mio. m² bestehen. Diese stehen entweder unter Denkmalschutz oder wurden erst kurz vor 2015 gebaut oder saniert.³³

LINEARER ANSTIEG DER SANIERUNGSEFFIZIENZ BIS 2050

Die energetische Sanierung des Gebäudeparks wird durch die Sanierungsrate und die Sanierungseffizienz als Qualitätsmaß für die energetische Sanierung beschrieben. **Sanierungseffizienz** bezeichnet hier die mittlere prozentuale Absenkung der spezifischen Raumwärmeverbräuche durch energetische Sanierung an der Gebäudehülle im Vergleich zum Zustand vor der Sanierung.³⁴ Über alle Wohngebäude hinweg wird eine

²⁹ Dieser Wert entspricht dem Mittel anderer Studien, die ebenfalls die Sanierungsrate als Anteil der Nutzfläche am Gebäudebestand berechnen (siehe oben). Abweichende Zahlen anderer Studien liegen in der Regel in einer anderen Definition der Kennzahl begründet (z. B. Anteil an der Gebäudeaußenfläche).

³⁰ Diese Sanierungsraten beziehen sich auf den Durchschnitt der Jahre 2015 bis 50. Eine Unterschreitung dieses Werts in einzelnen Jahren müsste durch höhere Sanierungsraten in den anderen Jahren ausgeglichen werden. Dies gilt ebenfalls für die durchschnittliche Sanierungsrate von 1,9 Prozent im 95 %-Klimapfad.

³¹ Diese Einbußen würden ihrerseits zu höheren Energiekosten führen.

³² Darüber hinaus käme es vermehrt zu „Zweitsanierungen“, die in der Regel zu vergleichsweise geringeren zusätzlichen Energieeinsparungen führen und eine schlechtere Wirtschaftlichkeit aufweisen würden.

³³ Die Beheizung dieser Gebäude muss im 95 %-Klimapfad ebenfalls THG-neutral erfolgen. Die Teilmenge derjenigen Gebäude unter den 1.314 m², die bis 2050 in einem energetisch schlechten Zustand verbleiben und außerhalb der Reichweite der Fernwärme liegen, wird mit einer Mischung aus Wärmepumpen mit niedrigerer Leistungszahl, Biomasse, synthetischen Brennstoffen und Stromdirektheizungen versorgt (Details dazu im Folgenden).

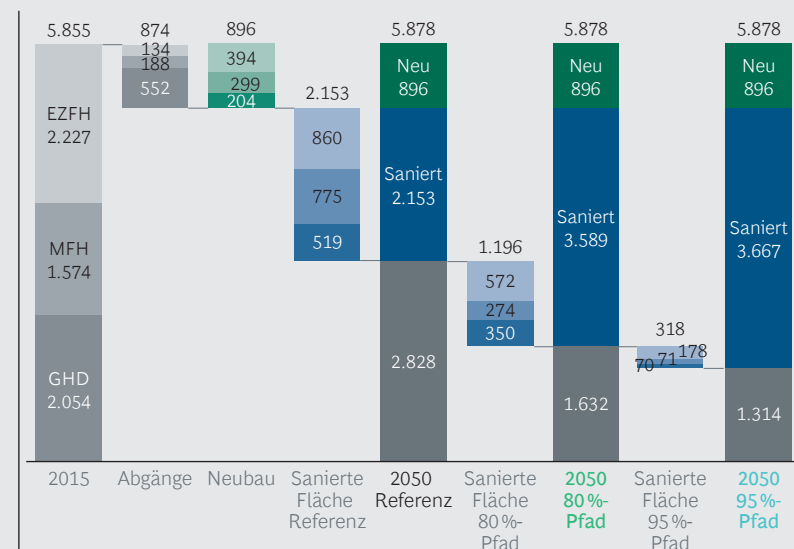
³⁴ Diese Angabe bezieht sich auf die Sanierungskosten ohne Heiztechnik, die separat im Folgenden behandelt wird.

BESCHLEUNIGUNG DER SANIERUNGSAKTIVITÄT NOTIG – AUF BIS ZU KNAPP 2 PROZENT SANIERUNGSRATE

ABBILDUNG 60 | Flächenentwicklung und sanierte Flächen in den Jahren 2015 bis 2050

Entwicklung Wohn- und Nutzfläche

(Mio. m²)



Mittlere Sanierungsrate 2015 – 2050
bezogen auf Fläche des Gesamtbestands
des jeweiligen Jahres¹

Referenzszenario

EZFH	1,0%
MFH	1,4%
GHD	1,0%
Referenzszenario gesamt	1,1% p.a.

80%-Klimapfad

EZFH	1,7%
MFH	1,9%
GHD	1,6%
80%-Klimapfad gesamt	1,7% p.a.

95%-Klimapfad

EZFH	2,0%
MFH	2,0%
GHD	1,8%
95%-Klimapfad gesamt	1,9% p.a.

Bestand unsaniert	Bestand neu	Bestand saniert
EZFH unsaniert	EZFH neu	EZFH saniert
MFH unsaniert	MFH neu	MFH saniert
GHD unsaniert	GHD neu	GHD saniert

¹ Bei GHD-Gebäuden bezieht sich die Sanierungsrate auf die beheizten Gebäudeflächen. Diese betragen 1.610 Mio. m² im Jahr 2015 und 1.380 Mio. m² im Jahr 2050. EZFH: Ein-/Zweifamilienhäuser, MFH: Mehrfamilienhäuser, GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, öffentliche Gebäude, sonstige Gebäude und Lager- und Logistikflächen

Quelle: Prognos; BCG

aktuelle Sanierungseffizienz von 35 Prozent angenommen, die sich im Referenzpfad aufgrund autonomen technischen Fortschritts geringfügig erhöht. Bezogen auf Vollsanierungsäquivalente entspricht dies aktuell im Mittel der Jahre 2015 bis 2050 in etwa dem KfW 100-Effizienzhausniveau³⁵ in den sanierten Gebäuden.³⁶ Durch den leichten Anstieg der Sanierungseffizienz, den verstärkten Einsatz von Gebäudeautomation und Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung und durch den Effekt, dass der Ausgangsverbrauch vor der Sanierung zusehends tiefer ist, wird bis 2050 in etwa ein Niveau des KfW 85-Effizienzhauses erreicht (siehe Abbildung 61).

³⁵ Dieses durchschnittliche Niveau beinhaltet alle Gebäude im Bestand, darunter diejenigen mit Dämmrestriktionen.

³⁶ Die Analyse im Rahmen dieser Studie ergab für Privathaushalte und GHD eine aktuelle Sanierungseffizienz von 35 Prozent in Wohngebäuden. Dieser Wert wird von vorhandenen Studien bestätigt (vgl. Krauß/Deilmann/Gruhler (2012); Beuth Hochschule für Technik Berlin/Institut für Energie- und Umweltforschung (2015); Bremer Energie Institut & Institut Wohnen und Umwelt (2010); Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (2016)). GHD-Gebäude weisen aufgrund der heterogenen Struktur eine hohe Bandbreite auf (siehe Exkurs „GHD“). Über alle GHD-Gebäude hinweg nehmen wir eine aktuelle Sanierungseffizienz von 20 Prozent an, die in der Referenz ebenfalls beibehalten wird.

In den Klimapfaden wird die Sanierungseffizienz ab dem Jahr 2021 linear erhöht und der Einsatz von Gebäudeautomation und Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung verstärkt. Im 80 %-Klimapfad wird auf diese Weise **bis 2050** im Durchschnitt der Sanierungen in Wohngebäuden annähernd **KfW-70-Effizienzhausniveau** erreicht.

Im **95 %-Klimapfad** sind ein nochmals leicht höherer linearer Anstieg der Sanierungseffizienz und ein nochmals verstärkter Einsatz von Gebäudeautomation und Lüftungsanlagen erforderlich. Diese Maßnahmen führen bis 2040 im Mittel zu Sanierungen auf etwa KfW-70-Effizienzhausniveau, was ungefähr dem Niveau heutiger Neubauten entspricht.³⁷ Nach 2030 werden Energieverbräuche erreicht, die zwischen dem KfW-55- und KfW-70-Effizienzhausniveau liegen.

GEBÄUDEAUTOMATION MIT BEITRAG IN GHD- UND INDUSTRIEGEBÄUDEN

Gebäudeautomation und -monitoring kann durch intelligente **Verbrauchs-, Lüftungs- und Heiztechniksteuerung** zusätzlich zu THG-Einsparungen beitragen. Zudem ermöglicht sie eine bessere Identifikation von Handlungsfeldern zur Energieeinsparung, trägt zur nachhaltigen Sicherstellung der Energieeffizienz im mehrjährigen Betrieb bei und ermöglicht ein Lastmanagement elektrischer Verbraucher. In den 80 %- und 95 %-Klimapfaden wird unterstellt, dass die Gebäudeautomation in Industrie- und GHD-Gebäuden mit 15 Prozent zu den Einsparungen aus der energetischen Gebäudesanierung beiträgt. In Ein- und Zweifamilienhäusern liegt dieser Anteil bei 5 bis 10 Prozent.³⁸

Gebäudeautomation kann zusätzlich zu THG-Einsparungen beitragen

ENERGIETRÄGERMIX MIT WÄRMEPUMPEN, FERNWÄRME UND ERNEUERBAREN

Alle dargelegten Annahmen führen in der Summe dazu, dass der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in Gebäuden bis zum Jahr 2050 um rund 30 Prozent im Referenzpfad, 44 Prozent im 80 %-Klimapfad und 49 Prozent im 95 %-Klimapfad zurückgeht. Zur weiteren Reduzierung von THG-Emissionen ist in allen Szenarien ein großflächiger **Ersatz von fossilem Öl und Gas** durch niedrig-emittierende Wärmeerzeugungslösungen erforderlich. Da bis 2050 ein Großteil des Bestands von Heizungsanlagen das Ende seiner Lebensdauer erreichen wird, könnte dieser Tausch weitgehend im Rahmen normaler Reinvestitionszyklen erfolgen.

WÄRMEVERBRAUCH SINKT, GLEICHZEITIG GEHT EINSATZ VON ÖL UND GAS ZURÜCK

Die Fortsetzung der in den letzten Jahren beobachteten Trends beim Austausch alter Heizanlagen in Bestandsgebäuden sowie die Vorschriften zum Anteil erneuerbarer Energien in der bestehenden Neubauregulierung führen in der **Referenz** zu einem Rückgang des Anteils der Öl- und Gaskessel am Wärmeverbrauch von aktuell 71 Pro-

³⁷ In der Sanierungseffizienz berücksichtigt sind die Effekte der Gebäude, in denen Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung (WRG) installiert werden. Es wird angenommen, dass in der Referenz im Jahr 2015 10 Prozent der Wohngebäude, die vor 2015 errichtet wurden, über Lüftungsanlagen mit WRG verfügen. Im 80 %-Klimapfad beläuft sich dieser Anteil im Jahr 2050 auf 23 Prozent, im 95 %-Pfad auf 28 Prozent. Des Weiteren kann hydraulischer Abgleich zu den Heizenergieeinsparungen beitragen.

³⁸ Diese Werte wurden in Abstimmung mit den beteiligten Stakeholdern konservativ angesetzt. In der Praxis könnte die Gebäudeautomation zu höheren Einsparungen beitragen (vgl. z. B. Schweizerische Eidgenossenschaft [2016], *Potenzialabschätzung von Maßnahmen im Bereich der Gebäudetechnik*; VDMA [2015], *IT-basierte Gebäudeautomation*).

STEIGENDE SANIERUNGSEFFIZIENZEN AUF UNTER KfW 70-NIVEAU

ABBILDUNG 61 | Annahmen zu Sanierungseffizienzen und -kosten nach Effizienzniveau

	KfW-Niveaus	EEV für Heizung u. Warmwasser ¹ (kWh/m ² a)	Vollkosten (€/m ² WFL)	Davon energie- bedingte Mehrkosten (€/m ² WFL)	Davon Dämmung (€/m ² WFL)	Davon Lüftung mit WRG (€/m ² WFL)	Sanierungsniveau Klimapfade (kWh/m ² a WFL)
EZFH	KfW-Eff.haus 140	134	425	110	60	0	
	KfW-Eff.haus 100	96	425	135	65	0	2020: 90 kWh/m ² a
	KfW-Eff.haus 85	82	470	155	70	0	2050: 80 kWh/m ² a
	KfW-Eff.haus 70	68	520	205	85	50	80 % 2050: 65 kWh/m ² a
	KfW-Eff.haus 55	48	590	275	120	50	95 % 2050: 60 kWh/m ² a
MFH	KfW-Eff.haus 140	122	285	70	45	0	
	KfW-Eff.haus 100	87	310	95	55	0	2020: 75 kWh/m ² a
	KfW-Eff.haus 85	75	345	130	60	0	Ref. 2050: 65 kWh/m ² a
	KfW-Eff.haus 70	53	400	185	85	70	80 % 2050: 55 kWh/m ² a
	KfW-Eff.haus 55	41	465	250	115	70	95 % 2050: 50 kWh/m ² a

¹ Davon nehmen wir einen Warmwasserbedarf von 15 kWh/m² in EZFH und 20 kWh/m² in MFH aus. Für GHD-Gebäude nehmen wir einen durchschnittlichen Warmwasserbedarf von 11 kWh/m² beheizter Fläche (9 kWh/m² beheizte + unbeheizte Nutzflächen) an
Anmerkung: EEV = Endenergieverbrauch, WRG = Wärmerückgewinnung, WFL = Wohnfläche, EZFH = Ein- und Zweifamilienhäuser, MFH = Mehrfamilienhäuser
Quelle: Prognos

zent auf 43 Prozent in 2050. Als Ersatz hierfür kommen großflächig vor allem Wärmepumpen und Fernwärme zum Einsatz, ergänzt durch Solarthermie und Biomasse oder Biogas. Im **80 %-Klimapfad** wird dieser Austausch im Gleichschritt mit einer zunehmenden Sanierung deutlich beschleunigt, bis nur noch ein Anteil von 16 Prozent Öl- und Gaskesseln vor allem im unsanierten Gebäudebestand oder bei Gebäuden mit erheblichen Dämmrestriktionen verbleibt. Um im **95 %-Klimapfad** Nullemissionen zu erzielen, muss schließlich ein vollständiger Ersatz von fossilem Öl und Gas erreicht werden. Dazu wären für die verbleibenden Gebäude ein verstärkter Einbau von Wärmepumpen mit höheren Investitionen in Wärmetechnik und/oder deutlich niedrigeren Leistungszahlen, der Anschluss entfernter Gebiete an die Fernwärme und der Einsatz von synthetischem Heizöl erforderlich.

IN KLIMAPFADEN DEUTLICHER AUSBAU VON WÄRMEPUMPEN AUCH IM BESTAND NOTWENDIG

Wärmepumpen erreichten in Neubauten in den letzten Jahren einen Marktanteil von ca. 30 Prozent bei Ein- bis Zweifamilienhäusern und rund 10 Prozent bei Mehrfamilienhäusern. Durch die Verbesserung der Neubauniveaus seit 2016 wird in der Referenz eine Absatzsteigerung von zuletzt über 60.000 Stück³⁹ pro Jahr auf langfristig über 90.000 Stück pro Jahr angenommen.⁴⁰ Bis 2050 werden damit bis zu 4 Mio. Wärme-

³⁹ Bundesverband Wärmepumpe e. V. (2016). *BWP-Branchenstudie 2015: Szenarien und politische Handlungsempfehlungen*.

⁴⁰ Die angenommene Lebensdauer der Wärmepumpen beträgt im Modell 20 Jahre.

pumpen⁴¹ im Bestand eingesetzt (14 % Anteil am Endenergieverbrauch). In den Klimapfaden wird darüber hinaus auch ein deutlicher Zubau im Gebäudebestand notwendig. Im 80 %-Klimapfad erfolgt ein Ausbaubedarf auf 14 Mio. Wärmepumpen im Jahr 2050 (47 % Anteil am Endenergieverbrauch). Im 95 %-Klimapfad werden zur Abdeckung eines Anteils von 55 Prozent des Endenergieverbrauchs bis dahin 16 Mio. Wärmepumpen installiert werden müssen.

In den 80 %- und 95 %-Klimapfaden sind insbesondere in Ein- und Zweifamilienhäusern **Alternativen** für den großflächigen Ersatz von Öl und Gas kaum vorhanden. In diesen Gebäuden ist eine Durchdringung von Wärmepumpen von über 70 bzw. 80 Prozent notwendig, während in Mehrfamilienhäusern und GHD-Gebäuden neben Wärmepumpen vor allem in urbanen Gebieten die Fernwärme ausgebaut werden kann.

WÄRMEVERBRAUCH SINKT, GLEICHZEITIG GEHT EINSATZ VON ÖL UND GAS ZURÜCK

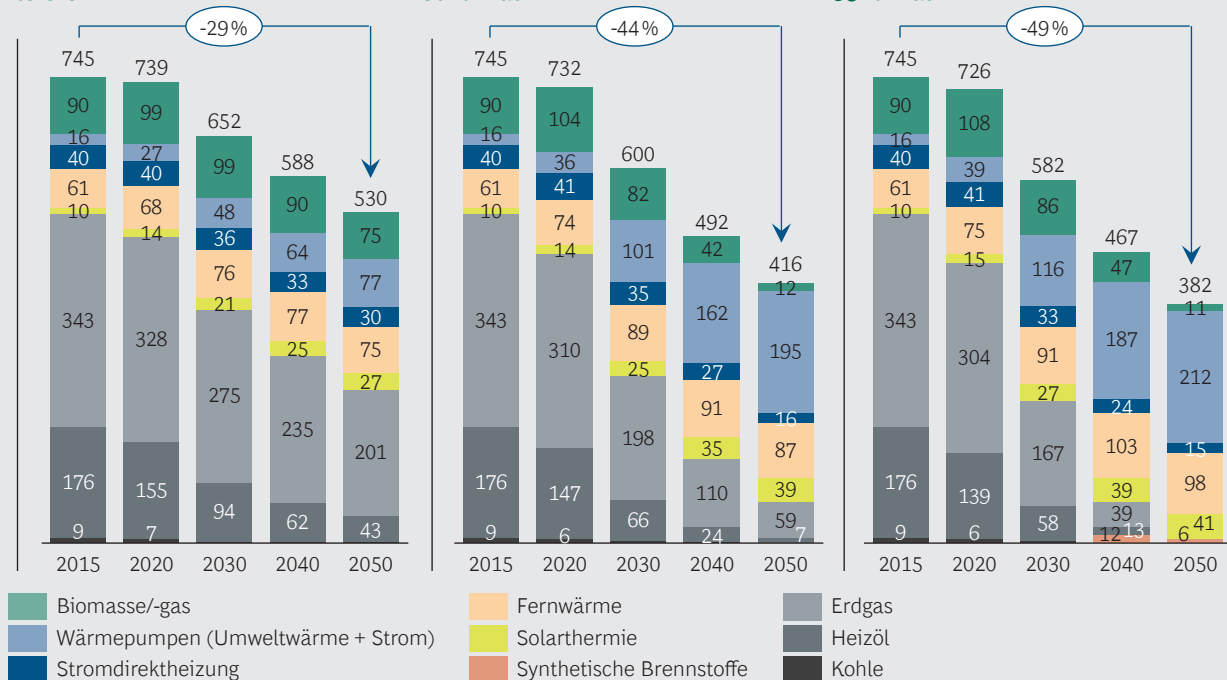
ABBILDUNG 62 | Endenergieverbrauch, Technologiemix für Raumwärme und Warmwasser

(TWh)

Referenz

80 %-Pfad

95 %-Pfad



Quelle: Prognos; BCG

⁴¹ Die Anzahl der Wärmepumpen wurde anhand des Gebäudebestands im Sektor Haushalte und GHD abgeschätzt.

HÖHERE DURCHDRINGUNG DURCH FERNWÄRME UND UMBAU DER ERZEUGUNGSSTRUKTUR

Neben Wärmepumpen ist die **Nah- und Fernwärme** der einzige Endenergieträger, der sich in den 80 %- und 95 %-Klimapfaden für das notwendige großflächige Wachstum eignet, um Beheizung durch fossile Energieträger zu ersetzen.⁴² Durch ihre Kostenstruktur ist der Ausbau in Ein- und Zweifamilienhäusern nur in geringem Maße sinnvoll. In urbanen Gebieten mit hoher Nachfragedichte kann Fernwärme jedoch sehr hohe lokale Marktdurchdringungen erreichen.⁴³

Die Einbettung der Fernwärme in die Klimapfade erfordert einen Umbau der Erzeugung hin zu einem verstärkten Einsatz von **erneuerbaren Energien** und Strom. Das bestehende Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) fördert bereits heute den Ersatz von Wärme aus Steinkohle- und Braunkohle-KWK durch Gas-KWK. Der Ausbau der Gas-KWK-Leistung ist sowohl in der Referenz als auch in beiden Klimapfaden nach 2022 erforderlich, um die weiterhin benötigte Stromerzeugungskapazität aus Gaskraftwerken möglichst effizient einzusetzen.

Ausbau der Fernwärme, bei gleichzeitigem Rückgang fossiler Wärmeerzeugung

In den 80 %- und 95 %-Klimapfaden wandelt sich die **Gas-KWK** zunehmend von einem Grundlast- zum flexiblen Mittel- und Spitzenlasterzeuger. Zur Abbildung des daraus entstehenden Erzeugungsprofils mit Hunderten jährlichen Ab- und Anfahrten und niedrigen Volllaststunden werden vermehrt flexiblere Anlagenkonzepte benötigt. Daher wird von einem stärkeren Aufbau modularer BHKW-Großmotoren und Gasturbinen mit Abhitzeesseln im Verbund mit Wärmespeichern ausgegangen.

Zusätzlich bietet der Aufbau von **Power-to-Heat** an Fernwärmeerzeugungsstandorten eine kostengünstige und flexible Last im Strommarkt. In den 80 %- und 95 %-Klimapfaden wird ein Aufbau von 11 GW und 15 GW installierter Elektroheizer- und Großwärmepumpenleistung bis 2050 unterstellt. Zudem ist die Wärmeinfrastruktur insbesondere in urbanen Gebieten gut für die Einbindung von Biomasse, Abfall, Geothermie und industrieller Abwärme geeignet.

LIMITIERTE NUTZUNG VON BIOMASSE UND SOLAROTHERMIE

Das Potenzial von inländischer **Biomasse** wird beschränkt durch die Nutzungskonkurrenz mit anderen Sektoren. Ausgehend von einer relativ stabilen Entwicklung der Nutzung von Biomasse im Referenzpfad ist der Einsatz fester Biomasse sektorübergreifend im Industriesektor am effizientesten.⁴⁴ In der Wärmeversorgung bestehen ausreichend Alternativen zu Pelletöfen. Aus diesem Grund sind Holzheizungen in den 80 %- und 95 %-Klimapfaden nur noch als Nischenlösung enthalten (jeweils 3 % Wärmemarktanteil 2050). Ein umfangreicher Import von fester und gasförmiger Biomasse wurde aus Akzeptanzgründen nicht als Option dargestellt.

⁴² Die Abgrenzung zwischen Nah- und Fernwärme ist unscharf. Technisch gelten alle Wärmelieferungen von Dritten von außerhalb der versorgten Gebäude als „Fernwärme“. Der Begriff „Nahwärme“ umfasst kleinere, dezentrale Konzepte, die einzelne Quartiere versorgen. Solche Quartierslösungen können insbesondere im Rahmen von gesamtheitlichen Sanierungs- und Wärmeversorgungskonzepten (inklusive Gebäudeautomation) kosteneffiziente Maßnahmen zur Energie- und THG-Reduzierung darstellen.

⁴³ Beispiele hierfür sind Kopenhagen und Stockholm mit Durchdringungen von jeweils über 80 Prozent.

⁴⁴ Siehe Exkurs: Effizienter Einsatz von Biomasse in Kapitel 5.1.

STRUKTUR DER FERNWÄRMEERZEUGUNG VERÄNDERT SICH DEUTLICH

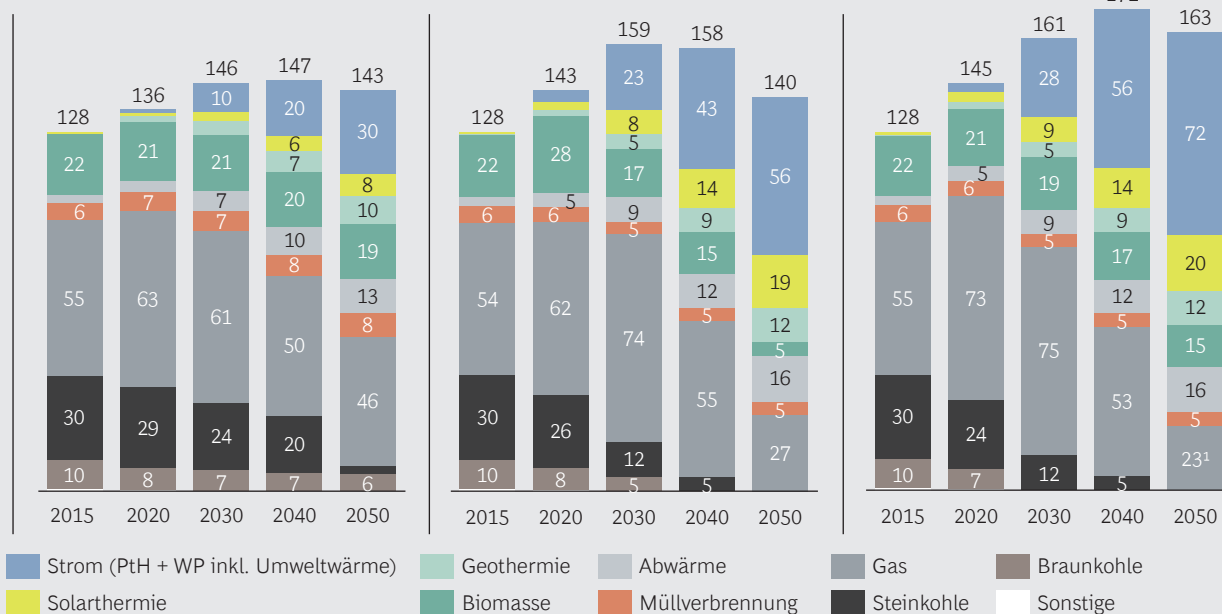
ABBILDUNG 63 | Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern (inklusive Absatz Industriesektor)

(TWh)

Referenz

80 %-Pfad

95 %-Pfad



¹Zu 100 % aus PtG

Anmerkung: PtG = Power to Gas, PtH = Power-to-Heat, WP = Wärmepumpen

Quelle: Prognos; BCG

Darüber hinaus erfolgt in allen Klimapfaden ein weiterer Anstieg von **Solarthermie** in Kombination mit anderen Wärmeerzeugern, der jedoch selbst bei einem im Modell angenommenen ambitionierten Ausbau unter einem Anteil von 10 Prozent des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser verbleibt. Das zeitliche Angebot von Solarthermie überschneidet sich nur begrenzt mit der Raumwärme- und Warmwassernachfrage. Außerdem steht die Solarthermie mit Photovoltaikanlagen in direkter Konkurrenz um begrenzte Dachflächen.

DEUTLICHER RÜCKGANG VON STROMDIREKTHEIZUNGEN

Im Jahr 2015 waren in Deutschland rund 4 Mio. Stromdirektheizungen in Betrieb. Der Großteil davon waren **Nachtspeicheröfen** im älteren Gebäudebestand. Dieser Bestand geht in allen Pfaden aus Effizienzgründen deutlich zurück. Direktheizungen verbrauchen drei- bis viermal so viel Strom wie Wärmepumpen. Dadurch sind sie im Betrieb teurer und verursachen noch lange Zeit höhere indirekte THG-Emissionen. Bei einem großflächigen Einsatz würden sie zu hohen Lasten im Stromsystem führen, die auch von anderen Verbrauchern, wie beispielsweise der Elektromobilität, beansprucht werden. Für eine großflächige Substitution fossiler Energieträger bleiben daher Wärmepumpen und eine niedrigemittierende Fernwärme die bedeutendsten Alternativen.

SYNTHETISCHE BRENNSTOFFE ALS LÖSUNG FÜR VERBLIEBENEN GEBÄUDEBESTAND

Gebäude, die für den Einbau von Wärmepumpen nicht hinreichend saniert sind oder aus technischen oder versorgungstaktischen Aspekten⁴⁵ weiterhin flüssige Brennstoffe nachfragen werden, verbleiben in geringen Anteilen auch im 95 %-Klimapfad. Um im Gebäudesektor Nullemissionen zu erreichen, müssten diese Gebäude in 2050 mit **synthetischen Brennstoffen** zur Beheizung versorgt werden (1,5 % Wärmemarktanteil 2050 im 95 %-Pfad).

