Dynamis

Hauptbericht

Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

FfE FfE Technische Universität München

2019

Dynamis - Hauptbericht

Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems

Herausgeber:

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Am Blütenanger 71, 80995 München
+49 (0) 89 158121-0
info@ffe.de www.ffe.de

Abschlussbericht zum Projekt Dynamis:

Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems

Veröffentlicht am:

November 2019

Projektleitung:

Steffen Fattler, Jochen Conrad, Anika Regett

Bearbeiter/innen FfE:

Felix Böing, Andrej Guminski, Simon Greif, Tobias Hübner, Fabian Jetter, Timo Kern, Britta Kleinertz, Alexander Murmann, Adrian Ostermann, Dr. Christoph Pellinger, Simon Pichlmaier, Tobias Schmid

Redaktion FfE: Annette Doll

Wissenschaftlicher Leiter:
Prof. Dr.-Ing. U. Wagner

Geschäftsführer:
Prof. Dr.-Ing. W. Mauch (e.V.)

Dr.-Ing. Serafin von Roon (GmbH)

Projekt-Manager:
Dr.-Ing. Dipl.-Phys. R. Corradini

FfE-Auftragsnummer:

BMWI-37

Projektpartner:

Bayernwerk AG, BMW Group, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Evonik Technology & Infrastructure GmbH, EWE AG, innogy SE, Lechwerke AG, Main-Donau Netzgesellschaft mbH, Mercedes-Benz Fuel Cell GmbH, rhenag Rheinische Energie AG, Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG, Stadtwerke München Services GmbH, Uniper Kraftwerke GmbH, Vorarlberger Kraftwerke AG

Forschungsverbund mit:

Technische Universität München

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Bearbeiter/innen: Thomas Zipperle und Clara Orthofer

FKZ: 03ET4037C

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Förderkennzeichen:

03ET4037A (FfE e. V.)

03ET4037B (FfE GmbH)

ISBN:

978-3-941802-45-2

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

RC20190723

Inhalt

1 Kurzzusammenfassung 1

2 Motivation und Zielsetzung 3

3 Methodik 5

3.1 Voranalyse und anwendungsorientierte Emissionsbilanz 8

3.1.1 Voranalyse 8

3.1.2 Anwendungsorientierte Emissionsbilanz 9

3.2 Stufe 1: Statische Bewertung 14

3.2.1 Zielsetzung 14

3.2.2 Methodischer Ansatz und Bilanzraum 14

3.2.3 Auswertungen 15

3.3 Stufe 2: Sektordynamische Bewertung 18

3.3.1 Zielsetzung 18

3.3.2 Methodischer Ansatz und Bilanzraum 18

3.3.3 Auswertungen 19

3.4 Stufe 3: Systemdynamische Bewertung 20

3.4.1 Zielsetzung 20

3.4.2 Methodischer Ansatz und Bilanzraum 21

3.4.3 Auswertungen 21

3.5 Zusammenführung der Ergebnisse in einem Klimaschutzszenario 22

4 Dynamis Modelllandschaft 23

4.1 Sektormodelle 24

4.2 Regionalisiertes Energiesystem-Modell FREM 25

4.2.1 Kurzbeschreibung FREM 25

4.2.2 FREM in der Modelllandschaft 26

4.3 Modelle der Erneuerbaren Energien 28

4.3.1 Gebäude-Photovoltaikanlagen 28

4.3.2 Freiflächen- Photovoltaikanlagen 34

4.3.3 Onshore-Windenergieanlagen 35

4.3.4 Offshore-Windenergieanlagen 37

4.3.5 Regionalisierung des Zubaus im EU-Ausland 38

4.3.6 Stromerzeugung 38

4.3.7 Kosten 43

4.3.8 Zubauoptionen 48

4.4 Integriertes Simulationsmodell ISAaR 50
4.4.1 Methodik und mathematische Formulierung 53
4.4.2 Sequenzierung der Berechnungsläufe 56
4.4.3 Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen 58
4.4.4 Berechnung von Emissionsfaktoren in Multi-Energieträgersystemen 60
4.5 Gasmarktmodell MINGA 62
4.6 Einordnung EU-ETS 63
4.6.1 Grundlagen des EU-ETS 64
4.6.2 Modellierung des EU-ETS und Kopplung an die Dynamis-Modelllandschaft 67
5 Startszenario 69
5.1 Eingangsparameter 71
5.2 Strom 72
5.2.1 Eingangsdaten und Mantelzahlen 73
5.2.2 Resultierende Energiebilanz 79
5.3 Fernwärme 81
5.3.1 Eingangsdaten und Mantelzahlen 81
5.3.2 Resultierende Energiebilanz 83
5.4 Methan 83
5.4.1 Eingangsdaten und Mantelzahlen 83
5.4.2 Resultierende Energiebilanz 85
5.5 Flüssige Kohlenwasserstoffe 86
5.5.1 Eingangsdaten und Mantelzahlen 86
5.5.2 Resultierende Energiebilanz 87
5.6 Wasserstoff 87
5.7 Biomasse 88
5.8 Auswertungen 90
5.8.1 Emissionen nach Sektoren 90
5.8.2 Emissionsfaktoren 91
5.8.3 Energieträgerkosten 93
5.8.4 Marktreferenzwerte 94
5.8.5 Systemkosten 94
5.8.6 Rückwirkungen auf das EU ETS 97
6 Bereitstellungsektor 99
6.1 Emissionsbilanz 99
6.2 Potenzialanalyse der CO_2-Verminderungsmaßnahmen 100
6.3 Potenziale der Erneuerbaren Energien 104

6.3.1 Gebäude-Photovoltaikanlagen 104
6.3.2 Freiflächen-Photovoltaik 105
6.3.3 Onshore-Windenergieanlagen 106
6.3.4 Offshore-Windenergieanlagen 111
6.4 Maßnahmenauswahl und -aggregation 112
7 Verkehr 115
7.1 Emissionsbilanz 115
7.2 Potenzialanalyse der CO_2-Verminderungsmaßnahmen 116
7.3 Maßnahmenauswahl und -aggregation 118
7.4 Sektormodell 119
7.4.1 Modellstruktur und Anwendung im Startszenario 120
7.4.2 Maßnahmenumsetzung und Verdrängungslogik 128
7.4.3 Lastgangmodellierung 129
8 Private Haushalte 135
8.1 Emissionsbilanz 135
8.2 Potenzialanalyse von CO_2-Verminderungsmaßnahmen 136
8.3 Maßnahmenauswahl und -aggregation 138
8.4 Sektormodell 140
8.4.1 Modellstruktur und Anwendung im Startszenario 142
8.4.2 Maßnahmenumsetzung und Verdrängungslogik 148
8.4.3 Lastgangmodellierung 154
9 Industrie 159
9.1 Emissionsbilanz 159
9.2 Potenzialanalyse der CO_2-Verminderungsmaßnahmen 162
9.3 Maßnahmenauswahl und -aggregation 168
9.4 Sektormodell Industrie (SmInd) 171
9.4.1 Modellstruktur und Abbildung des Startszenarios 172
9.4.2 Lastgangmodellierung 176
9.4.3 Maßnahmenumsetzung und Verdrängungslogik 180
10 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) 193
10.1 Emissionsbilanz 194
10.2 Maßnahmenauswahl 194
10.3 Sektormodell GHD 196
10.3.1 Modellstruktur 197
10.3.2 Lastgangmodellierung 200
10.3.3 Startszenario 202

11 Maßnahmenbewertung 205
11.1 Verkehr 205
11.1.1 Stufe 1: Statische Bewertung 205
11.1.2 Stufe 2: Sektordynamische Bewertung 211
11.1.3 Besonderheiten des Sektors 214
11.2 Private Haushalte 215
11.2.1 Stufe 1: Statische Bewertung 215
11.2.2 Stufe 2: Sektordynamische Bewertung 219
11.2.3 Besonderheiten des Sektors 224
11.3 Industrie 225
11.3.1 Stufe 1: Statische Bewertung 225
11.3.2 Stufe 2: Sektordynamische Bewertung 231
11.4 Gewerbe, Handel und Dienstleistung 234
11.5 Stufe 3: Systemdynamische Bewertung 237
11.6 Bereitstellungssektor 242
11.6.1 Stufe 1: Statische Bewertung 242
11.6.2 Exkurs: Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten von Green Fuels 246
11.6.3 Stufe 3: Systemdynamische Bewertung 251
11.6.4 Exkurs: Übertragungsnetzrückwirkung einer durch Elektrifizierung geprägten Dekarbonisierungsstrategie 259
11.6.5 Besonderheiten des Sektors 264
11.7 Abschließende Einordnung der Maßnahmen in den Endenergiesektoren 265
12 Gesamtszenario 271
12.1 Elektrifizierung 272
12.2 Technologiemix 277
12.3 Fazit der explorativen Szenarioanalyse 280
12.4 fuEL-Szenario: 95 % THG-Emissionsreduktion 281
12.4.1 Verkehr 283
12.4.2 Private Haushalte 286
12.4.3 Industrie 289
12.4.4 Gewerbe, Handel und Dienstleistung 296
12.4.5 Bereitstellungssektor 297
12.4.6 Sektorübergreifende Auswertung und Zusammenfassung 323
12.4.7 Rückwirkungen auf den Gasmarkt 330
12.4.8 Rückwirkungen auf das EU-ETS 334
12.4.9 Kritische Würdigung 338

13 Kernaussagen und Handlungsoptionen 341
13.1 Methodik und Modellierung 341
13.2 Verkehr 342
13.3 Private Haushalte 343
13.4 Industrie 344
13.5 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 346
13.6 Bereitstellungssektor 346
13.7 Sektorenübergreifende Kernaussagen 349
14 Literatur 351
15 Anhang 367
15.1 Emissionsbilanz 367
15.2 Weitere Parameter für die statische Bewertung 368
15.3 Charakteristische Größen des Szenarios fuEL im Vergleich zum Startszenario 371

Zusätzliche Dokumente und Daten:

- Kurzzusammenfassung des Projekts Dynamis mit Kernaussagen und Handlungsoptionen: https://www.ffe.de/attachments/article/628/Dynamis_Kurzbericht.pdf
- Ausgewählte Simulationsergebnisse wie Emissionszeitreihen u.ä.: https://opendata.ffe.de/project/dynamis/
- Datenanhang mit technoökonomischen Parametern und ausführlich dokumentierter Potenzialanalyse aller Dynamis-Maßnahmen: https://www.ffe.de/attachments/article/628/Dynamis_Datenanhang.pdf

1 Kurzzusammenfassung

Die Reduktion von energiebedingten Treibhausgasemissionen erfolgt bisher vor allem im Bereitstellungssektor durch den Ausbau Erneuerbarer Energien. Vor dem Hintergrund langfristiger Klimaschutzziele rückt die Umsetzung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen (kurz: Maßnahmen) in den Anwendungen[1] der Endenergiesektoren[2] zunehmend in den Fokus. Um geeignete Optionen zur CO_2-Verminderung durch z. B. Elektrifizierung, Energieeffizienz, CO_2-Abscheidung oder den Einsatz von Green Fuels zu identifizieren und Handlungsschwerpunkte abzuleiten, ist eine Bewertung der verschiedenen Maßnahmen hinsichtlich ihres Einsparpotenzials und ihrer Kosteneffizienz notwendig. Bei dieser Bewertung gilt es in einem zunehmend gekoppelten Energiesystem die vielfältigen Wechselwirkungen der Maßnahmen zu berücksichtigen.

Im Projekt Dynamis wurden daher eine mehrstufige Bewertungsmethodik und eine Modelllandschaft entwickelt, die es ermöglichen das Einsparpotenzial und die Kosteneffizienz einzelner Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit dem Energiesystem zu vergleichen. Diese Bewertungsmethodik geht über den klassischen statischen Ansatz der CO_2-Verminderungskostenkurven hinaus und berücksichtigt Effekte in den Endenergiesektoren sowie Wechselwirkungen mit dem Bereitstellungssektor. Durch den stufenweisen, dynamischen Ansatz wird ein tieferes Verständnis der Rückwirkungen einer Maßnahmenumsetzung im Energiesystem geschaffen.

Ausgehend von einer statischen Bewertung (Stufe 1) der CO_2-Verminderungskosten einzelner Maßnahmen, die als Indikator für deren Kosteneffizienz dienen, werden im Zuge der sektordynamischen Bewertung (Stufe 2) die entwickelten Sektormodelle hinzugezogen. Diese erlauben eine Erweiterung des Konzepts der statischen, technologiespezifischen Verminderungskosten um sektorspezifische Besonderheiten und Wirkzusammenhänge. Hierzu gehören Transformationsgeschwindigkeiten, Verdrängungsmechanismen und Pfadabhängigkeiten. Während sich die Transformationsgeschwindigkeiten aus dem Alter und der Nutzungsdauer der Gebäude und Technologien ergeben, findet bei den sektorspezifischen Verdrängungsmechanismen die tatsächliche Struktur von bspw. Fahrzeugklassen, Gebäudetypen und Industriebranchen Berücksichtigung. Neben der Auswirkung auf die Verdrängung von Referenztechnologien, beeinflusst die Umsetzung einer Maßnahme zudem das Potenzial anderer Maßnahmen. Den Pfadabhängigkeiten wird durch die Betrachtung von kumulierten Emissionen und Kosten Rechnung getragen. Zudem wird davon ausgegangen, dass eine Maßnahme nach Nutzungsdauerende durch die gleiche Technologie ersetzt wird, wodurch sich das System langfristig verändert.

Im Rahmen der systemdynamischen Bewertung werden die Rückwirkungen einzelner Maßnahmen auf den Ausbau und den Einsatz von Anlagen im Bereitstellungssektor modelliert und in die Berechnung der Verminderungskosten einbezogen. Gegenüber der sektordynamischen Bewertung führen Effizienzmaßnahmen in der systemdynamischen Bewertung zu steigenden und Elektrifizierungsmaßnahmen zu sinkenden Emissionsminderungen. Somit müssen Letztere immer durch Strategien zur Umsetzung von

[1] Mechanische Energie, Prozesswärme, Raumwärme, Beleuchtung, Warmwasser, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), Prozesskälte und Klimakälte

[2] Verkehr, Industrie, Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

CO_2-Verminderungsmaßnahmen im Bereitstellungssektor flankiert werden, damit diese ihr Dekarbonisierungspotenzial voll ausschöpfen. Die absolute Höhe und die Anteile von Photovoltaik-, Windenergieanlagen und weiteren Technologien an der Mehr- oder Minderstromerzeugung sind stark maßnahmenabhängig. So sind die Anteile von Photovoltaik- und Windenergieanlagen an der Mehrstromerzeugung für die Maßnahme batterieelektrische Leichte Nutzfahrzeuge mit 35 % am geringsten und für den Verfahrensroutenwechsel Stahl mit 91 % am höchsten. Die unterschiedlichen Anteile der Erneuerbaren Erzeugungstechnologien an der Mehr- oder Minderstromerzeugung lassen sich durch die jeweiligen Last- und Erzeugungscharakteristik erklären.

Die Ergebnisse der dynamischen Bewertung verdeutlichen, dass die Maßnahmenumsetzung in Wohngebäuden sehr träge ist. Das heißt, dass Maßnahmen, die im Jahr 2050 wirken sollen, bereits heute geplant und umgesetzt werden müssen. Dabei sollte der Fokus des Handelns auf den Gebäudebestand gerichtet werden. Im Verkehr ist die Elektrifizierung in großen Teilen der Pkw-Flotte die kostengünstigste Maßnahme, während Brennstoffzellen-Pkw oder Gasfahrzeuge komplementär eingesetzt werden sollten. Green Fuels hingegen müssen in erster Linie in den Anwendungen zum Einsatz kommen, für die keine wirtschaftlichen Alternativen existieren. Um das Ziel einer Treibhausgasreduktion im Gesamtsystem bis 2050 um 95 % (ggü. 1990) zu erreichen, ist im Industriesektor ein Maßnahmenmix aus Energieeffizienz, Elektrifizierung, Green Fuels und CO_2-Abscheidung erforderlich. Auf der Bereitstellungsseite hingegen stellt der Ausbau der Erneuerbaren Energien die entscheidende CO_2-Verminderungsmaßnahme dar, denn ohne eine massive Beschleunigung der Zubauraten innerhalb der nächsten Jahren sind erhebliche Mehrkosten zu erwarten.

Aufbauend auf der mehrstufigen, explorativen Bewertung von Maßnahmen und Maßnahmenbündeln erfolgt schließlich die Erstellung des 95 %-Szenarios „fuEL". Dieses zeichnet sich auf der Bereitstellungsseite durch eine kostenoptimale Energieträger-bereitstellung aus und berücksichtigt auf der Anwendungsseite die technologie- bzw. sektorspezifischen Randbedingungen und Restriktionen. Der Ausbau Erneuerbarer Energien stellt die wichtigste Maßnahme im Szenario fuEL dar. Zur Erreichung des Klimaziels muss die heute installierte EE-Anlagenleistung bis 2050 mehr als vervierfacht werden. Auf Seiten der Endenergiesektoren führen elektrische Nachfragetechnologien in den meisten Fällen zu den günstigsten CO_2-Verminderungskosten. Green Fuels kommen ab 2040 verstärkt in Anwendungen zum Einsatz, die nur mit erheblichem Aufwand zu elektrifizieren sind. Inländische Power-to-X Technologien erhöhen durch die gute Speicherbarkeit von Green Fuels die verfügbare Flexibilität im Stromsystem. Der Import ist jedoch insbesondere im Bereich der flüssigen Kohlenwasserstoffe kostengünstiger. Die tatsächliche Kostenentwicklung und der damit verbundene wirtschaftliche Einsatz dieser Bereitstellungstechnologien ist aufgrund des frühen Entwicklungsstands zum aktuellen Zeitpunkt jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet und nur sehr bedingt abzuschätzen.

Um die für die Erreichung der Klimaziele notwendige, großflächige Umsetzung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen in den Endenergiesektoren rechtzeitig anzureizen, ist eine zeitnahe CO_2-Bepreisung mit schnell steigenden Preissignalen notwendig. Zudem werden ergänzende Instrumente zur Beratung, Förderung und Finanzierung benötigt, um weitere Umsetzungshemmnisse wie hohe Anfangsinvestitionen zu adressieren und den geringen Transformationsgeschwindigkeiten der Endenergiesektoren Rechnung zu tragen.

2 Motivation und Zielsetzung

Im Zuge der deutschen Energiewende erfolgt eine Umgestaltung der Energieversorgung mit den Zielen, aus der Kern- und Kohleenergie auszusteigen und die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zu senken. Dabei hat sich die deutsche Bundesregierung eine Reduktion der THG-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % (gegenüber dem Basisjahr 1990) zum Ziel gesetzt /BMU-01 16/. Mit der Verabschiedung des Pariser Klimaabkommens /FCCC-01 15/ bekennt sich auch die Weltgemeinschaft zu einer deutlichen Reduktion der THG-Emissionen und verleiht den deutschen Bestrebungen zusätzliches Gewicht.

Insbesondere auf der Anwendungsseite besteht derzeit ein großer Handlungsbedarf für eine ambitioniertere Umsetzung von Maßnahmen zur Emissionsreduktion.

Gemäß /BMWI-07 19/ erfolgt die Emissionsminderung in Deutschland derzeit vor allem im Bereitstellungssektor[3], der zu einem großen Teil durch den europäischen Emissionshandel EU ETS abgedeckt wird. So wurde beispielsweise der Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch auf 36 % im Jahr 2017 gesteigert, mit weiterem Aufwärtstrend. Auf der Anwendungsseite, das heißt in den Endenergiesektoren[4] Verkehr, Private Haushalte, Industrie und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), schreitet die Umsetzung von sogenannten CO_2-Verminderungsmaßnahmen hingegen langsam voran. So wird in /FFE-03 19/ aufgezeigt, dass die Emissionen für einige Anwendungen, wie bspw. die Prozesswärme in der Industrie und die mechanische Energie im Verkehrs- und Industriesektor, in den letzten Jahren stagnieren oder sogar ansteigen. Folglich ist eine zusätzliche, ambitionierte Umsetzung von Maßnahmen insbesondere in den Endenergiesektoren notwendig, um die Klimaziele zu erreichen.

Grundsätzlich stehen zur Reduktion von Emissionen im Energiesystem verschiedene CO_2-Verminderungsmaßnahmen (im Folgenden kurz: „Maßnahmen") zur Verfügung. Zu den technischen Maßnahmen zählen neben dem Einsatz von EE auch Effizienzsteigerungen, die zunehmende Elektrifizierung, der Einsatz von strom- oder biomassebasierten Gasen und Brennstoffen[5] sowie die Abscheidung von CO_2. Angesichts dieser Vielzahl an Optionen stellt sich die Frage, welche dieser Maßnahmen einen relevanten Beitrag zur Emissionsreduktion leisten können und welche besonders kosteneffizient zu einer Dekarbonisierung des Energiesystems beitragen.

Da CO_2-Verminderungsmaßnahmen mit dem sich in einem Wandel befindenden Energiesystem wechselwirken, ist eine statische Bewertung nicht mehr ausreichend.

Die Bewertung dieser Maßnahmen hinsichtlich ihres Emissionseinsparpotenzials und ihrer Kosteneffizienz hängt jedoch grundlegend von den Randbedingungen des sich in einem kontinuierlichen Wandel befindenden Energiesystems und den Wechselwirkungen mit anderen Maßnahmen und dem Bereitstellungssektor ab. So stellt eine wichtige Randbedingung für die Maßnahmenbewertung beispielsweise die Emissionsintensität der eingesetzten Energieträger dar. Hier muss sowohl berücksichtigt werden, dass diese über die Jahre variieren kann (z. B. Strom), als auch, dass die Bilanzierung von Emissionen in zukünftigen integrierten Multi-Energieträgersystemen mit einigen methodischen Herausforderungen einhergeht /FFE-70 19/. Hierzu zählen u. a. die Methodik zur Allokation der Emissionen auf die verschiedenen Energieträger, die Wahl von durchschnittlichen oder

[3] Der sogenannte Bereitstellungssektor stellt Endenergieträger wie z. B. Strom und Fernwärme an die Endenergiesektoren bereit.

[4] Als Endenergiesektoren werden die Sektoren bezeichnet, in denen Endenergieträger zur Bereitstellung von Nutzenergie für die verschiedenen Anwendungen eingesetzt werden.

[5] Im Folgenden werden strom- und biomassebasierte Brennstoffe als „Green Fuels" bezeichnet.

veränderungsorientierten Bilanzierungsmethoden sowie die Bilanzierung von langfristigen Effekten, die z. B. durch den Ausbau zusätzlicher Erzeugungskapazitäten entstehen. Zudem ist die Maßnahmenbewertung von den Wechselwirkungen der Maßnahme im Energiesystem abhängig. So verringert bspw. die Umsetzung einer Maßnahme aufgrund maximal möglicher Zubaugeschwindigkeiten von Technologien das Potenzial anderer Maßnahmen. Weiterhin beeinflusst die Umsetzung von anwendungsseitigen Maßnahmen den Anlagenausbau und -einsatz im Bereitstellungssektor, da dieser systembedingt auf die Änderung der Energieverbräuche in den Endenergiesektoren reagiert. Eine klassische „statische Bewertung" ist folglich nicht mehr ausreichend. Vielmehr stellt sich die Frage, wie das Emissionsreduktionspotenzial und die Kosteneffizienz der Maßnahmen unter Berücksichtigung der sich ändernden Rahmenbedingungen und Wechselwirkungen im System bewertet werden können.

Mit dem Ziel einer dynamischen Bewertung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen bewegt sich das Projekt Dynamis zwischen der statischen Bewertung von Einzelmaßnahmen und der Bewertung von Gesamtszenarien.

Bisherige Studien, die sich mit der THG-Reduktion in Deutschland beschäftigen, legen ihren Fokus entweder auf die statische Bewertung von Einzelmaßnahmen wie bspw. /BDIIE-01 09/ und /BCG-01 18/ oder die Bewertung von gesamten Szenarien mithilfe von Energiesystemmodellen wie z. B. /DENA-04 18/, /ÖKO-04 14/ und /BCG-01 18/. Dynamis bewegt sich genau dazwischen, mit dem Ziel, von der Anwendungsseite kommend einzelne Maßnahmen oder -kombinationen „dynamisch" zu bewerten. Eine dynamische Bewertung bedeutet in diesem Kontext, dass die Wechselwirkungen der Maßnahmen in den Endenergiesektoren und mit dem Bereitstellungssektor Berücksichtigung finden. Durch diesen Ansatz kann ein tieferes Verständnis für die Wirkweise einer Maßnahmenumsetzung im Gesamtsystem geschaffen und Systemeffekte in die quantitative Maßnahmenbewertung integriert werden.

Es werden Methoden und Modelle entwickelt und angewandt, um verschiedene Maßnahmen unter Berücksichtigung ihrer Wechselwirkungen im Energiesystem zu bewerten.

Ziel des Projektes Dynamis ist daher die Entwicklung von Methoden und Modellen, die es ermöglichen, einzelne Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen unter Berücksichtigung ihrer dynamischen Wechselwirkungen im Energiesystem zu bewerten. Dabei liegt der Fokus insbesondere auf den Rückwirkungen der anwendungsseitigen Maßnahmen in den Endenergiesektoren auf den Bereitstellungssektor. Die entwickelten Methoden und Modelle werden angewandt, um Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen hinsichtlich ihres Emissionseinsparpotenzials und ihrer Kosteneffizienz zu bewerten und darauf aufbauend einen möglichen Pfad zu einem dekarbonisierten Energiesystem aufzuzeigen.

Im Folgenden werden in Kapitel 3 und 4 zunächst die entwickelte Methodik und Modelle zur dynamischen Bewertung vorgestellt. Anschließend wird in Kapitel 5 das sogenannte „Startszenario", welches als Ausgangspunkt für die nachfolgenden Bewertungen dient, beschrieben. In den Kapiteln 6 bis 10 werden für jeden Sektor zunächst die Voranalyse zur Maßnahmenauswahl beschrieben und für die Endenergiesektoren das jeweils entwickelte Sektormodell im Detail erläutert. Die Ergebnisse der Maßnahmenbewertung nach Sektoren werden in Kapitel 11 dargestellt, um schließlich in Kapitel 12 das daraus abgeleitete Gesamtszenario zu beschreiben. Abschließend werden in Kapitel 13 die Kernaussagen zusammengefasst und Handlungsoptionen aufgezeigt.

3 Methodik

Während sich das Emissionsreduktionspotenzial von Maßnahmen direkt aus der jährlich eingesparten Menge an Emissionen ergibt, erfolgt die Bewertung der Kosteneffizienz der Maßnahmen mithilfe der CO_2-Verminderungskosten. Diese berechnen sich gemäß Formel (3-1) aus dem Quotienten der Mehrkosten und der Emissionseinsparung der Maßnahme gegenüber der Referenz. Somit ist neben der Auswahl der Maßnahme immer auch die Festlegung einer Referenz, mit der die Maßnahme verglichen wird, notwendig. Die Kosten lassen sich in Investitionen, fixe Betriebskosten und variable Betriebskosten unterteilen. Um die Investition in jährliche Kosten zu übersetzen, wird diese mithilfe der in /VDI-101 17/ beschriebenen Annuitätenmethode gleichmäßig über die Nutzungsdauer verteilt. Alle Kosten werden als inflationsbereinigte, nicht-diskontierte Kosten ausgewiesen und werden somit - genau wie die Emissionen - unabhängig von dem Zeitpunkt ihres Entstehens gleichbehandelt.

Die Bewertung der Maßnahmen erfolgt hinsichtlich ihres Einsparpotenzials und ihrer Kosteneffizienz.

$$VK = \frac{K_M - K_R}{E_R - E_M} = \frac{\Delta K}{\Delta E} = \frac{\Delta((K_{Inv} \times AF) + K_{O\&M} + K_{var})}{\Delta E} \quad (3\text{-}1)$$

VK in €/t CO_2	CO_2-Verminderungskosten
K in €/a	annuitätische Kosten
E in t CO_2/a	jährliche energiebedingte CO_2-Emissionen
M	Maßnahme
R	Referenz
K_{Inv} in €	Investition
AF	Annuitätenfaktor: $\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$
n in a	Nutzungsdauer
i	Zinssatz
K_{Inv}*AF in €/a	Annuität
$K_{O\&M}$ in €/a	fixe Betriebskosten
K_{var} in €/a	variable Betriebskosten

Die Verminderungskosten stellen insofern eine Kennzahl für die Kosteneffizienz der Maßnahme dar, da sie Aufschluss darüber geben, welcher zusätzliche Geldbetrag je eingesparter Tonne CO_2 im Vergleich zur Referenz aufgewendet werden muss. Für den positiven Bereich der Verminderungskosten bedeutet dies, dass die Maßnahmen mit geringen Verminderungskosten vorzuziehen sind. Es gilt zu beachten, dass die Kennzahl für eine negative Emissionsdifferenz nicht betrachtet wird, da die Maßnahme in diesem Fall zu einer Erhöhung von Emissionen führt. Negative CO_2-Verminderungskosten können jedoch entstehen, wenn die Maßnahme geringere Kosten als die Referenz aufweist und die Kostendifferenz somit negativ wird. In diesem Fall ist es nur von Bedeutung, dass die Verminderungskosten negativ sind, der Betrag der Verminderungskosten besitzt im negativen Bereich aufgrund der mathematischen Definition jedoch keine Aussagekraft. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Verminderungskosten nicht nur bei einer höheren Kosteneinsparung, sondern auch bei einer geringeren Emissionseinsparung negativer werden. An dieser Stelle müssen daher zusätzlich die Kosten- und Emissionseinsparungen separat betrachtet werden, um die Kosteneffizienz der Maßnahme korrekt einzuordnen.

Die Kosteneffizienz wird mithilfe des Indikators der CO_2-Verminderungskosten bewertet.

Mit dem Ziel einer dynamischen Maßnahmenbewertung ergibt sich nun die Herausforderung, die Vielzahl der in Kapitel 2 beschriebenen Dynamiken in dieser Kennzahl abzubilden. Hierfür

wurde der Ansatz einer stufenweisen Erweiterung des Modellierungsraumes gewählt, der in Abbildung 3-1 schematisch dargestellt ist.

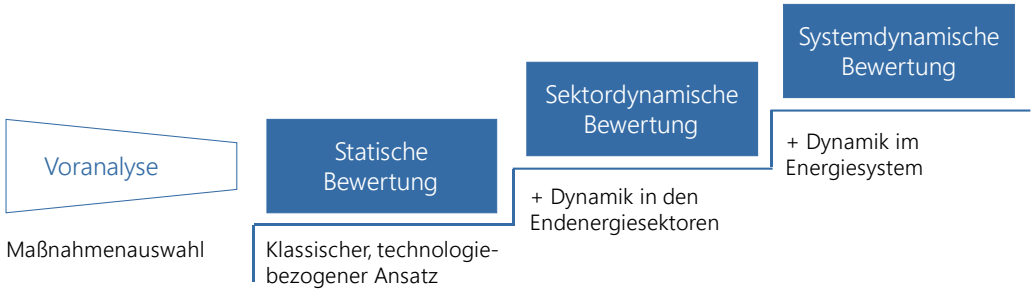


Abbildung 3-1: Dreistufige Methodik zur Maßnahmenbewertung

Zur Berücksichtigung der Wechselwirkungen von Maßnahmen in den Endenergiesektoren und im Bereitstellungssektor wurde eine dreistufige Methodik entwickelt.

Mithilfe einer Voranalyse werden zunächst die großen Stellhebel zur Emissionsreduktion identifiziert. Für die ausgewählten Maßnahmen erfolgt dann eine stufenweise Bewertung, wobei in jeder Stufe der Modellierungsraum erweitert wird und die Anzahl der berücksichtigten Wechselwirkungen steigt. Ausgangspunkt der Bewertung der CO_2-Verminderungsmaßnahmen stellt in allen Stufen das vorab mit den Modellen der Anwendungs- und Bereitstellungsseite simulierte „Startszenario" dar. Dieses geht in den Endenergiesektoren von einer konservativen Maßnahmenumsetzung in Anlehnung an /BMWI-01 14/ aus und berücksichtigt im Bereitstellungssektor die Umsetzung aktueller politischer Beschlüsse nach /ÜNB-02 18/ und /ENTSOE-01 18/ (vgl. Kapitel 5). Das Startszenario spiegelt somit den aktuellen Trend einer langsamen Maßnahmenumsetzung in den Anwendungen und einer zunehmenden Dekarbonisierung des Bereitstellungssektors wider und stellt insgesamt ein Szenario mit geringem Ambitionsniveau dar, in welchem die Klimaziele nicht erreicht werden. Ausgehend von diesem konservativen Szenario sollen weitere Maßnahmen, die für eine Zielerreichung notwendig sind, bewertet werden.

In jeder Stufe wird der Modellierungsraum erweitert und die Anzahl der berücksichtigten Wechselwirkungen steigt.

Die Erweiterung des Modellierungsraumes in den drei Bewertungsstufen ist in Abbildung 3-2 schematisch dargestellt.

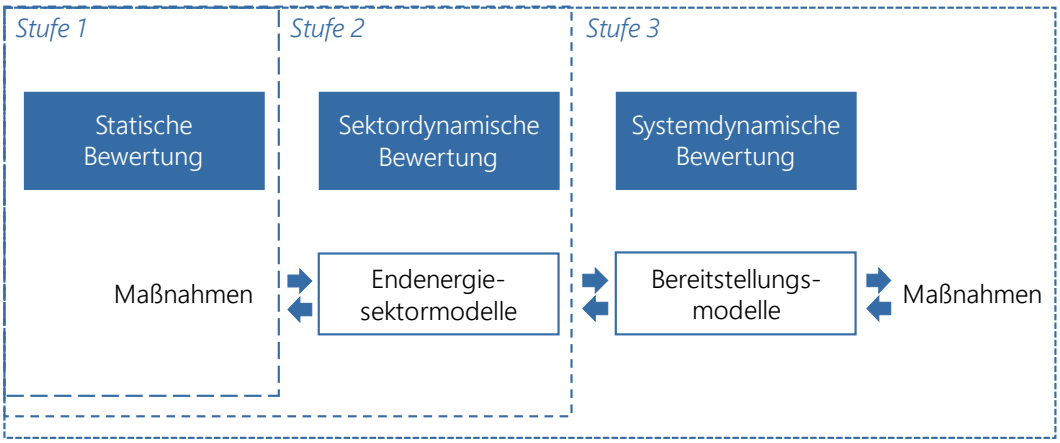


Abbildung 3-2: Schematische Darstellung der Erweiterung des Modellierungsraumes

Bei der **statischen Bewertung** erfolgt die Bewertung von Maßnahmen, indem eine Maßnahmentechnologie mit einer Referenztechnologie für ausgewählte Jahre verglichen wird. Dabei werden für die Emissionen und Kosten durchschnittliche Jahreswerte angesetzt und die Modelle der Anwendungs- und Bereitstellungsseite finden noch keine Anwendung. In der **sektordynamischen Bewertung** hingegen werden Zeitabhängigkeiten und Verdrängungseffekte in den Endenergiesektoren in die Bewertung von Maßnahmen und

Maßnahmenkombinationen miteinbezogen. Hierfür werden die vier Endenergiesektoren Verkehr, Haushalte, Industrie und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) mithilfe detaillierter Sektormodelle abgebildet. Die Maßnahmenbewertung erfolgt in diesem Fall durch die Gegenüberstellung des Startszenarios mit einem Maßnahmenszenario, das mit den Sektormodellen simuliert wird. Um der Volatilität von Erzeugung und Verbrauch Rechnung zu tragen, werden Emissionsfaktoren und Energieträgerpreise in hoher zeitlicher Auflösung verwendet. Die CO_2-Verminderungskosten und das Emissionseinsparpotenzial einer Maßnahme hängen jedoch nicht nur von den Rückwirkungen in den Endenergiesektoren, sondern auch von der Art der Energieträgerbereitstellung und somit der Ausgestaltung des Energiesystems ab. Denn die Reduktion oder Erhöhung der Nachfrage nach Energieträgern aus den Endenergiesektoren verändert auch den Einsatz und Ausbau der Kraftwerke und Anlagen im Bereitstellungssektor, welches wiederum zu einer Veränderung der Kosten und Emissionen führt. In der **systemdynamischen Bewertung** wird daher der zunehmenden Sektorkopplung durch die Übergabe der zeitlich aufgelösten Nachfrage nach Strom, Fernwärme, Gas, Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen an die Optimierungsmodelle der Bereitstellungsseite Rechnung getragen. Mithilfe einer langfristigen Einsatz- und Ausbauplanung und einem regionalisierten Zubau Erneuerbarer Energien (EE) können schließlich einzelne Maßnahmen sowie Maßnahmenkombinationen unter Berücksichtigung ihrer Energiesystemrückwirkungen bewertet werden. Durch die Differenzbetrachtung zwischen den beiden Simulationsläufen des Startszenarios und eines Maßnahmenszenarios können große Laständerungen und langfristige Effekte in der missions- und Kostenbilanzierung von Energieträgern berücksichtigt werden. Die Erkenntnisse aus der dreistufigen Bewertung werden abschließend in einem sektorübergreifenden Klimaschutzszenario zusammengeführt.