⁴⁵ Technische und versorgungstaktische Aspekte können beispielsweise für Gebäude gelten, in denen keine leitungsgebundene Versorgung möglich oder erwünscht ist oder in denen keine Möglichkeit zum Einsatz von Biomasse existiert.



7.1.3 GERÄTE UND PROZESSE

ENERGIEVERBRAUCH AUS GERÄTEN UND PROZESSEN NIMMT WEITER AB

80 Prozent des Energieverbrauchs von Geräten und Prozessen im Sektor Haushalte und GHD waren 2015 **strombasiert**. Insgesamt wurden 234 TWh Strom verbraucht und damit indirekte THG-Emissionen in Höhe von 132 Mt CO₂ verursacht.

Energieverbräuche von **Haushaltsgeräten und -technik** sind trotz steigender Ausstattungsgrade privater Haushalte mit „weißer Ware“ und IKT-Geräten aufgrund von Effizienzverbesserungen bereits seit Jahren sowohl spezifisch als auch absolut deutlich rückläufig. Es wird davon ausgegangen, dass sich dieser Trend durch eine weiter steigende Durchdringung hocheffizienter Geräte durch natürlichen Austausch auch in Zukunft fortsetzen wird. Der Fortschritt bei der Verbesserung der Energieeffizienz von Neugeräten wird sich allerdings aufgrund der niedrigen zusätzlichen Effizienzpotenziale heutiger Bestgeräte zukünftig verlangsamen.

Im **Gewerbebereich** ist der Energieverbrauch in den letzten zehn Jahren leicht angestiegen, die Kurve verlief aber bereits in den letzten Jahren flacher. Durch die gegenläufigen Effekte von zunehmendem Wachstum und besserer Effizienz entsteht eine weitgehend stagnierende Entwicklung bis 2050.

Zunehmende
Effizienzverbesserungen und höhere
Durchdringung
effizienter Geräte

WEITER KONTINUIERLICHE EFFIZIENZVERBESSERUNGEN NÖTIG

Energieeffizienzgewinne in Geräten und Prozessen führen zu einer Vermeidung von THG-Emissionen in der Stromerzeugung. Sie entlasten zudem das gesamte Stromsystem, sodass neue Verbraucher wie Wärmepumpen, E-Mobilität oder Lüftungs- und Klimaanlage besser integriert werden können. Aus diesem Grund sind kontinuierliche Effizienzverbesserungen in Geräten und Prozessen weiterhin relevant, auch wenn die eingesetzte Primärenergie zunehmend THG-neutraler wird.

Im 80 %-Klimapfad sind über die Referenz hinausgehende Effizienzgewinne insbesondere in der **Gewerbetechnik**, beispielsweise der Prozesswärme und -kälte, der Klimakälte, in Antrieben für Lüftungssysteme, diversen motorischen Nutzungen (insbesondere durch effizientere Pumpen und hydraulischen Abgleich), in der IKT vor allem in großen Rechenzentren und Infrastruktureinrichtungen und über effizientere Beleuchtung möglich.

Aufgrund dieser Effizienzgewinne, der Elektrifizierung des Sondernverkehrs, der Gasherde in privaten Haushalten sowie der Nutzung von Abwärme und Solarthermie in der Prozesswärme und -kälte in GHD-Gebäuden und -Betrieben wird davon ausgegangen, dass die heute entstehenden 12 Mt THG-Emissionen zum größten Teil (im 80 %-Klimapfad) oder vollständig (im 95 %-Klimapfad) reduziert werden können.

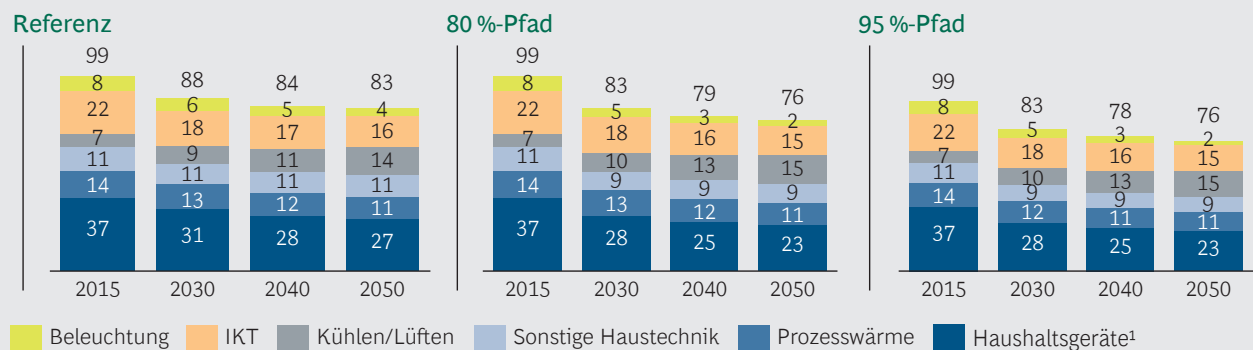
Bei „weißer Ware“ ist weiterhin ein Anstieg in der Ausstattung der Haushalte zu erwarten. Dennoch ergeben sich bereits im Referenzpfad durch den natürlichen Austausch alter Geräte wesentliche Einsparungen beim Energieverbrauch. Die vollständige Durchdringung von Geräten mit aktuell bester Energieeffizienz erhöht diese Reduzierung nur noch geringfügig.

Bei Büro- und IKT-Geräten in Haushalten führen Struktureffekte (z. B. durch den Austausch stationärer PCs durch Notebooks) und effizientere Technologien (z. B. OLED-Bildschirme) bereits in der Referenz zu wesentlichen Einsparungen. Die größten relativen Effizienzgewinne ergeben sich in der Beleuchtung, wo sich effizientere Technologien bereits heute durchsetzen.

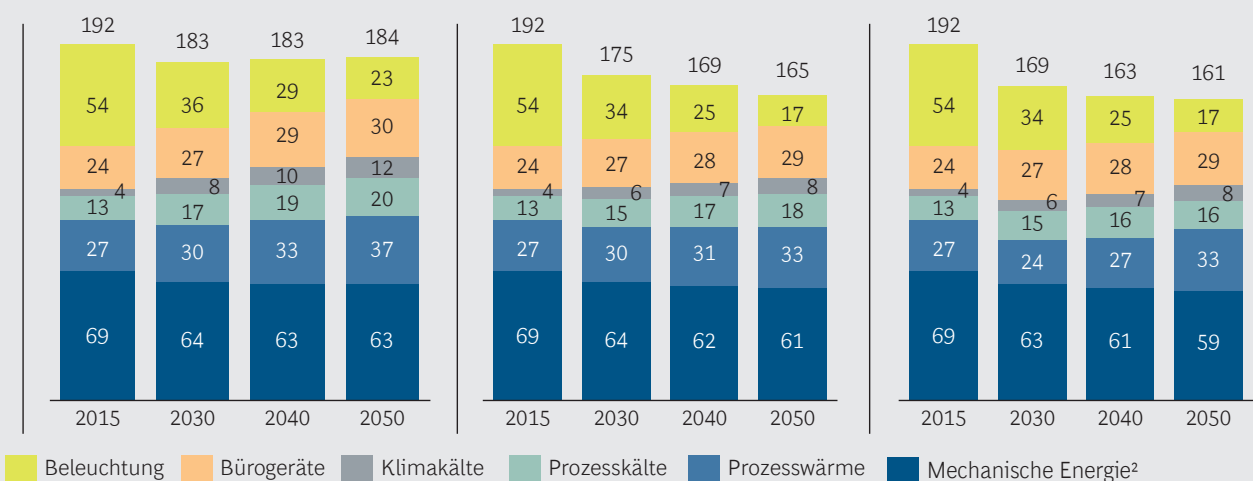
WEITERE EFFIZIENZGEWINNE BEI ANWENDUNGEN IN HAUSHALTEN UND GHD

ABBILDUNG 64 | Endenergieverbrauch von Geräten und Prozessen in Haushalten und GHD

PRIVATHAUSHALTE (TWh) – wesentliche Effizienzgewinne bereits in der Referenz enthalten



GEWERBE, HANDEL, DIENSTLEISTUNGEN (TWh) – wesentliche Effizienzgewinne im 80 %-Pfad



¹ Geräte zum Kühlen, Gefrieren, Waschen, Geschirrspülen ² Motoren für Materialfluss- und Fördertechnik: Aufzüge, Fließbänder, Hebezeuge, Warmwasserverteilung, Ventilatoren, Druckluft und Gebläse sowie Sonderverkehr (Landwirtschaft, Flughäfen, Baugewerbe)
Quelle: Prognos; BCG

Des Weiteren führen energieeffizientere **Motoren, Pumpen, Ventilatoren, Gebläse, Druckluftverdichter** sowie eine Teilverstromung des **Sonderverkehrs** in allen Szenarien zu einem Rückgang des Energieverbrauchs für mechanische Energie.⁴⁶ Hier „gewinnen“ die spezifischen Effizienzverbesserungen gegenüber den gegenläufigen Mengeneffekten durch Ausstattung und Wachstum der Bruttowertschöpfung.

Während in Haushalten der Endenergieverbrauch für Prozesswärme (Kochen) aufgrund von Effizienzgewinnen zurückgeht, führt die wachsende Bruttowertschöpfung im GHD-Bereich zu einem steigenden Endenergieverbrauch für die Erzeugung von **Prozesswärme** für gewerbliches Waschen, Spülen, Kochen, Backen und Trocknen.

Infolge der Klimaerwärmung werden mehr und heißere Hitzetage erwartet, was sich in einer Zunahme der Kühlungsgradtage (Cooling degree days) von 134 im Jahr 2015 auf 210 im Jahr 2050 widerspiegelt. Dieser Effekt bewirkt zusammen mit höherem Wohlstand eine umfangreichere Ausstattung von Wohn- und GHD-Gebäuden mit **Klimaanlagentechnik**, wodurch zukünftig eine starke relative Steigerung des Stromverbrauchs aus diesen Anwendungen entstehen wird. Es wird über alle Szenarien hinweg angenommen, dass in 2050 über 20 Prozent der Wohnflächen klimatisiert sind oder über mobile Klimaanlage verfügen.

Ein Anstieg der Stromnachfrage ergibt sich ebenfalls durch den höheren Verbrauch von Lüftung und Wärmeverteilung, der durch Neubauten, effizientere Sanierung und eine höhere Durchdringung von Flächenheizungen bedingt ist. Absolut gesehen machen diese zusätzlichen Verbräuche ca. 5 bis 7 Prozent des Endenergieverbrauchs der Geräte und Prozesse aus. Energieeffizienzpotenziale könnten vor allem durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpenkühlsystemen sowie intelligenter Gebäudetechnik gehoben werden.

⁴⁶ Zudem werden im Sonderverkehr anteilig vermehrt Biokraftstoffe eingesetzt.

7.2 VERMEIDUNGSKOSTEN, INVESTITIONEN, MEHRKOSTEN

In der nachfolgenden Tabelle sind die dem Kapitel zugrunde liegenden Kernannahmen zusammengefasst:

TABELLE 8 | Übergreifende Kostendefinitionen (Haushalte und GHD)

KOSTENDEFINITIONEN	
Reale Preise	Alle Energiepreise, CO ₂ -Preise sowie Investitions- und Mehrkosten technischer Maßnahmen werden in realen Preisen von 2015 ausgewiesen.
Vermeidungskosten	Die Studie zeigt direkte volkswirtschaftliche Vermeidungskosten der in den Klimapfaden eingesetzten Maßnahmen • kumuliert für alle Jahre von 2015 bis 2050, • diskontiert auf das Jahr 2015, • mit den Energieträgerpreispfaden der Referenz bzw. des Szenarios "Nationale Alleingänge", • berechnet mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 Prozent, • ohne Steuern, Förderungen oder Zölle, • mit einer Bewertung von Energieträgerimporten zu Grenzübergangspreisen, • mit einer Bewertung von Strom zu spezifischen Stromsystemkosten, • ohne volkswirtschaftliche Folgewirkungen. Für eine detaillierte Beschreibung der Methodik siehe Kapitel 3.1.1. <i>Das heißt, ausgewiesene Vermeidungskosten entsprechen nicht der Entscheiderperspektive. Durch die Diskontierung auf 2015 und eine kumulierte Betrachtung aller Jahre von 2015 bis 2050 unterscheiden sie sich von Vermeidungskosten in einem beliebigen gegebenen Jahr. Außerdem sind Importe gegenüber Maßnahmen im Inland etwas schlechtergestellt, weil sie zu Grenzübergangspreisen bewertet werden, denen ein betriebswirtschaftlicher Zins zugrunde liegt (in dieser Studie gerechnet mit 7 Prozent WACC).</i>
Mehrinvestitionen	Mehrinvestitionen in dieser Studie beinhalten einerseits alle Investitionen für nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen, die bereits im Referenzpfad getätigt werden (zum Beispiel Teile des umfangreichen Ausbaus erneuerbarer Energien) und darüber hinaus alle Investitionen zur Erreichung der Klimapfade für Maßnahmen über die Referenz hinaus. Alle angegebenen Werte beziehen sich auf direkte Investitionen und zeigen reale 2015er Preise kumuliert über den Zeitraum von 2015 bis 2050. Sie sind weder annualisiert noch diskontiert. Nicht explizit enthalten sind Investitionen in Forschung und Entwicklung sowie Restrukturisierungskosten. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich in Kapitel 3.1.2. <i>Beispiel: Für Elektromobilität entstehen Mehrinvestitionen in Höhe der Mehrkosten eines Elektrofahrzeugs gegenüber einem Verbrenner der gleichen Klasse, marginale Investitionen in Lade- und Verteilnetzinfrastuktur, zusätzliche Nachfrage im Stromsystem und marginale Kosten für einen Umbau des Raffineriesektors an.</i>
Mehrkosten	Die Studie zeigt direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten. Diese beinhalten einerseits alle Mehrkosten für nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen, die bereits im Referenzpfad getätigt werden und darüber hinaus alle Mehrkosten der Klimapfade gegenüber dem Referenzpfad. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich in Kapitel 3.1.2. Zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Mehrkosten wurden • Mehrinvestitionen mit einem volkswirtschaftlichen Zins von 2 Prozent über die Lebensdauer der jeweiligen Anlage annualisiert, • Energieträgereinsparungen abgezogen (ohne Steuern, Förderungen oder Zölle; Strom wurde mit Stromsystemkosten und Importe wurden mit Grenzübergangspreisen bewertet), • neue Energieträgerkosten addiert (wie oben).

Mehrkosten

Alle angegebenen Mehrkosten zeigen reale 2015er Preise kumuliert über den Zeitraum von 2015 bis 2050. Sie sind nicht diskontiert. Nicht enthalten sind:

- eingesparte CO₂-Kosten aus dem EU-ETS,
- eingesparte Anpassungskosten des Klimawandels (z.B. Katastrophenschutz),
- Mehrkosten aus Verpflichtungen der Vergangenheit (v. a. für in 2015 bereits bestehende EEG-Anlagen),
- Investitionen in Forschung und Entwicklung (nur indirekt),
- Restrukturisierungskosten.

Tatsächliche Mehrkosten aus Entscheiderperspektive weichen von den in der Studie gezeigten Werten ab, da hier höhere Kapitalkosten anfallen und nutzerspezifische Energieträgerpreise angesetzt werden müssten.

Durch die im **80 %-Klimapfad** getroffenen Maßnahmen können im Sektor Haushalte und GHD bis 2050 zusätzlich zur Referenz 57 Mt CO₂ä eingespart werden. Fast 90 Prozent dieser Maßnahmen sind zunächst mit (direkten) volkswirtschaftlichen Mehrkosten verbunden. Dabei berücksichtigt sind die energiebedingten Mehrinvestitionen in effiziente Geräte, Wärmeerzeuger, Gebäudesanierung und effizientere Neubauten gegenüber dem Referenzszenario und die dadurch erzielten Energieträgereinsparungen und -mehrkosten. Die Spanne dieser Vermeidungskosten reicht von rund minus 105 €/t CO₂ä bis plus 98 €/t CO₂ä.

Die im **95 %-Klimapfad** enthaltenen Maßnahmen ermöglichen darüber hinaus noch zusätzliche Einsparungen von 7 Mt CO₂ä, vor allem die „letzten Prozente“ wären allerdings deutlich teurer. Diese Maßnahmen weisen Vermeidungskosten von 150 €/t CO₂ä bis 370 €/t CO₂ä auf.

ETWA 10 PROZENT DER MAßNAHMEN HABEN NEGATIVE VERMEIDUNGSKOSTEN

Abbildung 65 zeigt **volkswirtschaftliche Vermeidungskosten** aller Maßnahmen, die im Sektor Haushalte und GHD über den Referenzpfad hinaus umgesetzt werden müssten. Die Breite der Balken bildet THG-Einsparungen gegenüber der Referenz im Jahr 2050 ab. Von den insgesamt 74 Mt THG-Einsparungen des Sektors im 95 %-Klimapfad sind nur etwa 9 Mt nicht mit Mehrkosten verbunden. Dabei handelt es sich insbesondere um die weitere Marktdurchdringung von energieeffizienter Beleuchtung, Haushaltsgeräten, Klimatechnik, Motoren, Antrieben und der Gebäudeautomatisierung. Der Einsatz heutiger Bestgeräte⁴⁷ führt im Mittel zu Energiekosteneinsparungen, welche die Mehrkosten für diese Geräte übersteigen. Gleiches gilt bei einer stärkeren Verbreitung von Gebäudeautomation, insbesondere in größeren Objekten. Noch ambitioniertere **Effizienzklassen** sind in den Klimapfaden nicht vorgesehen, da mit einer weiteren Erhöhung der Effizienz die Vermeidungskosten bald deutlich steigen.

Darüber hinaus ist **Solarthermie** eine günstige THG-Vermeidungsmaßnahme in der Raumwärme- und Warmwassererzeugung. Aufgrund ihrer oben beschriebenen Restriktionen ist ihr Ausbaupotenzial jedoch begrenzt (Kapitel 7.1.2).

Obwohl sie volkswirtschaftlich sinnvoll sind, finden diese Maßnahmen in der Referenz nicht statt. Wesentliche **Hemmnisse** für ihre Umsetzung sind vor allem mangelnde

⁴⁷ Zum Beispiel LED-Leuchten, A+++-Geräte oder elektrische Antriebe mit hoher Effizienzklasse.

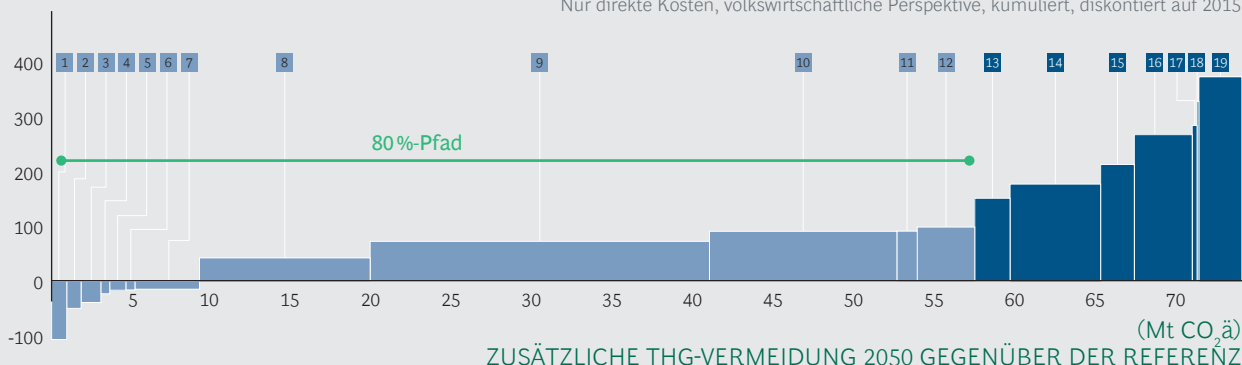
90 PROZENT DER MAßNAHMEN FÜR HAUSHALTE/GHD MIT VOLKSWIRTSCHAFTLICHEN MEHRKOSTEN

ABBILDUNG 65 | THG-Vermeidungskostenkurve im Sektor Haushalte und GHD

DURCHSCHNITTliche VERMEIDUNGSKOSTEN GEGENÜBER DER REFERENZ

(€/t CO₂ä)

Nur direkte Kosten, volkswirtschaftliche Perspektive, kumuliert, diskontiert auf 2015



- | | |
|--|---|
| 1 Effizientere Beleuchtung (LED, OLED) | 13 Elektrifizierung und Energieträgersubstitution Geräte und Prozesse GHD (95 %-Pfad) |
| 2 Effizientere Klimatechnik | 14 Weiterer Ausbau Wärmepumpen in Neubauten und sanierten Gebäuden (95 %-Pfad) |
| 3 Ausbau Solarthermie (in Ergänzung zu anderen Heizsystemen) | 15 Weiterer Ausbau Fernwärme (95 %-Pfad) |
| 4 Effizientere IKT-Endgeräte | 16 1,9 % Sanierungsrate, nahe KfW-55-Effizienzhausniveau im Gebäudebestand bis 2050 |
| 5 Gebäudeautomation | 17 Vollelektrifizierung Kochherde |
| 6 Effizientere elektrische Motoren und Antriebe (z. B. Pumpen inkl. hydraulischem Ausgleich) | 18 Annähernd Passivhausniveau in Wohngebäuden (Neubau) ab 2025 |
| 7 Austausch ineffizienter durch hocheffiziente Geräte zum Waschen, Trocknen, Backen, Kühlen, Gefrieren | 19 Ersatz Erdgas durch PtX in Öl- und Gaskesseln |
| 8 Ausbau Fernwärme | |
| 9 Ausbau Wärmepumpen in Neubauten und sanierten Gebäuden | |
| 10 1,7 % Sanierungsrate, KfW-70-Effizienzhausniveau im Gebäudebestand bis 2050 | |
| 11 KfW-40-Effizienzhausniveau in Wohngebäuden (Neubau) ab 2030 | |
| 12 Elektrifizierung und Energieträgersubstitution Geräte und Prozesse GHD | |

THG-Vermeidung bezieht sich auf verursachte Emissionen 2050 und stellt die Abweichung gegenüber den THG-Emissionen der Referenz im Jahr 2050 dar

Vermeidungskosten zeigen direkte volkswirtschaftliche Vermeidungskosten. Sie ergeben sich aus kumulierter THG-Vermeidung 2016 – 2050, kumulierten Kosten und Einsparungen 2016 – 2050 und sind auf das Jahr 2015 diskontiert. Investitionen sind mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 % annualisiert. Stromkosten wurden in allen Sektoren mit Systemkosten, Importe mit Grenzübergangspreisen bewertet

Quelle: BCG

Transparenz über Möglichkeiten und Vorteile, steuerliche Erschwernisse sowie zu lange Amortisationszeiträume aus Sicht der Entscheider – auch im Vergleich zu alternativen Konsummöglichkeiten im privaten Wohnbereich.

WÄRMEWENDE MIT MEHRKOSTEN VERBUNDEN

Die verbleibenden THG-Einsparungen von 64 Mt CO₂ä sind zunächst mit volkswirtschaftlichen Mehrkosten verbunden. Bei den mit fossilen Brennstoffen betriebenen Geräten und Prozessen sind 4 Mt THG-Einsparungen im 80 %-Klimapfad und zusätzliche 2 Mt THG-Einsparungen im 95 %-Klimapfad möglich. Weitaus größere Beiträge zur Reduzierung von THG-Emissionen leisten im Sektor Haushalte und GHD allerdings Maßnahmen bei Verbrauch und Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser.

Der Um- und Ausbau der **Fernwärme** führt im 80 %-Klimapfad in 2050 zu 11 Mt THG-Einsparungen gegenüber der Referenz. Wesentliche Kosten fallen für Mehrinvestitionen in die Erzeugungsinfrastruktur, in die Verdichtung der Fernwärmenetze sowie in zusätzliche Hausanschlüsse an. Da Fernwärme insbesondere in urbanen Gebieten mit einem breiteren und kostengünstigeren Erzeugungstechnologie- und Energieträ-

germix als dezentrale Wärmeerzeuger produziert wird, weist sie Vermeidungskosten in Höhe von ca. 42 €/t CO₂ä auf.

Im 95 %-Klimapfad muss in der Fernwärmeerzeugung auf teureres Power-to-Gas zurückgegriffen und müssen bestehende Fernwärmenetze in nicht erschlossenen Gebieten verdichtet und ausgebaut werden, auch in solchen mit niedrigerer Nachfragedichte. Darüber hinaus werden neue Fernwärmesysteme aufgebaut. Diese zusätzlichen Maßnahmen erfordern höhere Investitionen, die aufgrund der niedrigeren Wärmenachfrage für besser sanierte Gebäude nur zu relativ geringen zusätzlichen THG-Einsparungen führen. Die durchschnittlichen Vermeidungskosten für diese „letzten Meter“ im Fernwärmeausbau steigen daher auf 211 €/t CO₂ä.⁴⁸

Wärmepumpen sind aus heutiger Sicht der stärkste Hebel zur THG-Reduktion. Im 80 %-Klimapfad tragen sie zu 21 Mt THG-Einsparungen im Neubau sowie in hinreichend sanierten Altbauten bei, im 95 %-Klimapfad zu weiteren Einsparungen von 5 Mt CO₂ä.

Die Unterschiede bei den THG-Vermeidungskosten von 72 €/t CO₂ä im 80 %-Klimapfad und 176 €/t CO₂ä im 95 %-Klimapfad gehen auf verschiedene **Anwendungsfälle** zurück. Im 80 %-Klimapfad verteilen sich die neu eingebauten Wärmepumpen auf Neubauten und sanierte Bestandsgebäude, während im 95 %-Klimapfad zusätzliche Wärmepumpen überwiegend im sanierten Gebäudebestand eingebaut werden.⁴⁹ Zudem werden im 95 %-Klimapfad vermehrt Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern und GHD-Gebäuden eingebaut, wo sie im Vergleich zu Ein- bis Zweifamilienhäusern höhere Differenzkosten zu alternativen Öl- und Gaskesseln aufweisen. Wenn diese Gebäude zudem von energetisch guter Qualität und die THG-Emissionen entsprechend vergleichsweise gering sind, ist die absolute Reduktionswirkung der Wärmepumpe beschränkt. In den Vermeidungskosten berücksichtigt sind die durch Wärmepumpen ausgelösten Mehrinvestitionen in den Ausbau der Stromnetze (vgl. Kapitel 8.2). Zudem sind die Stromkosten im 95 %-Klimapfad bis 2050 um ca. 5 Prozent höher als im 80 %-Klimapfad.

Im 80 %-Klimapfad führt eine Erhöhung der **Sanierungsrate** von durchschnittlich 1,1 Prozent auf 1,7 Prozent bei gleichzeitiger Steigerung der **Sanierungseffizienz** bis 2050 gegenüber der Referenz zu zusätzlichen Reduzierungen von 12 Mt CO₂ä bei Vermeidungskosten von 90 €/t CO₂ä. Die Disaggregation dieser Effekte zeigt, dass eine Anhebung der Sanierungsrate bei Beibehaltung der heutigen Sanierungstiefe eine vergleichsweise kostengünstige Maßnahme darstellen würde und für sich betrachtet zu Einsparungen von 8 Mt CO₂ä bei Vermeidungskosten von rund 66 €/t CO₂ä führt. Die gleichzeitige Erhöhung der Sanierungstiefe von durchschnittlich KfW-100- in der Referenz auf KfW-85-Effizienzhausniveau im 80 %-Klimapfad spart weitere 4 Mt CO₂ä, ist jedoch unter anderem aufgrund der Mehrkosten für Gebäudebelüftung für einen signifikanten Teil der sanierten Gebäude⁵⁰ mit höheren Vermeidungskosten von etwa

⁴⁸ Die gezeigten Werte für alle Maßnahmen sind Durchschnittswerte über alle Gebäude, Geräte und Jahre. In der Realität entwickeln sich Kosten für die meisten Maßnahmen nicht entlang von „Stufen“, sondern steigen mit wachsender Durchdringung oder zunehmendem Anspruchsniveau (z. B. in der Sanierung) linear an.