Durch die stufenweise Erweiterung des Modellierungsraumes, und somit die zunehmende Berücksichtigung von Systemeffekten, wird die Komplexität kontinuierlich erhöht. Die entwickelte dreistufige Methodik ermöglicht hierdurch ein besseres Verständnis der Wirkzusammenhänge und liefert die Grundlage für eine Einordnung klassischer statischer Bewertungsergebnisse sowie ein tieferes Verständnis der Zusammenhänge in bestehenden Szenarienstudien. Durch die Einführung der Zwischenstufe der sektordynamischen Bewertung lassen sich die Dynamiken in den Endenergiesektoren losgelöst von den komplexen Wirkzusammenhängen im Bereitstellungssektor besser verstehen.

Der entwickelte Ansatz ermöglich eine Einordnung statischer Bewertungsergebnisse und ein tieferes Verständnis der Zusammenhänge in Szenarienstudien.

Im Rahmen des Projekts Dynamis erfolgt die Bewertung für die Umsetzung von Maßnahmen in Deutschland für den Zeitraum von 2020 bis 2050. Dabei werden nur die energiebedingten CO_2-Emissionen aus der Verbrennung von Energieträgern berücksichtigt, welche mit 79 % jedoch einen Großteil der gesamten THG-Emissionen in Deutschland im Jahr 2018 ausmachen /UNF-01 19/. Der Fokus der dynamischen Bewertung liegt auf der Erzeugung und Anwendung der Energieträger, das heißt, es werden die Kosten bis zum Anschluss der Anwendung an das öffentliche Netz sowie die Kosten für die Erzeugung der Energieträger berücksichtigt. Der Transport und die Verteilung der Energieträger hingegen werden mithilfe der statischen Bewertung und eines Exkurses eingeordnet.

Es werden Maßnahmen in Deutschland von 2020 bis 2050 hinsichtlich energiebedingter CO_2-Emissionen sowie Kosten auf der Erzeugungs- und Anwendungsseite bewertet.

In den folgenden Unterkapiteln 3.1 bis 3.5 werden die Voranalyse, die drei Stufen der Maßnahmenbewertung sowie das resultierende Klimaschutzszenario noch einmal im Detail beschrieben.

3.1 Voranalyse und anwendungsorientierte Emissionsbilanz

Im Folgenden wird zunächst die Methodik der Voranalyse vorgestellt. Im Anschluss wird auf die anwendungsorientierte Emissionsbilanz im Detail eingegangen, da diese den Ausgangspunkt für die Voranalyse und somit die Grundlage für die Auswahl von Maßnahmen für die weitere Bewertung darstellt.

3.1.1 Voranalyse

Mithilfe einer Voranalyse werden die großen Stellhebel zur Emissionsreduktion für die weitere Bewertung ausgewählt.

Die Voranalyse erfolgt in den Kapiteln 0 bis 0 für den Bereitstellungssektor und die vier Endenergiesektoren. Das Vorgehen der Voranalyse mit dem Ziel der Identifikation, Auswahl und Aggregation der Maßnahmen für die darauffolgende Bewertung ist in Abbildung 3-3 schematisch dargestellt.

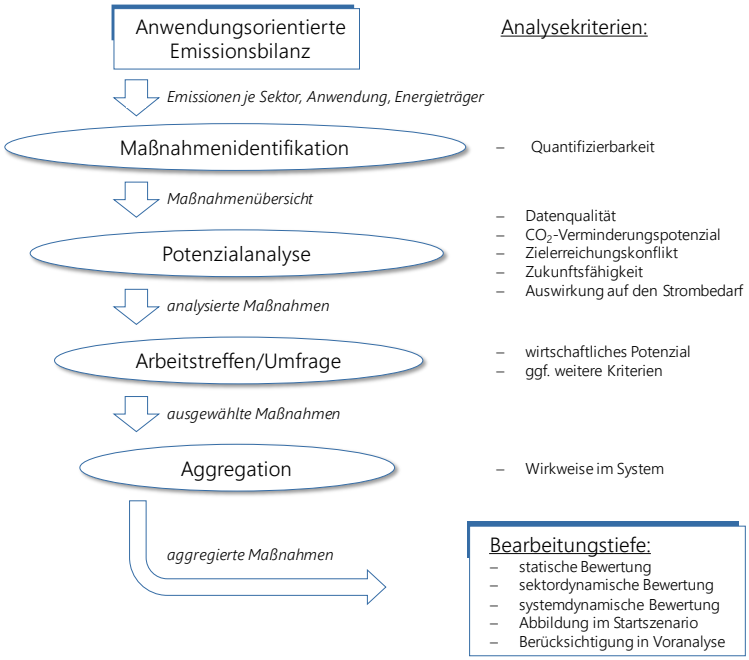


Abbildung 3-3: Überblick über die Methodik der Voranalyse

Um dem gewählten anwendungsorientierten Ansatz gerecht zu werden, stellt die in Kapitel 3.1.2 beschriebene *anwendungsorientierte Emissionsbilanz* die Ausgangsbasis für die Maßnahmenidentifikation dar. Diese schlüsselt die energiebedingten CO_2-Emissionen für jeden Sektor nach Anwendungen und Energieträgern auf und ermöglicht hierdurch die Identifikation der größten Stellhebel für eine CO_2-Verminderung. Anhand der Emissionsblöcke je Anwendung und Energieträger erfolgt in jedem Sektor zunächst die *Maßnahmenidentifikation*, welche in einer Maßnahmenübersicht resultiert.

Für die quantifizierbaren Maßnahmen aus der Maßnahmenübersicht erfolgt dann eine *Potenzialanalyse*, im Rahmen derer das maximale technische CO_2-Verminderungspotenzial quantifiziert wird. In den Endenergiesektoren berechnet sich dieses aus den Emissionen der von der Maßnahme adressierten Anwendungen im Jahr 2014[6] abzüglich der minimalen Emissionen der Anwendungen bei vollständiger Umsetzung des technischen Potenzials der

[6] Die Potenzialanalyse wurde zu Beginn des Projekts mit den zum Zeitpunkt aktuellsten verfügbaren Daten des Jahres 2014 durchgeführt. Da die Auswertungen nur einer ersten Einordnung dienen, wurden die Eingangsdaten zum Projektende nicht aktualisiert.

Maßnahme. Für den Bereitstellungssektor ergibt sich das maximal technische CO_2-Verminderungspotenzial aus den Emissionen für die Bereitstellung des jeweiligen Endenergieträgers im Bezugsjahr 2014 abzüglich der verbleibenden Emissionen bei vollständiger Umsetzung des technischen Maßnahmenpotenzials. Neben dem absoluten Verminderungspotenzial wird zudem der Anteil der Einsparung an den Gesamtemissionen im Jahr 2014 ausgewiesen, um auf die Relevanz der Maßnahme zu schließen. Um Aufschluss über den Reifegrad der Maßnahme zu erhalten, wird als weiterer Indikator das „Technology Readiness Level (TRL)" von TRL 1 (Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips) bis TRL 9 (qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes) aufgeführt /NASA-01 17/.

Weiterhin erfolgt im Rahmen der Potenzialanalyse die Einordnung, inwiefern die Maßnahme zukunftsfähig ist. Eine Zukunftsfähigkeit ist nicht gegeben, wenn die Maßnahme auf dem Einsatz fossiler Brennstoffe basiert oder Sicherheitsaspekte zu einer fehlenden gesellschaftlichen Akzeptanz führen. Im letzten Schritt der Analyse erfolgt eine qualitative Einordnung und kurze Erläuterung der Auswirkung der Maßnahme auf den Strombedarf (keine: o, Erhöhung: +, Reduktion: -), welche ein erstes Indiz über die Rückkopplung der Maßnahme mit dem Bereitstellungssektor gibt.

Auf Basis der Ergebnisse der Potenzialanalyse sowie zusätzlichen *Arbeitstreffen* mit den Projektpartnern und weiteren Stakeholdern erfolgt schließlich die Auswahl der Maßnahmen. Hierfür werden die Maßnahmen zunächst *aggregiert*. Als Kriterium hierfür dient die Wirkweise der Maßnahme auf das Energiesystem. So werden beispielsweise Gasadsorptions-, Gasabsorptions- und Gasmotorwärmepumpen zu der Maßnahme „Gaswärmepumpe" zusammengefasst. Anschließend wird die *Bearbeitungstiefe* der aggregierten Maßnahme festgelegt. Dabei wird zwischen folgenden Bearbeitungsmöglichkeiten unterschieden:

- Stufe 1 - statische Bewertung;
- Stufe 2 - sektordynamische Bewertung;
- Stufe 3 - systemdynamische Bewertung;
- Abbildung der Maßnahme im Startszenario
- und Berücksichtigung der Maßnahme in der Voranalyse.

Im Folgenden werden die Methodik, Datenbasis und Ergebnisse der anwendungsorientierten Emissionsbilanz, welche den Ausgangspunkt für die zuvor beschriebene Voranalyse darstellt, näher erläutert.

3.1.2 Anwendungsorientierte Emissionsbilanz

Der Klimaschutzplan der Bundesregierung /BMU-01 16/ sieht erstmals THG-Minderungsziele für einzelne Sektoren vor. Um diese Ziele zu erreichen, müssen Einsparpotenziale in den Sektoren aufgezeigt werden. Da der Energiebedarf der Anwendungen die Ursache für die energiebedingten Emissionen ist, die durch die Verbrennung kohlenstoffhaltiger Energieträger entstehen, ist für die Identifikation und die Bewertung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen eine anwendungsorientierte Emissionsbilanz notwendig. Die im Folgenden dargestellte Emissionsbilanz basiert auf den im Projekt entstandenen Veröffentlichungen /FFE-13 17/ und /FFE-03 19/.

Da der Energiebedarf der Anwendungen ursächlich für die Emissionen verantwortlich ist, wird für die Identifikation und Bewertung von Maßnahmen ein anwendungsorientierter Ansatz gewählt.

3.1.2.1 Vorgehensweise und Datengrundlage

Emissionsbilanzen werden meist nach dem Quellprinzip ermittelt, das heißt, die Emissionen werden in denjenigen Sektoren bilanziert, in denen sie physikalisch entstehen. Um Emissionen

zu reduzieren, müssen jedoch nach dem Verursacherprinzip jene Anwendungen identifiziert werden, die einen hohen Energiebedarf aufweisen und folglich ursächlich für einen signifikanten Anteil an den Emissionen sind. Die Emissionen des Bereitstellungssektors, welcher die Strom- und Wärmebereitstellung sowie die Bereitstellung von Brennstoffen umfasst, werden daher zunächst nach dem Quellprinzip getrennt bilanziert und anschließend den Endenergiesektoren Verkehr, Private Haushalte, GHD und Industrie anteilig gemäß ihrem Endenergieverbrauch zugeordnet. Für die nachfolgenden Berechnungen wird das Jahr 2016 gewählt, da dieses das letzte Jahr mit einer vollständigen Datengrundlage darstellt.

Der in /FFE-13 17/ im Detail beschriebene Ansatz zur Ermittlung der anwendungsorientierten Emissionsbilanz wird in Abbildung 3-4 schematisch zusammengefasst.

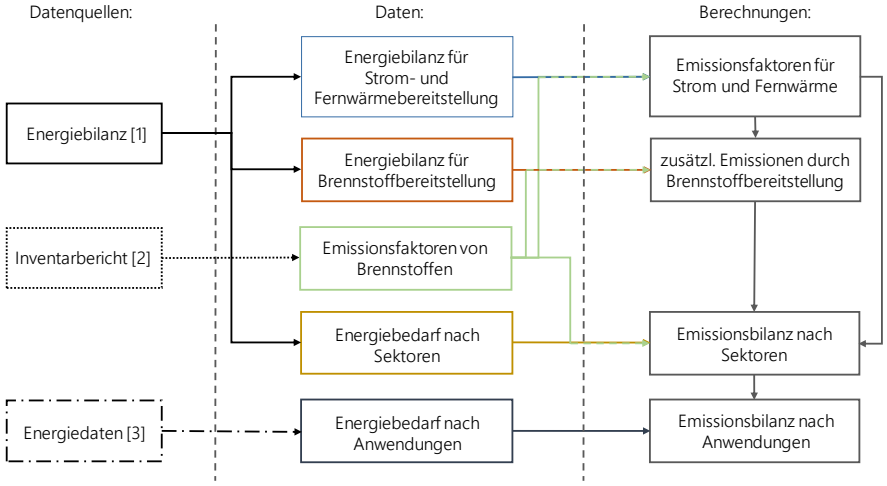


Abbildung 3-4: Methodischer Ansatz zur Berechnung der anwendungsorientierten Emissionsbilanz ([1]=/AGEV-01 18/, [2]=/GEA-01 18/, [3]=/BMWI-03 18/)

Nachfolgend werden die in Abbildung 3-4 dargestellten wesentlichen Datenquellen noch einmal kurz erläutert, um einen Überblick über die Eingangsdaten zu erhalten, die für die Erstellung der anwendungsbezogenen Emissionsbilanzen verwendet werden. /AGEV-01 18/ enthält eine detaillierte Energiebilanz für Deutschland, die sowohl die Energieerzeugung als auch den Energieverbrauch nach Energieträgern auflistet. Auf der Erzeugungsseite werden der Primärenergieeinsatz nach Energieträgern und die daraus resultierende Strom- und Fernwärmeerzeugung angegeben. Die Stromversorgung gliedert sich in die öffentliche Stromversorgung und die industrielle Eigenerzeugung. Die Emissionen aus der industriellen Eigenerzeugung werden anhand von /DESTATIS-16 18/ den verschiedenen Industriezweigen zugeordnet. Es wird davon ausgegangen, dass der Strom aus industrieller Eigenerzeugung auch in der Industrie verbraucht wird. In der Statistik wird der Energieeinsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nach der finnischen Methode den Produkten Strom und Wärme zugeordnet. Darüber hinaus wird der Energieverbrauch für die Brennstoffbereitstellung, z. B. in Kokereien oder Bergwerken, sowie Energieimporte und -exporte bereitgestellt. Die Nachfrageseite gliedert sich in die Sektoren Industrie, Private Haushalte, GHD und Verkehr. Der Industriesektor wird weiter in einzelne Branchen und der Verkehrssektor in die verschiedenen Verkehrsträger unterteilt. Während die nationale THG-Inventarbericht /GEA-01 18/ die verbrennungsbezogenen CO_2-Emissionsfaktoren für alle relevanten Kraftstoffe in Deutschland bereitstellt, liefert die dritte in Abbildung 3-4 dargestellte Quelle der BMWi-Energiedaten /BMWI-03 18/ den Energiebedarf nach Anwendungen und Energieträgern für jeden Sektor. Zu den Anwendungen zählen mechanische Energie,

Prozesswärme, Raumwärme, Warmwasser, Klimakälte, Prozesskälte, Beleuchtung und Informations- und Kommunikationstechnik (IKT).

Auf Basis der beschriebenen Daten werden in einem ersten Schritt die Emissionsfaktoren von Fernwärme und Strom berechnet. Wie in Abbildung 3-4 gezeigt, werden diese Emissionsfaktoren dann zur Berechnung der mit der Bereitstellung von Brennstoffen verbundenen Emissionen verwendet. In einem nächsten Schritt werden diese indirekten Emissionen für die Brennstoffbereitstellung auf die vier Endenergiesektoren verteilt. Diese Aufteilung geschieht im Verhältnis zum Endenergieverbrauch des Sektors für gas-, kohle- und ölbasierte Brennstoffe. Analog werden die indirekten Emissionen aus der Strom- und Fernwärmeerzeugung auf die verschiedenen Sektoren proportional zum Strom- bzw. Fernwärmebedarf verteilt. Anschließend wird die Emissionsbilanz nach Sektoren bestimmt, indem die berechneten indirekten Emissionen mit den direkten Emissionen, die in den Sektoren durch die Verbrennung fossiler Energieträger entstehen, kombiniert werden. Mithilfe der anwendungs- und energieträgerspezifischen Energiebilanz werden dann die Emissionen der Sektoren auf die verschiedenen Anwendungen verteilt. Abschließend wird auf der Grundlage von /FFE-42 17/ eine Temperaturanpassung durchgeführt, um der Temperaturabhängigkeit der Raumwärme Rechnung zu tragen.

3.1.2.2 Ergebnisse

Wie in Abbildung 3-5 dargestellt, setzen sich die energiebedingten CO_2-Emissionen der Endenergiesektoren Industrie, Private Haushalte, GHD und Verkehr aus direkten und indirekten Emissionen zusammen. Während die direkten Emissionen aus der Verbrennung von Energieträgern in den Endenergiesektoren resultieren, werden die indirekten Emissionen aus dem Bereitstellungssektor in Höhe von 362 Mio. t CO_2 auf die Sektoren sowie das Handelssaldo aufgeteilt.

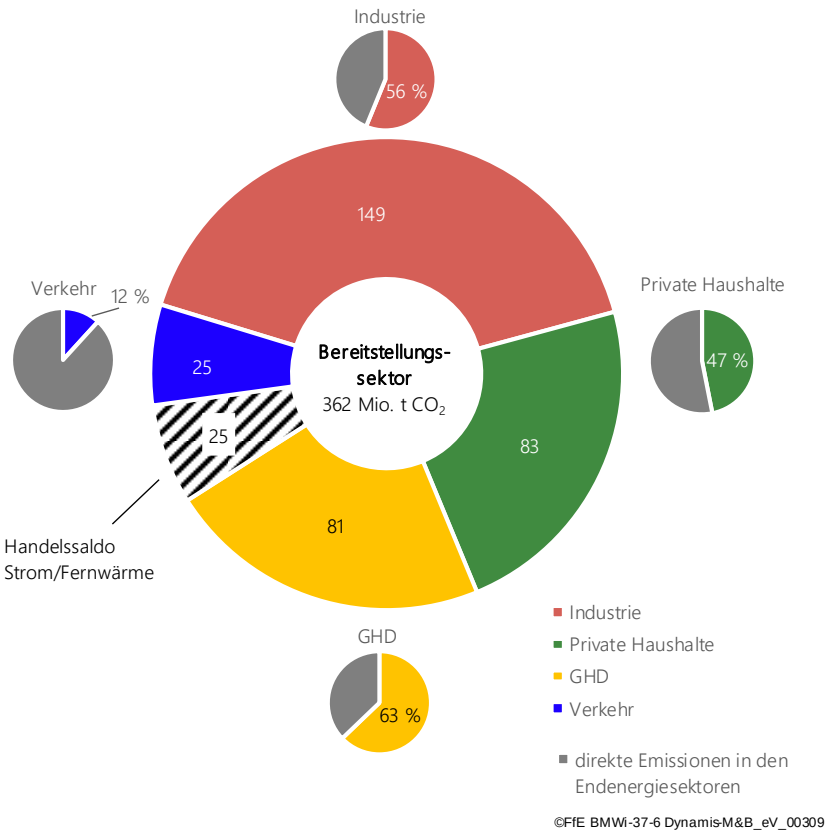


Abbildung 3-5: Aufteilung der indirekten energiebedingten CO_2-Emissionen aus dem Bereitstellungssektor und Anteil der direkten und indirekten Emissionen in den Endenergiesektoren im Jahr 2016

Dabei beträgt der spezifische Emissionsfaktor für Strom der öffentlichen Versorgung 491 g CO_2 pro kWh, für Strom aus industriellen Wärmekraftwerken 791 g CO_2 pro kWh und für Fernwärme 267 g CO_2 pro kWh. Die Emissionsfaktoren der Strom- und Fernwärmebereitstellung können jedoch regional stark in Abhängigkeit von den eingesetzten Energieträgern und den Kraftwerkstechnologien variieren. Des Weiteren beeinflussen die Allokationsmethode sowie die Emissionen des heterogenen Brennstoffs Müll die spezifischen Emissionsfaktoren für Strom und Fernwärme. Die Aufteilung in Abbildung 3-5 zeigt, dass ein Großteil der Emissionen in den Endenergiesektoren Industrie, GHD und Private Haushalte auf die Strom-, Fernwärme und Brennstoffbereitstellung aus dem Bereitstellungssektor zurückzuführen ist.

Gemäß zuvor beschriebenem Vorgehen ergibt sich für das Jahr 2016 insgesamt die in Abbildung 3-6 dargestellte anwendungsorientierte Emissionsbilanz.

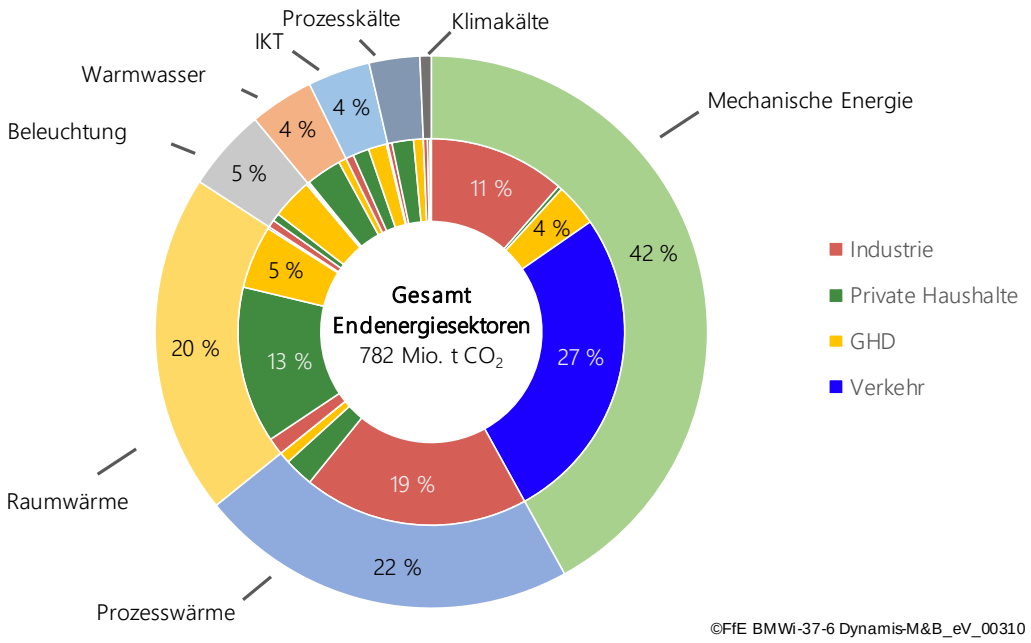


Abbildung 3-6: Energiebedingte CO_2-Emissionen nach Endenergiesektoren und Anwendungen in Deutschland für das Jahr 2016

Die Emissionen der einzelnen Sektoren werden in den Kapiteln 0 bis 0 noch einmal im Detail nach Anwendungen und Energieträgern aufgeschlüsselt und erläutert.

3.1.2.3 Diskussion

Während ein Großteil der bereits veröffentlichten Emissionsbilanzen auf dem Quellprinzip beruht, wurde hier eine anwendungsorientierte CO_2-Emissionsbilanz für das Jahr 2016 aufgestellt. Diese dient im Folgenden der Identifikation und Auswahl von Maßnahmen zur CO_2-Verminderung in den Sektorenkapiteln 0 bis 0, da sie darüber Aufschluss gibt, welche Anwendungen in welchen Sektoren ursächlich für die CO_2-Emissionen verantwortlich sind. Dabei wird berücksichtigt, wie sich die Emissionen des Bereitstellungssektors für Strom, Fernwärme und Brennstoffe auf die Anwendungen in den Endenergiesektoren aufteilen.

Das Verhältnis von indirekten zu direkten CO_2-Emissionen der vier Endenergiesektoren wird mit zunehmender Elektrifizierung weiter zunehmen. Daher wird es in Zukunft immer wichtiger, Emissionen ganzheitlich zu betrachten. Nur durch eine Kombination aus Effizienzmaßnahmen, Maßnahmen zur Sektorkopplung und dem verstärkten EE-Ausbau können die Endenergiesektoren nachhaltig dekarbonisiert werden. So führt beispielsweise eine stark ausgeprägte Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs zu einer Verschiebung der Emissionen von den Endenergiesektoren in den Bereitstellungssektor, jedoch nicht zwangsläufig zu einer Verringerung der Gesamtemissionen.

Nach Vorstellung der Methodik zur Maßnahmenauswahl werden im Folgenden die drei Stufen (vgl. Abbildung 3-1) zur Bewertung der ausgewählten Maßnahmen näher erläutert. Dabei wird für jede Bewertungsstufe zunächst auf die Zielsetzung sowie den methodischen Ansatz und den Bilanzraum eingegangen. Abschließend wird das konkrete Vorgehen für die in Kapitel 11 dargestellten Auswertungen erläutert.

3.2 Stufe 1: Statische Bewertung

Die erste Stufe der statischen Bewertung stellt den klassischen, technologiebezogenen Ansatz zur Bewertung von CO_2-Verminderungskosten dar.

3.2.1 Zielsetzung

Die statische Bewertung (Stufe 1) dient als Referenz für die dynamische Bewertung und liefert wichtige Erkenntnisse über die Sensitivität der Maßnahmenbewertung.

Im Projekt Dynamis dient die statische Bewertung unter anderem als Referenz für die darauffolgende dynamische Bewertung. Durch den Vergleich statischer und dynamischer Verminderungskosten soll aufgezeigt werden, welche Aussagekraft die klassischen statischen Verminderungskosten in einem durch die Sektorenkopplung zunehmend komplexen Energiesystem haben. Zudem dienen die statischen Verminderungskosten der Identifikation wichtiger sensitiver Parameter und der Identifikation von Hemmnissen auf Seiten der umsetzenden Akteure. Dies erfolgt durch die Gegenüberstellung der Verminderungskosten aus der sogenannten „Systemsicht" mit der „Akteurssicht". Während erstere sich auf die Kosten auf der Erzeugungs- und Anwendungsseite fokussiert, beinhaltet letztere zusätzliche Kostenbestandteile von Energieträgern aus Sicht der Verbraucher (vgl. Tabelle 3-1) .

3.2.2 Methodischer Ansatz und Bilanzraum

Im Zuge der statischen Bewertung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen werden einzelne Technologien für ein ausgewähltes Jahr miteinander verglichen. Das heißt, dass neben der Maßnahmentechnologie auch eine Referenztechnologie definiert wird. Die Verminderungskosten in dem jeweiligen Jahr werden dann über die Emissionseinsparung und Mehrkosten der beiden Technologien nach Formel (3-1) bestimmt. Dabei wird für Kosten und Emissionen auf durchschnittliche Jahreswerte zurückgegriffen.

Der Datenanhang mit technoökonomischen Parametern und ausführlich dokumentierter Potenzialanalyse aller Dynamis-Maßnahmen ist hier zu finden: https://www.ffe.de/attachments/article/628/Dynamis_Datenanhang.pdf

Die statische Bewertung erfolgt auf Basis der technoökonomischen Eingangsdaten der Technologien (vgl. Datenanhang) sowie den Eingangsdaten und Simulationsergebnissen des Startszenarios aus Kapitel 5. Dies bedeutet, dass im Rahmen der ersten Stufe keine zusätzlichen Modellläufe über das Startszenario hinaus vorgenommen werden.

Während die Emissionsfaktoren für die Verbrennung der Energieträger, wie in Kapitel 5.1 beschrieben, vorwiegend aus dem nationalen THG-Inventarbericht /UBA-03 16/ stammen, stellen die Emissionsfaktoren für die Bereitstellung von Strom, Fernwärme, Wasserstoff und Methan ein Ergebnis des vorab simulierten Startszenarios dar. Für die statische Bewertung wird der in Kapitel 5.8.2 ausgewiesene Mix je Stützjahr (von 2020 bis 2050 in 5-Jahresschritten) verwendet.

Die zur Berechnung der Verminderungskosten gemäß Formel (3-1) benötigten Investitionen, fixen Betriebskosten und Nutzungsdauern der Technologien sind dem Datenanhang zu entnehmen. Die durchschnittlichen Energieträgerkosten je Stützjahr, die zu den variablen Kosten zählen, werden für Strom, Fernwärme, Wasserstoff und Methan ebenfalls aus dem Startszenario abgeleitet (s. Kapitel 5). Die Energieträgerkosten der weiteren Energieträger sowie der verwendete Zinssatz sind in Kapitel 5.1 zusammengefasst. Neben der Systemsicht, welche auch den Standardfall für die folgenden dynamischen Bewertungen darstellt, erfolgt im Zuge der ersten Stufe eine ergänzende Bewertung der CO_2-Verminderungskosten aus Akteurssicht. Alle zusätzlichen ökonomischen Kennwerte (z. B. akteursspezifische Zinssätze und Verbraucherpreisbestandteile von Energieträgern), die hierfür notwendig sind, werden in Anhang 15.1 dargestellt.

Die Bestimmung des Emissionseinsparpotenzials erfolgt gemäß der in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Methodik zur Potenzialanalyse. Hierfür wird jeder Referenztechnologie über die betroffene Anwendung und den eingesetzten Energieträger ein Emissionsblock zugeordnet. Die Emissionen zur Berechnung des maximalen technischen CO_2-Verminderungspotenzials für die zukünftigen Stützjahre werden aus den Ergebnissen des Startszenarios abgeleitet.

3.2.3 Auswertungen

Im Rahmen der statischen Bewertung von CO_2-Verminderungskosten werden drei wesentliche Arten von Auswertungen durchgeführt, welche im Folgenden jeweils hinsichtlich des Vorgehens und der Ergebnisdarstellung erläutert werden.

Auswertung: System- vs. Akteurssicht

Die Verminderungskosten einer Maßnahme sind oft von den gewählten Randbedingungen wie bspw. Fahrzeugklassen, Gebäudetypen oder -alter abhängig. Daher wird je Maßnahme eine typische Basisvariante definiert, für welche die Berechnung der CO_2-Verminderungskosten aus System- und Akteurssicht erfolgt. Da die Einordnung aus Akteurssicht für aktuelle Kostenbestandteile erfolgt, wird für die Gegenüberstellung das nächstmögliche Jahr, in diesem Fall 2020, gewählt.

Die Akteurs- und Systemsicht unterscheiden sich hauptsächlich darin, welche Kostenbestandteile bei der Berechnung der Verminderungskosten mit einbezogen werden (vgl. Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Unterschiede zwischen der System- und Akteurssicht

Systemsicht	Akteurssicht
Kosten in den Endenergiesektoren bis zum Anschluss an das öffentliche Netz	
Erzeugung der Energieträger	
-	Transport- und Verteilkosten
-	Steuern, Abgaben, Umlagen
gesellschaftlicher Zinssatz	kalkulatorischer Zinssatz der umsetzenden Akteure
≙ Erzeugungs- und Anwendungskosten	**≙ Verbraucherpreis**

In den Endenergiesektoren werden sowohl aus System- als auch aus Akteurssicht alle Kosten bis zum Anschluss an das öffentliche Netz bilanziert. Auf Seiten der Energieträgerbereitstellung werden aus Systemsicht jedoch ausschließlich die Kosten für die Erzeugung der Energieträger bilanziert, da diese im weiteren Verlauf auch Gegenstand der Optimierung im Energiesystemmodell sind. Aus Akteurssicht finden hingegen auch die Transport- und Verteilkosten der Energieträger zu den Verbrauchern sowie die Steuern, Abgaben und Umlagen der betroffenen Akteure Berücksichtigung. Während die Systemsicht folglich Erzeugungs- und Anwendungskosten widerspiegelt, handelt es sich bei der Akteurssicht um Verbraucherpreise. Weiterhin wird aus Systemsicht ein gesellschaftlicher Zinssatz angesetzt, der den Zinssatz reflektiert, zu dem sich Staaten Geld leihen können. Aus Akteurssicht hingegen werden kalkulatorische Zinssätze angenommen, welche für den

Durch die Gegenüberstellung der System- und Akteurssicht können aktuelle Hemmnisse für die umsetzenden Akteure aufgezeigt werden.

Bereitstellungssektor sowie die Sektoren Industrie und GHD höher ausfallen als für den Haushaltssektor. Durch die Gegenüberstellung der CO_2-Verminderungskosten aus System- und Akteurssicht können somit Ungleichgewichte aufgezeigt werden, die durch zusätzliche Kostenbestandteile der Energieträger sowie unterschiedliche Zinssätze gegenüber einer kostenoptimalen Erzeugung entstehen.

In der „klassischen" CO_2-Verminderungskostenkurve wie bspw. in /BDIIE-01 09/ werden für alle Maßnahmen die Verminderungskosten über dem Verminderungspotenzial aufgetragen und aufsteigend nach Verminderungskosten sortiert. In /FFE-57 19/ werden neben den Vorteilen dieser Darstellungsform, wie bspw. der einfachen Lesbarkeit oder dem schnellen Aufzeigen des Effekts eines CO_2-Preises, auch einige Nachteile aufgezeigt. Hierzu gehören vor allem die ausschließliche Darstellung von aggregierten Verminderungskosten, welche ohne Zusatzinformationen zu einer Fehlinterpretation der Ergebnisse führen kann. Zudem fehlt bei dieser Darstellungsform oft die Transparenz in Bezug auf Eingangsdaten und Annahmen wie z. B. die gewählte Kostenperspektive. Weiterhin birgt die Darstellung des Verminderungspotenzials auf einer Achse die Gefahr einer Überschätzung des Potenzials, falls die Auswirkung einer Maßnahme auf die Potenziale der anderen Maßnahmen nicht berücksichtigt wird.

Für eine transparente und verständliche Ergebnisdarstellung wird daher eine ergänzende Form zur Darstellung der Verminderungskosten und -potenziale vorgeschlagen, die in /FFE-05 19/ und / FFE-57 19/ im Detail beschrieben wird. Wie in Abbildung 3-7 auf der linken Seite dargestellt, werden für jede Maßnahme im Vergleich zu einer gewählten Referenz die CO_2-Verminderungskosten aus Systemsicht (Abszisse) denen aus Akteurssicht (Ordinate) gegenübergestellt. Hierdurch wird die Auswirkung der weiteren Kostenbestandteile, die über die Erzeugungs- und Anwendungskosten hinausgehen, verdeutlicht. Ein starker Unterschied zwischen den Verminderungskosten aus Akteurs- und Systemsicht ist ein Indiz für eine Diskrepanz zwischen der kostenoptimalen Erzeugung und Anwendung von Energieträgern und den tatsächlichen Umsetzungsanreizen der einzelnen Akteure. Während die Fläche der Blasen das maximale CO_2-Verminderungspotenzial der jeweiligen Maßnahme gegenüber der Referenz widerspiegelt, gibt die Farbe der Blasen an, in welchem Sektor die Maßnahme umgesetzt wird.

Die rechte Grafik in Abbildung 3-7 dient der besseren Interpretation der links dargestellten Verminderungskosten, welche sich gemäß Formel (3-1) aus dem Verhältnis der Kosten- zur Emissionsdifferenz der Technologien berechnen. Für jede der links dargestellten Maßnahmen werden hierfür auf der Abszisse die Kostendifferenz aus Systemsicht sowie auf der Ordinate die Emissionsdifferenz zwischen Referenz (R) und Maßnahme (M) dargestellt. Diese werden auf eine funktionelle Einheit bezogen, die als Vergleichsgröße für unterschiedliche Technologien dient. Die funktionelle Einheit unterscheidet sich je nach Anwendung und spiegelt die jeweils bereitgestellte Nutzenergie wider.

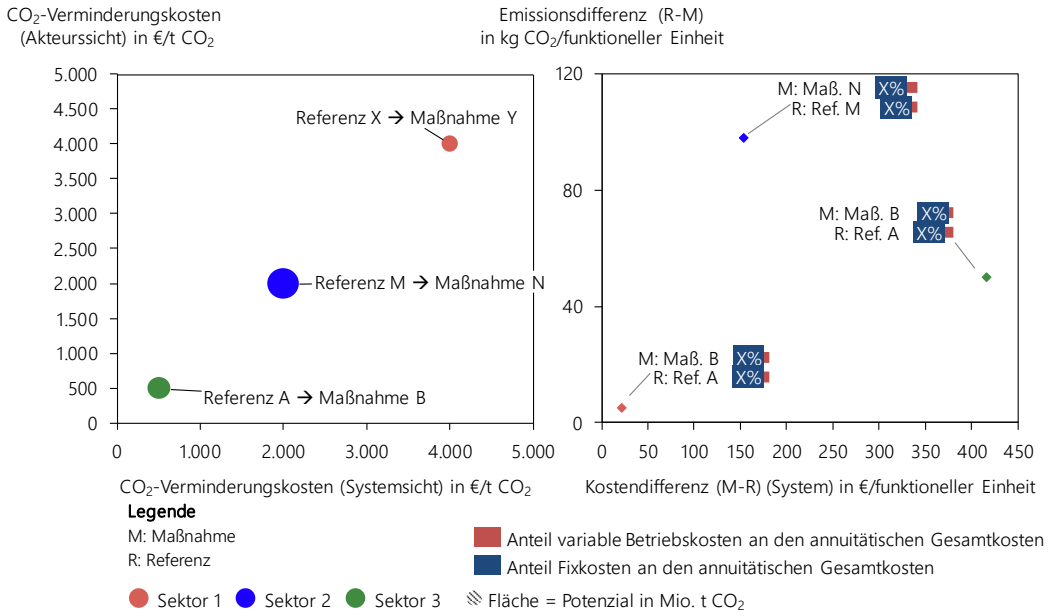


Abbildung 3-7: Beispielhafte Darstellung der CO_2-Verminderungskosten aus System- und Akteurssicht (links) sowie der Kosten- und Emissionsdifferenz je bereitgestellter funktioneller Einheit (rechts)

Die entwickelte Darstellungsform adressiert Schwächen klassischer Verminderungskosten-kurven und ermöglicht eine transparente, verständliche Ergebnisdarstellung.