⁴⁹ In Neubauten ist der Einbau von Wärmepumpen infolge der bestehenden Regulierung mit keinen Mehrkosten (Luft-Wasser) oder geringeren Mehrkosten (Sole-Wasser) behaftet im Vergleich zu Gas- und Ölkesseln in Altbauten, wo keine Erneuerbare-Energie-Quoten vorgegeben sind. Die verwendeten Wärmepumpenkosten beinhalten Kosten für Wärmeerzeuger, Regelung, Heizflächen und sonstige Kosten (Quelle: BDEW [2016/17]).

⁵⁰ 40 Prozent der sanierten Gebäude erfordern im 80 %-Klimapfad eine Lüftungsanlage.

140 €/t CO₂ verbunden.⁵¹ Daher wird die Gebäudesanierung im 80 %-Klimapfad nicht weiter intensiviert als nötig, um hinreichend erneuerbare Wärmeherzeugung in den Gebäudebestand zu integrieren.

Im **95 %-Klimapfad** stellt die weitere Erhöhung der Sanierungsrate auf durchschnittlich 1,9 Prozent bei gleichzeitiger Anhebung der durchschnittlichen Sanierungstiefe bis auf KfW-55- bis -70-Effizienzhausniveau wiederum eine wesentlich kostenintensivere Maßnahme dar. Ermittelt werden dafür Vermeidungskosten in Höhe von etwa 260 €/t CO₂. Diese sind durch einen größeren Flächenanteil von Gebäuden mit Dämmrestriktionen an der sanierten Gesamtfläche sowie durch höhere Anteile der belüfteten Fläche an der sanierten Gebäudefläche als im 80 %-Klimapfad begründet.⁵²

Die unterstellte Steigerung der **Neubaueffizienz** in Wohngebäuden auf KfW-40-Niveau bis 2030 führt zu rund 1 Mt THG-Einsparung bis 2050 und ist mit Vermeidungskosten von 90 €/t CO₂ verbunden. Die absoluten Mehrinvestitionen zur Erreichung eines annähernden Passivhausniveaus im 95 %-Klimapfad erscheinen relativ gering. Diese Investitionen führen jedoch auch zu relativ geringen Wärmeeinsparungen, sodass sie mit über 300 €/t CO₂ eine kostenintensive THG-Vermeidungsmaßnahme darstellen: Im Vergleich zum KfW-40-Niveau werden bei einer annähernden Verdoppelung der energiebedingten Mehrinvestitionen pro Quadratmeter Wohnfläche lediglich 30 Prozent zusätzliche Einsparungen beim Wärmeverbrauch realisiert.⁵³

Der Einsatz von **synthetischen Brennstoffen** in bestehenden Öl- und Gaskesseln stellt nach heutigem Stand mit 370 €/t CO₂ sektorübergreifend eine der teuersten THG-Vermeidungsmaßnahmen dar.⁵⁴

BESTANDSSANIERUNG UND WÄRMEPUMPEN WESENTLICHE TREIBER FÜR MEHRINVESTITIONEN

Zur Umsetzung der Klimapfade wären im Sektor Haushalte und GHD in Summe **Mehrinvestitionen** von rund 480 Mrd. Euro im 80 %-Klimapfad und von rund 690 Mrd. Euro im 95 %-Klimapfad notwendig – jeweils kumuliert für den Zeitraum von 2016 bis 2050. Das beinhaltet jeweils Mehrinvestitionen gegenüber der Referenz in Höhe von rund 50 Mrd. Euro für nichtwirtschaftlichen Öl- und Gaskesseltausch und Sanierungsmaßnahmen.⁵⁵

⁵¹ Eine Erhöhung der Sanierungsrate könnte zudem zu einer nachfragebedingten Steigerung der Kosten für die Sanierungen führen (z. B. aufgrund möglicherweise beschränkter Planungs- und Umsetzungskapazitäten auf dem Markt). Gleichzeitig könnten durch vermehrte Quartierssanierungen Kosteneffizienzpotenziale gehoben werden, die diesen Effekten entgegenwirken. Beide Effekte wurden in der vorliegenden Vermeidungskostenkurve nicht berücksichtigt.

⁵² Die angenommene technische Lebensdauer der Sanierungsmaßnahmen (Dämmung und Lüftung) beträgt 32,5 Jahre. Im Fall einer höheren Lebensdauer würden sich die Vermeidungskosten proportional reduzieren.

⁵³ Vgl. Ecofys, Schulze Darup (2014), *Preisentwicklung Gebäudeeffizienz*. Es wurde angenommen, dass ausgehend vom KfW-70-Effizienzhausniveau (45 kWh/m²a Nutzenergiebedarf pro Quadratmeter Wohnfläche) energiebedingte Mehrkosten von 10 €/m² für die Erreichung eines KfW 40 Hauses (25 kWh/m²a) anfallen. Für die Erreichung eines Passivhausniveaus (15 kWh/m²a) fallen weitere 15 €/m² an. Im 95 %-Klimapfad erreichen neue Wohngebäude ein Niveau von 19 kWh/m²a, wofür 9 €/m² zusätzliche Kosten gegenüber dem KfW-40-Niveau angenommen wurden.

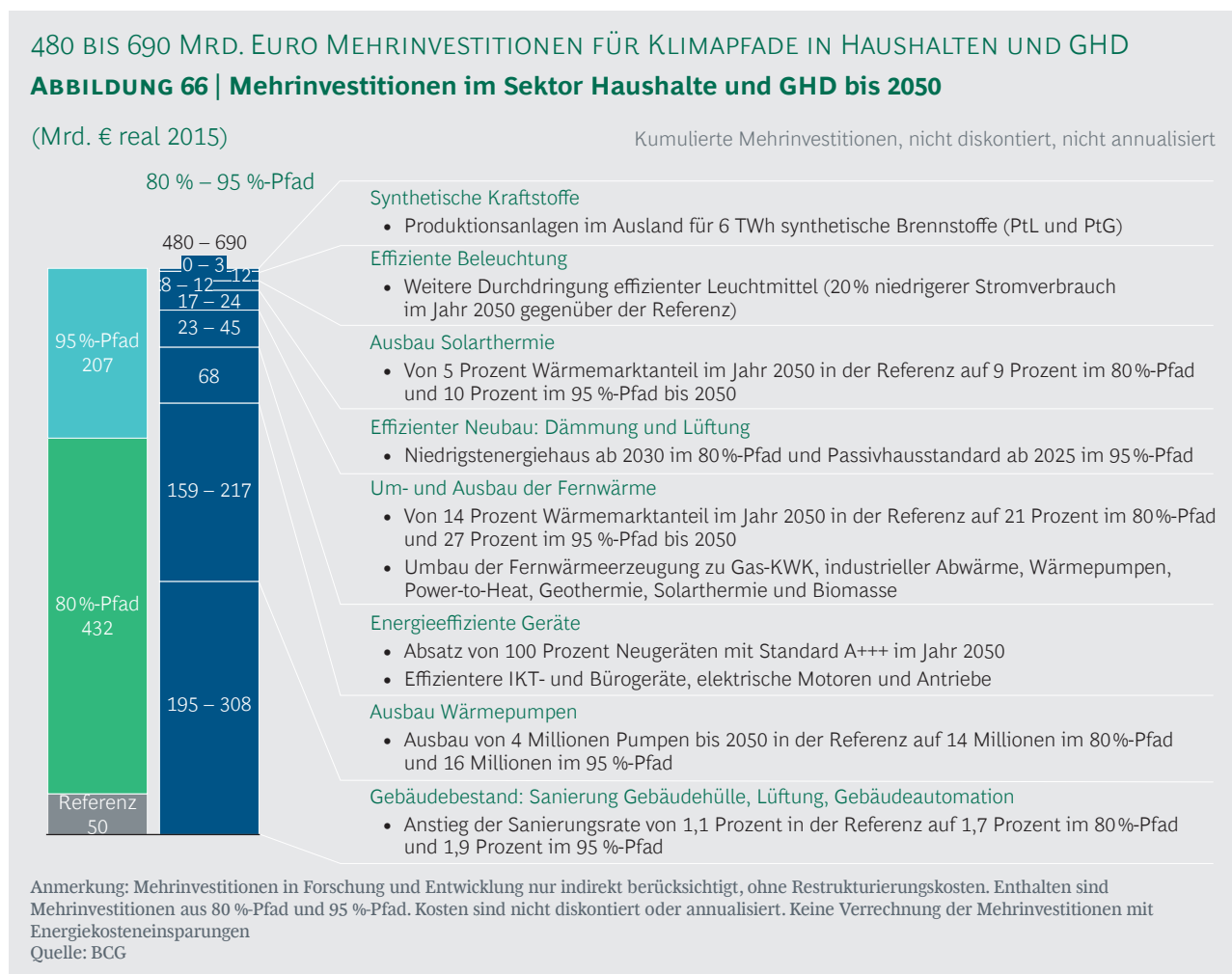
⁵⁴ Diese Vermeidungskosten werden vom gewichteten Kostendelta zwischen synthetischen Kraftstoffen und Heizöl/ Erdgas über die eingesetzten Jahre bestimmt. Bei angenommenen Kosten von Power-to-Liquid im Jahr 2050 von 152 €/MWh, Power-to-Gas von 140 €/MWh und Kosten von Heizöl von 74 €/MWh und Erdgas von 43 €/MWh betragen die CO₂-Vermeidungskosten im gewichteten Mittel 370 €/t.

⁵⁵ Die Mehrkosten der Sanierung in der Referenz beziehen sich auf das Delta der sanierten Gebäudefläche gegenüber heute. Da die gesamte Wohnfläche ansteigt, ergeben sich bei gleicher Sanierungsrate (Anteil der sanierten Gebäude an der gesamten Wohnfläche) kumulierte Mehrinvestitionen von 29 Mrd. Euro. Die Mehrinvestitionen des Ausbaus der Wärmepumpen und der Fernwärme in der Referenz betragen 25 Mrd. Euro.

Wie Abbildung 66 zeigt, nehmen allein die **energetische Sanierung** von Bestandsgebäuden und der **Ausbau von Wärmepumpen** über drei Viertel der Mehrinvestitionen in Anspruch.

KUMULIERTE MEHRKOSTEN VON INSGESAMT 130 MRD. BIS 280 MRD. EURO BIS 2050

Abbildung 67 stellt die direkten volkswirtschaftlichen **Mehrkosten** aller Maßnahmen in den 80 %- und 95 %-Klimapfaden inklusive der Referenz dar. Für diese Rechnung wurden die annualisierten Mehrinvestitionen sowie zusätzlichen Energieträgerkosten (z. B. Wärmepumpenstrom) für die Umsetzung aller oben beschriebenen Maßnahmen im Sektor Haushalte und GHD den durch sie erzielten Energieträgereinsparungen (insbesondere Öl und Gas) gegenübergestellt.⁵⁶



⁵⁶ Die Energieträgerkosten wurden entsprechend dem vorgenommenen volkswirtschaftlichen Ansatz bewertet. Für die Endverbraucher im Sektor Haushalte und GHD liegen aufgrund der zusätzlichen Steuern und Umlagen die Strompreise höher als die bewerteten Stromsystemkosten. Auch erzielen sie höhere Energieträgereinsparungen, da sie über die angesetzten Öl- und Gas-Grenzübergangspreise hinaus zusätzliche Kostenkomponenten zu tragen haben.

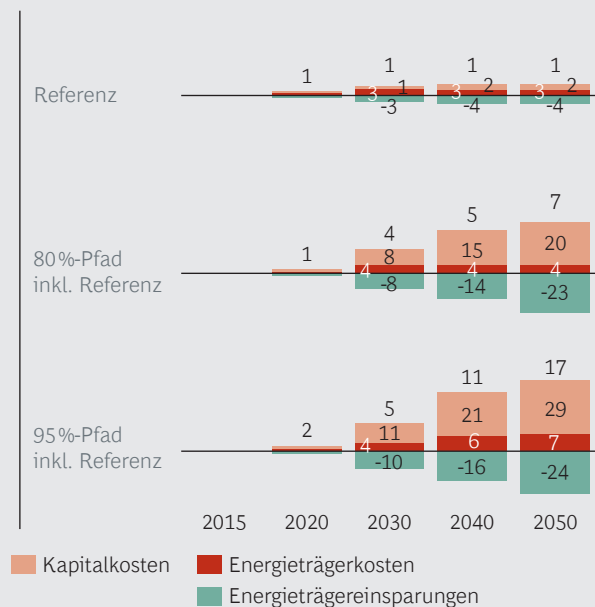
VOLKSWIRTSCHAFTLICHE KOSTEN STEIGEN BIS 2050 UM 7 BIS 17 MRD. EURO JÄHRLICH

ABBILDUNG 67 | Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten im Sektor Haushalte und GHD

Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten, nicht diskontiert, Investitionen annualisiert

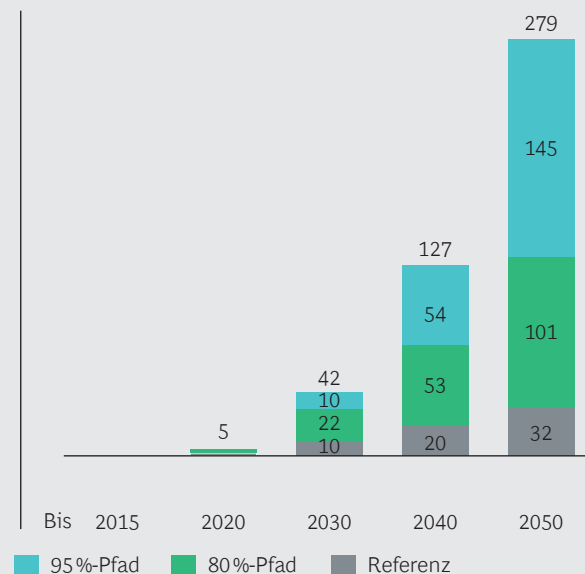
Haushalte/GHD: Jährliche Mehrkosten Klimapfade

(Mrd. € real 2015)



Haushalte/GHD: Kumulierte Mehrkosten der Klimapfade

(Mrd. € real 2015)



Anmerkung: Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten nach Energieträgereinsparungen. Mehrinvestitionen sind mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 % annualisiert. Energieträgereinsparungen und -kosten ohne Steuern, Förderungen oder Zölle; Strom wurde mit Stromsystemkosten und Importe wurden mit den Grenzübergangspreisen des Szenarios „Nationale Alleingänge“ bewertet. Nicht enthalten sind eingesparte CO₂-Kosten aus dem EU-ETS, eingesparte Anpassungskosten aufgrund des Klimawandels, Mehrkosten aus Verpflichtungen der Vergangenheit (v. a. für in 2015 bereits bestehende EEG-Anlagen), Investitionen in Forschung und Entwicklung (nur indirekt), Restrukturisierungskosten
Quelle: BCG

In Summe ergeben sich durch diese Maßnahmen Mehrkosten von insgesamt 130 Mrd. Euro im 80 %-Klimapfad und 280 Mrd. Euro im 95 %-Klimapfad – wiederum kumuliert für den Zeitraum von 2016 bis 2050. Diese Mehrkosten beinhalten die volkswirtschaftlichen Mehrkosten der Referenz von rund 30 Mrd. Euro.

Die wesentlichen Faktoren für die Mehrkosten im **80 %-Klimapfad** sind die energetische Gebäudesanierung und der Wärmepumpenausbau, da die Annuitäten der Investitionen in diese Maßnahmen die erzielten Energieträgereinsparungen über die Betrachtungsperiode bis 2050 übersteigen. Im Jahr 2050 ergeben sich Mehrkosten von 7 Mrd. Euro.

Im **95 %-Klimapfad** erzielen die zusätzlichen Investitionen nur geringe zusätzliche Energieträgereinsparungen, z. B. im Fall der Gebäudesanierung oder bei hohen Effizienzniveaus von Neubauten. Im Jahr 2050 ergeben sich mit 17 Mrd. Euro um 240 Prozent höhere Mehrkosten im Vergleich zum 80 %-Klimapfad.

8 SEKTORBETRACHTUNG: ENERGIE UND UMWANDLUNG

WICHTIGSTE MAßNAHMEN AUF EINEN BLICK

Ausbau erneuerbare Energien: Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, vor allem Wind Onshore (208 bis 2015 TWh), Wind Offshore (188 bis 258 TWh) und Photovoltaik (100 bis 114 TWh), auf über 90 Prozent der Nettostromerzeugung.

Auslaufen der Kohleverstromung: Graduelles Auslaufen der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken bis Ende bzw. Anfang der 2040er Jahre bei gleichzeitigem Aufbau neuer Gaserzeugungsleistung auf 61 bis 75 GW.

Flexibilisierung Stromsystem: Erhöhung der Systemflexibilität zur Integration variabler erneuerbarer Energien durch Ausbau und Digitalisierung der Übertragungs- und Verteilnetzinfrastuktur, europäische Strommarktintegration, den Ausbau von Speichern (auf insgesamt 16 bis 30 GW) sowie die Flexibilisierung von Stromverbrauchern.

Erneuerbare Backup-Erzeugung: Vollständiger Ersatz von fossilem Gas durch erneuerbares Power-to-Gas in der flexiblen Erzeugung im 95 %-Klimapfad (48 TWh_{Strom}).

8.1 KLIMAPFADE

In der nachfolgenden Tabelle sind die dem Kapitel zugrunde liegenden Kernannahmen zusammengefasst:

TABELLE 9 | Zentrale Annahmen Energie und Umwandlung

ANNAHMEN ENERGIE UND UMWANDLUNG	
Strommarktmodell: Kurzbeschreibung	Im Prognos-Strommarktmodell sind alle Großkraftwerke (ab 100 MW) in der EU-27 (bzw. 20 MW in einzelnen Ländern) einzeln abgebildet. Der Kraftwerkseinsatz wird stundenscharf entsprechend den aktuellen bzw. den angenommenen zukünftigen ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen modelliert. Der Stromaustausch zwischen den einzelnen Ländern wird auf Basis der modellierten stündlichen Großhandelspreise und der vorhandenen Übertragungskapazitäten in einem iterativen Verfahren abgebildet. Im Modell erfolgt der Kraftwerkseinsatz entsprechend der jeweiligen Lastnachfrage der Grenzkostenlogik in Jahresscheiben (Merit-Order). Der Zubaubedarf für Kraftwerke wird anhand der höchsten erwarteten Last des aktuellen Jahres in dem jeweiligen Land und des jeweils verfügbaren Angebots (Kraftwerkspark, Stromspeicher, Lastmanagementpotenzial) ermittelt. Erneuerbare werden nach exogenen Vorgaben (z.B. EEG-Ausbau-pfad in der Referenz), unter Berücksichtigung der bestehenden Potenziale, zugebaut. Der weitere Zubaubedarf wird durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Für (potenziell) neu in den Kraftwerkspark kommende Kapazitäten wird zunächst abhängig vom Kraftwerkstyp die Position in der Merit-Order ermittelt, davon ausgehend wird die Erlös- und Kostensituation des jeweiligen Kraftwerksblocks im jeweiligen regionalen Strommarkt bestimmt. Die im Modell berechneten Großhandelspreise sind eine Funktion der Brennstoff- und CO₂-Preise, der Kraftwerkswirkungsgrade und der variablen Betriebskosten inklusive der An- und Abfahrkosten der eingesetzten Kraftwerke. Die Stilllegung von Kraftwerken erfolgt in der Regel automatisch, sobald die festgelegte Lebensdauer des entsprechenden Kraftwerkstyps erreicht ist. Retrofitmaßnahmen werden in einem externen Modul nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien überprüft und entsprechend durchgeführt, sodass die Flexibilisierung der Lebensdauer der Kraftwerke möglich ist. Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden alle nach Ende ihrer technischen Lebensdauer (25 Jahre) stillgelegt bzw. durch Neuanlagen ersetzt.
EU-ETS und CO ₂ -Preis-pfade	Die zukünftige Ausgestaltung des EU-Emissionshandels ab 2021 war zum Zeitpunkt der Studien-erstellung noch unsicher. Mögliche Auswirkungen der Reform z. B. durch die Verknappung der Zertifikate konnten daher nicht analysiert und berücksichtigt werden. Der Emissionshandel geht in Form eines CO₂-Preissignals in das Modell ein und wird in diesem Kontext vor allem zur Modellierung des Energiemarktes genutzt. Eine explizite Auswertung der Mengenbegrenzung wird nicht berechnet. Für das Referenzszenario und das Szenario „Nationale Alleingänge“ wurde ein CO₂-Preis-pfad unterstellt, der langfristig zwischen den Szenarien <i>Current Policies</i> und <i>New Policies</i> der <i>World Energy Outlook</i> (WEO)-Szenarien 2016 der International Energy Agency (IEA) liegt, jedoch kurz- und mittelfristig deutlich langsamer ansteigt. Dabei wurde für das Modell angenommen, dass der CO₂-Preis bis zum Jahr 2050 auf 45 Euro pro Tonne steigt. Für das Szenario „Globaler Klimaschutz“ wurde der CO₂-Preis-pfad an das Szenario „450 ppm“ des WEO angelehnt (ebenfalls kurzfristig langsamer hochlaufend), mit einem Anstieg auf 55 Euro pro Tonne bis 2030 und 124 Euro pro Tonne bis 2050.
THG-Bilanzierung	Im Energie- und Umwandlungssektor werden im THG-Inventar des Umweltbundesamts die Emissionen der Stromerzeugung, der Fernwärmeerzeugung, der Raffinerien, Gruben- und Zechenkraftwerke sowie der Kokereien erfasst. Die Verstromung von Gichtgas in Industriekraftwerken wird in der aktuellen THG-Bilanz im Industriesektor verbucht.³ In dieser Studie werden diese Emissionen nach 2015 im Energie-/Umwandlungssektor aufgeführt.

Netzinfrasturktur	Die Strommarktmodellierung unterstellt ein an die veränderten Nachfrage- und Angebotsstrukturen angepasstes Netz ohne dauerhafte Netzengpässe. Entsprechend gibt es keine netzengpassbedingten Abschaltungen erneuerbarer Energien. Die dafür notwendigen Investitionen in Netzinfrasturktur sind kostenseitig hinterlegt. Der Stromhandel mit dem Ausland ist begrenzt durch Handelskapazitäten (Net Transfer Capacity, - NTC), die in Orientierung am Netzentwicklungsplan 2015 modelliert wurden. Die Berechnung der NTC-Werte erfolgt auf Basis von mittlerer verfügbarer Handelsleistung (keine Maximalwerte).
Strommix des Auslands	In den Klimapfaden wurde die Auslandsentwicklung bis 2030 auf Basis der ENTSO-E Vision 4 (Biomasse: Vision 3) und bis 2050 unter Berücksichtigung wesentlicher nationaler Klimapolitiken (z. B. in Frankreich und den Niederlanden) fortgeschrieben.

¹ International Energy Agency, *World Energy Outlook 2016* (2016).

² In der Realität zeigen die aktuellen Erfahrungen, dass der Netzausbau zeitlich hinter dem Ausbau erneuerbarer Energien zurückbleibt. Trotzdem bleibt jeder so entstehende Netzengpass zeitlich begrenzt. Um nicht von einem strukturellen systemischen Suboptimum ausgehen zu müssen, wurde daher auf eine Modellierung dauerhafter Netzengpässe verzichtet.

³ Die Emissionen aus dem Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung in Industriekraftwerken (inkl. Gichtgas) wird in der aktuellen THG-Bilanz im Industriesektor verbucht. In dieser Studie werden diese Emissionen nach wie vor im Energie-/Umwandlungssektor erfasst

Energie und
Umwandlung
verursachten
37 Prozent der
deutschen
THG-Emissionen
in 2015

8.1.1 HINTERGRUND UND ZUSAMMENFASSUNG

Im Jahr 2015 emittierte der Energie- und Umwandlungssektor 335 Mt CO₂ä. Dies entsprach einem Anteil von 37 Prozent an den gesamten THG-Emissionen in Deutschland in diesem Jahr. Damit weist der Energie- und Umwandlungssektor den größten Emissionsanteil aller Sektoren auf.

Der Großteil der **Emissionen des Sektors** entfiel mit 301 Mt CO₂ä (90 %) auf die Strom- und Fernwärmeerzeugung.¹ Darüber hinaus war die Gewinnung von Energieträgern, insbesondere Braun- und Steinkohle, für 10 Mt CO₂ä (3 %) verantwortlich.² Sonstige Umwandlungsprozesse, vor allem Raffinerien, Gruben- und Zechenkraftwerke sowie Kokereien,³ führten zu weiteren 25 Mt CO₂ä (7 %). Zusätzlich entfielen auf die Verstromung von Gichtgas in Industriekraftwerken 20 Mt THG-Emissionen, die in der THG-Bilanz des Umweltbundesamts im Industriesektor verbucht wurden.⁴

In der **Strom- und Fernwärmeerzeugung** entfielen 162 Mt CO₂ä (54 %) der Emissionen auf die Verbrennung von Braunkohle, darüber hinaus wurden 102 Mt CO₂ä (34 %) durch Steinkohle und 29 Mt (10 %) CO₂ä durch Erdgas emittiert. Die restlichen Emissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung von 8 Mt CO₂ä (3 %) entstanden durch die Verbrennung von Öl, Abfall und sonstigen fossilen Brennstoffen.

SEIT 1990: 22 PROZENT THG-REDUKTION DURCH NACHWENDEEFFEKTE UND MODERNISIERUNG

Zwischen dem Basisjahr **1990 und 2015** reduzierten sich die THG-Emissionen im Energie- und Umwandlungssektor um 92 Mt CO₂ä (minus 22 %) von 427 Mt CO₂ä auf 335 Mt CO₂ä. Damit hat der Energie- und Umwandlungssektor bisher den größten absoluten Minderungsbeitrag von allen Sektoren erzielt.

55 Mt **THG-Emissionseinsparungen** wurden allein durch die Schrumpfung der ost-deutschen Braunkohlewirtschaft realisiert. Weitere 37 Mt CO₂ä konnten in der Strom- und Fernwärmeversorgung eingespart werden. Diese Reduktion wurde vor allem durch die Modernisierung des deutschen Kraftwerksparks in den 1990er Jahren erreicht. In den letzten Jahren schwächte sich dieser Rückgang bedingt durch ein positives Wirtschaftswachstum, den Kernenergieausstieg sowie gestiegene Stromexporte ab, konnte aber dennoch weitergeführt werden. Diese Fortsetzung war auf stetige Effizienzsteigerungen sowohl der Stromverbraucher als auch neuer Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke sowie den Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien auf knapp 30 Prozent der Stromerzeugung zurückzuführen.⁵

Das starke Wachstum der **erneuerbaren Energien** in Deutschland in den letzten 10 bis 15 Jahren fand zu großen Teilen in einer Phase statt, als diese Technologien noch am Anfang ihrer Lernkurve standen. Darüber hinaus hielt die Anpassung der sehr

¹ Umweltbundesamt (2017), THG-Inventar; die Fernwärme wird überwiegend in Kapitel 7 behandelt.

² Vgl. Umweltbundesamt (2017), THG-Inventar, S. 179 ff. Dieser Kategorie werden alle Emissionen im Steinkohlen- und Braunkohlenbergbau sowie der Kokereien und Brikettfabriken und bei der Gewinnung von Rohöl und Erdgas zugerechnet.

³ Diese werden in Kapitel 5.1 behandelt.

⁴ In der vorliegenden Studie werden in den Klimapfaden von 2016 bis 2050 Teile der prozessbedingten Emissionen aus der Gichtgasverstromung in Energie/Umwandlung bilanziert.

⁵ Umweltbundesamt (2017), THG-Inventar.

hohen Vergütungen, vor allem bei Photovoltaik und Wind, oftmals mit der schnellen Kostendegression dieser Technologien nicht konsequent genug Schritt. Als Resultat dieser Entwicklungen führte die zeitweilige Überförderung zu einem „Kostenrucksack“ der Energiewende, der erst ab Mitte der 2020er Jahre merklich abschmelzen dürfte. Gleichzeitig hat der Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung neben gesunkenen Preisen von fossilen Energieträgern und CO₂-Zertifikaten und dem Bau von neuen Gas- und Kohlekraftwerken zu sinkenden Stromgroßhandelspreisen seit 2008 beigetragen.⁶ Seit dem Beginn der Ausschreibungen 2016 wirkt sich die starke Kostendegression erneuerbarer Energien auch deutlicher auf deren Vergütungen aus. Die mittlerweile in Ausschreibungen beobachteten erfolgreichen Gebote von 4 bis 7 ct/kWh aus Wind Onshore, Wind Offshore⁷ und Freiflächen-Photovoltaikanlagen sind Indikatoren für ein kostengünstigeres Fortschreiten der Energiewende auf der Erzeugungsseite.