Weiterhin wird jeweils für die Maßnahme und die Referenz der Anteil der fixen Kosten (Investitionen und fixe Betriebskosten, dunkelblau) und variablen Kosten (vorwiegend Energieträgerkosten, hellblau) an den jährlichen Gesamtkosten balkenförmig dargestellt. Diese Information gibt Aufschluss über die Auswirkung einer Änderung relevanter Parameter auf die dargestellten CO_2-Verminderungskosten. Während sich eine Änderung der angesetzten Investition, des Zinssatzes, der Lebensdauer und der Vollbenutzungsstunden auf die spezifischen Fixkosten je funktioneller Einheit auswirkt, beeinflusst die zukünftige Entwicklung der Energieträgerkosten die variablen Kosten je funktioneller Einheit. Diese Darstellung bietet den Vorteil, dass die Anteile von fixen und variablen Kosten bereits vor der Durchführung ausführlicher Sensitivitätsanalysen Aufschlüsse über die Sensitivität der Verminderungskosten gegenüber verschiedenen Parametern geben.

Auswertung: Sensitivitäten

Da die gewählten Randbedingungen starke Auswirkungen auf die CO_2-Verminderungskosten der Maßnahmen haben können, wird zudem eine detaillierte Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um ein genaueres Verständnis der Abhängigkeiten zu erlangen. Dabei werden ausgehend von der Basisvariante aus Systemsicht für das Jahr 2020 einzelne Parameter variiert und die CO_2-Verminderungskosten berechnet. Neben den Verminderungskosten werden auch die dazugehörigen Emissions- und Kostendifferenzen dargestellt.

Zusätzlich zu den maßnahmenspezifischen Parametern (u. a. Fahrzeugklasse, Gebäudetyp, Gebäudealter) werden für jede Maßnahme die langfristigen Verminderungskosten für das Jahr 2050 und die Verminderungskosten für eine erneuerbare Variante (strom- und/oder biomassebasiert) dargestellt. Hierbei wird auf die berechneten Gestehungskosten in Abschnitt 11.6.2 zurückgegriffen. Zudem wird im Zuge der Sensitivitätsanalyse auch die Akteurssicht und die Zwischenperspektive „Systemsicht+" dargestellt. Im Vergleich zur Akteurssicht entfallen in der Systemsicht+ alle Steuern. Hierdurch wird noch einmal verdeutlicht, welche Auswirkungen die Steuern (z. B. Umsatzsteuer, Energiesteuer, Stromsteuer) und welche Auswirkungen die restlichen Kostenbestandteile zur Finanzierung

der Erzeugungs- und Übertragungsinfrastruktur (z. B. Entgelte, Umlagen und Abgaben) auf die Verminderungskosten haben.

Auswertung: Spannbreiten

Um die Spannbreite der Verminderungskosten in Abhängigkeit von den Randbedingungen aufzuzeigen, werden die CO_2-Verminderungskosten aus Systemsicht in Form eines Boxplots für verschiedene Stützjahre und Zeiträume dargestellt. Hierfür werden für jede Maßnahme die Verminderungskosten aller sinnvollen Kombinationen der Randbedingungen sowohl für den Mix nach Startszenario als auch für die Variante mit Bereitstellung aus Erneuerbaren Energien berechnet. Der erstellte Boxplot dient neben der Bewertung der Robustheit der Maßnahme auf verschiedene Randbedingungen zudem der Einordnung der dynamischen Ergebnisse aus Stufe 2 und 3.

3.3 Stufe 2: Sektordynamische Bewertung

In der nächsten Stufe wird die Maßnahmenbewertung im Sinne einer sektordynamischen Bewertung erweitert, indem die Dynamiken in den Endenergiesektoren Berücksichtigung finden.

3.3.1 Zielsetzung

Die sektordynamische Bewertung (Stufe 2) berücksichtigt Interdependenzen und Verdrängungseffekte in den Endenergiesektoren.

In Abgrenzung zur statischen Bewertung berücksichtigt die sektordynamische Bewertung die Wechselwirkungen der CO_2-Verminderungsmaßnahmen in den vier Endenergiesektoren Verkehr, Haushalte, Industrie und GHD. Durch die Berücksichtigung von zeitlichen Interdependenzen und Verdrängungseffekten werden einige wesentliche Kritikpunkte an den statischen CO_2-Verminderungskosten adressiert. Hierzu gehört zum einen die Festlegung einer fixen Referenz ohne Berücksichtigung des tatsächlich verdrängten Technologiemixes und zum anderen die Vernachlässigung der Rückwirkung einer Maßnahmenumsetzung auf das Umsetzungspotenzial anderer Maßnahmen. Durch die Abbildung von Zeitabhängigkeiten in den Endenergiesektoren finden technologie- und sektorenspezifische maximale Transformationsgeschwindigkeiten Berücksichtigung. Zudem werden die langfristigen Auswirkungen von Maßnahmen nach ihrer Umsetzung im Sektor durch die Betrachtung der Folgeeffekte im gesamten Zeitraum bis zum Jahr 2050 berücksichtigt. Den zeitlichen Schwankungen des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung, welche sich durch den Ausbau volatiler EE verstärken, wird durch die Verwendung von zeitlich hochaufgelösten Lastgängen, Emissionsfaktoren und Energieträgerpreisen Rechnung getragen.

3.3.2 Methodischer Ansatz und Bilanzraum

Die Endenergiesektoren Verkehr, Private Haushalte, Industrie und GHD werden mithilfe von Sektormodellen abgebildet.

Im Gegensatz zur statischen Bewertung werden im Zuge der sektordynamischen Bewertung nicht einzelne Technologien miteinander verglichen, sondern Maßnahmen oder Maßnahmenkombinationen durch Gegenüberstellung eines sogenannten „Maßnahmenszenarios“ mit dem zuvor simulierten Startszenario bewertet. Die kumulierten CO_2-Verminderungskosten über den Betrachtungszeitraum (2020 bis 2050) ergeben sich aus dem Quotienten der Mehrkosten und Emissionseinsparungen der beiden Szenarien.

Für die vier Endenergiesektoren wird jeweils ein so genanntes „Stock-and-Flow-Modell“ entwickelt (vgl. Kapitel 4.1). Dieses bildet den jährlichen Bestand (stock) sowie Zubau und Rückbau (flow) der Technologien, Prozesse und Gebäude jedes Sektors ab. Ausgehend von der Simulation des Startszenarios erfolgt die eigentliche Maßnahmenumsetzung und -bewertung durch Definition eines Maßnahmenszenarios, welches mithilfe der

Endenergiesektormodelle (kurz: Sektormodelle) simuliert wird. Für die Bereitstellung der Energieträger hingegen werden weiterhin die Ergebnisse aus dem Startszenario verwendet und somit keine weiteren Modellläufe mit den Optimierungsmodellen der Bereitstellungsseite durchgeführt. Dies ermöglicht eine schnelle Durchführung von Bewertungsläufen im Zuge der zweiten Stufe.

Die dynamische Bewertung erfolgt durch die Gegenüberstellung eines konservativen Startszenarios mit einem Maßnahmenszenario.

Die Simulation des Maßnahmenszenarios mit dem jeweiligen Sektormodell resultiert in einer Änderung der Investitionen und fixen Betriebskosten sowie der Energieträgerverbräuche und -lastgänge gegenüber dem Startszenario. Diese Ergebnisse werden anschließend in Emissionen und Kosten übersetzt, um die sektordynamischen Verminderungskosten gemäß Formel (3-1) zu berechnen. Um die Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen zu bewerten, können ausgehend von einem bestehenden Maßnahmenszenario auch die Verminderungskosten eines weiteren Maßnahmenszenarios bestimmt werden. In diesem Fall werden in Formel (3-1) die Mehrkosten und Emissionseinsparungen der beiden Maßnahmenszenarien einander gegenübergestellt.

Die sektordynamische Bewertung wird aus Systemsicht vorgenommen (vgl. Kapitel 3.2). Dies bedeutet, dass alle Kosten für die Erzeugung und Anwendung von Energieträgern Berücksichtigung finden. Die direkt im Sektor anfallenden Kosten und die direkten Emissionen durch Verbrennung von Energieträgern werden analog zur statischen Bewertung mithilfe der technoökomischen Kennwerte im Datenanhang sowie der in Kapitel 5.1 zusammengefassten Energieträgerkosten und Emissionsfaktoren ermittelt. Für die Bereitstellung der Energieträger Strom, Fernwärme, Wasserstoff und Methan werden jedoch die für das Startszenario ermittelten Energieträgerkosten und Emissionsfaktoren für den Mix in hoher zeitlicher Auflösung (z. B. stündliche Werte für Strom) aus Kapitel 5.8 verwendet. Dabei stellt die Allokation der Emissionen auf die verschiedenen Energieträger, insbesondere für zukünftige Energiesysteme, die sich durch eine zunehmende Integration von Energieträgern auszeichnen, eine besondere Herausforderung dar. Die entwickelte Methodik zur Bestimmung zeitlich aufgelöster Emissionsfaktoren in zukünftigen Multi-Energieträgersystemen wird in /FFE-70 19/ im Detail beschrieben und in Kapitel 5 noch einmal kurz erläutert.

3.3.3 Auswertungen

Die Auswahl der Maßnahmen für die sektordynamische Bewertung erfolgt auf Basis der Voranalyse. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit heterogener Maßnahmen erfolgt die Maßnahmenumsetzung in den Maßnahmenszenarien durch Vorgabe eines Investitionsbudgets und eines Investitionszeitraumes. Dies ermöglicht einen Vergleich von heterogenen Maßnahmen aus verschiedenen Sektoren wie bspw. Dämmung und Elektrofahrzeuge. Hierfür wird das vorgegebene Investitionsbudget über die spezifische Investition der Maßnahme im Startszenario in eine jährliche Stückzahl an Technologien übersetzt. In jedem Jahr ersetzt die Maßnahme anteilig den ursprünglichen Zubau aus dem Startszenario, wodurch sich auch der Bestand und der Rückbau in den Folgejahren ändert. Die Umsetzungsgeschwindigkeit ist durch den jährlichen Zubau begrenzt und somit stark von der Nutzungsdauer der Technologien abhängig. Für die in Kapitel 11 dargestellten sektordynamischen Auswertungen wird ein Investitionsbudget von 5 Mrd. €/a angesetzt und als Ausgangspunkt zunächst der Umsetzungszeitraum von 2021 bis 2035 gewählt. Die Anforderungen an die Höhe des Investitionsbudgets sind einerseits, dass nennenswerte Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor entstehen und andererseits, dass sie in keinem Sektor weit über dem umsetzbaren Investitionsbudget liegt. Dieser Zeitraum gilt jedoch nur

Im Rahmen der dynamischen Bewertung werden Pfadabhängigkeit bis zum Jahr 2050 berücksichtigt.

für die Umsetzung der Maßnahme, die Emissions- und Kostenbilanzierung hingegen erfolgt weiterhin kumuliert über den gesamten Zeitraum von 2020 bis 2050. Auf diese Art und Weise werden auch langfristige Effekte der Maßnahmenumsetzung berücksichtigt.

Nach Simulation des jeweiligen Maßnahmenszenarios werden zunächst die CO_2-Verminderungskosten gegenüber dem Startszenario bestimmt. Diese sektordynamischen Verminderungskosten werden den statischen Verminderungskosten gegenübergestellt, indem sie in die im Zuge der Stufe 1 generierten Boxplot-Darstellungen eingeordnet werden. Anschließend erfolgt für die TOP-Maßnahmen die Durchführung von Detailanalysen. Die Auswahl der TOP-Maßnahmen, die auch in der systemdynamischen Bewertung untersucht werden, basiert auf deren Relevanz für die Emissionsminderung des Sektors. Ein weiteres Kriterium ist, dass die Maßnahmen möglichst unterschiedliche Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor haben. Neben dem Umsetzungszeitraum werden hierfür auch maßnahmenspezifische Parameter (z. B. Fahrzeugklasse, Gebäudetyp, Gebäudealter) variiert, um die Abhängigkeit der CO_2-Verminderungskosten von verschiedenen Randbedingungen zu untersuchen. Bei der Darstellung der sektordynamischen Bewertung werden wie in Stufe 1 neben den Verminderungskosten als Interpretationshilfe auch immer die Emissionseinsparung und die Mehrkosten ausgewiesen. Zudem werden in einigen Sektoren ergänzende Auswertungen z. B. zur Identifikation der besten Umsetzungsreihenfolge von Effizienz- und Elektrifizierungsmaßnahmen durchgeführt.

3.4 Stufe 3: Systemdynamische Bewertung

Schließlich werden in der dritten Stufe im Zuge der systemdynamischen Bewertung zusätzlich die Dynamiken im Bereitstellungssektor einbezogen.

3.4.1 Zielsetzung

Im Zuge der systemdynamischen Bewertung (Stufe 3) werden die Rückwirkungen einer Maßnahmenumsetzung auf den Bereitstellungssektor unter dem Einsatz von Optimierungsmodellen bewertet.

Die CO_2-Verminderungskosten und das Einsparpotenzial von Maßnahmen hängen nicht nur von den zuvor adressierten Anpassungen in den Endenergiesektoren, sondern auch von der Bereitstellung der Energieträger und somit der Ausgestaltung des Energiesystems ab. Ziel der systemdynamischen Bewertung ist daher die Berücksichtigung der Rückwirkungen der Maßnahmenumsetzung auf den Bereitstellungssektor unter der Prämisse einer kostenoptimalen Ausgestaltung des Energiesystems. Vor diesem Hintergrund ist eine durchschnittliche Emissionsbilanzierung nicht mehr ausreichend, sondern es sollen die aus der Maßnahmenumsetzung resultierenden Änderungen der Emissionen im Bereitstellungssektor bewertet werden.

Um großen Laständerungen Rechnung zu tragen, erfolgt die systemdynamische Bewertung durch eine Differenzbetrachtung von zwei Optimierungsläufen.

Da marginale Methoden wie die in /FFE-22 18/ beschriebene Grenzkraftwerksmethode nur für kleine Laständerungen gelten, wird für die Bewertung von großen Laständerung durch die Umsetzung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen im Folgenden der Ansatz einer Differenzbetrachtung zwischen zwei simulierten Szenarien gewählt. Dieser stellt gemäß /ETG-01 17/ den umfassendsten Ansatz der Emissionsbilanzierung dar. Da in den eingesetzten Bereitstellungsmodellen nicht nur der Einsatz, sondern auch der Zubau von Anlagen optimiert wird, werden hierdurch zudem langfristige Effekte der Laständerung berücksichtigt. So werden in der systemdynamischen Bewertung der Stufe 3 auch durch die Maßnahmenumsetzung in den Endenergiesektoren notwendige Anpassungen im Bereitstellungssektor kosten- und emissionsseitig in den Verminderungskosten abgebildet.

3.4.2 Methodischer Ansatz und Bilanzraum

Analog zur sektordynamischen Bewertung werden im Rahmen der systemdynamischen Bewertung Maßnahmen oder Maßnahmenkombinationen durch Gegenüberstellung eines Maßnahmenszenarios mit dem zuvor berechneten Startszenario bewertet. Dabei werden die kumulierten CO_2-Verminderungskosten ebenfalls aus den Mehrkosten und Emissionseinsparungen der beiden Szenarien über den Betrachtungszeitraum 2020 bis 2050 abgeleitet. In der dritten Stufe werden jedoch nicht nur die betroffenen Sektormodelle angewendet, sondern es erfolgt zusätzlich eine optimierte Bereitstellung der Energieträger durch den Einsatz des Modells ISAaR, das den Bereitstellungssektor modelliert. Hier werden u. a. konventionelle Kraftwerke, Erneuerbare Energien oder Power-to-X-Anlagen abgebildet (vgl. Kapitel 3). Für die Berechnung der kumulierten Kosten und Emissionen werden die stützjahresscharfen Ergebnisse linear interpoliert.

Nach Umsetzung der Maßnahmen in dem jeweiligen Sektormodell (s. Kapitel 3.3.2) werden die Energieträgerverbräuche und -lastgänge des Maßnahmenszenarios an ISAaR übergeben. Mithilfe der Methode der linearen Optimierung wird der Anlagenausbau und -einsatz mit dem Ziel der Minimierung der Systemkosten bestimmt. Hieraus ergibt sich eine Änderung der Emissionen und Kosten für die Bereitstellung der Energieträger im Vergleich zu der Systemantwort des Bereitstellungssektors auf die Endenergieverbäuche des Startszenarios. Um die systemdynamischen Verminderungskosten nach Formel (3-1) zu bestimmen, werden neben den Mehrkosten und Emissionseinsparungen in den Sektormodellen (s. Kapitel 3.3.2) nun auch die aus den beiden Simulationen resultierenden Mehrkosten und Emissionseinsparungen für die Energieträgerbereitstellung berücksichtigt. In den Bewertungen der Stufe 3 werden darüber hinaus auch Maßnahmen, die alleinig den Bereitstellungssektor betreffen, untersucht.

Entgegen den in Kapitel 12 beschriebenen Gesamtszenarien wird für die Analyse der Top-Maßnahmen keine Emissionsverminderung in Deutschland exogen festgesetzt. Die Emissionen der Nachbarländer sind jedoch entsprechend den Erläuterungen in Kapitel 4.4 auf die Werte des Startszenarios begrenzt. Damit ist sichergestellt, dass Maßnahmen, wie beispielsweise eine Elektrifizierung von Verbräuchen, nicht zu einer Emissionserhöhung im Ausland führen.

Die systemdynamische Bewertung wird ebenfalls aus der in Kapitel 3.2 definierten Systemsicht durchgeführt, sodass alle Kosten für die Erzeugung und Anwendung von Energieträgern berücksichtigt werden. Wie für Stufe 1 und 2 können die technoökomischen Kennwerte dem Datenanhang entnommen werden. Alle übergeordneten Eingangsdaten sind in Kapitel 5.1 zusammengefasst. Für die Emissionsbilanzierung und die Kosten der simulierten Energieträger werden jedoch keine durchschnittlichen Kennzahlen verwendet, sondern die gesamte Änderung der Emissionen und Kosten bilanziert. Hierdurch entfällt das Problem der Allokation der Emissionen auf die Energieträger. Die Kosten und Emissionen werden jeweils in dem Sektor bilanziert, in dem sie anfallen bzw. in dem das CO_2 gebunden wird.

3.4.3 Auswertungen

Da die Wirkungsweise im Endenergiesektor in der sektordynamischen Bewertung bereits im Detail untersucht wird, liegt der Fokus der systemdynamischen Bewertung nun auf den Änderungen im Bereitstellungssektor. Aufbauend auf der sektordynamischen Bewertung wird zur Vergleichbarkeit heterogener Maßnahmen ebenfalls ein Investitionsbudget von 5 Mrd. €/a je Maßnahme über den Investitionszeitraum 2021 bis 2035 angesetzt

(vgl. Kapitel 3.3.3). Nach Übergabe der Lastgänge der Endenergiesektoren und der Optimierung mit den Modellen des Bereitstellungssektors, werden der Ausbau und der geänderte Einsatz der Anlagen im Bereitstellungssektor sowie die damit zusammenhängenden Emissionen und Kosten in den betrachteten Stützjahren analysiert. Die Zwischenjahre werden interpoliert und bei der Ausweisung kumulierter Werte berücksichtigt. Ergänzend zu den Maßnahmen in den Endenergiesektoren können auch im Bereitstellungssektor gezielt Maßnahmen wie bspw. der Ausbau von EE-Anlagen oder ein Kohleausstieg bewertet werden. Hierfür wird, ausgehend von den Mantelzahlen des Startszenarios, der jeweilige Anlagenbestand angepasst und ein neuer Optimierungslauf durchgeführt. Im Bereitstellungssektor gilt der Ansatz des Investitionsbudgets nicht, da der Umsetzungsgrad der Maßnahme ein Optimierungsergebnis darstellt.

3.5 Zusammenführung der Ergebnisse in einem Klimaschutzszenario

Die Erkenntnisse aus der dreistufigen Maßnahmenbewertung wird abschließend in einem sektorübergreifenden Klimaschutzszenario zusammengeführt. Als weiterer Zwischenschritt wird zunächst ein Maßnahmenszenario mit einer schnellstmöglichen Umsetzung von Elektrifizierungsmaßnahmen (bspw. batterieelektrische Fahrzeuge, Wärmepumpen, Elektrodenheizkessel etc.) in allen Sektoren erstellt, um die Rückwirkungen einer Vielzahl an Elektrifizierungsmaßnahmen auf das Energiesystem zu verdeutlichen (Zusammenfassung der Ergebnisse siehe Kapitel 12.1). Anschließend wird mithilfe eines weiteren Maßnahmenszenarios aufgezeigt, inwiefern ein Technologiemix die negativen Auswirkungen einer Elektrifizierung wie z. B. den Speicherbedarf und die Steigerung der Jahreshöchstlast verringern kann (Zusammenfassung der Ergebnisse siehe Kapitel 12.2). Hierfür werden, unter der Randbedingung der Emissionsgleichheit mit dem vorherigen Maßnahmenszenario, einzelne Elektrifizierungsmaßnahmen durch Green Fuels ausgetauscht. Diese kann das Optimierungsmodell entweder durch den Zubau von Erzeugungskapazitäten oder den Import decken.

Die Erkenntnisse aus der Maßnahmenbewertung münden in dem Klimapfad „fuEL", in dem die Treibhausgasemissionen um 95 % gegenüber 1990 reduziert werden.

Die so gewonnenen Erkenntnisse sowie die Ergebnisse der vorherigen stufenweisen Bewertung einzelner Maßnahmen/-kombinationen fließen schließlich in die Entwicklung des Gesamtszenarios „fuEL" ein (vgl. Kapitel 12.4). Das Kunstwort fuEL setzt sich aus dem englischen Begriff für Brennstoff und der Abkürzung für Elektrifizierung zusammen. Dementsprechend ist das Szenario sowohl durch Maßnahmen charakterisiert, die Green Fuels verwenden bzw. bereitstellen, als auch durch Maßnahmen, die Anwendungen elektrifizieren bzw. Strom aus Erneuerbaren Energien bereitstellen. In dem aufgezeigten Klimapfad wird nach Umsetzung der Maßnahmen in den Sektormodellen eine Emissionsgrenze für den Bereitstellungssektor abgeleitet, um sicherzustellen, dass das THG-Emissionsreduktionsziel von 95 % gegenüber 1990 eingehalten wird. Neben den Emissionen und Kosten werden für das fuEL-Szenario zudem die Auswirkungen auf den EU ETS und den Gasmarkt untersucht.

Während die Ergebnisse der Voranalyse zu Beginn der Sektorenkapitel 6 bis 10 dargestellt werden, erfolgt die Beschreibung der Ergebnisse der Maßnahmenbewertung in Kapitel 11. Dabei werden für jeden Sektor die Ergebnisse nach Stufen dargestellt und die Besonderheiten des Sektors abgeleitet. Das resultierende Klimaschutzszenario wird anschließend in Kapitel 12.4 beschrieben.

4 Dynamis Modelllandschaft

Um den Anforderungen der in Kapitel 2 vorgestellten dynamischen Bewertungsmethoden gerecht zu werden, bedarf es einer Integration und Verknüpfung der Modelle FREM, ISAaR und MInGa, die den Bereitstellungssektor abbilden sowie der Modelle der Endenergiesektoren. Neben der Abbildung von sektorübergreifenden Wechselwirkungen zwischen den CO_2-Verminderungsmaßnahmen soll insbesondere auch eine einfache Aktualisierbarkeit der Eingangsdaten und eine kontinuierliche Bewertung ermöglicht werden.

In diesem Abschnitt wird zunächst die übergeordnete Struktur der Modelllandschaft erläutert. In den nachfolgenden Kapiteln folgt darauf aufbauend die grundsätzliche Funktion der Sektormodelle sowie die Beschreibung der Modelle FREM, ISAaR und MInGa. Abbildung 4-1 gibt einen Überblick über die Modelllandschaft und das Zusammenspiel der Modelle am Beispiel der Berechnung der systemdynamischen Verminderungskosten. Die als Dreiecke dargestellten Pfeile entsprechen dabei einem Informationsfluss.

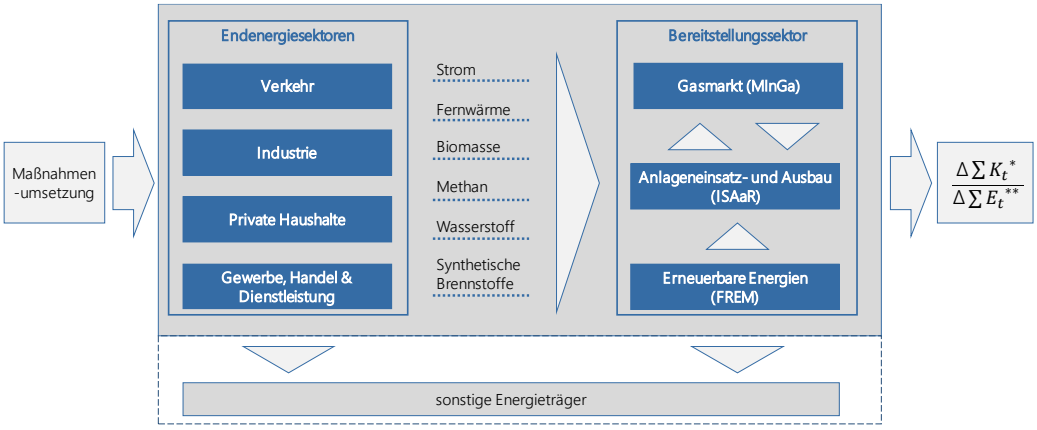


Abbildung 4-1: Überblick über die Dynamis Modelllandschaft

Die Vorgabe eines Maßnahmenszenarios über Investitionsbudgets und Zeiträume (siehe Kapitel 3.3.3) dient den Modellen als Input zur Maßnahmenumsetzung. Die Sektormodelle berechnen daraufhin Kosten, Emissionen und Lastgänge für das definierte Szenario. Diese sogenannten „Stock-and-Flow-Sektormodelle" bilden den jährlichen Bestand (Stock) sowie den Rückbau und Zubau (Flow) der Technologien und Gebäude jedes Sektors ab. Unter Berücksichtigung einer definierten Verdrängungslogik und weiterer funktionaler Zusammenhänge werden der neue Sektorzustand und die resultierenden Endenergielastgänge modelliert.

Diese sektor- und energieträgerspezifischen Lastgänge werden vom Energiesystemmodell ISAaR durch den Einsatz der verfügbaren Anlagen und den Ausbau neuer Anlagen in dem Bereitstellungssektor kostenoptimal gedeckt (siehe auch Kapitel 4.3). Das Modell basiert auf einer linearen Optimierung und berücksichtigt für die Stromerzeugung neben den deutschen auch die Entwicklungen im europäischen Ausland. Erweitert wird die Modelllandschaft an dieser Stelle durch das Gasmarktmodell MInGa, welches ebenfalls als lineares Optimierungsmodell die Gesamtkosten der Gasbereitstellung minimiert. ISAaR übergibt MInGa europaweite Gasverbräuche. Darauf aufbauend analysiert MiNGa die Auslastung der Infrastruktur des Gasmarkts und gibt Signale, wie sich der Gaspreis gegenüber dem

Startszenario ändert, an ISAaR zurück. Darüber hinaus stehen ISAaR sogenannte Zubauoptionen von Erneuerbaren Energien zur Verfügung, die zur kostenoptimalen Lastdeckung eines zusätzlichen Strombedarfs herangezogen werden können. Das FfE-Regionenmodell FREM liefert dazu die Erzeugungsgänge und Kosten von Anlagen der Erneuerbaren Energien in Abhängigkeit von der zugebauten Leistung. Gebäude- und Freiflächenphotovoltaik werden dabei mittels eigener Zubaumodelle abgebildet.

Durch das beschriebene Zusammenspiel der Modelle können die Rückwirkungen von Maßnahmen in den Endenergiesektoren auf den Bereitstellungssektor dynamisch untersucht werden. Die CO_2-Verminderungskosten dieser dynamischen Maßnahmenbewertung werden abschließend aus der Differenz der Gesamtkosten und -emissionen der berechneten Szenarien mit und ohne Maßnahmenumsetzung bestimmt. Die Gesamtkosten und -emissionen werden dabei über den Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2050 kumuliert.

In den folgenden Kapiteln 4.1 bis 4.4 werden die in Abbildung 4-1 dargestellten Modelle beschrieben. Dabei wird in Kapitel 4.1 zunächst nur die grundlegende Funktionsweise der Sektormodelle beschrieben, da eine detailliertere Beschreibung der sektorspezifischen Ausgestaltung der Modelle in den Kapiteln 0 bis 0 zu finden ist. Abschließend wird in Kapitel 4.6 auf die Modellierung des EU ETS und die Kopplung mit der beschriebenen Modelllandschaft eingegangen.

4.1 Sektormodelle

Die spezifischen Wechselwirkungen einer Maßnahmenumsetzung innerhalb der Endenergiesektoren Verkehr, GHD, Industrie, Private Haushalte sowie mit dem Bereitstellungssektor werden über eigenständige Sektormodelle abgebildet. Dabei wird grundsätzlich zwischen Simulationsläufen mit und ohne Maßnahmenumsetzung unterschieden. Abbildung 4-2 zeigt eine Übersicht der Ein- und Ausgangsgrößen sowie die grundlegende Funktionsweise der Sektormodelle.

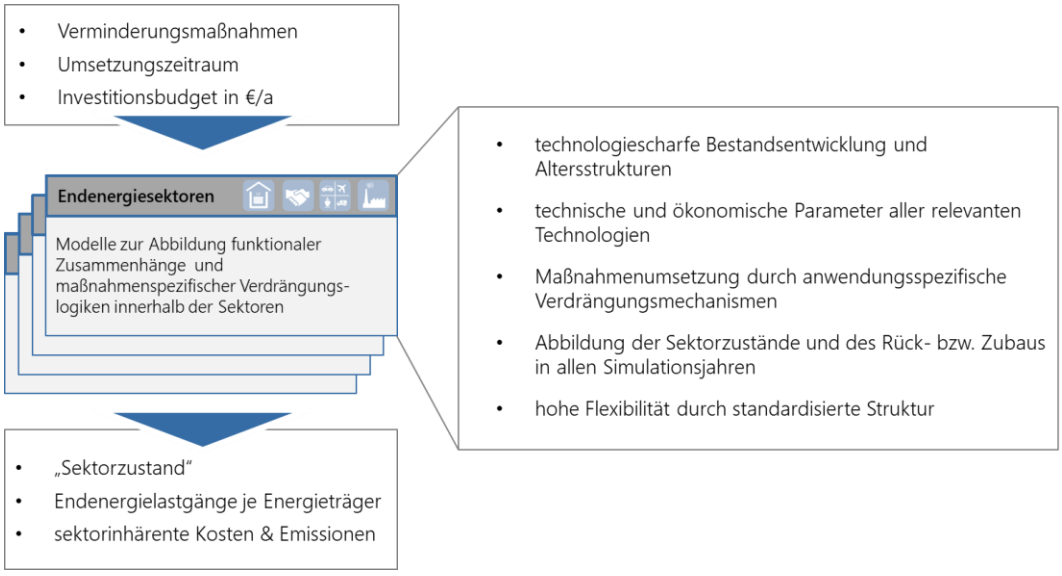


Abbildung 4-2: Grundlegende Funktionsweise der Sektormodelle

Im allgemeinen Fall ohne Maßnahmenumsetzung (Startszenario) bezieht jedes Sektormodell die relevanten Randbedingungen zur technischen Ausgestaltung des Sektors aus der Datenbank und bestimmt daraus über den Rück- und Zubau die Sektorzustände für alle

Simulationsjahre. Der Sektorzustand bezeichnet dabei das Mengengerüst an Technologien, Prozessen, Gebäuden und Nutzern, das für die Ermittlung der Ergebnisse erforderlich ist. Darauf aufbauend werden die Endenergielastgänge und die sektorinhärenten Kosten bzw. Emissionen für alle Simulationsjahre berechnet und in der Datenbank gespeichert. Unter den sektorinhärenten Kosten werden in diesem Zusammenhang neben den Annuitäten der Investitionen und den fixen Betriebskosten auch die variablen Betriebskosten von Energieträgern wie bspw. Kohle verstanden, deren Bereitstellung nicht im Modell ISAaR optimiert wird. Analog werden Emissionen, welche durch die Verbrennung von Energieträgern in den Endenergiesektoren entstehen, als sektorinhärente Emissionen bezeichnet.

Für ein Szenario mit Maßnahmenumsetzung (Maßnahmenszenario) werden durch die Sektormodelle ebenfalls technoökonomische Parameter in Endenergielastgänge und Kosten bzw. Emissionen übersetzt. Zusätzlich werden jedoch weitere Informationen zur Maßnahmenumsetzung an die Sektormodelle übergeben. Ein Maßnahmenszenario ist durch die Informationen, um welche Maßnahme(n) es sich handelt, wie hoch das Investitionsbudget ist und über welchen Zeitraum die Umsetzung der Maßnahme(n) stattfindet, eindeutig definiert. Die Maßnahmen werden entsprechend der sektorspezifischen Verdrängungslogik umgesetzt. Die Ergebnisse der Sektormodelle sind wiederum Sektorzustände, Kosten, Emissionen und Endenergielastgänge für alle Stützjahre des Betrachtungszeitraums.

4.2 Regionalisiertes Energiesystem-Modell FREM

FREM nimmt in der Modelllandschaft eine zentrale Funktion ein, da es das Bindeglied zwischen den Sektormodellen und ISAaR darstellt, die Datenbasis bereitstellt und als Ablageort der Ergebnisse dient. Im Folgenden wird der Inhalt, der Aufbau und die Rolle von FREM im Rahmen von Dynamis beschrieben.

4.2.1 Kurzbeschreibung FREM

Basierend auf einer umfassenden Datenbank mit hochaufgelösten statistischen und räumlichen Daten sowie Zeitreihen dient FREM, wie in /FFE-21 17/ beschrieben, als Werkzeug zur Analyse des Energiesystems. Datensätze können gespeichert, analysiert und zur Modellierung verwendet werden. Die detaillierte Beschreibung des Energiesystems ermöglicht regionale Betrachtungen von der europäischen Ebene bis hin zu einzelnen Gemeinden. Um die Aktualität der Primärdaten zu gewährleisten, sind automatische Aktualisierungsvorgänge in FREM implementiert. Eine stringente Rechtestruktur limitiert dabei den Zugriff auf vertrauliche Daten.

FREM basiert auf dem freien Datenbankmanagementsystem PostgreSQL mit der Erweiterung PostGIS, wodurch neben statistischen Daten auch Daten mit Raumbezug, sogenannte Geodaten, abgelegt und verarbeitet werden können. FREM ist in thematische Kategorien unterteilt und beinhaltet Daten folgender Art (vgl. Abbildung 4-3):

- statistische Primärdaten (z. B. Regionalstatistik, EEG-Anlagenregister, Energiedaten)
- Geodaten im Vektor- und Rasterformat (z. B. Standorte von Windenergieanlagen (WEA), Wetterdaten, Stromnetze)
- Modellparameter und –ergebnisse (z. B. Zeitreihen)

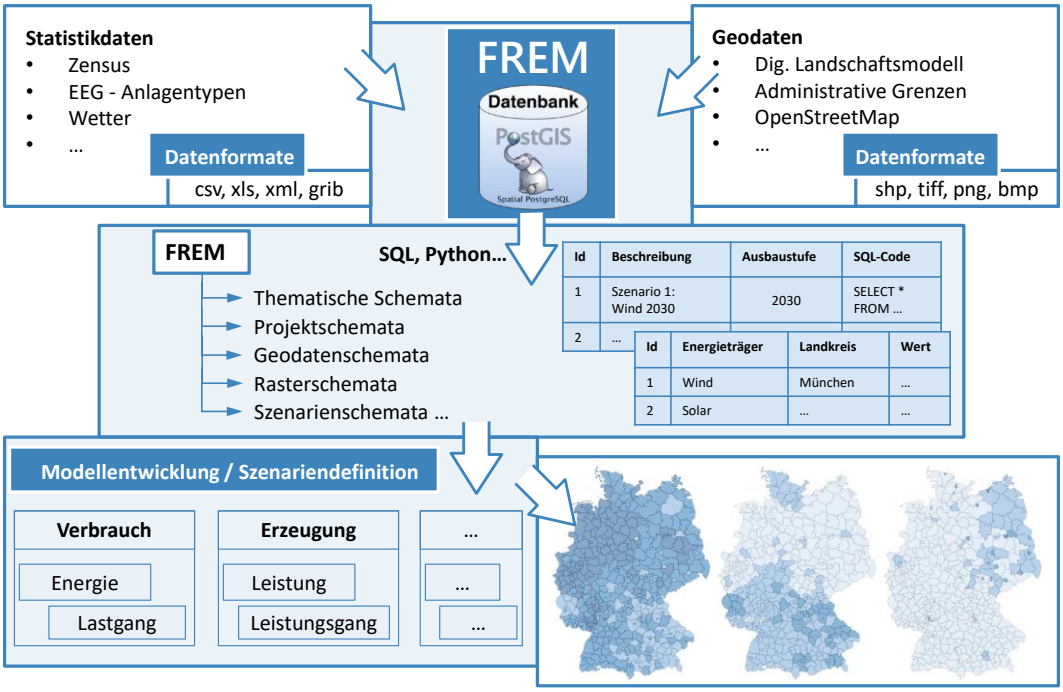


Abbildung 4-3: Aufbau und Struktur von FREM

4.2.2 FREM in der Modelllandschaft

In Dynamis stellt FREM das Bindeglied zwischen den Sektormodellen und ISAaR dar. Zu diesem Zweck wurde eine Tabellenstruktur entwickelt, die für die Modelle zum Austausch von Daten und zur Ablage der Ergebnisse geeignet ist. Um fehlerhafte und unvollständige Tabelleneinträge sowie Redundanzen auszuschließen, wurden Bedingungen (sogenannte Constraints) definiert. Daten können nur unter Erfüllung dieser Voraussetzungen in diese Tabellen abgelegt werden. Der Prozess zur Simulation und Auswertung von Maßnahmenszenarien ist in Abbildung 4-4 dargestellt.