Parallel hinkt allerdings der **Übertragungsnetzausbau** dem Zubau der erneuerbaren Energien deutlich hinterher⁸, speziell der Windkraftentwicklung im Norden. Dies hat in den letzten Jahren zu einer Erhöhung der Kosten des Netzengpassmanagements und steigenden Redispatch-Kosten geführt.⁹

REFERENZPFAD: BEREITS AMBITIONIERTER AUSBAU VON ERNEUERBAREN

Trotz Energieeffizienzgewinnen bei Geräten, elektrischen Motoren und Prozessen wird ein langfristiger leichter Anstieg des **Nettostromverbrauchs** um 4 Prozent von 515 TWh in 2015 auf 537 TWh in 2050 erwartet. Ursachen dafür sind zum einen eine positive Wirtschaftserwartung und weiter steigende Ausstattungsgrade mit elektrischen Geräten. Vor allem aber wird im Referenzpfad die Integration neuer Stromverbraucher, insbesondere ca. 14 Mio. elektrische Pkw (BEV, PHEV und FCV: 35 TWh) und rund 4 Mio. Wärmepumpen (20 TWh), bis 2050 erwartet, die zu diesem leichten Anstieg beitragen.

Auf **Erzeugungsseite** sind die politischen Instrumente für einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zum größten Teil vorhanden. Basierend auf den Ausbaukorridoren des EEG 2016/2017 werden im Vergleich zu den letzten Jahren etwas niedrigere langfristige Zubauraten für erneuerbare Energien angenommen. Dennoch sollten sich bis 2050 die installierten Leistungen von Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik gegenüber 2015 von 85 GW auf 188 GW mehr als verdoppeln. Insgesamt würde dieser Zubau dazu führen, dass Erneuerbare Energien im Jahr 2050 77 Prozent der Nettostromerzeugung von insgesamt 620 TWh abdecken.

Die konsequente Umsetzung des **Netzausbaus** ist essenzielle Voraussetzung für den Umbau der Energieversorgung und stellt angesichts der Diskrepanz zwischen Ausbaubedarf und tatsächlichem Ausbau eine der zentralen Herausforderungen dar, um die durch Netzengpassbewirtschaftung entstehenden Kosten und Emissionen zu minimie-

Bereits bestehendes EEG wird deutlichen Zubau erneuerbarer Energien treiben

⁶ L. Hirth, (2016), *What Caused the Drop in European Electricity Prices?* USAEE Working Paper, 16-282.

⁷ Bei Wind Offshore fanden Zuschläge für Gebote von 0 ct/kWh statt, denen vermutlich Preiserwartungen am Strommarkt in der Spanne 5 bis 7 ct/kWh ab Beginn der 2020er Jahre zugrunde liegen.

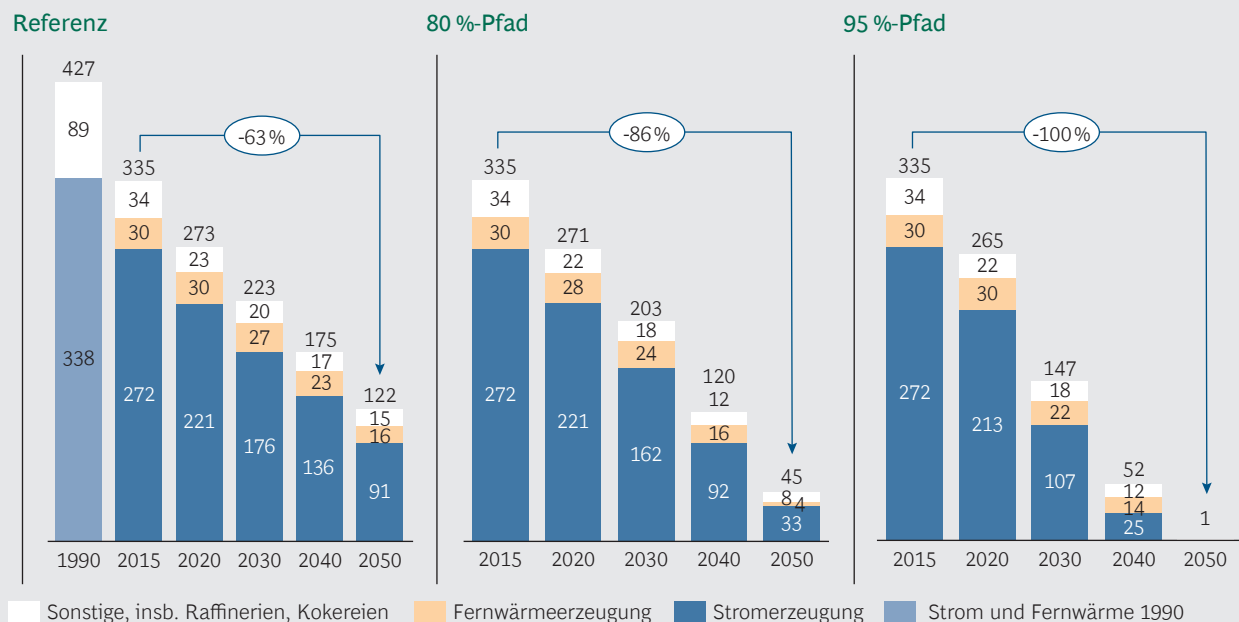
⁸ Bis Ende 2017 rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit der Fertigstellung von 45 Prozent der insgesamt rund 1.855 km erforderlichen Leitungen des EnLAG-Vorhabens. Von den 6.100 km Leitungen, die sich aus dem BBPlG-Vorhaben ergeben, waren 2016 rund 400 km genehmigt und 100 km realisiert (Bundesnetzagentur, Jahresbericht 2016).

⁹ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2017), *Redispatch in Deutschland: Auswertung der Transparenzdaten*. Berlin. Verantwortlich für den hohen Redispatch waren mehrere Effekte, neben punktuellen Spitzen in der Windenergieerzeugung vor allem der Ausfall von Kernenergiekapazitäten in Frankreich.

LINEARER RÜCKGANG DER THG-EMISSIONEN AUF 45 Mt IM 80 %-PFAD UND 0 Mt IM 95 %-PFAD

ABBILDUNG 68 | THG-Entwicklung im Sektor Energie/Umwandlung je Klimapfad

(Mt CO₂ä)



Quelle: Prognos; BCG

ren. Zusätzlich zum Übertragungsnetzausbau muss eine Modernisierung der Verteilnetze auf allen Spannungsebenen erfolgen. Ein weiteres wichtiges Element zur kosteneffizienten Bewältigung der Energiewende ist der Handel mit dem europäischen Ausland. Hierzu wird eine Erhöhung der Kuppelleistung entsprechend dem NEP 2015 vorausgesetzt.

Im Ergebnis sollte sich der große Aufwand beim Zubau erneuerbarer Energien spätestens in den 2020er Jahren durch sinkende **Emissionen** in Deutschland bemerkbar machen. Trotz eines Kernenergieausstiegs bis 2022 wird aufgrund des parallelen Zubaus von erneuerbaren Energien keine Zunahme der konventionellen Erzeugung erwartet. Dennoch würden sich auch langfristig bei den in dieser Studie in der Referenz unterstellten CO₂-Preisen im gesamten Zeitraum bis 2050 **Stein- und Braunkohlekraftwerke** weiter wirtschaftlich betreiben lassen; sie würden in 2050 noch etwa 18 GW der Erzeugungskapazität stellen.¹⁰ Abgesehen vom Abschluss der derzeit im Bau befindlichen Projekte sind dafür im Modell keine weiteren Neubauten unterstellt.

Konventionelle Kraftwerke werden aufgrund der Vorhaltung **gesicherter Leistung** langfristig ein wesentlicher Teil des Erzeugungsportfolios bleiben. Aufgrund des Kernenergieausstiegs und der Altersstruktur des Kraftwerksparks entstehen allerdings vor allem im Zeitraum von 2020 bis 2030 Lücken bei der Bereitstellung gesicherter Leis-

¹⁰ Mögliche abweichende Effekte infolge der aktuell laufenden Reform des EU-ETS sind im Referenzszenario noch nicht berücksichtigt.

tung. Schon im Referenzszenario erfolgt daher in diesem Zeitraum ein starker Anstieg der installierten Leistung an Gaskraftwerken. Falls das nicht in vollem Maße zeitgerecht stattfinden kann, kommt dazu ergänzend der Weiterbetrieb und ggf. der Retrofit bestehender Kraftwerke in Betracht.

In **Summe** werden die Emissionen in der Stromerzeugung in der Referenz bis 2050 auf 91 Mt reduziert. Der Energie- und Umwandlungssektor insgesamt würde die Emissionen auf 122 Mt reduzieren, was Einsparungen von 71 Prozent gegenüber 1990 und 63 Prozent gegenüber 2015 entspricht.

80 %-PFAD: WEITERE BESCHLEUNIGUNG DER ERNEUERBAREN, AUSLAUFEN DER KOHLEVERSTROMUNG

Im Vergleich aller Sektoren verfügt die Stromerzeugung über die meisten Optionen zur **direkten Integration erneuerbarer Technologien**. Während Windkraftanlagen und Solarkraftwerke, Wasserkraftwerke und Biomassekraftwerke erneuerbaren Strom erzeugen können, stehen den Sektoren Verkehr, Haushalte und GHD sowie Industrie weniger Möglichkeiten auf Basis dieser Primärenergieträger zur Verfügung:

- **Sonnenenergie** kann über Solarthermie in der Raumwärme- und Warmwasserversorgung eingesetzt werden, konkurriert dort allerdings mit Photovoltaik um Dachflächen und kann nur einen Teil der Raumwärme- und Warmwassernachfrage von Gebäuden decken.
- **Biomasse** unterliegt inländischen Potenzialrestriktionen, lässt sich in der Wärmeversorgung in urbanen Gebieten nur sehr begrenzt nutzen und ist für den Verkehr überwiegend nur mit hohem technologischen Aufwand in flüssige und gasförmige Kraftstoffe umwandelbar.
- Für **Wind und Wasser** gibt es keine realistischen Anwendungen außerhalb der Stromerzeugung.

Stromsektor mit dem größten Potenzial zur Integration erneuerbarer Energien

Aus diesem Grund ist der Wechsel auf niedrigemittierenden **Strom** als Endenergieträger, wie z. B. durch Elektromobilität, Wärmepumpen und Power-to-Heat, für andere Sektoren eine zentrale Option zur Erreichung ihrer Ziele.

Dies macht eine stärkere **Sektorkopplung** von Strom, Wärme und Verkehr zur Erreichung der Emissionsziele zwingend erforderlich, für die deutlich mehr neue Verbraucher in das Stromsystem integriert werden müssten. Im 80 %-Klimapfad sind das bis 2050 insgesamt 27 Mio. elektrische Pkw, 14 Mio. Wärmepumpen, 2 Mio. batteriebetriebene leichte Nutzfahrzeuge und 4.000 km Lkw-Oberleitungen auf Autobahnen. Trotz des Anstiegs der Anzahl der neuen Verbraucher wird nahezu keine Erhöhung der Stromnachfrage im Vergleich zur Referenz erwartet (plus 4 % zwischen 2015 und 2050), da bei den bisherigen Verbrauchern parallel erhebliche Effizienzverbesserungen erreicht werden.¹¹

¹¹ Sogar im Gebäudesektor bleibt die Stromnachfrage z. B. trotz 14 Mio. neuer Wärmepumpen bis 2050 fast stabil, weil parallel 4 Mio. elektrische Direktheizungen (i. W. alte Nachtspeicheröfen) aus dem heutigen Bestand reduziert würden, die einen ca. viermal so hohen Strombedarf haben und darüber hinaus heute meist deutlich schlechter gedämmte Gebäude beheizen.

Im **80 %-Klimapfad** beschleunigt sich der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, insbesondere im Zeitraum nach 2030. Durch einen Ausbau auf 240 GW installierte Leistung von Wind und Photovoltaik bis 2050 ist ein Anteil erneuerbarer Energien an der Nettostromerzeugung von knapp 90 Prozent erreichbar. Darüber hinaus müsste bis 2050 die flexible Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken schrittweise durch emissionsärmere Gaskraftwerke abgelöst werden. Diese sollten soweit möglich in der Fernwärme als KWK-Anlagen eingesetzt werden, wo sie ebenfalls ältere Kohle-KWK-Anlagen ersetzen. Gleichzeitig ergänzt die Fernwärme ihre Erzeugungsstruktur mit Industrieabwärme, Solarthermie, Geothermie, Power-to-Heat und Hochtemperaturwärmepumpen in Verbindung mit Wärmespeichern.¹² Zur Erreichung eines linearen THG-Reduktionspfads entsprechend einem gesamtdeutschen 80 %-THG-Reduktionsziel bis 2050 ist es ausreichend, wenn das Auslaufen der letzten **Kohleverstromung** Ende der 2040er Jahre erfolgt.

Die zunehmend volatile Stromerzeugung erfordert eine höhere **Flexibilität** im Stromsystem. Das bedeutet, dass Übertragungs- und Verteilnetze zusätzlich zum Referenzpfad deutlich ausgebaut werden müssten, insbesondere zwischen 2030 und 2050. Zudem muss mit rund 9 GW erheblich mehr Kurzfristspeicherkapazität zugebaut werden. Im 80 %-Klimapfad wurden diese zusätzlichen Speicher als dezentrale Batteriespeicher modelliert, die oft mit Photovoltaikanlagen kombiniert werden. Alternativ kämen auch andere Technologien, wie z. B. Redox-Flow-Batterien, in Betracht. Saisonale Stromspeicher sind nach heutigem Stand der Technik nicht in Aussicht. Gleichzeitig steigt bis zum Jahr 2050 die installierte elektrische Leistung von flexibel eingesetzten Elektrokesseln und Großwärmepumpen zur Fernwärmeerzeugung auf insgesamt 11 GW. Außerdem werden ein flexibler Betrieb von dezentralen Wärmepumpen und flexibles Laden der meisten Elektrofahrzeuge unterstellt.¹³

Im **Ergebnis** werden Emissionen in der Stromerzeugung im 80 %-Klimapfad bis 2050 auf 33 Mt CO₂ä reduziert. Der Energie- und Umwandlungssektor insgesamt reduziert Emissionen auf 45 Mt CO₂ä, was Einsparungen von 86 Prozent gegenüber 2015 und knapp 90 Prozent gegenüber 1990 entspricht.

95 %-KLIMAPFAD: NULLEMISSIONEN MIT HILFE VON POWER-TO-GAS

Für die Erreichung eines 95 %-Emissionsziels muss die Strom- und Fernwärmeerzeugung in Deutschland nahezu **emissionsfrei** sein.

Im Jahr 2050 decken im modellierten 95 %-Klimapfad **fluktuierende Erneuerbare** die Stromnachfrage in sehr vielen Stunden zu großen Teilen oder vollständig ab. Die Flexibilisierung der Nachfrage, der Ausbau von Stromspeichern und Netzen sowie der zunehmende Austausch mit dem Ausland tragen dabei zur Nutzung eines möglichst hohen Anteils der Erzeugung bei. Insbesondere im Winter wird es jedoch auch langfristig längere Phasen geben, in denen Wind und Photovoltaik keine nennenswerten Anteile des Strombedarfs decken können. Batteriespeicher und Pumpspeicherkraft-

¹² Siehe Kapitel 7.1

¹³ Bei Wärmepumpen wird ein zweistündiger Warmwasserspeicher unterstellt, sodass sie im Bedarfsfall für eine solche Zeitspanne vom Netz genommen werden könnten. Bei Batteriefahrzeugen wird unterstellt, dass 80 Prozent des Bestands flexibel auf Strommarktsignale reagieren können und nur dann geladen werden, wenn weniger als 50 Prozent Ladestand vorhanden sind oder eine lange Fahrt ansteht. Ein Entladen der Batterie wurde nicht unterstellt.

werke helfen aufgrund ihrer beschränkten Kapazität für diese Phasen nur begrenzt, sodass **thermische Kraftwerke**, die in 2050 vollständig mit erneuerbar erzeugtem Power-to-Gas betrieben würden, weiter einen Großteil der Erzeugung stellen müssen.

Zusätzlich zu den für die Fernwärmeerzeugung erforderlichen Brennstoffe entsteht im Sektor Energie/Umwandlung ein Bedarf an **synthetischem Gas** von 109 TWh_{Brennstoff} für den eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von bis zu 200 TWh erforderlich ist. In der vorliegenden Studie wird unterstellt, dass dieser Bedarf aus Gründen der Versorgungssicherheit zumindest zu knapp 20 Prozent aus nationaler Produktion abgedeckt werden würde. Diese nationale Produktion sollte vor allem in der Nähe von Industrieanlagen mit Biomasseverbrennung erfolgen, da sich hier der emittierte biogene Kohlenstoff für die Produktion von synthetischem Methan „recyclen“ ließe. Der Rest kann aus Ländern mit günstigeren Bedingungen für erneuerbare Energien importiert werden.

Aufgrund des damit verbundenen Strom-Mehrverbrauchs sowie der noch einmal umfangreicheren Sektorkopplung¹⁴ steigt der Nettostromverbrauch in Deutschland bis 2050 auf 626 TWh. Um diese Nachfrage zu bedienen, ist 2050 eine **Nettostromerzeugung** von insgesamt 715 TWh notwendig.¹⁵ Davon entfielen 587 TWh auf Wind und Photovoltaik, was dem Fünffachen der 2015 produzierten Menge entspricht. Um diese Menge aus erneuerbaren Energien zu erreichen, ist bereits vor 2030 ein wesentlich stärkerer Netzausbau als in den Szenarien des Netzentwicklungsplans (NEP) 2017 erforderlich. Dieser Ausbau müsste sehr schnell angegangen werden und stellt angesichts der langen Planungszyklen der Vergangenheit ein erhebliches Umsetzungsrisiko dar.

Vollständig
erneuerbarer Backup
durch Power-to-Gas
aus Importen und
„recycler“ Biomasse-
verbrennung

Neben der Stromversorgung für Power-to-Gas ist im 95 %-Klimapfad eine schnellere **THG-Emissionsreduktion** in der Stromerzeugung entlang einer ambitionierteren zeitlichen Entwicklungskurve der Emissionen auf null im Jahr 2050 erforderlich. Der steilere Rückgang der Emissionen aus der Stromerzeugung ist auch aufgrund der beschleunigten Sektorkopplung notwendig, da manche zusätzliche Stromverbraucher ohne schnellere THG-Emissionsreduktion sogar Mehremissionen erzeugen würden. Deshalb ist im 95 %-Klimapfad eine frühere Reduzierung der Stromerzeugung auf der Basis von Braun- und Steinkohle erforderlich, die sich bei globalem Konsens zum Klimaschutz aufgrund der resultierenden hohen CO₂-Preise (55 Euro in 2030, 124 Euro bis 2050) auch über die mangelnde Wirtschaftlichkeit der Kohlekraftwerke einstellen würde.¹⁶ Bei den im Szenario „Globaler Klimaschutz“ unterstellten CO₂- und Brennstoffpreisen wird Braunkohle ab Ende der 2020er bzw. Anfang der 2030er Jahre und Steinkohle ab Anfang der 2040er Jahre unwirtschaftlich und geht dementsprechend aus dem Markt. Emissionen aus der Verstromung von Gichtgas in Hüttenwerken könnten durch den (für andere Prozessemissionen dort ohnehin nötigen) Einsatz von CCS eliminiert werden. Der dafür erforderliche Infrastrukturausbau müsste ab Mitte/Ende der 2030er Jahre beginnen.

¹⁴ Stärkere Sektorkopplung mit 32 Mio. E-Pkw und 16 Mio. Wärmepumpen.

¹⁵ Die Differenz ergibt sich aus angeregten Erneuerbare-Energien-Mengen (2050: 10 TWh) und sonstigen Verbräuchen (Netzverluste, Speicherbedarf).

¹⁶ Dies entspräche einem wirksamen Minderungspfad des EU-ETS auf 100 % THG-Reduktion bis 2050.

Die **Fernwärme** würde hinsichtlich der Emissionen ebenfalls von den niedrigeren Emissionen der Stromerzeugung profitieren und den Anteil der Erzeugung aus Power-to-Heat und Hochtemperaturwärmepumpen erhöhen, um eine sinkende Produktion aus Gas-KWK zu ersetzen.

Durch diese Maßnahmen würde der Energie- und Umwandlungssektor bis 2050 quasi emissionsfrei. Es verbleiben Restemissionen aus der CO₂-Abscheidung durch CCS aus der Gichtgasverstromung bzw. der Herstellung petrochemischer Vorprodukte für die stoffliche Nutzung. Gleichzeitig entstehen durch die Abscheidung biogener Kohlenstoffe bei der Abfallverbrennung (für die ebenfalls der Einsatz von CCS erforderlich ist) „negative“ Emissionen.

8.1.2 NACHFRAGE UND ERZEUGUNG

STROMVERBRAUCH BLEIBT WEITGEHEND STABIL

Trotz wachsender Wirtschaftsleistung, steigender Bevölkerungszahl und zunehmender Ausstattung mit elektrischen Geräten von Haushalten und GHD-Gebäuden ist der **Stromverbrauch** während der letzten Jahre stabil geblieben. Ursachen hierfür waren Energieeffizienzsteigerungen bei Haushaltsgeräten, der Marktdurchbruch effizienter Beleuchtungstechnologien sowie ein höheres Augenmerk auf Energieeffizienzoptimierung in der Industrie durch neue Technologien, bessere Auslegung und intelligentere Steuerung.

Es wird angenommen, dass sich diese Entwicklung zu einer stärkeren Durchdringung energieeffizienter Technologien im Markt in der Referenz fortsetzt und in den Zielszenarien noch einmal beschleunigt. Effizienzfortschritte bei „traditionellen“ Verbrauchern würden damit sowohl Strommenge als auch Spitzenlast absenken und die Strominfrastruktur für eine Aufnahme neuer, oft flexiblerer Verbraucher entlasten. Infolge der Sektorkopplung wird eine umfangreiche Integration solcher **neuer Verbraucher** in das Stromsystem erfolgen (Abbildung 69).

SEKTORKOPPLUNG: UMFANGREICHE INTEGRATION NEUER FLEXIBLER STROMVERBRAUCHER

ABBILDUNG 69 | Szenarioanalyse: Neue Verbraucher infolge der Sektorkopplung im Jahr 2050

Modell- annahme	Überwiegend flexibel				Teilweise flexibel	Inflexibel
Verbraucher	Wärmepumpen	Elektro-Pkw (Batterie, Plug-in, Wasserstoff)	Fernwärme (Wärmepumpen, E-Heizer)	PtX- Anlagen ¹	Elektrische leichte Nutzfahrzeuge, Lkw	Oberleitungen auf Autobahnen
Referenz	4 Mio.	14 Mio.	6 GW _{el}	0 GW _{el}	0,7 Mio.	0 km
80 %-Pfad	14 Mio.	26 Mio.	11 GW _{el}	0 GW _{el}	2,4 Mio.	4.000 km
95 %-Pfad	16 Mio.	33 Mio.	15 GW _{el}	11 GW _{el}	2,8 Mio.	8.000 km

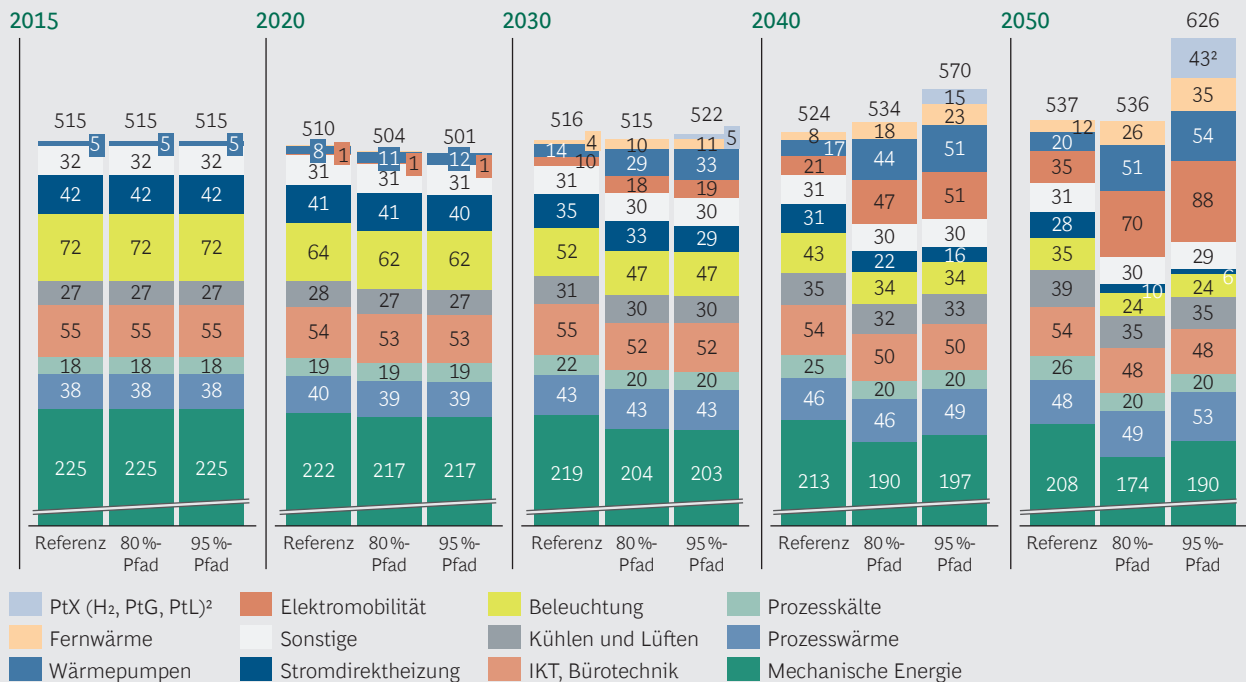
¹ Für die Produktion von H₂ für den Industriesektor sowie PtG für den Sektor Energie/Umwandlung
Quelle: Prognos; BCG

Es wird erwartet, dass sich sowohl in der Referenz als auch im 80 %-Klimapfad die Einsparungen durch Effizienzgewinne und Mehrverbräuche neuer Verbraucher bis 2050 in etwa ausgleichen. Aus diesem Grund ergibt sich in diesen Szenarien ein relativ flacher Verlauf des Stromverbrauchs. Erst im 95 %-Klimapfad wären die meisten Energieeffizienzpotenziale bei „konventionellen“ Verbrauchern, wie z. B. Haushalts- und IKT-Geräten, Beleuchtung, Prozesskälte und -wärme sowie industriellen Anwendungen, ausgeschöpft. Daher wird sich erst in diesem Klimapfad ein stärker steigender Stromverbrauch einstellen, um die umfassendere Elektrifizierung von Verkehr und Wärme sowie die inländische Nachfrage nach synthetischen Brennstoffen zu bedienen.

NETTOSTROMVERBRAUCH¹ STEIGT TROTZ NEUER VERBRAUCHER NUR MODERAT

ABBILDUNG 70 | Entwicklung des Stromverbrauchs je Klimapfad

(TWh)



¹ Nettostromverbrauch = Nettostromerzeugung - Abgeregelte Strommengen - Exportsaldo - Speicherbedarf - Netzverluste - Inländische PtG-Produktion

² Ohne den Stromverbrauch für die inländische Power-to-Gas-Produktion für Stromerzeugung (22 TWh für 13 TWh PtG), der nicht Teil des Nettostromverbrauchs ist

Quelle: Prognos; BCG

Im 95 %-Klimapfad ergibt sich ein **Stromverbrauch** von 626 TWh im Jahr 2050. Unter Berücksichtigung von sonstigem Stromverbrauch für Netzverluste, Speicherung und Umwandlung sowie Stromhandel mit dem Ausland resultiert daraus eine Nettostromerzeugung von 715 TWh, wovon 587 TWh aus Wind und Photovoltaik stammen. Diese Größenordnung mag angesichts des hohen Grades an Sektorkopplung sowie des sehr hohen Bedarfs an synthetischen Brenn- und Kraftstoffen zunächst gering erscheinen. Dafür gibt es folgende Gründe:

- Verstromung, das heißt Elektrifizierung, ist oft nicht die **kostenminimale Lösung**. Industrielle Wärmeerzeugung lässt sich z. B. kosteneffizienter mit dem Einsatz der nationalen Biomasse erreichen als über Stromheizer, Induktionsöfen oder Power-to-Gas. Diese Biomasse müsste dafür anderen Sektoren entnommen werden, die günstigere Alternativen dafür haben.
- Die Ausbaupotenziale der erneuerbaren Energien unterliegen technischen, ökologischen, ökonomischen und akzeptanzbedingten **Restriktionen**. Die vorliegende Studie geht davon aus, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland auf zwischen 800 und 1.000 TWh pro Jahr begrenzt ist (Abbildung 71).