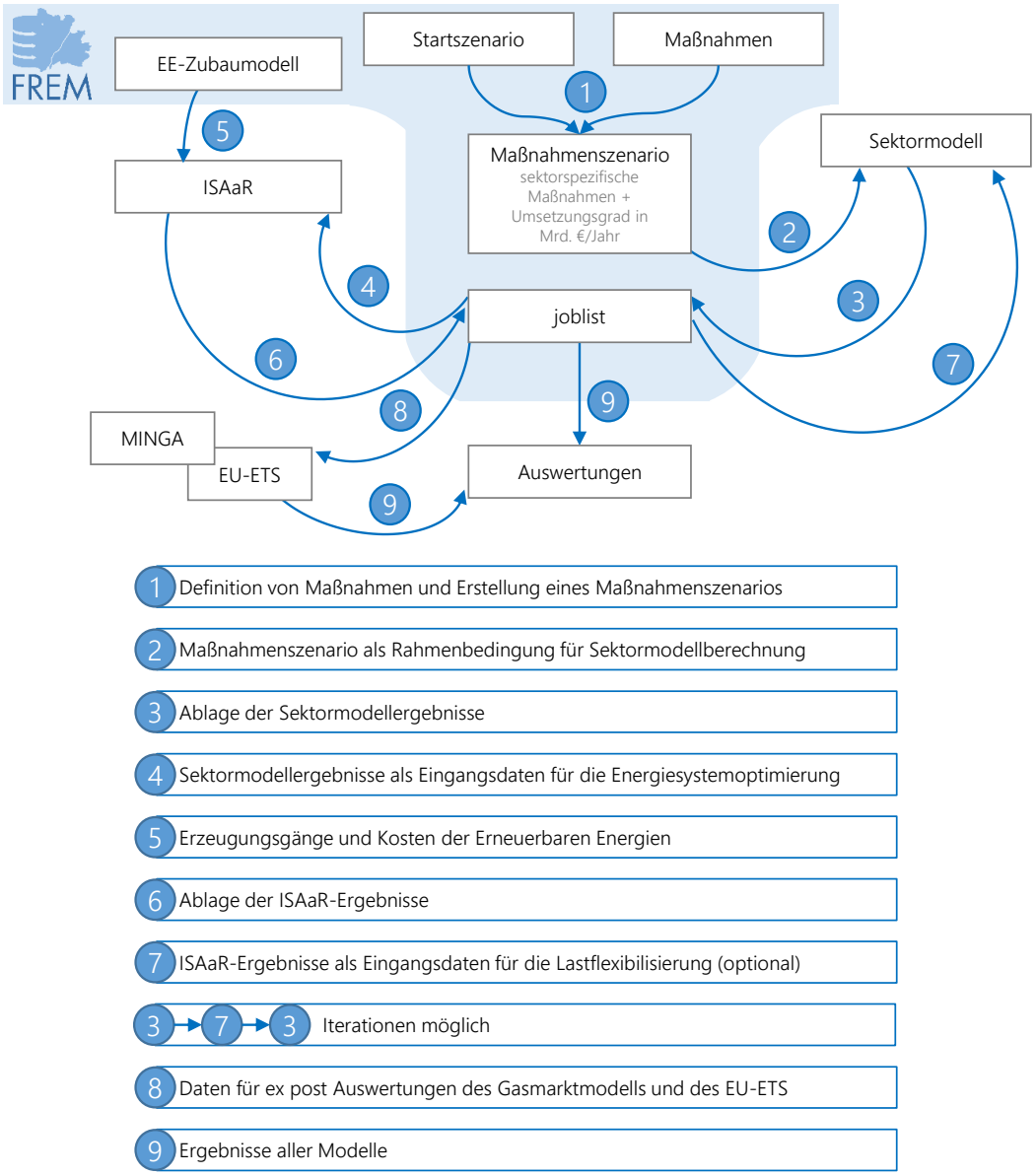


Abbildung 4-4: Prozess zur Simulation und Auswertung von Maßnahmenszenarien

Auf Basis des Startszenarios wird ein Maßnahmenszenario durch die Vorgabe jährlicher Umsetzungsgrade von Maßnahmen (in Mrd. €/Jahr) und ggf. geänderte Rahmenbedingungen der Sektormodelle definiert. Die Ergebnisse der Sektormodelle werden als Aufgabe (Job) für einen Modelldurchlauf in ISAaR in der Tabelle „joblist" abgelegt. Sind alle Sektormodell-ergebnisse dort abgelegt, erfolgt unter Verwendung des EE-Zubaumodells die Simulation des Kraftwerkseinsatzes und -ausbaus. Die von ISAaR berechneten Ergebnisse werden daraufhin als abgeschlossener Job in der Tabelle „joblist" gespeichert. Optional ist es möglich, die ISAaR-Ergebnisse als Eingangsdaten für die Lastflexibilisierung in den Sektormodellen einzusetzen und anschließend erneut eine ISAaR-Simulation zu starten. Die finalen ISAaR-Ergebnisse wiederum dienen dem EU-ETS-Modell und dem Gasmarktmodell MINGA als Eingangsdaten für Ex-Post-Analysen. Die Umsetzungsgrade der Maßnahmen sowie die Ergebnisse der Sektormodelle und von ISAaR werden im JSONb-Datenformat abgelegt. Die Mindestanforderungen an den Inhalt der JSONb sind einheitlich für alle Modelle vorgegeben.

In Dynamis wurde ein Prozess entwickelt, um thematisch unterschiedliche Modelle, welche auf unterschiedlicher Software basieren, mit FREM zu koppeln. Constraints und Datenbanktrigger gewährleisten dabei die Einhaltung der Anforderungen der Datenübermittlung.

4.3 Modelle der Erneuerbaren Energien

Im Bereich der Erneuerbaren Energien (EE) liegt in Dynamis, wie in der deutschen Energiewende, der Fokus auf dem Ausbau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Für Wasserkraftwerke wird aufgrund des bereits überwiegend ausgeschöpften Potenzials der Erhalt des derzeitigen Bestands angenommen. Für Biomasse wird die Entwicklung nach /BMWI-01 14/ mit Berücksichtigung historischer Verbräuche gemäß /BMWI-03 18/ unterstellt. Die Modellierung der EE-Technologien beinhaltet die Erfassung des aktuellen Anlagenbestands, die Ermittlung des Potenzials und die Simulation des Anlagenzubaus. Hierbei werden Gebäude-Photovoltaikanlagen (GEB-PVA), Freiflächen-Photovoltaikanlagen (FF-PVA), Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen (WEA) differenziert untersucht. Die aktuelle räumliche Verteilung des Anlagenbestands sowie die unterschiedlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen werden dabei berücksichtigt. Eine regional differenzierte Betrachtung des Zubaus ermöglicht die Berücksichtigung standortbedingter Potenziale und meteorologischer Gegebenheiten bei der Abbildung des zeitlichen Verlaufs der Stromerzeugung sowie der Stromgestehungskosten.

Das Verfahren zur Erfassung des Anlagenbestands ist in /FFE-60 18/ ausführlich beschrieben. Der Ausbau von EE-Anlagen folgt zunächst der im Startszenario definierten Entwicklung (siehe Kapitel 5.2). Die Umsetzung von Maßnahmen in Kombination mit einem vorgegebenen CO_2-Budget kann zu einem weiteren Bedarf an EE-Anlagen führen. Für diesen Zweck werden Zubauoptionen modelliert, welche von ISAaR in jedem Stützjahr ausgewählt werden können. In Abbildung 4-5 ist die resultierende Zusammensetzung der EE-Leistung exemplarisch dargestellt.

Zubauoptionen decken den zusätzlichen Strombedarf von CO_2-Minderungsmaßnahmen.

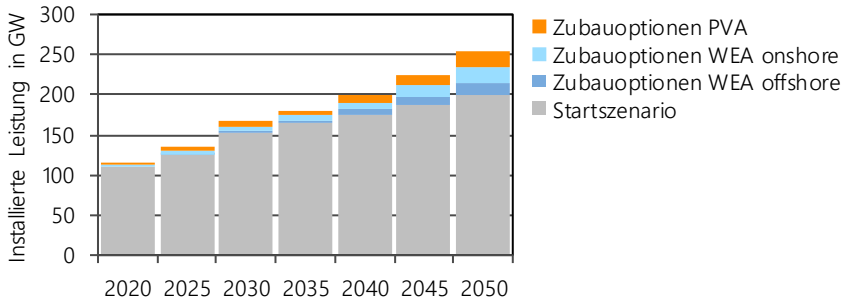


Abbildung 4-5: Entwicklung der installierten EE-Leistung nach Startszenario mit beispielhafter Darstellung realisierter Zubauoptionen

4.3.1 Gebäude-Photovoltaikanlagen

Die Methoden zur Regionalisierung des Zubaus von GEB- und FF-PVA unterscheiden sich und werden im Folgenden separat beschrieben. Die Methodik des Rückbaus von PVA wird für beide Technologien gleichermaßen angewendet und am Ende dieses Kapitels beschrieben.

4.3.1.1 Zubauphasen

Der Zubau von PVA wird in zwei Phasen modelliert. Die erste Ausbauphase orientiert sich an dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und wird entsprechend § 49 EEG ab einer

Summenleistung von 52 GW begrenzt /BMWI-23 14/. Es wird angenommen, dass das Ausschreibungsverfahren für PVA in dieser ersten Phase beibehalten wird und sich überwiegend auf FF-PVA bezieht. Somit bestimmt in der ersten Phase die jährlich ausgeschriebene Leistung die Höhe des Zubaus von FF-PVA. Der Zubau von GEB-PVA ergibt sich aus dem Gesamtzubau von PVA abzüglich des Zubaus von FF-PVA. Ab der Grenze von 52 GW sind neue PVA nicht mehr förderfähig, weshalb der Ausbau eine andere Charakteristik aufweisen wird. In dieser zweiten Ausbauphase bzw. der Post-EEG-Phase wird der Gesamtzubau zu gleichen Anteilen auf GEB- und FF-PVA verteilt.

4.3.1.2 Regionalisierung des Zubaus

Die regionale Ausbaudynamik bestimmt den zukünftigen Zubau.

Für die Modellierung des Zubaus von GEB-PVA wird das Verhältnis von Anlagenbestand und Potenzial jeder Gemeinde bestimmt /SCHM-01 18/. Dieser wird dem Ausbaugrad von Deutschland oder des entsprechenden Bundeslandes gegenübergestellt, um anhand des funktionalen Zusammenhangs nach Gleichung (4-1) die Ausbaudynamik jeder Gemeinde zu ermitteln.

$$\frac{PV(GE)}{Pot(GE)} = \left(\frac{PV(DE)}{Pot(DE)}\right)^{\alpha(GE)} \tag{4-1}$$

PV(GE)	Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden in einer Gemeinde
Pot(GE)	Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen in einer Gemeinde
PV(DE)	Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden in Deutschland
Pot(DE)	Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen in Deutschland
α(GE)	gemeindespezifischer Parameter zur Beschreibung der Ausbaudynamik

Alpha nimmt in Gemeinden mit einem hohen Ausbaugrad einen geringen Wert, in Gemeinden mit einem niedrigen Ausbaugrad einen hohen Wert an. Unter der Annahme, dass Alpha ein zeitlich konstanter, gemeindespezifischer Wert ist, kann mit dem funktionalen Zusammenhang in Gleichung (9-3) die Entwicklung der installierten Leistung in der Gemeinde als Funktion der installierten Leistung in Deutschland bestimmt werden. Abbildung 4-6 zeigt

exemplarisch den Parameter α, welcher die Charakteristik des Ausbaus in drei unterschiedlichen Gemeinden beschreibt.

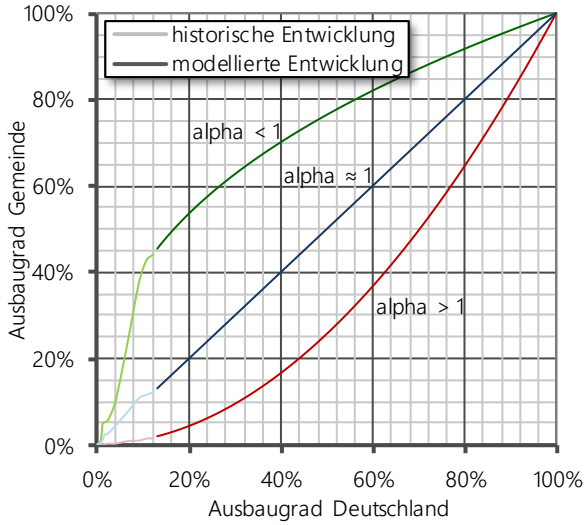


Abbildung 4-6: Ausbaudynamik (Alpha) drei ausgewählter Gemeinden

Dieses sogenannte α-Modell berücksichtigt neben dem vorhandenen Potenzial auch indirekt kleinräumige Imitationseffekte /WEBER-01 17/. Mit der Gewichtung des Potenzials und des Bestandes können zudem Entwicklungstendenzen abgebildet werden. Wird beispielsweise das Potenzial auf landwirtschaftlichen Gebäuden auf Null gesetzt, werden PVA auf landwirtschaftlichen Gebäuden bei der Modellierung des Zubaus ausgeschlossen.

4.3.1.3 Varianten der Regionalisierung

Des Weiteren wurden die Auswirkungen des Zubaus von PVA an Standorten zurückgebauter PVA untersucht. Zu diesem Zweck wurden mehrere Varianten analysiert (vgl. Abbildung 4-7). In der ersten Variante (V1) erfolgt die Regionalisierung des Zubaus aus dem Startszenario ausschließlich über das oben beschriebene α-Modell. In V2 werden rückgebaute Anlagen in gleichem Umfang ersetzt und lediglich der Nettozubau nach dem α-Modell regionalisiert. V3 stellt ein Metamodell dar, das sich zu gleichen Teilen aus V1 und V2 zusammensetzt.

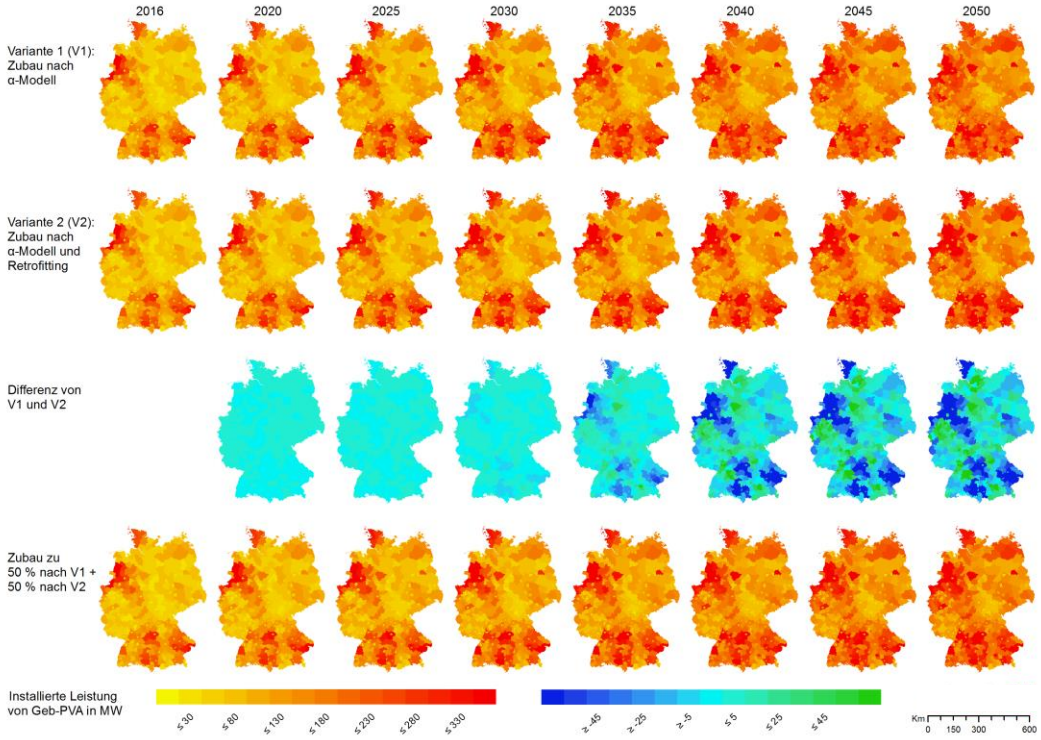


Abbildung 4-7: Vergleich der Regionalisierungsvarianten von Photovoltaikanlagen

Mit zunehmender Ausbaustufe werden in den Differenzkarten von V1 und V2 (vgl. Abbildung 4-7) regionale Unterschiede deutlich. Trotz dieser regionalen Differenzen unterscheidet sich die resultierende Jahresenergieerzeugung zwischen V1 und V2 kaum. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Mantelzahlen des Startszenarios auf Bundeslandebene vorliegen, nur innerhalb dieser räumlich verteilt werden und in den Bundesländern das Gefälle der Globalstrahlung im Vergleich zu dem in ganz Deutschland gering ist.