Ein deutlich größerer Zubau von Wind Onshore, als im 95 %-Klimapfad mit 100 GW in 2050 angenommen wird, würde beispielsweise für ganz Deutschland Mindestabstände von Windkraftanlagen zu Wohngebäuden unter 1.500 m voraussetzen – also weniger als im aktuellen Koalitionsvertrag in Nordrhein-Westfalen oder der in Bayern gültigen „10-H-Regel“ definiert. Die Menge an Photovoltaik im Stromsystem ist aufgrund ihres Lastprofils aus Systemintegrationsgründen begrenzt. Höhere Photovoltaikleistungen als in den Klimapfaden dieser Studie angenommen würden daher mittags regelmäßig zu weit größeren Abregelungen führen. Wind Offshore hätte noch weiteres Ausbaupotenzial, geriete jedoch zunehmend in Konkurrenz mit Schifffahrt und Fischerei.

Erneuerbaren-
Ausbau in
Deutschland
unterliegt
Restriktionen

- Vollständige **Energieautarkie** wurde in dieser Studie nicht unterstellt und wäre unverhältnismäßig teuer. Die Primärenergieimporte Deutschlands nehmen im 95 %-Klimapfad im Vergleich zur Referenz bereits erheblich ab (siehe Kapitel 2.4). Eine vollständige Selbstversorgung Deutschlands mit synthetischen Brennstoffen wäre jedoch im Vergleich zu Importen aus Ländern mit günstigeren Bedingungen für erneuerbare Energien mit erheblichen Mehrkosten verbunden. Aus Gründen der Systemsicherheit wird hier davon ausgegangen, dass Deutschland knapp 20 Prozent seines Bedarfs an synthetischen Brennstoffen für die Strom- und Fernwärmeerzeugung (KWK) selbst erzeugt. Zudem werden noch für den Verkehrssektor 23 TWh Wasserstoff (verbrauchsnahe) sowie 1,4 TWh flüssige synthetische Kraftstoffe im Inland produziert.¹⁷ Der restliche Bedarf an flüssigen und gasförmigen synthetischen Brenn- und Kraftstoffen wird aus Kostengründen aus Ländern mit günstigeren Bedingungen für erneuerbare Energien importiert (insgesamt 340 TWh).¹⁸

STÄRKERES WACHSTUM ERNEUERBARER ERZEUGUNG NÖTIG

Die weitere Kostendegression erneuerbarer Energien begünstigt bereits in der Referenzentwicklung einen starken Zubau von Wind und Photovoltaik. Dieser müsste zur Zielerreichung noch einmal übertroffen werden.

Im **80 %-Klimapfad** wäre bis 2030 ein beschleunigter Ausbau von Windenergie nötig. Der Ausbaukorridor des EEG 2016/2017 müsste hierfür nur leicht angepasst werden. Zwischen 2030 und 2050 flacht sich das Wachstum der erneuerbaren Energien in der Referenz trotz weiteren Zubaus ab, da parallel Altanlagen aus vergangenen starken Ausbaujahren vom Markt gehen. Um für das 80 %-Ziel einen Anteil an erneuerbaren Energien von 88 Prozent der Nettostromerzeugung zu erzielen, wäre zwischen 2030 und 2050 die Errichtung von zusätzlichen 25 GW Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik über die Referenz hinaus notwendig. Dies erfordert ab 2030 eine erhebliche zusätzliche Anstrengung für weiteren Netzausbau über die Referenzentwicklung hinaus.

Die Zielerreichung im **95 %-Klimapfad** stellt eine wesentlich größere Herausforderung dar. Zur Verwirklichung von Nullemissionen in 2050 muss sich die im 80 %-Klimapfad beschriebene Entwicklung substanziell beschleunigen: Schnellere THG-Emissionsmin-

¹⁷ Für die Nutzung durch andere Verbraucher in der Industrie, im Verkehr sowie zu einem geringen Teil in Gebäuden.

¹⁸ Wäre die Herstellung eines größeren Teils davon in Deutschland gewünscht, bestünde aber auch lediglich ein weiteres realistisches Ausbaupotenzial erneuerbarer Energien um rund 200 TWh.

REALISIERBARE OBERGRENZE VON WIND UND PHOTOVOLTAIK BEI CA. 800 TWh

ABBILDUNG 71 | Ausbaupotenziale erneuerbarer Energien in Deutschland

Technologie	Stromerzeugung in 2050 (TWh)					Mögliche Restriktionen bei Potenzialausschöpfung
	Referenz	80%-Pfad	95%-Pfad	Realisierbares Potenzial	Technisches Potenzial	
PV Dachanlagen	59	75	86	78 – 130 ¹	200	Nutzungskonkurrenz mit Solarthermie Hohe PV-Einspeisung passt schlechter zum Verbrauch als Wind
PV Freifläche	20	25	28	140 ²	4.500	Nutzungskonkurrenz mit Ackerfläche, Naherholung, Großsolarthermie
Wind Onshore	176	204	215	240 ³	2.900	Akzeptanz Bevölkerung Flächennutzungspläne Abstandsregelungen (z. B. 1.500 m NRW-Koalitionsvertrag)
Wind Offshore	96	172	258	300 ⁴	500	Akzeptanz Bevölkerung Konkurrenz mit Schifffahrt, Fischerei
Gesamt	352	476	587	~ 800	7.800	

¹ Annahme: Geeignete Dachflächen; mit/ohne Flächenkonkurrenz Solarthermie ² 0,7 % der Fläche DE ³ Bebauung von 1 % der Fläche DE (von gesamt 2 % mit 1.500 m Wohnflächenabstand; Abschlag von 50 % wurde angenommen, da nicht alle diese Flächen für Windkraft geeignet sind oder vertraglich zur Verfügung stehen werden) ⁴ Offshore-Potenzial auf den genehmigten und in der Entwicklung befindlichen Flächen für Wind offshore

Quelle: Bundesverband WindEnergie, UBA, Potenzial der Windenergie an Land (2012); BVG Associates/WindEurope, Unleashing Europe's offshore wind potential (2017); Prognos; BCG

derung im Stromsystem und steigende Nachfrage würden bereits vor 2030 einen stärkeren Zubau von erneuerbaren Energien und einen umfangreicheren Netzausbau erfordern. Darüber hinaus werden zwischen 2030 und 2050 im Vergleich zur Referenz zusätzliche 56 GW Wind und Photovoltaik errichtet. Der 95 %-Klimapfad stellt insofern keine Fortsetzung des 80 %-Klimapfads dar, sondern würde eine Weichenstellung bereits in den nächsten Jahren erfordern.

AUSLAUFEN DER KOHLEERZEUGUNG IN DEN KLIMAPFADEN

In allen drei Szenarien wurde die bestehende **Sicherheitsbereitschaft** abgebildet. Diese umfasst insgesamt 2,7 GW an Braunkohlekraftwerken, die im Zeitraum bis 2020 aus dem Markt gehen und danach für jeweils vier Jahre als Sicherheitsbereitschaft zur Verfügung stehen, um im Anschluss stillgelegt zu werden.

Die weitere Entwicklung der **Kohlekapazitäten** wird im Modell maßgeblich durch die unterstellte technische Lebensdauer der einzelnen Kraftwerke¹⁹ und ihrer Wirtschaftlichkeit auf dem Strommarkt bestimmt. Kraftwerke werden im Modell frühzeitig stillgelegt, wenn ihre Erlöse auf dem Strommarkt nicht die variablen Kosten und die fixen Betriebskosten decken können. Lebensverlängernde Retrofitmaßnahmen werden nur durchgeführt, wenn die Kraftwerke ausreichend Erlöse erzielen.²⁰ Im 80 %-Klimapfad

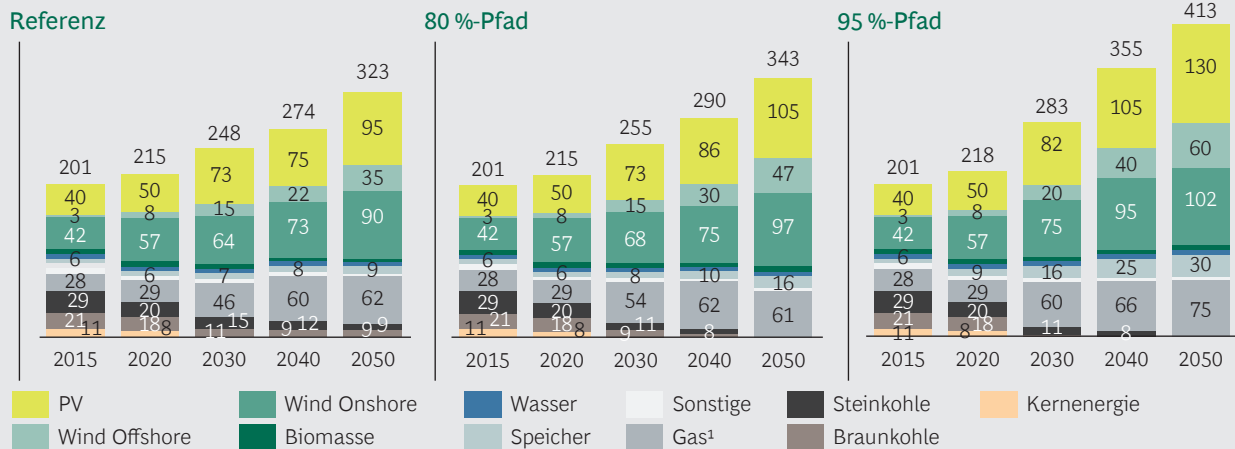
¹⁹ In den Szenarien wurde die technische Lebensdauer auf 47 Jahre für Steinkohle- und 50 Jahre für Braunkohlekraftwerke festgelegt.

²⁰ Im Rahmen solcher Retrofitmaßnahmen von Kohlekraftwerken kann die Flexibilität der noch benötigten Anlagen erhöht werden. Dadurch wird eine bessere Integration volatiler erneuerbarer Energien zu spezifischen Investitionskosten von 100 – 500 €/kW ermöglicht (vgl. Agora Energiewende (2017), *Flexibility in thermal power plants*).

STARKE ZUNAHME DER INSTALLIERTEN KRAFTWERKSLEISTUNG, INSB. VON ERNEUERBAREN

ABBILDUNG 72 | Installierte Nettokraftwerksleistung nach Erzeugungstechnologien

(GW)



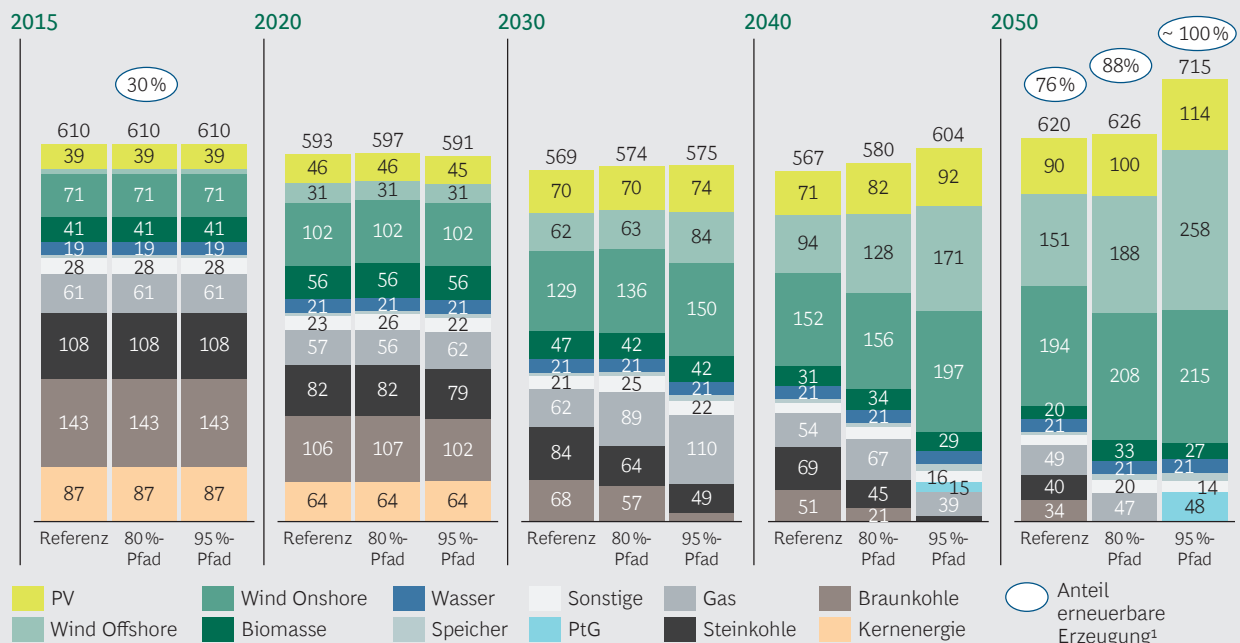
¹ Die Jahre 2015 bis 20 enthalten neben am Strommarkt teilnehmenden Gaskraftwerken auch Reservekraftwerke und konservierte (vorläufig stillgelegte) Kraftwerke. Die Sicherheitsbereitschaft ist in der ausgewiesenen Leistung nicht enthalten.

Quelle: Prognos; BCG

ERNEUERBARE ENERGIEN MIT STARK WACHSENDEM ANTEIL AN NETTOSTROMERZEUGUNG

ABBILDUNG 73 | Nettostromerzeugung nach Erzeugungstechnologien

(TWh)



¹ In der Referenz und im 80 %-Klimapfad: PV, Wind, Biomasse, Wasser, im 95 %-Klimapfad zusätzlich die mit synthetischen Brennstoffen erzeugten Strommengen.

Quelle: Prognos; BCG

wird darüber hinaus ein linearer Reduktionspfad im Modell durch ein graduelles Auslaufen der Kohleverstromung bis 2050 abgebildet. Die dargestellten Klimapfade zielen auf das Jahr 2050 ab, für den Verlauf wurde ein linearer Reduktionspfad zwischen 2015 und 2050 angestrebt.

Sowohl in der Referenz als auch in den 80 %- und 95 %-Klimapfaden führen die in dieser Studie unterstellten Annahmen zu dem Ergebnis, dass **kurzfristig bis 2020** Steinkohlekraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen aus dem Markt gehen und nicht das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen. Dadurch sinken die Emissionen der Stromerzeugung von 272 Mt CO₂ im Jahr 2015 auf 221 Mt CO₂ bis 2020.

Die Stilllegung dieser Kraftwerke sowie der Kernenergieausstieg führen ab Mitte der 2020er Jahre zu einer **Kapazitätslücke**, die in der Modellierung durch den Neubau erheblicher Gaskapazitäten gefüllt wird. Falls dieser Neubau langsamer erfolgen würde als erforderlich, müsste diese Kapazität durch andere Maßnahmen bereitgestellt werden. Unter anderem käme dabei ein zeitweiliger Weiterbetrieb der im Modell stillgelegten Kohlekraftwerke in Betracht.

Neubau zusätzlicher
Gaskapazitäten
bereits vor 2030

Die **langfristige Entwicklung** ist zwischen den Klimapfaden unterschiedlich. In der Referenz und im 80 %-Pfad führen die unterstellten steigenden Erdgaspreise und vergleichsweise niedrigen CO₂-Preise²¹ dazu, dass Braun- und Steinkohlekraftwerke bis 2050 und darüber hinaus wirtschaftlich betrieben werden könnten.²² Zur Erreichung eines sektorübergreifenden 80 %-Emissionsziels müsste die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken bis 2050 auslaufen.

Ein **früheres Auslaufen der Kohleverstromung** wäre mit volkswirtschaftlichen Mehrkosten verbunden. Aus diesem Grund wurde der 80 %-Klimapfad so modelliert, dass damit eine lineare Reduktion der Emissionen des Stromsektors ermöglicht wird. Aus Kostengesichtspunkten erfolgt daher modellseitig bis 2050 ein graduelles Auslaufen der Kohleverstromung zeitlich so nah wie möglich am wirtschaftlich bedingten Marktaustritt der jeweiligen Kraftwerke im Referenzpfad. Die letzten Kohlekraftwerke würden damit Ende der 2040er Jahre vom Netz gehen. Mit Festlegung eines entsprechenden Zielpfades und im Ergebnis hinreichend hohen CO₂-Preisen würde sich eine solche Entwicklung auch marktseitig ergeben.

Im 95 %-Klimapfad ist entlang eines linearen Rückgangs der CO₂-Emissionen auf nahezu null ein deutlich schnelleres Auslaufen der Kohleerzeugung als im 80 %-Pfad erforderlich. Weiterhin ist insgesamt eine frühe Emissionsreduktion der Stromerzeugung notwendig, damit die Beschleunigung der Sektorkopplung frühzeitig in deutlichen CO₂-Einsparungen resultieren kann.²³ In der Praxis scheint eine deutsche 95 %-Ambi-

²¹ Die zukünftige Ausgestaltung des EU-Emissionshandels ab 2021 war zum Zeitpunkt der Studiererstellung noch unsicher. Mögliche Auswirkungen der Reform z.B. durch die Verknappung der Zertifikate konnten daher nicht analysiert und berücksichtigt werden. (Kapitel 2.1.2)

²² Braunkohlekraftwerke profitieren zusätzlich von steigenden Steinkohlepreisen.

²³ Ein Beispiel für die „Signalwirkung“ der Emissionen des Stromsektors ist die Klimawirksamkeit von Technologien zur Produktion synthetischer Kraftstoffe wie z. B. Power-to-Gas. Damit Power-to-Gas klimawirksam Erdgas ersetzen kann, muss die Power-to-Gas-Erzeugung deutlich unter 200 g CO₂/kWh Emissionen verursachen. Dazu müsste der Emissionsfaktor der Stromerzeugung unter ca. 200 g/kWh * 60 % = 120 g/kWh betragen. Diese Werte können mit Kohlegroßkraftwerken in der Grund- und Mittellast nicht plausibel unterschritten werden. Bei Wasserstoffzumi- schung in das Erdgasnetz werden THG-Emissionen erst mit einem Stromemissionsfaktor unter 142 g/kWh eingespart. Im Verkehr wäre Wasserstoff aufgrund des höheren Wirkungsgrads der Brennstoffzelle bei einem Emissions- faktor unter 200 g CO₂/kWh gegenüber Verbrennern klimawirksam.

tion nur bei globalem Klimaschutzkonsens realistisch, in dem sich über international koordinierte Instrumente schnell ein hohes CO₂-Preissignal auf Emissionsmärkten einstellen würde. Sobald man dies unterstellt, würde sich ein früheres Auslaufen der Kohleverstromung auch marktseitig ergeben. Im Strommarktmodell führen im 95 %-Klimapfad langfristig steigende CO₂-Preise bei gleichzeitig niedrigen Steinkohle- und Erdgaspreisen zu marktbedingten Stilllegungen bei der Braunkohle (zwischen Ende der 2020er und Anfang der 2030er Jahre) und Steinkohle (Anfang der 2040er Jahre). Das Auslaufen der Kohlestromerzeugung erfolgt somit im Modell marktgetrieben.

WEITERENTWICKLUNG DES MARKTDESIGNS ZUR BEREITSTELLUNG GESICHERTER LEISTUNG

Die Bedeutung **flexibler Erzeugungsleistung** aus Bestands- und neuen Kraftwerken nimmt sowohl in der Referenz als auch in den beiden Klimapfaden zu. Diese Erzeugungsleistung wurde in 2015 zu mehr als der Hälfte durch Kohlekraftwerke bereitgestellt. Ab Mitte der 2020er Jahre werden diese sukzessive durch Gaskapazitäten abgelöst.

In den modellierten Klimapfaden spielen daher Gaskraftwerke eine wichtige Rolle, erhalten allerdings durch steigende erneuerbare Erzeugung ein verändertes Einsatzprofil und weniger Betriebsstunden. Während aktuell Gaskraftwerke in der Mittel- und Spitzenlast betrieben werden, werden sie langfristig zunehmend als Spitzenlast- und Backup-Kraftwerke benötigt. Ihre Jahresbetriebsleistung sinkt bis zum Jahr 2050 in der Referenz auf durchschnittlich 1.550 Vbh, im 80 %-Klimapfad auf 770 Vbh und im 95 %-Klimapfad auf nur noch 640 Vbh. Das bedeutet, dass auf höchste Wirkungsgrade ausgelegte und für den Mittellastbetrieb optimierte Gas- und Dampfkraftwerke zunehmend durch **flexiblere Technologien** mit niedrigeren An- und Abfahrkosten ergänzt oder ersetzt werden müssten (z. B. [Groß-]Motoren oder Open-Cycle-Gasturbinen). Darüber hinaus kann bis zum Auslaufen der Kohleverstromung die Flexibilisierung von Kohlekraftwerken durch entsprechende Retrofits zur Erzielung schnellerer Last-rampen und niedrigerer Mindestlasten eine bedeutende Rolle bei der Integration erneuerbarer Energien spielen.

Schon in den nächsten 15 Jahren müssen in allen Klimapfaden erhebliche neue Kapazitäten zugebaut und bestehende Kapazitäten erhalten werden. Aus heutiger Sicht erscheint fraglich, dass die Knappheitspreise des aktuellen Energy-Only-Marktes ausreichende Investitionsimpulse hierfür setzen. Ergänzend zum heutigen Energiemarkt kommen marktorientierte Ansätze in Betracht, die darauf ausgerichtet sein sollten, klar definierte Versorgungssicherheit mit einem kostenminimalen Mix aus Neuanlagen, Bestandskraftwerken, Speichern und flexiblen Verbrauchern zu erreichen.

Anreize aus Energy-only-Markt für sichere Kapazitätsbereitstellung langfristig fraglich

ZUR ERREICHUNG VON NULLEMISSIONEN EINSATZ VON SYNTHETISCHEM GAS STATT ERDGAS NÖTIG

Zur Erreichung des 95 %-Emissionsziels müssten bestehende Gaskraftwerke zunehmend mit **synthetischem Methan aus erneuerbarer Stromerzeugung** betrieben werden, welches im 95 %-Klimapfad zumindest z. T. inländisch hergestellt wird. Es wurde unterstellt, dass der stromintensive Power-to-Gas-Prozess insofern flexibel gefahren werden kann, als er in Wochen mit wenig Wind und Sonne vom Netz gehen kann. Insofern ist für seine Nachfrage keine zusätzliche gesicherte Leistung erforderlich.

Darüber hinaus ist die **Beimischung von Wasserstoff** in das Gasnetz eine kostenreduzierende Maßnahme und wurde daher unterstellt. Da die Nutzbarkeit von Wasserstoff in der Gasnetzinfrastuktur allerdings insbesondere in Speichern sowie bei bestimmten Verwendungszwecken wie der Glas- und Ziegelproduktion limitiert ist, wurde der Beimischungsanteil auf 3 Prozent begrenzt.²⁴ Eine Erhöhung dieses Anteils würde die Systemkosten absenken, müsste jedoch zunächst technisch abgesichert werden.

Die betrachteten **Alternativen** zu Gaskraftwerken und synthetischem Gas zur Bereitstellung gesicherter Leistung wären aus heutiger Sicht mit deutlichen Mehrkosten verbunden und/oder technisch nicht realistisch. So können Pumpspeicherkraftwerke, Kavernenspeicher und Batterien nicht annähernd die Reichweite von Gasspeichern erreichen. Die Erzeugung und intersaisonale Speicherung von Wasserstoff hätte zwar im Vergleich zu Power-to-Gas höhere elektrochemische Wirkungsgrade, könnte erneuerbaren Kohlenstoff verzichtbar machen und auch bei Rückverstromung in Brennstoffzellen gute Wirkungsgrade mit hoher Flexibilität verbinden. Allerdings ist der großflächige Einsatz von Wasserstoff aufgrund von Speicher- und Transportverlusten sowie deutlichen Mehrkosten für den parallelen Aufbau einer eigenen Speicher-, Transport- und Erzeugungsinfrastuktur aus heutiger Sicht der Nutzung von Methan unterlegen.

FLEXIBLERER UND RÜCKLÄUFIGER EINSATZ VON BIOMASSE IM STROM

Die aktuelle Nutzung von Biomasse in der Stromerzeugung ist im Hinblick auf zukünftige Anforderungen an eine klimaneutrale Energieversorgung nicht optimal. **Biomassekraftwerke** (Feststoffe) haben im Vergleich zu anderen flexiblen Erzeugungstechnologien (vor allem Gas-GuD und BHKW) einen niedrigeren Wirkungsgrad und weisen aufgrund ihrer Feuerungstechnik eine begrenzte Flexibilität auf. Biogasanlagen sind im Vergleich zu größeren Gaskraftwerken ebenfalls ineffizienter. Ihre Gasmotoren sind zwar flexibel steuerbar, allerdings lässt sich Biomethan im Fermenter nur sehr begrenzt speichern.²⁵

Mittelfristig kann **Biomasse zur Wärmeerzeugung in der Industrie** deutlich effizienter eingesetzt werden. Außerdem existieren dort technologiebedingt weniger kostengünstige Alternativen. Im 95 %-Klimapfad kann Biomasse dort sogar einen erheblichen Systemnutzen für das Stromsystem erfüllen, weil sie als erneuerbare Kohlenstoffquelle

Einsatz von Biomasse
in anderen Sektoren
effizienter möglich

²⁴ Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2013), *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*.

²⁵ Mit der 2012 eingeführten Flexibilitätsprämie wurde dieses Problem adressiert, jedoch sind Biogasanlagen ohne Methaneinspeisung in das Erdgasnetz nach wie vor nicht für die Abbildung langer Speicherreichweiten geeignet.

für die Herstellung von synthetischem Methan „recycelt“ werden kann. Dafür würde mit dem bei der Verbrennung freigesetzten CO₂ durch Carbon-Capture, Elektrolyse und Methansynthese synthetisches Methan erzeugt. Da ein solches „Recycling“ aus den Abgasen kleiner Biomassekraftwerke und Biogasanlagen nicht wirtschaftlich wäre, sollte die Biomasse schon aus diesem Grund auf größere Industriefeuerungsanlagen und Biomasseanlagen konzentriert werden. **Biogas** sollte, wo dies möglich ist, in das Gasnetz eingespeist werden, wo es intersaisonal gespeichert und effizienteren Anwendungen zugeführt werden kann.²⁶

²⁶ Eine solche Einspeisung ist allerdings nicht überall möglich. In diesen Fällen leisten kleine Biogasanlagen einen Beitrag zur Reduzierung der Emissionen in der Landwirtschaft.

8.1.3 FLEXIBILITÄT

Um die zunehmende schwankende Stromerzeugung aus Wind- und Solarkraftwerken in das Energiesystem zu integrieren, ist eine Erhöhung der **Systemflexibilität** essenziell. Neben der zuvor behandelten konventionellen Erzeugung stellen der nationale Stromnetzausbau, der internationale Stromhandel, der Ausbau von Speichern sowie die Flexibilisierung von Stromverbrauchern zentrale Flexibilitätsoptionen dar.

UMFANGREICHER NETZAUSBAU UND ZUNEHMENDE DIGITALISIERUNG DER NETZINFRASTRUKTUR

Die vorgenommene Strommarktmodellierung unterstellt in Deutschland eine sogenannte Kupferplatte. Netzkapazitäten sind ausreichend, um Kapazitätsengpässe bei der Ein- oder Ausspeisung von Strom sowie beim Transport zu vermeiden. Entsprechend kommt es nicht zu netzengpassbedingten Abschaltungen erneuerbarer Energien. Die dafür notwendigen Investitionen in **Netzinfrastuktur** sind kostenseitig hinterlegt. In der Realität zeigen aktuelle Erfahrungen, dass der Netzausbau zeitlich hinter dem Ausbau erneuerbarer Energien zurückbleibt; dennoch bleibt jeder so entstehende Netzenspass zeitlich begrenzt. Um nicht von einem strukturellen systemischen Suboptimum ausgehen zu müssen, wurde auf eine Modellierung dauerhafter Netzenspässe verzichtet. Für das Gelingen der Energiewende und damit auch der Klimapfade ist ein erfolgreicher **Stromnetzausbau** eine der zentralen Herausforderungen. Eine Nichterreichung dieses Ziels könnte infolge vermehrter Abschaltungen erneuerbarer Energien und einer höheren notwendigen Bereitstellung gesicherter Leistung deutlich höhere Systemkosten nach sich ziehen, als in dieser Studie ausgewiesen werden.

Weiterer Netzausbau erforderlich, vor allem im 95 %-Klimapfad

Der **Netzausbaubedarf** nimmt in allen Klimapfaden zu, am stärksten naturgemäß zur Erreichung des 95 %-Emissionsziels. Er wird von der Netzlast bestimmt, die wiederum von der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien durch Wind Offshore, Wind Onshore und Photovoltaik sowie von der Nachfrageentwicklung abhängt. Ein großer Teil dieses Wachstums erfolgt bereits in der Referenz, in der die Kapazität von Wind und Photovoltaik von 85 GW in 2015 auf 187 GW in 2050 steigt – das obere Ende des aktuellen Planungskorridors im NEP.²⁷ Im 80 %-Klimapfad steigt die volatile Erzeugungskapazität bis auf 240 GW. Dafür müssten vor allem nach 2030 noch einmal erhebliche zusätzliche Netzinvestitionen über den aktuellen NEP hinaus erfolgen. Im 95 %-Klimapfad wäre die volatile Erzeugung mit 292 GW in 2050 nochmals höher. Zusätzlicher Netzausbau müsste hier sogar schon vor 2030 beginnen. Mit Blick auf die sehr umfangreichen Planungserfordernisse dieser Infrastruktur und die Widerstände gegen neue Netztrassen in der Vergangenheit wäre ein solcher Zeitrahmen zumindest ambitioniert.

Auf Nachfrageseite werden bereits in der Referenz bei den meisten bisherigen Verbrauchern Effizienzgewinne erwartet, die sich zur Erreichung eines 80 %-Emissionsziels noch verstärken müssten. Diesen Raum füllen neue Verbraucher wie Elektroautos, Wärmepumpen und Power-to-Heat, die perspektivisch durch begrenzte intelligente Verbrauchssteuerung eine Vermeidung der höchsten Lastspitzen unterstützen

²⁷ Für das Jahr 2030 werden in der Referenz 79 GW volatile Erzeugungskapazität erwartet, während im Netzentwicklungsplan 77 GW angenommen werden.

können. Dennoch entsteht durch E-Mobilität und Wärmepumpen ein erheblicher Zubaubedarf auf **Mittel- und Niederspannungsebene** (siehe auch Kapitel 8.2.1). Auch der umfangreiche Ausbau der Photovoltaik, davon zwei Drittel auf Dachflächen, verstärkt diesen Bedarf beträchtlich.

GRÖßERE EUROPÄISCHE NETZINTEGRATION ENTLASTET DEUTSCHES STROMSYSTEM

Aufgrund regional unterschiedlicher Wetterverläufe und Sonnenstände finden Einspeisespitzen von Windkraft und Photovoltaik in den verschiedenen europäischen Ländern meistens zu unterschiedlichen Zeiten statt.²⁸ Der **Stromaußenhandel** ist daher eine wertvolle Quelle von Flexibilität und trägt auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in allen europäischen Nachbarländern erheblich zur Stabilisierung der einzelnen Stromsysteme bei. In den Klimapfaden wurde die Auslandsentwicklung bis 2030 auf Basis der ENTSO-E Vision 4 (Biomasse: Vision 3) und bis 2050 unter Berücksichtigung wesentlicher nationaler Klimapolitiken (z. B. in Frankreich und den Niederlanden) fortgeschrieben.

Mit den in den Modellen getroffenen Annahmen²⁹ gehen die aktuell hohen Stromexporte Deutschlands in den nächsten zehn Jahren spürbar zurück. Langfristig ergibt sich in den drei betrachteten Szenarien bei einem insgesamt steigenden Stromaustauschvolumen ein relativ ausgeglichener Saldo.³⁰ Die grundsätzlich **ausgeglichene Stromhandelsbilanz** und ein ebenfalls erwarteter erheblicher Zubau erneuerbarer Erzeugung in den Nachbarländern bedeuten auch, dass es zu keinem strukturellen Export von CO₂-Emissionen durch Stromimporte kommt.

Weitere Flexibilisierung durch Austausch mit dem Ausland, Speicher, flexible Verbraucher

Voraussetzung für die Realisierung der modellierten Handelsmengen (Abbildung 74) ist die Steigerung der mittleren verfügbaren Handelsleistung von 19/20 GW (Export/Import) im Jahr 2015 auf 22/25 GW bis 2030 und 28/32 GW bis 2050. Hierzu ist eine Realisierung der im Bundesnetzentwicklungsplan 2015 geplanten Kuppelleistungen notwendig und mittelfristig auch ein konsequenter inländischer Netzausbau der europäischen Nachbarländer.

ZUBAU VON SPEICHERN ZUM AUSGLEICH KURZFRISTIGER SPITZEN

Mit mehr volatiler Erzeugung aus Windkraftwerken und Photovoltaik wird auch ein Ausbau der **Speicherinfrastruktur** erforderlich. Ausgehend von 6 GW Speicherleistung im Jahr 2015, überwiegend aus Pumpspeicherkraftwerken, wird von einem Zubau bis 2050 auf 16 GW im 80 %-Klimapfad und 30 GW im 95 %-Klimapfad ausgegangen. Hinzu kommen Speicher im Netz, die dort der Stabilisierung dienen und damit Investitionen in weitere Netzinfrastruktur begrenzen.

Dabei wird angenommen, dass der Großteil der zusätzlichen Speicher durch dezentrale **Batteriespeicher** gestellt wird, die oftmals zusammen mit Photovoltaikanlagen zur Glättung der Mittags-Leistungsspitze und zur Eigenverbrauchsoptimierung instal-

²⁸ Basierend auf der Analyse von Wetterdaten und Erneuerbare-Energien-Einspeiseprofilen verschiedener europäischer Länder von 2010 bis 2015.

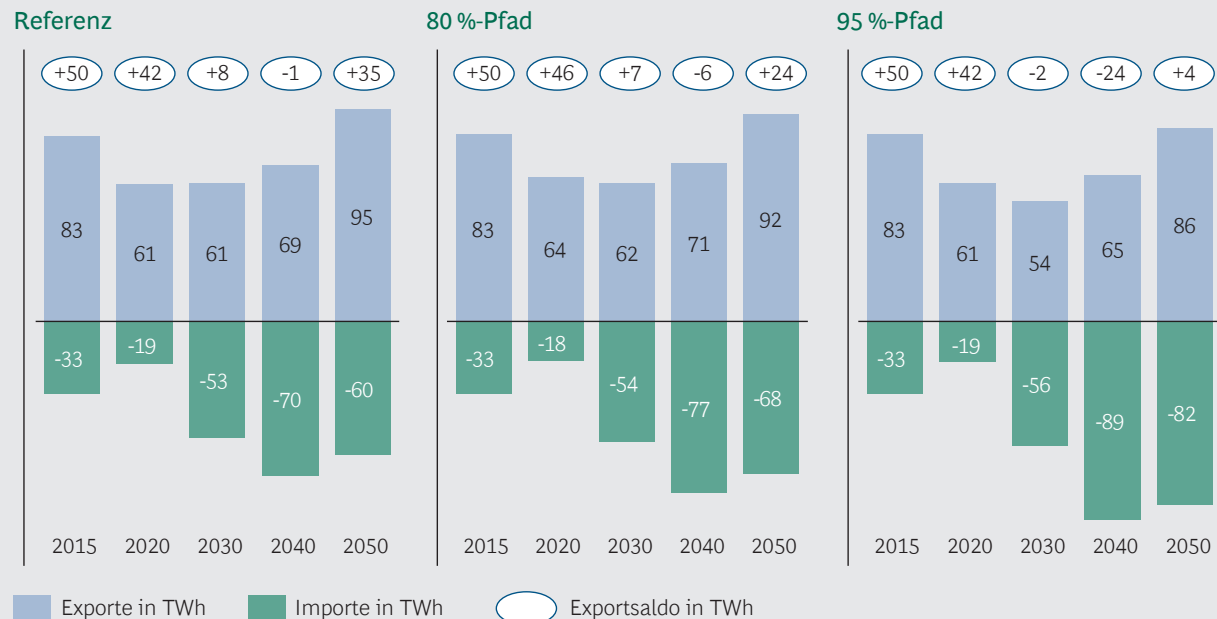
²⁹ Zum Beispiel Erneuerbare-Energien-Ausbau, Brennstoffpreise, Stromnachfrage.

³⁰ Die deutsche Versorgungssicherheit wäre zu keinem Zeitpunkt vom Ausland abhängig, der Austausch hilft jedoch bei der Kostenminimierung des nationalen Systemausbaus.

AUSGEGLICHENER STROMAUSTAUSCH ÜBER ALLE KLIMAPFADE HINWEG

ABBILDUNG 74 | Stromimporte und -exporte nach Klimapfaden

(TWh)



Quelle: Prognos; BCG

liert werden. Darüber hinaus könnten auch andere Kurzfriststromspeicheranwendungen vermehrt zum Einsatz kommen, z. B. zur Darbietung von Regelleistung. Für längere Speicherreichweiten und die Abbildung saisonaler Speicherprofile ist jedoch keine der heute bekannten Batterietechnologien geeignet.

OPTIMIERUNG DES STROMSYSTEMS DURCH FLEXIBILISIERUNG VON VERBRAUCHERN

Zur Nutzung aller volatilen Einspeisespitzen erneuerbarer Energien über Speicher wären in den Zielpfaden theoretisch enorme Speicherkapazitäten von deutlich über 50 GW erforderlich. Da ein direkter Verbrauch dieser Energiemengen aber immer wirtschaftlicher wäre als ihre Speicherung, kommt der **Flexibilisierung** des Verbrauchs entscheidende Bedeutung zu. Für die Modellierung dieser Flexibilisierung wurden in der vorliegenden Studie folgende Annahmen getroffen:

- Neue Verbraucher wie Wärmepumpen und batterieelektrische Pkw werden mittelfristig grundsätzlich in der Lage sein, auf die **Anforderungen des Stromsystems** zu reagieren.
- Bei **Wärmepumpen** wären hierzu eine Ausstattung mit geeigneter Informations- und Kommunikationstechnik sowie etwas größere Pufferspeicher notwendig.

Damit könnten Wärmepumpen im Winter bei Bedarf und abhängig von der Temperatur für ein bis zwei Stunden vom Netz genommen werden.³¹

- **Batterieelektrische Pkw** werden tendenziell in Situationen mit einer niedrigen Residuallast geladen, aber immer dann, wenn sie weniger als 50 Prozent Batterieladestand³² haben oder eine lange Fahrt geplant ist. Dafür wurden verschiedene Fahrprofile hinterlegt.³³ Eine Nutzung der Batterie als Speicher für das Stromsystem (mit Be- und Entladung) wurde nicht angenommen.
- **Power-to-Heat in der Fernwärme** kann im Winter grundsätzlich flexibel gefahren werden, in der Referenz mit 6 GW, im 80 %-Klimapfad mit 11 GW, im 95 %-Klimapfad mit 15 GW.
- Außerdem stehen im 95 %-Klimapfad 11 GW an **Power-to-Gas**-Anlagen zur Verfügung, die bei Bedarf mehrere Tage vom Netz genommen werden. Zudem wurde ein Potenzial für industrielles Lastmanagement³⁴ von 8 GW (davon maximal 3 GW gesichert) angenommen, von dem allerdings nur ein kleiner Teil regelmäßig zum Einsatz kommt.

In Summe würden bereits diese Flexibilitätäten ausreichen, um sogar bei über 90 Prozent volatiler Erzeugung große nicht-netzbedingte **Abregelungen** erneuerbarer Energien zu vermeiden. Im Jahr 2050 werden daher im Referenzszenario nur 0,3 TWh Strom aus erneuerbaren Energien marktbedingt abgeregelt, im 80 %-Klimapfad 6,2 TWh und im 95 %-Klimapfad 10,2 TWh, was etwa 1,4 Prozent der Jahres-Nettostromerzeugung entspricht.

In der Realität würden sich neben den hier vereinfacht modellierten Verbrauchern noch weitere Verbrauchertypen flexibel in das Stromsystem integrieren lassen (z. B. Kühlungen und Geräte). Die zunehmende Digitalisierung des Stromsystems wird diese Entwicklung unterstützen und – bei entsprechender regulatorischer Unterstützung – darüber hinaus neue Geschäftsmodelle zur Verbrauchsflexibilisierung entstehen lassen.

³¹ Beispiel: Pufferspeicher von 250 l für ein mittleres Einfamilienhaus. Die Temperaturabhängigkeit der Wärmepumpen-Arbeitszahl wurde in der Modellierung berücksichtigt (Leistungszahl von 1,8 bei sehr kalten Temperaturen).

³² Dies entspricht in etwa einer verbleibenden Reichweite von im Durchschnitt etwas unter 200 km.

³³ Durch die unterschiedlichen Fahrprofile stehen dem Energiemarkt 80 Prozent der elektrischen Flotte als grundsätzlich flexibel zur Verfügung (Beispiel: Leichte Nutzfahrzeuge sind als inflexible Verbraucher modelliert). Im Mittel wären davon etwa 20 Prozent mit dem Stromnetz verbunden. Ein (konservativer) Mehrverbrauch elektrischer Fahrzeuge von 50 Prozent an sehr kalten Tagen gegenüber dem Jahresmittel wurde berücksichtigt. Aktuelle Demonstra-

tionsprojekte funktionieren bereits mit deutlich flexibleren Regelungen.

³⁴ Zum Beispiel können Aluminiumhütten in Deutschland bereits heute zur Vermeidung von Unterversorgungssituationen im Rahmen der ABLaV mit einer Kapazität von 1.000 MW einmal pro Tag für eine Stunde abgeschaltet werden.

8.1.4 VERSORGUNGSSICHERHEIT

Die Gewährleistung nationaler **Versorgungssicherheit** ist eine zentrale Prämisse bei der Modellierung der Stromproduktion in allen Klimapfaden. Dies bedeutet, dass Deutschland bis 2050 in jeder Stunde ausreichend Leistung zur Verfügung haben muss, um die inländische Nachfrage vollständig zu decken („Generation Adequacy“). Die Höhe der erforderlichen **gesicherten Leistung** wurde in dieser Studie nach einem an das deterministische Verfahren der Übertragungsnetzbetreiber angelehnte Verfahren berechnet. Diese Methode basiert auf einem Vergleich der gesicherten Leistung mit der jährlichen Spitzenlast der inländischen inflexiblen Verbraucher.³⁵

Die gesicherte Leistung wurde auf Basis der installierten Leistung anhand der folgenden fünf Verfügbarkeitsfaktoren berechnet:

- **Importkapazitäten** wurden nicht berücksichtigt.
- Bei **konventionellen Kraftwerken** wurde vereinfacht eine pauschale Verfügbarkeit von 90 Prozent angesetzt. Die 10-prozentigen Abschläge werden durch Revisionen und Ausfälle verursacht.
- **Pumpspeicherkraftwerke** wurden mit einer Verfügbarkeit von 80 Prozent bewertet, **Laufwasserkraftwerke** mit 25 Prozent, **Windkraftanlagen** mit 2 Prozent, **Photovoltaik** mit 0 Prozent, **Batteriespeicher** mit 25 Prozent.
- **Demand-Side-Management**-Potenziale in der Industrie wurden mit 35 Prozent Verfügbarkeit bewertet.
- Zusätzlich wurde in allen Szenarien eine **Sicherheitsmarge** von 10 Prozent über die modellierte Spitzenlast hinaus angenommen.

Die Modellierung zeigt, dass mit zunehmender Sektorkopplung mehr **gesicherte Leistung** bereitgestellt werden muss. Viele der in Tabelle 10 aufgeführten Kapazitäten werden in der Realität nie oder fast nie zum Einsatz kommen, sind aber für die Systemsicherheit erforderlich.

Ebenfalls aus Gründen der Versorgungssicherheit wurde im 95 %-Klimapfad angenommen, dass Deutschland knapp 20 Prozent seines Eigenbedarfs an synthetischen Brennstoffen für die Strom- und Fernwärmeerzeugung aus inländischer Produktion deckt, was 2050 einer Produktion von 19 TWh entspricht. Die Verfügbarkeit von „recyceltem“ erneuerbaren Kohlenstoff aus Holzverbrennung in der Industrie würde sogar für eine Vollversorgung ausreichen. Aufgrund der Flächenrestriktionen für erneuerbare Energien und der im Vergleich zum Ausland höheren Produktionskosten wird allerdings ein Import als realistischer und kosteneffizienter eingeschätzt. Die insgesamt über alle Sektoren hinweg zu importierende Menge an Power-to-X-Brennstoffen würde im 95 %-Klimapfad dennoch weniger als 10 Prozent der heutigen Brennstoffimporte betragen.

³⁵ Die Stromnachfrage besteht zusätzlich auch aus flexiblen Verbrauchern. Da deren Einsatz in der Regel systemoptimiert und maßgeblich in Zeiten niedriger Residuallast erfolgt, wurden diese Verbraucher nicht in die Berechnung der Jahreshöchstlast einbezogen.

WEITERHIN HOHE GESICHERTE LEISTUNG FÜR VERSORGUNGSSICHERHEIT ERFORDERLICH

TABELLE 10 | Jahreshöchstlast und Bereitstellung der gesicherten Leistung – Beispiel 2050

Gesicherte Leistung in GW

	95 %- Pfad	80 %- Pfad	Referenz
Braunkohle	0	0	8
Steinkohle	0	0	8
Gas (Erdgas oder PtG)	68	57	55
Sonstige (Mineralöl, Abfall, Sonstige)	4	4	4
Biomasse	6	6	3
Pumpspeicher	5	5	5
Batteriespeicher	5	4	1
Wind Onshore	2	2	2
Wind Offshore	1	1	1
Wasser	1	1	1
Summe	93	81	88

Nachfragelast in GW

	95 %- Pfad	80 %- Pfad	Referenz
Jahreshöchstlast (inflexible Verbraucher)	86	76	82
Sicherheitsmarge	9 (10 %)	8 (10 %)	8 (10 %)
Demand-Side- Management (Abzug)	2	2	2
Summe	93	81	88

Quelle: Prognos; BCG

8.2 INVESTITIONEN, MEHRKOSTEN, STROMKOSTEN

In der nachfolgenden Tabelle sind die den Kostenberechnungen zugrunde liegenden Definitionen zusammengefasst:

TABELLE 11 | Übergreifende Kostendefinitionen (Energie und Umwandlung)

KOSTENDEFINITIONEN	
Reale Preise	Alle Energiepreise, CO ₂ -Preise sowie Investitions- und Mehrkosten technischer Maßnahmen werden in realen Preisen von 2015 ausgewiesen.
Vermeidungskosten	Die Studie zeigt direkte volkswirtschaftliche Vermeidungskosten der in den Klimapfaden eingesetzten Maßnahmen • kumuliert für alle Jahre von 2015 bis 2050, • diskontiert auf das Jahr 2015, • mit den Energieträgerpreispfaden der Referenz bzw. des Szenarios "Nationale Alleingänge", • berechnet mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 Prozent, • ohne Steuern, Förderungen oder Zölle, • mit einer Bewertung von Energieträgerimporten zu Grenzübergangspreisen, • mit einer Bewertung von Strom zu spezifischen Stromsystemkosten, • ohne volkswirtschaftliche Folgewirkungen. Für eine detaillierte Beschreibung der Methodik siehe Kapitel 3.1.1. <i>Das heißt, ausgewiesene Vermeidungskosten entsprechen nicht der Entscheiderperspektive. Durch die Diskontierung auf 2015 und eine kumulierte Betrachtung aller Jahre von 2015 bis 2050 unterscheiden sie sich von Vermeidungskosten in einem beliebigen gegebenen Jahr. Außerdem sind Importe gegenüber Maßnahmen im Inland etwas schlechtergestellt, weil sie zu Grenzübergangspreisen bewertet werden, denen ein betriebswirtschaftlicher Zins zugrunde liegt (in dieser Studie gerechnet mit 7 Prozent WACC).</i>
Mehrinvestitionen	Mehrinvestitionen in dieser Studie beinhalten einerseits alle Investitionen für nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen, die bereits im Referenzpfad getätigt werden (zum Beispiel Teile des umfangreichen Ausbaus erneuerbarer Energien) und darüber hinaus alle Investitionen zur Erreichung der Klimapfade für Maßnahmen über die Referenz hinaus. Alle angegebenen Werte beziehen sich auf direkte Investitionen und zeigen reale 2015er Preise kumuliert über den Zeitraum von 2015 bis 2050. Sie sind weder annualisiert noch diskontiert. Nicht explizit enthalten sind Investitionen in Forschung und Entwicklung sowie Restrukturisierungskosten. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich in Kapitel 3.1.2.. <i>Beispiel: Für Elektromobilität entstehen Mehrinvestitionen in Höhe der Mehrkosten eines Elektrofahrzeugs gegenüber einem Verbrenner der gleichen Klasse, marginale Investitionen in Lade- und Verteilnetzinfrastuktur, zusätzliche Nachfrage im Stromsystem und marginale Kosten für einen Umbau des Raffineriesektors an.</i>
Mehrkosten	Die Studie zeigt direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten. Diese beinhalten einerseits alle Mehrkosten für nicht-wirtschaftliche Klimaschutzmaßnahmen, die bereits im Referenzpfad getätigt werden und darüber hinaus alle Mehrkosten der Klimapfade gegenüber dem Referenzpfad. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik findet sich in Kapitel 3.1.2. Zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Mehrkosten wurden • Mehrinvestitionen mit einem volkswirtschaftlichen Zins von 2 Prozent über die Lebensdauer der jeweiligen Anlage annualisiert, • Energieträgereinsparungen abgezogen (ohne Steuern, Förderungen oder Zölle; Strom wurde mit Stromsystemkosten und Importe wurden mit Grenzübergangspreisen bewertet), • neue Energieträgerkosten addiert (wie oben).

Mehrkosten

Alle angegebenen Mehrkosten zeigen reale 2015er Preise kumuliert über den Zeitraum von 2015 bis 2050. Sie sind nicht diskontiert. Nicht enthalten sind:

- eingesparte CO₂-Kosten aus dem EU-ETS,
- eingesparte Anpassungskosten des Klimawandels (z.B. Katastrophenschutz),
- Mehrkosten aus Verpflichtungen der Vergangenheit (v. a. für in 2015 bereits bestehende EEG-Anlagen),
- Investitionen in Forschung und Entwicklung (nur indirekt),
- Restrukturierungskosten.

Tatsächliche Mehrkosten aus Entscheiderperspektive weichen von den in der Studie gezeigten Werten ab, da hier höhere Kapitalkosten anfallen und nutzerspezifische Energieträgerpreise angesetzt werden müssten.

Im Folgenden werden der Investitionsbedarf und die volkswirtschaftlichen Mehrkosten der Klimapfade in der Stromerzeugung sowie die resultierenden tatsächlichen Stromsystemkosten für Verbraucher beschrieben. Investitionen und Mehrkosten für den Umbau des Raffineriesektors (inklusive CCS) sowie für den Um- und Ausbau der Fernwärme sind in den Sektorkapiteln 5.2 und 7.2 erfasst.

Mehrinvestitionen
von 440 bis 620 Mrd.
Euro im Stromsektor

8.2.1 INVESTITIONEN

Wie Abbildung 75 zeigt, sind zur Erreichung der Zielpfade im Stromsystem **Mehrinvestitionen** von 440 Mrd. Euro im 80 %-Klimapfad und 620 Mrd. Euro im 95 %-Klimapfad notwendig – jeweils kumuliert für den Zeitraum von 2016 bis 2050. Diese Werte beinhalten bereits Netto-Mehrinvestitionen der Referenz von rund 290 Mrd. Euro.

Die Investitionen und Kosten der **Referenz** basieren nicht auf einer stunden- und blockscharfen Modellierung, sondern wurden rein kostenseitig geschätzt. Dazu wurde der in der Referenz vorgesehene Ausbau mit den Kosten eines theoretischen Szenarios („Baseline“) verglichen, in welchem der Kapazitätsmix von 2015 bis 2050 konstant gehalten wird und nur die Kernenergie durch den 2015er-Mix aus Braunkohle, Steinkohle und Gas ersetzt wird. In der Realität hätte ein ausbleibender Umbau des deutschen Stromsystems weitergehende Folgeeffekte, z. B. auf Energieträgerpreise. Aus diesem Grund stellt diese Methodik lediglich eine Annäherung dar.

Der größte Bedarf an Mehrinvestitionen des Sektors entfällt mit 224 Mrd. Euro im 80 %-Klimapfad bis 304 Mrd. Euro im 95 %-Klimapfad auf den weiteren Ausbau **erneuerbarer Energien**, dessen Kosten entsprechend den Annahmen in Abbildung 76 berechnet wurden. Diese sind gleichzeitig wesentlicher Treiber für den **Stromnetzausbau**, für den weitere 184 bis 225 Mrd. Euro anfallen, insbesondere getrieben durch den Modernisierungs- und Ausbaubedarf auf Verteilnetzebene. Schließlich entfallen 3 bis 6 Mrd. Euro auf Speicher, 24 bis 36 Mrd. Euro auf Gaskraftwerke und im 95 %-Klimapfad 52 Mrd. Euro für die zur Power-to-Gas-Produktion notwendigen Anlagen (davon 43 Mrd. Euro im Ausland).

WEITER SINKENDE GESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARER ENERGIEN

Die Kosten für den **Ausbau erneuerbarer Energien** werden von zwei Faktoren getrieben: den Gestehungskosten für Windkraft und Photovoltaik sowie den durch diese volatilen Erzeugungstechnologien ausgelösten zusätzlichen Ausbaukosten für Netze und Speicher.

Es wird erwartet, dass die Kosten für erneuerbare Energien – insbesondere Wind Offshore und Photovoltaik – bis 2030 weiter abnehmen (Abbildung 76). Für den Zeitraum danach wurde eine Abnahme der Kostendegression unterstellt. Wind Onshore weist bereits heute eine große Technologiereife auf, weshalb eine flachere Kostenentwicklung angenommen wurde. Die vergleichsweise hohen Gestehungskosten für Photovoltaik sind dadurch begründet, dass der Anteil der vergleichsweise kostenintensiven Dachflächen-Photovoltaik in den modellierten Klimapfaden langfristig bei mehr als zwei Dritteln der Neuinstallationen verbleibt (vgl. Abbildung 76).

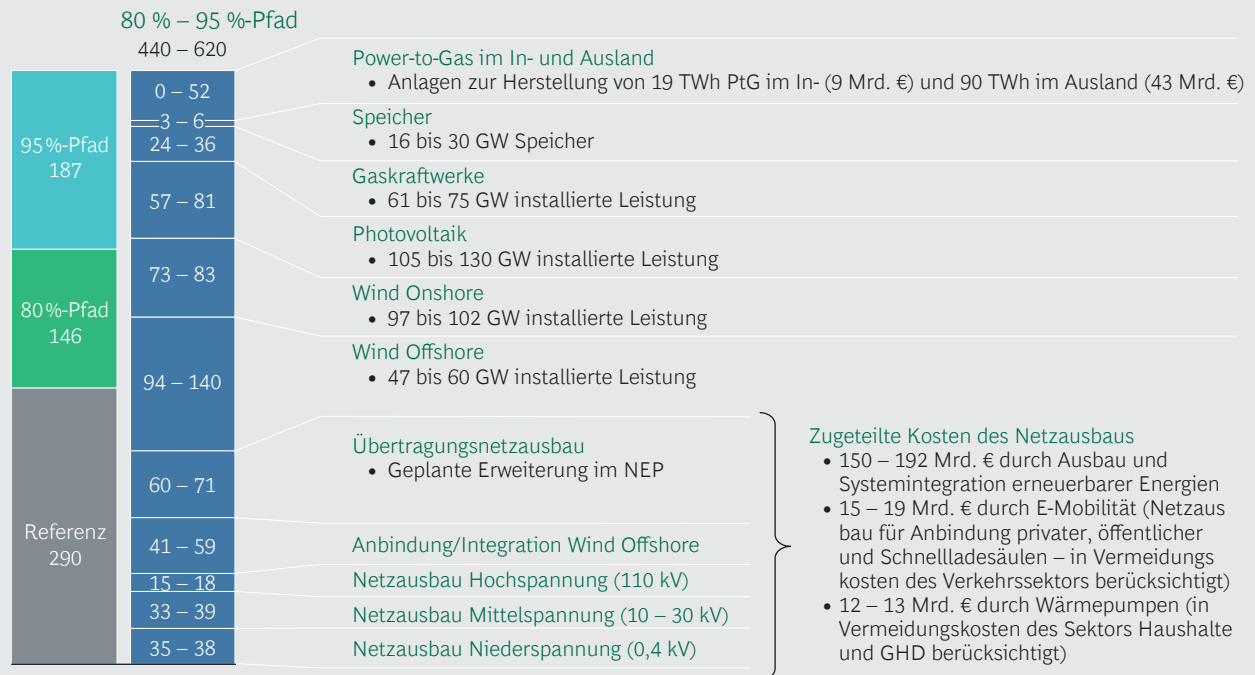
In der Praxis unterliegen alle diese Technologien unterschiedlichen Flächenrestriktionen und besitzen grundsätzlich komplementäre Lastprofile. Aus diesem Grund sollte sich in einem optimalen erneuerbaren Stromsystem ein **Mix dieser Erzeuger** einstellen.

440 BIS 620 MRD. EURO MEHRINVESTITIONEN FÜR KLIMAPFADE IM STROMSEKTOR NOTWENDIG

ABBILDUNG 75 | Mehrinvestitionen im Stromsystem bis 2050

(Mrd. € real 2015)

Kumulierte Mehrinvestitionen, nicht diskontiert, nicht annualisiert



Anmerkung: Die Mehrinvestitionen der Referenz enthalten 67 Mrd. € vermiedene Investitionen in Stein- und Braunkohle-, Wasser- und Biomassekraftwerke. Mehrinvestitionen in Forschung und Entwicklung nur indirekt berücksichtigt, ohne Restrukturisierungskosten. Enthalten sind Mehrinvestitionen aus 80 %-Pfad und 95 %-Pfad. Kosten sind nicht diskontiert oder annualisiert. Keine Verrechnung der Mehrinvestitionen mit Energiekosteneinsparungen
 Quelle: BCG

NETZAUSBAU – 70 PROZENT DES INVESTITIONSBEDARFS IN DEN VERTEILNETZEN

Infolge des Ausbaus erneuerbarer Energien und der zunehmenden Sektorkopplung entsteht ein **Gesamtinvestitionsbedarf in Stromnetze** von 142 Mrd. Euro in der Referenz, 184 Mrd. Euro im 80 %-Klimapfad und 225 Mrd. Euro im 95 %-Klimapfad. Fast 70 Prozent dieser Kosten entfallen auf die Verteilnetze (Abbildung 77).

Langfristig müssen für eine höhere Auslastung des Systems Investitionen nicht nur in „Kupfer“, sondern auch in eine bessere **Netzsteuerung** fließen. Diese erfordert möglichst bald einheitliche Informations- und Kommunikationsstandards für die Ansteuerung der flexiblen Verbraucher wie z. B. Ladestationen, Elektroautos, Wärmepumpen und Klimaanlage, ohne welche die Netzkosten insbesondere auf Mittel- und Niederspannungsebene noch höher ausfallen würden.

SINKENDE SPEZIFISCHE INVESTITIONSKOSTEN ERNEUERBARER ENERGIEN

ABBILDUNG 76 | Spezifische Investitionskosten für wesentliche Erzeugungstechnologien

Nach Inbetriebnahmezeitpunkt		2005	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Braunkohlekraftwerke	€/kW	1.700	1.800	1.800	1.800	-	-	-
Steinkohlekraftwerke	€/kW	1.400	1.500	1.500	1.500	-	-	-
Erdgas GuD	€/kW	900	900	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Erdgas-GT	€/kW	500	500	600	550	550	550	500
Motoren-KW	€/kW	800	800	800	750	750	700	700
Wind Onshore	€/kW	1.350	1.350	1.300	1.200	1.100	1.050	1.000
Wind Offshore	€/kW	-	4.000	3.300	2.900	2.200	2.100	2.000
PV Freiflächen	€/kW	4.000	2.400	750	650	550	500	450
PV Dach (Einfamilienhaus)	€/kW	5.000	3.000	1.300	1.200	950	700	650

Anmerkung: GuD = Gas und Dampf, GT = Gasturbine, PV = Photovoltaik; Komplettkosten inklusive Planung, ohne Bauzeitinsen
Quelle: Prognos; BCG

NETZAUSBAUBEDARF: GROSSTEIL DER INVESTITIONEN AUF VERTEILNETZEBOENE

ABBILDUNG 77 | Investitionsbedarf im Stromnetz nach Klimapfaden

	Referenz	80 %-Pfad	95 %-Pfad
Übertragungsnetze ¹	46 Mrd. €	60 Mrd. €	71 Mrd. €
Verteilnetze Hochspannung (110 kV)	12 Mrd. €	15 Mrd. €	18 Mrd. €
Verteilnetze Mittelspannung (10 – 30 kV)	26 Mrd. €	33 Mrd. €	39 Mrd. €
Verteilnetze Niederspannung (< 1 kV)	25 Mrd. €	35 Mrd. €	38 Mrd. €
Offshore-Anbindung	33 Mrd. €	41 Mrd. €	59 Mrd. €
Gesamt	142 Mrd. €	184 Mrd. €	225 Mrd. €

¹ Kosten für die Beseitigung heutiger Netzengpässe sind in der Baseline enthalten (diese Kosten würden auch bei einer Beibehaltung des heutigen Stromsystems anfallen)

Anmerkung: Angenommene Anteile der Erdverkabelung bei den Übertragungsnetzen entsprechend dem BNEP 2017 und bei den Verteilnetzen langfristig 40 % auf HS-, 60 % auf MS- und 85 % auf NS-Ebene

Quelle: BNEP (2017); dena (2012); ACER (2015); BCG-Analyse

Exkurs: Annahmen zum Netzausbau

Zur Abschätzung des Ausbaubedarfs an Netzinfrastruktur wurden folgende Annahmen getroffen:

Übertragungsnetze

Allen Klimapfaden gemeinsam sind die im Bundesnetzentwicklungsplan 2017 in Szenario C (NEP 2017 C) hinterlegten Verstärkungs- und Neubaubedarfe der Übertragungsnetze von 12.100 km für insgesamt 34 Mrd. Euro.¹ Ausgehend vom NEP 2017 C wird für die modellierten Klimapfade die Annahme getroffen, dass sich der weitere Übertragungsnetzausbaubedarf proportional zum Wachstum von Wind Onshore und Wind Offshore verhält.

Die Kosten für den Anschluss der Offshore-Windparks wurden mit Hilfe von Annahmen zu spezifischen Investitionen und Betriebskosten der Anschlüsse abgeschätzt. Dabei wurde davon ausgegangen, dass die notwendigen spezifischen Investitionen der Anschlüsse von heute etwa 1.200 €/2015/kW langfristig auf 1.000 €/2015/kW fallen.

Verteilnetze

Zur Berechnung des Ausbaubedarfs in Verteilnetzen wurde zunächst angelehnt an die dena-Verteilnetzstudie aus dem Jahr 2012² der durch Wind- und Photovoltaik-Zubau ausgelöste Ausbaubedarf auf Hochspannungs- (110 kV), Mittelspannungs- (10 bis 30 kV) und Niederspannungsebene (0,4 kV) abgeschätzt. Die dafür erforderlichen Investitionen wurden im Anschluss anhand spezifischer Investitionskosten von ACER (2015) berechnet.

Für Elektromobile und Wärmepumpen wurde der nach dem durch erneuerbare Energien ausgelösten Netzausbau verbliebene zusätzliche Netzausbaubedarf infolge des Beitrags dieser Anwendungen zur Spitzenlasterrhöhung ermittelt. Die Kosten für die Ladeinfrastruktur der Elektromobile inklusive Stromkabel für Schnelllade- und öffentliche Ladestationen sowie für die Lkw-Oberleitungen wurden für eine eindeutigere Zuordnung im Verkehrssektor bilanziert.

Bei der Berechnung der Vermeidungskosten werden die durch E-Mobilität und Wärmepumpen ausgelösten Netzausbaukosten den entsprechenden Maßnahmen zugerechnet. Bei der Bilanzierung der sektoralen Investitionen und Mehrkosten werden diese Kosten nachfolgend als Teil des Stromsystems erfasst.

¹ Übertragungsnetzbetreiber (2017), *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017*.

² Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012), *dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*.

8.2.2 VOLKSWIRTSCHAFTLICHE MEHRKOSTEN

Zur Ermittlung der direkten volkswirtschaftlichen Mehrkosten des Stromsystems wurden **Brennstoffkosten, Betriebskosten** und die mit einem Zinssatz von 2 Prozent **annualisierten Investitionen** angesetzt. Der Betrachtungszeitraum der Annualisierung entspricht der technischen Lebensdauer der Anlagen.

Die Analyse basiert auf einer **blockscharfen Betrachtung der konventionellen Kraftwerke. Erneuerbare Energien** werden entsprechend den **jährlichen Zubaukohorten** bewertet. Erreichen erneuerbare Energien das Ende ihrer technischen Lebensdauer, wird ein vollständiger Ersatz ihrer Kapazität angenommen. Gehen konventionelle Energien vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer vom Netz, werden die Kapitalkosten dennoch bis zum Ende dieser Lebensdauer mitgeführt.

Die Systemkostenbetrachtung umfasst die Stromerzeugung, -speicherung, -übertragung und -verteilung ebenso wie die Kosten für die Erzeugung von synthetischem Gas sowie CCS in der Gichtgas- und Abfallverstromung.

VOLKSWIRTSCHAFTLICHE MEHRKOSTEN VON 160 BIS 200 MRD. EURO FÜR ERREICHEN DER KLIMAPFADE

Wie Abbildung 78 zeigt, entstehen bis 2050 direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten von insgesamt rund 160 Mrd. Euro im 80 %-Klimapfad und rund 200 Mrd. Euro im 95 %-Klimapfad.

In diesen Kosten sind die **Mehrkosten der Referenz** von rund 100 Mrd. Euro gegenüber der abgeschätzten Baseline ohne Klimaschutz enthalten, die zu einem großen Teil durch den Anstieg der Stromnetzkosten sowie den Zubau von Gaskraftwerken entstehen, welche infolge der rückläufigen Kapazitäten von Kern- und Kohlekraftwerken zugebaut werden.

Im **80 %-Klimapfad** entstehen zusätzlich zur Referenz rund 60 Mrd. Euro kumulierte volkswirtschaftliche Mehrkosten vor allem durch höhere Kapitalkosten infolge des Ausbaus von erneuerbaren Energien und Stromnetzen sowie höhere Energieträgerkosten infolge der Nutzung von teurerem Gas statt Braun- und Steinkohle.

Im **95 %-Klimapfad** entstehen zusätzliche Mehrkosten von rund 40 Mrd. Euro vor allem durch den noch früheren Rückgang der Kohleverstromung ab Anfang der 2030er Jahre sowie die Nutzung kostenintensiver synthetischer Brennstoffe (in Abbildung 78 zu erkennen als Anstieg der Energieträgerkosten). Zusätzliche Kapitalkosten entstehen durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, den Stromnetzausbau sowie den Zubau weiterer Gaskraftwerke zur Bereitstellung gesicherter Leistung.

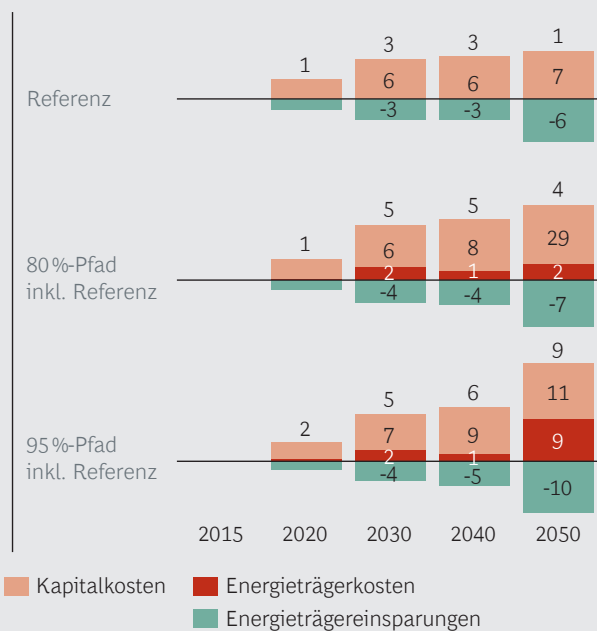
KUMULIERTE VOLKSWIRTSCHAFTLICHE MEHRKOSTEN VON BIS ZU 196 MRD. EURO BIS 2050

ABBILDUNG 78 | Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten des Stromsystems

Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten, nicht diskontiert, Investitionen annualisiert

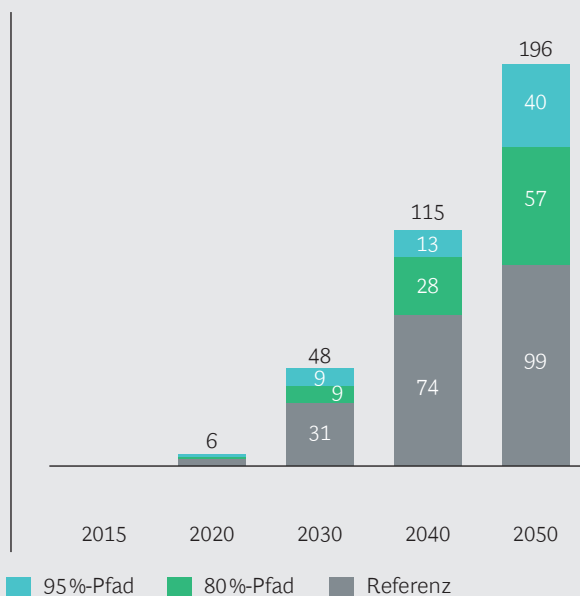
Stromsystem: Jährliche Mehrkosten der Klimapfade

(Mrd. € real 2015)



Stromsystem: Kumulierte Mehrkosten der Klimapfade

(Mrd. € real 2015)



Anmerkung: Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten nach Energieträgereinsparungen. Mehrinvestitionen sind mit einem volkswirtschaftlichen Realzinssatz von 2 % annualisiert. Energieträgereinsparungen und -kosten ohne Steuern, Förderungen oder Zölle; Strom wurde mit Stromsystemkosten und Importe (Gas, Steinkohle, Öl, PtX) wurden mit den Grenzübergangspreisen des Szenarios „Nationale Alleingänge“ bewertet. Energieträgerkosten wurden mit den Preisen des Szenarios "Nationaler Alleingang" berechnet. Nicht enthalten sind: eingesparte CO₂-Kosten aus dem EU-ETS, eingesparte Anpassungskosten des Klimawandels, Mehrkosten aus Verpflichtungen der Vergangenheit (v. a. für in 2015 bereits bestehende EEG-Anlagen), Investitionen in Forschung und Entwicklung (nur indirekt), Restrukturierungskosten. Die hier ausgewiesenen Mehrkosten des Stromsystems enthalten nicht die durch zusätzliche Verbraucher (z. B. E-Mobilität, Wärmepumpen) ausgelösten Mehrkosten. Diese Mehrkosten wurden den entsprechenden Sektoren zugewiesen. Auf diese Weise wird eine Doppelzählung vermieden
Quelle: BCG

8.2.3 KOSTEN DES STROMSYSTEMS

Abbildung 79 zeigt die Entwicklung der gesamten **Kosten des Stromsystems** bei einer realen Kapitalverzinsung von 6 Prozent, die einer betriebswirtschaftlichen Rendite entspricht. Während die Systemkosten in der Referenz von 70 Mrd. Euro im Jahr 2015 auf 74 Mrd. Euro in 2050 (plus 6 %) ansteigen, beträgt diese Erhöhung im 80 %-Klimapfad 12 Mrd. Euro (plus 18 %) und im 95 %-Klimapfad 28 Mrd. Euro (plus 41 %).

Relativ zum wachsenden Nettostromverbrauch (infolge der Elektrifizierung der Sektoren Verkehr sowie Haushalte und GHD) beträgt der Anstieg der spezifischen Stromkosten 0,8 ct/kWh (plus 6 %) in der Referenz, 1,3 ct/kWh (plus 10 %) im 80 %-Klimapfad und 2,1 ct/kWh (plus 16 %) im 95 %-Klimapfad.

Die **Kosten für erneuerbare Energien** erreichen in allen Klimapfaden ihren Höchstwert um das Jahr 2030. In den Jahren danach nehmen sie durch das Ende der Lebensdauer alter Anlagen, die zu vergleichsweise hohen Kosten in den „Boomjahren“ vor 2015 installiert wurden, ab. Trotz des weiteren Anstiegs der installierten Erzeugungsleistungen bis 2050 führt dieses jährliche Abschmelzen des „Kostenrucksacks“ in Kombination mit sinkenden Gestehungskosten von Neuanlagen zu insgesamt stabilen Kosten der erneuerbaren Energien zwischen 2030 und 2050.

Die Kosten des Stromsystems werden stattdessen zunehmend von **steigenden Netzkosten** dominiert. Während diese heute 29 Prozent der Systemkosten ausmachen, steigt ihr Anteil bis 2050 in allen Klimapfaden auf etwa 40 Prozent an. Bei der Ermittlung der Netzkosten wurde angenommen, dass die aktuellen Kosten für das bestehende Stromnetz in Höhe von ca. 20 Mrd. Euro langfristig auf diesem Niveau verbleiben. Darüber hinaus fallen infolge des Ausbaus erneuerbarer Energien und durch neue Verbraucher zusätzliche Investitionen für Übertragungs- und Verteilnetze an, wie in diesem Kapitel dargestellt wurde.

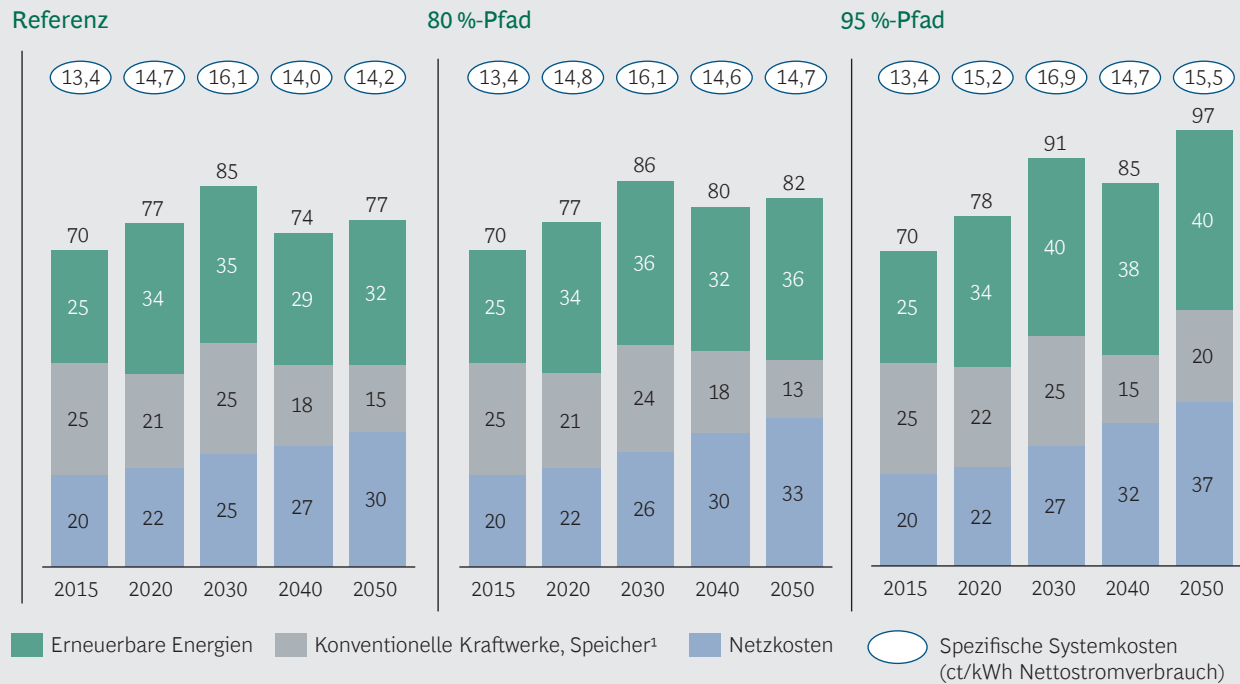
Die Kosten der **konventionellen Erzeugung** nehmen in allen Klimapfaden deutlich ab. Dafür sind zunächst kurzfristige Stilllegungen von Kraftwerken verantwortlich, später aber vor allem der Ersatz kapital- und betriebskostenintensiver Erzeugungsleistung aus Kern-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken durch Gaskraftwerke sowie der Rückgang des Brennstoffverbrauchs infolge der Verdrängung konventioneller Stromerzeugung durch erneuerbare Energien. Trotz des Einsatzes teurer synthetischer Brennstoffe ergibt sich auch für den 95 %-Klimapfad ein Rückgang der Kosten für konventionelle Erzeugung.

Dem frühen **Auslaufen der Kohleverstromung** im 80 %- und 95 %-Klimapfad wurde kostenseitig durch eine identische Modellierung der Anlagenkapitalkosten wie in der Referenz Rechnung getragen, sodass die 80 %- und 95 %-Klimapfade mit den Kosten der vorzeitig vom Netz genommenen Anlagen belastet werden. Insbesondere durch das vorzeitige Auslaufen der Braunkohleverstromung bis Anfang der 2030er Jahre im 95 %-Klimapfad würden darüber hinaus Kosten für die vorzeitige Stilllegung und Renaturierung der Tagebaue sowie für die frühzeitige Bewältigung des Strukturwandels in den betreffenden Regionen anfallen. Diese sind in der vorliegenden Kostenbetrachtung nicht enthalten.

STEIGENDE KOSTEN DES STROMSYSTEMS DURCH AUSBAU VON ERNEUERBAREN UND NETZEN

ABBILDUNG 79 | Kosten des Stromsystems in den Klimapfaden

6 % WACC (real 2015 in Mrd. €)



¹ Enthält Kapital-, Betriebs- und CO₂-Kosten inkl. Kosten für CCS. Die Brennstoff- und CO₂-Kosten wurden im 95 %-Pfad mit den Preisen des Szenarios „Globaler Klimaschutz“ berechnet

Anmerkung: Der Nettostromverbrauch im 95 %-Klimapfad wurde abzüglich des Stromverbrauchs für die Erzeugung von synthetischem Gas zur Rückverstromung gerechnet (analog zu den anderen Stromspeichern)

Quelle: Prognos; BCG



9 SEKTORBETRACHTUNG:

LAND-UND ABFALLWIRTSCHAFT

9.1 LANDWIRTSCHAFT

Die deutsche Landwirtschaft nimmt im Rahmen des Klimaschutzes eine besondere Rolle ein, da sie einen **Sockel** kaum vermeidbarer natürlicher Emissionen verursacht und stärker als die anderen Sektoren von den Folgen des Klimawandels betroffen wird. Die Ursache hierfür ist, dass sich Ereignisse wie Trockenperioden oder Extremwetter unmittelbar auf Ernten und Erträge von Landwirten auswirken und damit direkt mit deren Existenz verknüpft sind.

Im letzten IPCC-Berichtsjahr 2015 meldete die Landwirtschaft in Deutschland Emissionen von 67 Mt CO₂ä. Damit war die Landwirtschaft für **7,4 Prozent der deutschen Gesamtemissionen** in diesem Jahr verantwortlich. Die Emissionen setzten sich größtenteils aus Methanemissionen aus Fermentation (37 %) und Lachgasemissionen aus der Nutzung landwirtschaftlicher Böden (41 %) zusammen. Darüber hinaus verursachten Methan- und Lachgasemissionen aus der Behandlung von Wirtschaftsdüngern (15 %) sowie Kohlenstoffdioxidemissionen aus Kalkung und Harnstoffausbringung (5 %) und in Zusammenhang mit der Vergärung von Energiepflanzen (2 %) weitere THG-Emissionen. Gleichzeitig trugen Land- und Forstwirtschaft über die Bereitstellung von Bioenergie zur Einsparung von Emissionen in anderen Sektoren bei.

Landwirtschaft
für gut 7 Prozent
der deutschen
Emissionen in 2015
verantwortlich

Innerhalb der **Methanemissionen** aus Fermentation stammten 95 Prozent (24 Mt CO₂ä) aus den Verdauungsprozessen bei Wiederkäuern. Die Emissionen aus der Behandlung von Wirtschaftsdüngern entstanden zu über 85 Prozent (9 Mt CO₂ä) bei der Lagerung und Ausbringung von Rinder- und Schweineexkrementen (Gülle). Die **Lachgasemissionen** aus der Nutzung landwirtschaftlicher Böden wurden zum größten Teil direkt oder indirekt infolge der Ausbringung von mineralischen Stickstoffdüngern, Wirtschaftsdüngern, Ernterückständen oder Gärresten freigesetzt.

SEIT 1990: RÜCKLÄUFIGE TIERBESTÄNDE NACH DER WIEDERVEREINIGUNG

Zwischen dem **Basisjahr 1990** und 2015 reduzierten sich die Emissionen aus der Landwirtschaft um 16 Prozent von 80 Mt CO₂ä auf 67 Mt CO₂ä. Diese Entwicklung lässt sich insbesondere durch die Restrukturierung der Landwirtschaft der neuen Bundesländer nach der Wiedervereinigung, die dadurch erzielte Effizienzsteigerung und eine damit verbundene Reduktion der Tierbestände erklären. Produktivitätsgewinne in der Tierhaltung, vor allem in der Milchleistung von Kühen, sowie ein effizienterer Einsatz von Stickstoffdüngern ermöglichten die Verringerung der Tierbestände bei gleichbleibender oder gesteigerter Produktion und damit die Senkung der Emissionen.

REFERENZPFAD: LEICHTE EMISSIONSREDUZIERUNG DURCH DIE NOVELLE DER DÜNGEVERORDNUNG

Durch eine **Fortschreibung** gegenwärtiger politischer Rahmenbedingungen und Trends wird eine weitere leichte Reduktion der landwirtschaftlichen THG-Emissionen um 8 Mt CO₂e (11 %) auf 59 Mt CO₂e bis 2050 angenommen. Der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung weist etwa diese Größe als Sektorziel bis 2030 aus.

Der Großteil dieser Emissionen würde durch einen **verringerten Stickstoffeinsatz** bei der Nutzung landwirtschaftlicher Böden eingespart. Das sollte i. W. eine Folge der Novelle der Düngeverordnung von 2017 sein, die umfangreiche Regelungen und Verbote für Düngemittelanwendung vorschreibt. Darüber hinaus sind mit der Behandlung von Wirtschaftsdünger weitere Emissionsrückgänge durch eine moderate Zunahme bei der anaeroben Vergärung von Rinder- und Schweinegülle realisierbar. Emissionen aus dem Tierbestand (Fermentation) bleiben in der Referenz konstant.

Insgesamt werden im Referenzpfad damit THG-Einsparungen von 25 Prozent (20 Mt CO₂e) gegenüber 1990 erreicht.

80 %-KLIMAPFAD: WACHSENDE BIOGASVERGÄRUNG, REDUZIERTE AUSBRINGUNG VON STICKSTOFF

Zur Erreichung der Emissionsziele des **80 %-Klimapfads** müsste die Landwirtschaft ihre THG-Emissionen bis 2050 um ca. 22 Mt CO₂e auf 45 Mt CO₂e senken. Im Vergleich zur Referenz entspricht dies einer zusätzlichen Reduktion von 14 Mt CO₂e. Die Entwicklungen in diesem Pfad würden bis 2030 Emissionseinsparungen von 30 Prozent bedeuten. Dies stimmt mit den strategischen Zielen des Deutschen Bauernverbandes (DBV) bis zu diesem Zeitpunkt überein.

Zusatzanstrengungen
in Behandlung von
Wirtschaftsdünger
und landwirtschaft-
licher Bodennutzung

Da auch im 80 %-Klimapfad die Emissionen des Tierbestands als konstant angenommen werden, wären bedeutende Zusatzanstrengungen in der Behandlung von Wirtschaftsdünger und in der Nutzung landwirtschaftlicher Böden nötig.

In der **Behandlung von Wirtschaftsdünger** haben die Ausweitung der Vergärung von Gülle in Biogasanlagen und eine gasdichte Abdeckung von Güllelagern das höchste Einsparpotenzial. Die Vergärung der Gülle von Milchkühen, übrigen Rindern und Schweinen ließe sich im Vergleich zur Referenz noch mehr als verdoppeln. Damit einhergehen sollte eine starke Steigerung der gasdicht abgedeckten Güllelager bis 2050. Im Rahmen der Güllevergärung und -lagerung wäre die bedeutendste Einsparung bei der Behandlung von Schweinegülle realisierbar. Diese besitzt bei Lagerung unbehandelt den höchsten Methanumwandlungsfaktor, da sie in dünnflüssigem Zustand keine natürliche Schwimmdecke bildet.

Bei der **Nutzung landwirtschaftlicher Böden** wären weitere Einsparungen durch eine zusätzliche Effizienzsteigerung beim Einsatz von Düngemitteln und dem damit einhergehenden Abbau von Stickstoffüberschüssen erzielbar. Diese Reduktion wäre neben ihrer Emissionswirkung auch für Wasser- und Naturschutz bedeutsam. Relevante Hebel wären vor allem die Steigerung der Stickstoffproduktivität und eine

stickstoffoptimierte Fütterung von Tieren. Zusätzliches THG-Vermeidungspotenzial böte der Einsatz von Nitrifikationsinhibitoren.

Eine gezielte **Steigerung der Stickstoffproduktivität** und eine daraus resultierende Reduktion der Stickstoffausbringungsmenge könnten den wichtigsten Beitrag zur Erreichung der Klimaziele in der Landwirtschaft leisten. Darüber hinaus bestehen erhebliche Produktivitätspotenziale bei der Stickstoffausbeute von Mineraldünger, Wirtschaftsdünger und legumer Stickstoffbindung. Diese Produktivitätssteigerung ließe sich unter anderem durch eine Verbesserung der Düngeplanung, die Verminderung von Sicherheitszuschlägen, die gezielte Pflanzenzüchtung und den Einsatz von Backweizensorten mit reduziertem Proteinbedarf erzielen.

Zudem ließen sich durch **Mehrphasenfütterung** und den Einsatz von proteinärmerem Futter oder Futterzusätzen wie Aminosäuren die mit den Exkrementen ausgeschiedenen Stickstoffverbindungen verringern. Das weitere Potenzial wäre hier allerdings gering, da für Rinder als die wichtigsten Emittenten die Optimierungsbemühungen bereits heute sehr umfassend erscheinen.

Durch **Nitrifikationsinhibitoren** könnten darüber hinaus weitere Emissionen aus der Nutzung landwirtschaftlicher Böden eingespart werden. Gegenwärtig wird angenommen, dass Nitrifikationsinhibitoren bis zu 35 Prozent der durch Dünger anfallenden Emissionen unterbinden könnten. Um einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz zu leisten, müsste ihr Einsatz jedoch weit über die gegenwärtigen 1 bis 2 Prozent der ausgebrachten Düngemittelmenge steigen.

Insgesamt würden im 80 %-Klimapfad damit THG-Einsparungen von 43 Prozent (35 Mt CO₂e) gegenüber 1990 erfolgen.

95 %-KLIMAPFAD: REDUKTION NATÜRLICHER EMISSIONEN AUS TIERHALTUNG WOHL ERFORDERLICH

Für die vollständige Erreichung der Ziele eines **95 %-Klimapfads** wäre über die Umsetzung aller möglichen Maßnahmen in allen anderen Sektoren hinaus noch ein weiterer Beitrag der Landwirtschaft erforderlich. Konkret müsste die Landwirtschaft zwischen 2015 und 2050 rund 27 Mt CO₂e gegenüber 2015 einsparen. Insgesamt würden im 95 %-Klimapfad damit 40 Mt CO₂e der landwirtschaftlichen THG-Emissionen gegenüber 1990 reduziert.

Der verbliebene „Sockel“ von 40 Mt CO₂e wäre dann aufgrund der begrenzten Minderungsfähigkeit der Landwirtschaft noch für fast 70 Prozent der gesamten deutschen Restemissionen im Jahr 2050 verantwortlich. Gleichwohl wäre dieses Ziel nach heutigem Stand und unter den bestehenden Regeln der Emissionsbilanzierung ohne eine Reduzierung der **Methanemissionen des Tierbestands** nicht zu erreichen, die nach allen Maßnahmen im 80 %-Klimapfad noch über 50 Prozent der verbliebenen landwirtschaftlichen THG-Emissionen ausmachen. Dafür wäre der Einsatz methanausstoßhemmender organischer Futtermittelzusätze im Rinderbestand möglich („Methanpille“), der Methanemissionen aus enterischer Fermentation (Verdauung) um etwa 30 Prozent reduzieren könnte. An solchen Zusätzen wird derzeit aktiv geforscht, sie

Landwirtschaft erzeugt im 95 %-Klimapfad fast 70 Prozent aller deutschen Emissionen in 2050

sind jedoch nicht in allen Fällen mit dem EU-Recht konform. Als letztes Mittel käme sonst eine Reduzierung des Rinderbestands in ähnlicher Höhe in Frage.

Einzig denkbare Alternative dazu wäre das Anstreben von „**Negativemissionen**“ über die Entwicklung einer Strategie zur Steigerung der Kohlenstoffsensitivität landwirtschaftlicher Böden oder zur Abscheidung und Speicherung von biogenem CO₂ aus Biomasseverbrennung oder aus der Luft. Ersteres würde nach der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen allerdings im Bereich Landnutzung, -änderung und Forstwirtschaft (LULUCF) bilanziert und ist für verbindliche Klimazielsetzungen gegenwärtig nicht zielrelevant. Bei Letzterem ist eine wirtschaftliche Realisierbarkeit im benötigten Umfang nach heutigem Stand noch schwer absehbar.

9.2 ABFALLWIRTSCHAFT

Analog zum nationalen THG-Inventar werden Treibhausgase aus dem Abfallbereich in **verschiedenen Kapiteln** behandelt:

- THG-Emissionen aus der **Abfallverbrennung** werden im Sektor Energie und Umwandlung bilanziert.
- Vermiedene Emissionen durch **Recyclingprozesse** werden in den zugehörigen Industriebranchen wie Stahl oder Papier behandelt.
- Methanemissionen aus Deponien sowie Lachgas- und Methanemissionen aus der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung und aus der Kompostierung werden dem **Abfallbereich** zugerechnet (dieses Kapitel).

Im Folgenden wird daher methodisch nur eine Teilmenge der Gesamtleistung der Abfallwirtschaft an den THG-Vermeidungsmaßnahmen erfasst.

Im Bereich Abfall und Abwasser entstanden in **2015** Emissionen in Höhe von 11 Mt CO₂ä. Dies entspricht 1,2 Prozent der gesamten THG-Emissionen in Deutschland in diesem Jahr. Den Großteil dieser Emissionen verursachten Methanemissionen der Abfalldeponierung (rund 80 %). Darüber hinaus trugen Methan- und Lachgasemissionen der kommerziellen Abwasserbehandlung (rund 9 %), der Kompostierung und Vergärung (10 %) und der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung (rund 1 %) zu den Emissionen der Abfallwirtschaft bei.

Etwa 1 Prozent
der deutschen
Emissionen
2015 aus der
Abfallwirtschaft

SEIT 1990: EMISSIONSREDUKTION DURCH DEPONIERUNGSVERBOT

Die Emissionen aus Abfall und Abwasser sanken im Zeitraum von **1990 bis 2015** von 38 Mt CO₂ä um fast 27 Mt CO₂ä (minus 70 %) auf 11 Mt CO₂ä. Der größte Teil dieses Rückgangs resultierte aus Einsparungen im Bereich der Abfalldeponierung. Diese emittierte durch organisatorische Maßnahmen zur Abfalltrennung und das Verbot der Deponierung biologisch abbaubarer Abfälle in 2015 drei Viertel weniger Treibhausgase als 25 Jahre zuvor.

ENTWICKLUNG BIS 2050: WEITERER RÜCKGANG DURCH DEPONIENAUSGASUNG

Von 2015 bis 2050 wird in der **Referenz** und in den Klimapfaden von einer weiteren deutlichen Senkung der verbliebenen Emissionen auf 2,5 Mt CO₂ä (minus 78 %) ausgegangen.

Volumina in **mechanisch-biologischen Anlagen** verwertbarer Stoffe sollten in den nächsten Jahrzehnten zurückgehen, was ohne Förderungsmaßnahmen zu einem Auslaufen dieser Anlagen führt. Die sukzessive Ausgasung nicht vorbehandelter Abfälle aus **alten Deponien** wird bis 2050 weitgehend abgeschlossen sein, sodass aus Abfalldeponierung lediglich ca. 5 Prozent (0,6 Mt CO₂ä) der heutigen Emissionen verbleiben.

Emissionen aus der **Abwasserbehandlung**, die heute vor allem noch in Form flüchtiger Emissionen aus dem Kanalisationssystem existieren, entwickeln sich analog zum Bevölkerungswachstum und bleiben daher bis 2050 weitgehend flach bei 0,9 Mt CO₂ä. Emissionen aus **Kompostierung** und Vergärung folgen ebenfalls analog zur Bevölkerungsentwicklung einer weitgehend flachen Entwicklung und schlagen 2050 noch mit 1 Mt CO₂ä zu Buche.

Für eine endgültige Eliminierung dieser verbliebenen Emissionen existieren keine realistischen Hebel. Daher verläuft die Emissionsentwicklung in **allen Szenarien gleich**. Insgesamt werden in der Abfallwirtschaft und Abwasserbehandlung bis 2050 dadurch 93 Prozent (9 Mt CO₂ä) der Emissionen gegenüber 1990 eingespart.

Emissionen aus **thermischer Abfallverwertung**, die im Energie- und Umwandlungssektor bilanziert sind, müssen allerdings im 95 %-Klimapfad vollständig eliminiert werden. Für die Erreichung von Nullemissionen kommt hierfür, solange die stoffliche Nutzung fossiler Kohlenstoffe nicht ausgeschlossen wird, nur CCS in Frage.

9.3 ANDERE SEKTOREN

Emissionen aus **Landnutzung, -änderung und Forstwirtschaft (LULUCF)** werden in dieser Studie nicht betrachtet, da sie gegenwärtig nicht Teil der verbindlichen Zielsetzung nach der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen sind.

Gleiches gilt für Emissionen des aus Deutschland abgehenden **internationalen Luft- und Seeverkehrs**. Diese werden allerdings im Verkehrssektor nachrichtlich mitgeführt und bei der Betrachtung nationaler Kraftstoffbedarfe explizit berücksichtigt.

Auch die Emissionen des **Militärs** betrachtet die Studie nicht im Detail. Sie werden über alle Szenarien konstant gehalten.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1 Übersicht über Kernergebnisse der fünf Klimapfade	18
Abbildung 2 Wesentliche technische Maßnahmen und ihre Ausprägungen bis 2050	19
Abbildung 3 Methodikübersicht: Szenarien und Klimapfade	23
Abbildung 4 Energieträgerpreispfade nach Szenarien	27
Abbildung 5 Ambitionsniveaus nach Ländern je nach Szenarien	28
Abbildung 6 Bruttowertschöpfung nach Industriezweigen	37
Abbildung 7 Emissionsentwicklung nach Sektoren in der Referenz	39
Abbildung 8 Verlauf Referenzpfad vs. politische Ziele vs. 80 %- und 95 %-Klimapfade	41
Abbildung 9 Wesentliche Entwicklungen im 80 %-Klimapfad	47
Abbildung 10 Emissionsentwicklung nach Sektoren im 80 %-Klimapfad	49
Abbildung 11 Endenergieverbrauch nach Sektoren im 80 %-Klimapfad	50
Abbildung 12 Wesentliche Entwicklungen im 95 %-Klimapfad	59
Abbildung 13 Emissionsentwicklung nach Sektoren im 95 %-Klimapfad	61
Abbildung 14 Energieträgermix und Importanteil nach Klimapfaden	66
Abbildung 15 Deutschland nach 95 % Treibhausgasreduktion	70
Abbildung 16 Auswahl möglicher Game-Changer nach Sektoren	72
Abbildung 17 Sektorübergreifende Vermeidungskosten im 80 %-Klimapfad	80
Abbildung 18 Sektorübergreifende Vermeidungskosten im 95 %-Klimapfad	83
Abbildung 19 Notwendige Mehrinvestitionen nach Sektoren und Klimapfaden	87
Abbildung 20 Direkte Mehrkosten der Klimapfade (volkswirtschaftliche Perspektive)	88
Abbildung 21 Beispiel volkswirtschaftliche vs. betriebswirtschaftliche Perspektive	91
Abbildung 22 Mehrkosten des 80 %-Klimapfads in Abhängigkeit vom Ölpreisniveau	92
Abbildung 23 Mehrkosten des 95 %-Klimapfads in Abhängigkeit vom Ölpreisniveau	92
Abbildung 24 Entwicklung spezifischer Stromsystemkosten nach Klimapfaden	94
Abbildung 25 Ökonomische Folgeeffekte der Klimapfade nach Szenarien	102
Abbildung 26 Übersicht wesentlicher ökonomischer Effekte der Klimapfade im Detail	103
Abbildung 27 Wertschöpfungseffekte der Klimapfade gegenüber Referenz nach Branchen	104
Abbildung 28 Deutsche Energieträgerimporte nach Klimapfaden	108
Abbildung 29 Weltmarktpotenziale von Klimaschutztechnologien 2015 vs. 2030 (Auswahl)	109
Abbildung 30 THG-Emissionen der Industrie in Referenz, 80 %- und 95 %-Klimapfad	134
Abbildung 31 EEV der Industrie nach Verwendungszwecken in Referenz, 80 %- und 95 %-Pfad	137
Abbildung 32 THG-Maßnahmen und Reduktionspotenziale der Industrie im 80 %-Pfad	140
Abbildung 33 Endenergieverbrauch der Industrie nach Energieträgern in 2015	144
Abbildung 34 EEV der Industrie nach Energieträgern in Referenz, 80 %- und 95 %-Pfad	145
Abbildung 35 Prozessemissionen der Industrie in Referenz, 80 %- und 95 %-Pfad	147
Abbildung 36 Zusammensetzung und Einsatz von Biomasse in den Klimapfaden	149
Abbildung 37 THG-Vermeidungskostenkurve im Sektor Industrie	160
Abbildung 38 Mehrinvestitionen im Sektor Industrie bis 2050	163
Abbildung 39 Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten im Sektor Industrie	165
Abbildung 40 THG-Entwicklung im Verkehrssektor je Klimapfad nach Verkehrsmitteln	169
Abbildung 41 Verkehrsleistung und Verkehrsmittelwechsel im Personenverkehr	174
Abbildung 42 Verkehrsleistung und Verkehrsmittelwechsel im Güterverkehr	175
Abbildung 43 Spezifischer Verbrauch der Verkehrsmittel im Personen-/Güterverkehr 2015	176
Abbildung 44 Spezifischer Verbrauch (real) nach Antrieben der Pkw-Neuzulassungen	177
Abbildung 45 Neuzulassungsstruktur von Pkw nach Klimapfaden	178

Abbildung 46 Bestandsstruktur von Pkw nach Klimapfaden	179
Abbildung 47 Bestandsstruktur leichter Nutzfahrzeuge (< 3,5 t) nach Klimapfaden	182
Abbildung 48 Bestandsstruktur schwerer Nutzfahrzeuge (> 3,5 t) nach Klimapfaden	184
Abbildung 49 Inländerfahrleistungen schwerer Nutzfahrzeuge (> 3,5 t) nach Klimapfaden	185
Abbildung 50 Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Verkehr	191
Abbildung 51 THG-Vermeidungskostenkurve im Sektor Verkehr	194
Abbildung 52 Kernannahmen für durchschnittliche Importkosten von Power-to-Liquid	198
Abbildung 53 Sensitivität: Volkswirtschaftliche Kostenvorteile von Power-to-Liquid vs. BEV	200
Abbildung 54 Mehrinvestitionen im Sektor Verkehr bis 2050	201
Abbildung 55 Investitionen für Power-to-X-Anlagen im 95 %-Klimapfad	202
Abbildung 56 Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten im Sektor Verkehr	204
Abbildung 57 THG-Entwicklung in Haushalten und GHD je Klimapfad	207
Abbildung 58 Energieverbrauch, spezifische Emissionen von Raumwärme, Warmwasser	213
Abbildung 59 Nettogrundfläche von Nichtwohngebäuden 2015	216
Abbildung 60 Flächenentwicklung und sanierte Flächen in den Jahren 2015 bis 2050	218
Abbildung 61 Annahmen zu Sanierungseffizienzen und -kosten nach Effizienzniveau	220
Abbildung 62 Endenergieverbrauch, Technologiemix für Raumwärme und Warmwasser	221
Abbildung 63 Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern (inklusive Absatz Industriesektor)	223
Abbildung 64 Endenergieverbrauch von Geräten und Prozessen in Haushalten und GHD	226
Abbildung 65 THG-Vermeidungskostenkurve im Sektor Haushalte und GHD	230
Abbildung 66 Mehrinvestitionen im Sektor Haushalte und GHD bis 2050	233
Abbildung 67 Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten im Sektor Haushalte und GHD	235
Abbildung 68 THG-Entwicklung im Sektor Energie/Umwandlung je Klimapfad	240
Abbildung 69 Szenarioanalyse: Neue Verbraucher infolge der Sektorkopplung im Jahr 2050	245
Abbildung 70 Entwicklung des Stromverbrauchs je Klimapfad	246
Abbildung 71 Ausbaupotenziale erneuerbarer Energien in Deutschland	248
Abbildung 72 Installierte Nettokraftwerksleistung nach Erzeugungstechnologien	249
Abbildung 73 Nettostromerzeugung nach Erzeugungstechnologien	249
Abbildung 74 Stromimporte und -exporte nach Klimapfaden	256
Abbildung 75 Mehrinvestitionen im Stromsystem bis 2050	263
Abbildung 76 Spezifische Investitionskosten für wesentliche Erzeugungstechnologien	264
Abbildung 77 Investitionsbedarf im Stromnetz nach Klimapfaden	264
Abbildung 78 Direkte volkswirtschaftliche Mehrkosten des Stromsystems	267
Abbildung 79 Kosten des Stromsystems in den Klimapfaden	269

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1 Ausgewählte Struktur- und Rahmendaten	29
Tabelle 2 Kernannahmen der Studie	30
Tabelle 3 Zentrale Annahmen Industrie	132
Tabelle 4 Übergreifende Kostendefinitionen (Industrie)	158
Tabelle 5 Zentrale Annahmen Verkehr	168
Tabelle 6 Übergreifende Kostendefinitionen (Verkehr)	193
Tabelle 7 Zentrale Annahmen Haushalte und GHD	206
Tabelle 8 Übergreifende Kostendefinitionen (Haushalte und GHD)	228
Tabelle 9 Zentrale Annahmen Energie und Umwandlung	236
Tabelle 10 Jahreshöchstlast und Bereitstellung der gesicherten Leistung – Beispiel 2050	259
Tabelle 11 Übergreifende Kostendefinitionen (Energie und Umwandlung)	260

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ABLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Abschaltverordnung)
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
Äq.	äquivalent
BÄ	Benzinäquivalent
bbl	Barrel
BEV	Battery Electric Vehicle (batterieelektrisches Fahrzeug)
BHKW	Blockheizkraftwerk
Bio.	Billionen
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BVT	Beste Verfügbare Techniken
BVWP	Bundesverkehrswegeplan
BWS	Bruttowertschöpfung
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCS	Carbon-Capture-and-Storage
CCU	Carbon-Capture-and-Utilization
CNG	Compressed Natural Gas
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ ä	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
ct	Eurocent
DÄ	Dieseläquivalent
dena	Deutsche Energie-Agentur
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
d. h.	das heißt
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EFH	Einfamilienhäuser
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EJ	Exajoule
EnEV	Energieeinsparverordnung
ETCS	European Train Control System
ETS	Emissions Trading System (hier genutzt als Abkürzung für das EU-ETS, die Emissionshandelsplattform der Europäischen Union)
EU	Europäische Union
e. V.	eingetragener Verein
EWEA	European Wind Energy Association
EZFH	Ein- und Zweifamilienhäuser
F-Gase	Fluorierte Treibhausgase
FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe
FCV	Fuel Cell vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
FW	Fernwärme
FKW	Fluorkohlenwasserstoffe
g	Gramm

GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GPS	Global Positioning System
GuD	Gas und Dampf
GV	Güterverkehr
GW	Gigawatt
GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung
G80	80 %-Klimapfad im Szenario „Globaler Klimaschutz“
G95	95 %-Klimapfad im Szenario „Globaler Klimaschutz“
H ₂	Wasserstoff
HFKW	Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe
i. A.	im Allgemeinen
IATA	International Air Transport Association
ICAO	International Civil Aviation Organization
i. e.	id est
IEA	International Energy Agency
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IMO	International Maritime Organization
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
i. W.	im Wesentlichen
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KI	Künstliche Intelligenz
km	Kilometer
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LED	Light Emitting Diode, Leuchtdiode
Lkw	Lastkraftwagen
LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
LNG	Liquid Natural Gas
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)
LZ	Leistungszahl
m ²	Quadratmeter
MFH	Mehrfamilienhäuser
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
Mt	Millionen Tonnen
MtO	Methanol to Olefins
MWh	Megawattstunde
NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
NDC	Nationally Determined Contribution
NEP	Netzentwicklungsplan
NH ₄	Ammonium



NO ₃	Nitrat
NTC	Net Transfer Capacity
N80	80 %-Klimapfad im Szenario „Nationale Alleingänge“
N95	95 %-Klimapfad im Szenario „Nationale Alleingänge“
OL	Oberleitung
OLED	Organic Light Emitting Diode (organische Leuchtdiode)
o. g.	oben genannt
p. a.	per annum
PC	Personalcomputer
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle (Plug-in-Hybridfahrzeug)
PHH	Private Haushalte
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
Pkw	Personenkraftwagen
ppm	parts per million
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtK	Power-to-Kerosin
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
t	Tonne
THG	Treibhausgas
Tkm	Tonnenkilometer
Tsd.	Tausend
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
US	United States
USA	United States of America
Vbh	Vollbetriebsstunden
VDEh	Verein Deutscher Eisenhüttenleute
WACC	Weighted Average Cost of Capital, gewichtete Kapitalkosten
WEO	World Economic Outlook
WFL	Wohnfläche
WP	Wärmepumpen
WRG	Wärmerückgewinnung
z. B.	zum Beispiel
zGG	zulässiges Gesamtgewicht
ZOB	Zentrale Omnibusbahnhöfe
z. T.	zum Teil

AN DEN LESER

Die Autoren

Dr. Philipp Gerbert ist Senior Partner und Managing Director im Münchner Büro der Boston Consulting Group.

Dr. Patrick Herhold ist Partner und Managing Director im BCG-Büro München.

Dr. Jens Burchardt ist Principal im BCG-Büro Berlin und Projektleiter dieser Studie von BCG.

Stefan Schönberger ist Consultant im BCG-Büro Hamburg und verantwortlich für die Sektoren Energie, Verkehr und Gebäude.

Dr. Florian Rechenmacher ist Projektleiter im BCG-Büro München und verantwortlich für die Sektoren Industrie, Land- und Abfallwirtschaft.

Dr. Almut Kirchner ist Vize-Direktor im Baseler Büro der Prognos AG und Projektleiterin dieser Studie von Prognos.

Dr. Andreas Kemmler ist Senior Projektleiter im Baseler Büro der Prognos AG und operativer Projektleiter dieser Studie von Prognos.

Marco Wünsch ist Senior Projektleiter im Berliner Büro der Prognos AG und verantwortlich für die Strommarktmodellierung in dieser Studie.

Hintergrund und Rollen in der Studie

Diese Studie wurde im Auftrag von und auf Initiative des Bundesverbandes der Deutschen Industrie e. V. (BDI) erstellt. Die Ergebnisse wurden in einem umfangreichen und intensiven Bottom-up Prozess mit der deutschen Industrie erarbeitet und validiert. Fast 200 Experten von BCG, Prognos, dem BDI und aus rund 70 Unternehmen und Verbänden waren über einen Zeitraum von sieben Monaten eingebunden. In fünf Arbeitsgruppen und mehr als 40 Workshops wurden unter anderem bestehende Erkenntnisse zusammengetragen, neue Ansätze zur Emissionsreduktion entwickelt, Annahmen validiert sowie Technologiepotenziale, Kosten, Chancen und Handlungsfelder diskutiert. Ein Beirat aus Wissenschaft und Arbeitnehmervertretern stand dem Projekt in zentralen Fragen beratend zur Seite. Wesentliche Aspekte wurden darüber hinaus in zahlreichen Interviews mit führenden Experten plausibilisiert.

Auf Gutachterseite hatte BCG als Hauptprojektnehmer die Projektleitung inne und hat in diesem Rahmen den Stakeholderprozess durchgeführt und die Inputs der zahlreichen Projektteilnehmer konzentriert, konsolidiert und inhaltlich bewertet. Darüber hinaus erfolgte die Berechnung von Investitionsvolumina, Mehrkosten und Vermeidungskosten durch BCG.

Prognos steuerte die sozioökonomischen Rahmendaten aus der makroökonomischen Modellierung bei, berechnete die energiewirtschaftlichen Szenarien mittels Bottom-up-Energiesystemmodellen und des Prognos-Strommarktmodells, sicherte die Konsistenz der Szenarienberechnungen und steuerte technische Expertise bei. Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen wurden von Prognos mit einem international gekoppelten I/O-Modell berechnet.

Der Studientext samt Anhängen wurde von BCG erstellt. Auch die politischen Schlussfolgerungen stammen in großen Teilen von BCG.

Projektteam

The Boston Consulting Group
Dr. Philipp Gerbert, Dr. Patrick Herhold, Dr. Jens Burchardt,
Stefan Schönberger, Dr. Florian Rechenmacher, Jonas Schröder,
Alexander Klüber, Joonas Päiväranta, Marius Klein und
Wido Witecka.

Prognos
Dr. Almut Kirchner, Dr. Andreas Kemmler, Marco Wunsch,
Alex Auf der Maur, Florian Ess, Sylvie Koziel, Sven Kreidelmeyer,
Jan Limbers, Dr. Alexander Piégsa, Samuel Straßburg und
Inka Ziegenhagen.

Danksagung

Unser besonderer Dank gilt dem BDI und seinen Mitgliedsverbänden, sowie dem Einsatz der über 200 Beteiligten und Experten aus mehr rund 70 Unternehmen und Verbänden für ihre umfangreichen konstruktiven Beiträge und Unterstützung bei der Validierung der Analysen – als Mitglieder des Steuerungskreises, als Mitwirkende in den Arbeitsgruppen, sowie als Diskussionsteilnehmer in rund 40 Arbeitsworkshops und zahlreichen bilateralen Expertengesprächen im Studienverlauf.

Wir danken den Mitgliedern des wissenschaftlichen Beirats für ihre methodische Unterstützung und viele hilfreiche und konstruktive Kommentare: Dr. Ralf Bartels, Prof. Dr. Uwe Clausen, Prof. Dr. Dr. Reinhard Hüttel, Prof. Dr. Andreas Löschel, Prof. Dr. Karen Pittel und Angelika Thomas.

Gleichermaßen bedanken wir uns bei allen weiteren involvierten Kollegen von Prognos für ihre Unterstützung: René Bernard, Dr. Michael Böhmer, Hans Dambeck, Hanno Falkenberg, Jens Hobohm, Dr. Jochen Hoffmeister, Marcus Koepp, Stephan Kritzinger, Andreas Sachs, Dr. Michael Schlesinger, Nadja Schütz, Friedrich Seefeldt, Nils Thamling und Johann Weiss.

Zuletzt danken wir Corinna Babicz, Lone Bjerregaard Jensen, Ellen Felder, Esther Leymann, Kristin Lücking, Ulrich Kremer, Gerd Meyer und Romy Uhlig für organisatorische, editorielle und grafische Unterstützung.

Kontaktinformationen

Für weitere Informationen wenden Sie sich bitte an die Autoren dieser Studie:

Dr. Philipp Gerbert

Senior Partner and Managing Director
BCG München
+49 89 2317-4299
gerbert.philipp@bcg.com

Dr. Patrick Herhold

Partner and Managing Director
BCG München
+49 89 2317-4144
herhold.patrick@bcg.com

Dr. Jens Burchardt

Principal
BCG Berlin
+49 30 2887-1327
burchardt.jens@bcg.com

Stefan Schönberger

Consultant
BCG Hamburg
+49 40 3099-6256
schoenberger.stefan@bcg.com

Dr. Florian Rechenmacher

Projektleiter
BCG München
+49 89 2317-4292
rechenmacher.florian@bcg.com

Dr. Almut Kirchner

Vize-Direktor
Prognos Basel
+41 61 3273 331
almut.kirchner@prognos.com

Dr. Andreas Kemmler

Projektleiter
Prognos Basel
+41 61 3273 397
andreas.kemmler@prognos.com

Marco Wunsch

Senior Projektleiter
Prognos Berlin
+49 30 52 00 59 225
marco.wuensch@prognos.com



Folgen Sie uns auch auf Facebook und Twitter.

© The Boston Consulting Group GmbH 2018. Alle Rechte vorbehalten.

01/2018

BCG

THE BOSTON CONSULTING GROUP

prognos

Wir geben Orientierung.