Im Rahmen dieser Studie wurde für die Regionalisierung des Startszenarios und der Zubauoptionen V2 gewählt, um die Ertüchtigung bestehender PVA mit Hausspeichersystemen zu simulieren.

4.3.1.4 Zubaureihenfolge

Ungünstig ausgerichtete Dachflächen werden später erschlossen.

Mit dem Ausbau von GEB-PVA müssen zunehmend ungünstigere Dachflächen erschlossen werden. Das Wort „ungünstiger" bezieht sich auf geringere Volllaststunden, welche auf den Dachflächen erzielt werden können. Auf Basis der in /JET-01-15/ gewonnen Erkenntnisse wird angenommen, dass die drei Eignungskategorien näherungsweise zu jeweils gleichen Anteilen vorliegen und das Potenzial in dieser Reihenfolge erschlossen wird (siehe Abbildung 4-8).

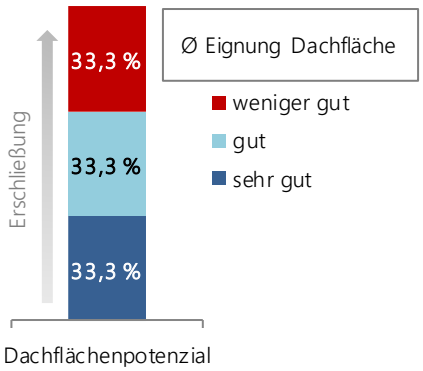


Abbildung 4-8: Kategorien der Eignung von Dachflächenpotenzialen

In Abbildung 4-9 ist der Anteil der Eignungsstufen exemplarisch für eine Region am Beispiel von zehn Zubauoptionen und die Jahre 2030 bzw. 2050 dargestellt. Der überwiegende Anteil der erschlossenen Dachflächen besitzt in diesem Fall eine sehr gute Eignung. Mit steigendem Ausbaugrad verschiebt sich die Zusammensetzung zunehmend von sehr gut geeigneten Dachflächen hin zu gut geeigneten und weniger gut geeigneten Dachflächen.

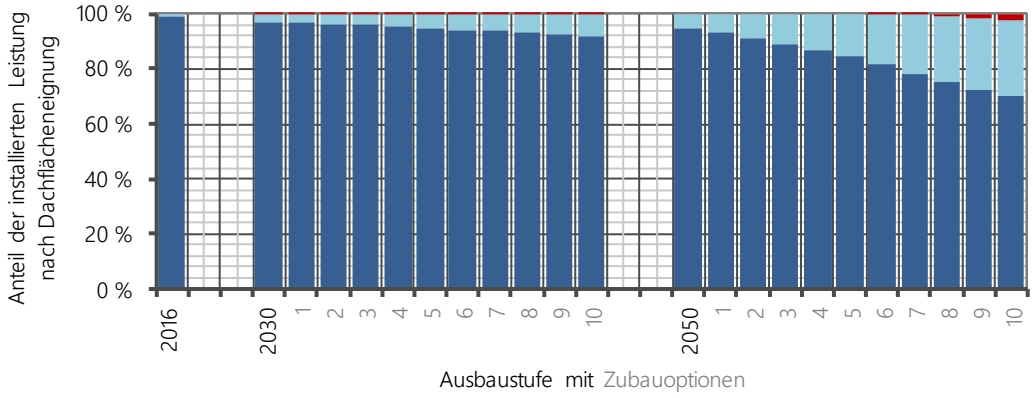


Abbildung 4-9: Erschließung und Bewertung des Dachflächenpotenzials einer Region

4.3.1.5 Hausspeichersysteme

Im Zuge des Ausbaus von GEB-PVA werden auch Hausspeichersysteme (HSS) zugebaut. HSS werden nur für kleine PVA (≤30 kWp) berücksichtigt, da für diese auswertbare Informationen nach /RWTH-02 17/ vorhanden sind. Ihr Zubau wird anhand von Gleichung (4-2) berechnet.

$$\Delta HSS \sim \alpha \frac{\Delta PV_{\leq 30kW}}{\bar{p}_{\leq 30kW}} = \alpha \frac{\beta_{\leq 30kW} \cdot \Delta PV}{\bar{p}_{\leq 30kW}} \quad (4\text{-}2)$$

mit

$$\beta_{\leq 30kW} = \frac{PV_{\leq 30kW}}{PV} \approx 0{,}5$$

$$\bar{p}_{\leq 30kW} = \frac{PV_{\leq 30kW}}{PV_{\leq 30kW}^{Anzahl}}$$

$PV_{\leq 30kW}$	Leistung der PV-Anlagen mit einer Leistung kleiner gleich 30 kW
$PV_{\leq 30kW}^{Anzahl}$	Anzahl der PV-Anlagen mit einer Leistung kleiner gleich 30 kW
α	Anteil PV-Anlagen mit einem Hausspeicher
ΔPV	Zugebaute Leistung an PV-Anlagen
$\beta_{\leq 30kW}$	Realisierungsquote HSS

Unter Annahme einer mittleren PVA-Größe von 5 kWp bei Anlagen ≤30 kWp, einem β von 46,29 % /RWTH-02 17/, einer mittleren Speicherleistung von 7 kW und einer mittleren Speicherkapazität von 7 kWh /BNETZA-03 18/ resultiert ein HSS-Zubau von 324 kW je installierter MWp GEB-PVA. Durch den gewählten Ansatz wird die Anzahl der Hausspeicher in den ersten Jahren überschätzt, im Jahr 2030 befindet sich diese wieder im Bereich des Netzentwicklungsplans /BNETZA-03 18/. Die modellierte Anzahl der Hausspeicher ist ab 2030 geringer als in Netzentwicklungsplan, was vor allem dadurch bedingt ist, da andere Annahmen bezüglich des Ausbauverhältnisses zwischen GEB- und FF-Anlagen getroffen werden.

4.3.1.6 Rückbau

Der Rückbau von PVA wird anhand der Dichtefunktion der Weibull-Verteilung modelliert. Diese wird häufig für Lebensdaueranalysen, wie beispielsweise in /BNETZA-07 18/, verwendet.

$$f(x) = \lambda \cdot k \cdot (\lambda \cdot x)^{k-1} \cdot e^{-(\lambda \cdot x)^k} \quad (4\text{-}3)$$

$$\lambda = \frac{1}{T}$$

T	Zeitspanne nach der ca. 62,3 % Einheiten ausgefallen sind
k	Formparameter

Für den Rückbau von PVA wird eine Lebensdauer von 28 Jahren und ein Formparameter von 11 angenommen. In Abbildung 4-10 ist der Rückbau von PVA einer Region entsprechend dieser Funktion dargestellt. Zur Verbesserung der Übersichtlichkeit ist lediglich die Summenleistung der Anlagen mit den Inbetriebnahmejahren 2000, 2016 und 2020 dargestellt.

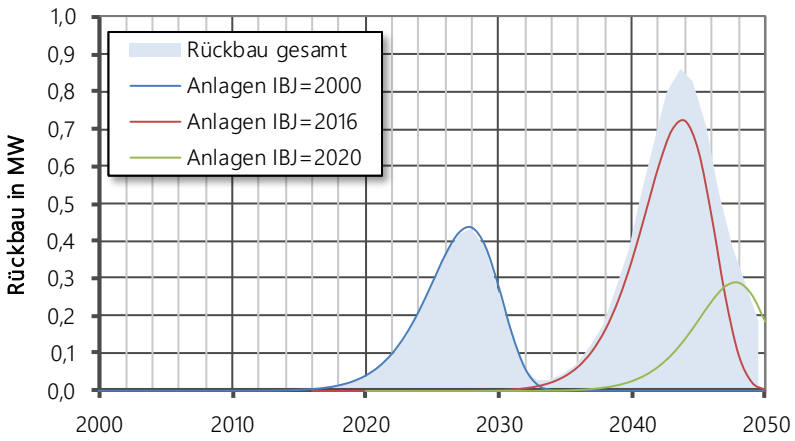


Abbildung 4-10: Rückbau von Photovoltaikanlagen gemäß Rückbaufunktion

Die Anlagen mit dem Inbetriebnahmejahr 2000 sind gemäß der Funktion nach 28 Jahren zu rund 63 % außer Betrieb gegangen. Die hellblauen Flächen repräsentieren den Gesamtrückbau zu einem bestimmten Zeitpunkt. Bei Anlagen mit den Inbetriebnahmejahren 2016 und 2020 besteht eine zeitliche Überlagerung des Rückbaus, was sich im gesamten Rückbau zwischen 2038 und 2050 widerspiegelt.

4.3.2 Freiflächen- Photovoltaikanlagen

Neben der Verfügbarkeit geeigneter Flächen ist der potenzielle Ertrag ein wichtiges Kriterium für die Entwicklung des Bestands von FF-PVA. Die Berücksichtigung des Ertrags wird nachfolgend erläutert, wohingegen die Ermittlung des Flächenpotenzials in Kapitel 6.3.2 beschrieben ist.

4.3.2.1 Ertragspotenzial

Zur Berücksichtigung des potenziellen Ertrags wird nach Gleichung (4-4) ein Index gebildet, der das Verhältnis aus der in der Gemeinde verfügbaren Globalstrahlung und der in Deutschland darstellt. Hierfür wird das langjährige Mittel der Globalstrahlung aus /DWD-02 04/ verwendet.

$$Ertragsindex(GE) = \frac{Globalstrahlung(GE)}{Globalstrahlung(DE)} \tag{4-4}$$

Globalstrahlung(GE) Mittlere jährliche Globalstrahlung der Gemeinde
Globalstrahlung(DE) Mittlere jährliche Globalstrahlung Deutschland

4.3.2.2 Regionalisierung des Zubaus

Zur Regionalisierung des Zubaus von FF-PVA wird der Freiflächenindex (FFI) verwendet. Dieser setzt sich aus dem Flächen- und dem Ertragspotenzial einer Region zusammen (siehe Gleichung (4-5)). Mit dem Gewichtungsfaktor α kann der Ausbau zudem stärker ertragsorientiert ausgerichtet werden.

$$FFI(GE) = Freiflächenindex(GE) = VFlaeche(GE) \cdot Ertragsindex(GE)^{\alpha} \tag{4-5}$$

VFlaeche(GE) verfügbare Fläche in der Gemeinde

Ertragsindex(GE)	Ertragsindex der Gemeinde
α	Gewichtungsfaktor

Der dargestellte Ansatz berücksichtigt nicht, dass durch bestehende Freiflächenanlagen bereits Potenzialflächen in Anspruch genommen werden. Dies würde zu einem sinkenden Wert des FFI führen. Da das Potenzial stets viel höher ist als der Bestand, ist die Näherung eines konstanten FFI legitim.

Der Rückbau von FF-PVA erfolgt analog zu dem Rückbau von GEB-PVA (vgl. Kapitel 4.3.1).

4.3.3 Onshore-Windenergieanlagen

Das Windszenariotool WiSTI liefert potenzielle Standorte für Onshore-Windenergieanlagen klassifiziert nach Windhäufigkeit (siehe Kapitel 6.3.3.3). Im Startszenario wird der Zubau analog zu dem im NEP angenommen (siehe Kapitel 5.2). Für die dynamische Maßnahmenbewertung werden zudem die Verteilung und die Erzeugungsgänge von Zubauoptionen in 5 TWh/a-Schritten bestimmt.

4.3.3.1 Regionalisierung des Zubaus

Der Zubau von WEA erfolgt nicht ausschließlich nach Standortgüte.

Ein ausschließlich nach potenziellem Ertrag sortierter Zubau würde zu einer unrealistischen regionalen Verteilung führen, da zu Beginn lediglich Anlagen an der Küste und später ausschließlich Anlagen im Binnenland gebaut werden würden. Deshalb wird ein Verfahren gewählt, welches den Zubau nicht rein nach Standortgüte priorisiert, sondern durch den Einsatz von Zufallsgrößen in begrenztem Maß eine Durchmischung verschiedener Standortqualitäten zulässt. Hierzu wird anhand der Inversionsmethode eine Menge gleichverteilter Zufallszahlen in eine normalverteilte Häufigkeitsverteilung umgerechnet (siehe Abbildung 4-11).

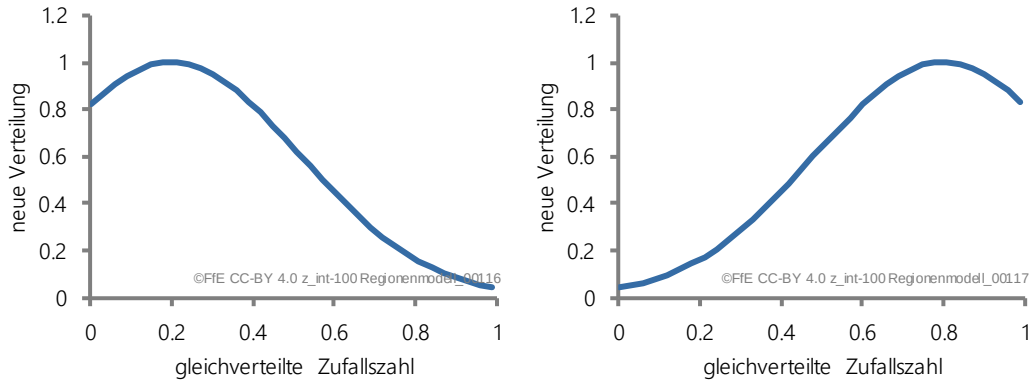


Abbildung 4-11: Berechnung normalverteilter Zufallszahlen mittels Inversionsmethode

Im Rahmen der Modellierung des Zubaus erhalten alle WEA eines Windparks die gleiche Zufallszahl. Diese Zufallszahl wird basierend auf einer nicht gleichverteilten Zufallszahlenverteilung erstellt (siehe Abbildung 4-11). Für verschiedene Anlagentypen sind die Verteilungen in Abbildung 4-12 dargestellt. Die Häufigkeitsverteilung für Starkwind-Standorte wird dabei hin zu niedrigen Werten, die Häufigkeitsverteilung für Schwachwind-Standorte hin zu hohen Werten verschoben. WEA an Starkwindstandorten erhalten somit häufig kleine Zufallszahlen, Schwachwindstandorte große Zufallszahlen (siehe auch Abbildung 4-12).

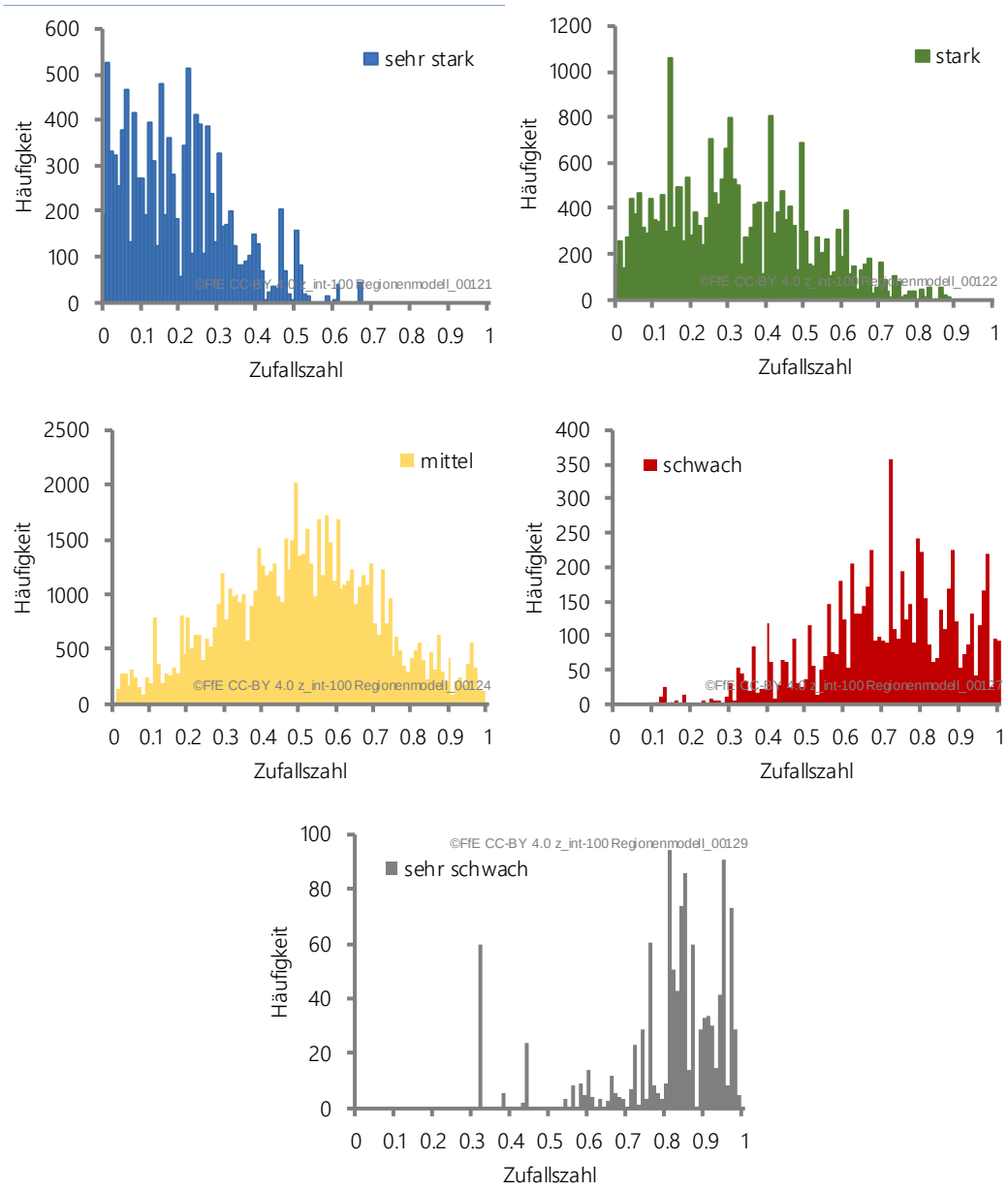


Abbildung 4-12: Modellergebnis: Verteilung der Zufallszahlen je Standortgüte

Jeder potenzielle Standort wird durch eine Zufallszahl charakterisiert. Die Standorte werden anhand dieser Zufallszahl aufsteigend sortiert. Beginnend mit der geringsten Zufallszahl werden die Windparks erschlossen. Es resultiert ein Zubau, der zunächst überwiegend WEA an Starkwindstandorten und später auch WEA an Schwachwindstandorten erschließt. Die Anteile der verschiedenen Anlagentypen je Zubauoption sind in Abbildung 4-13 dargestellt.

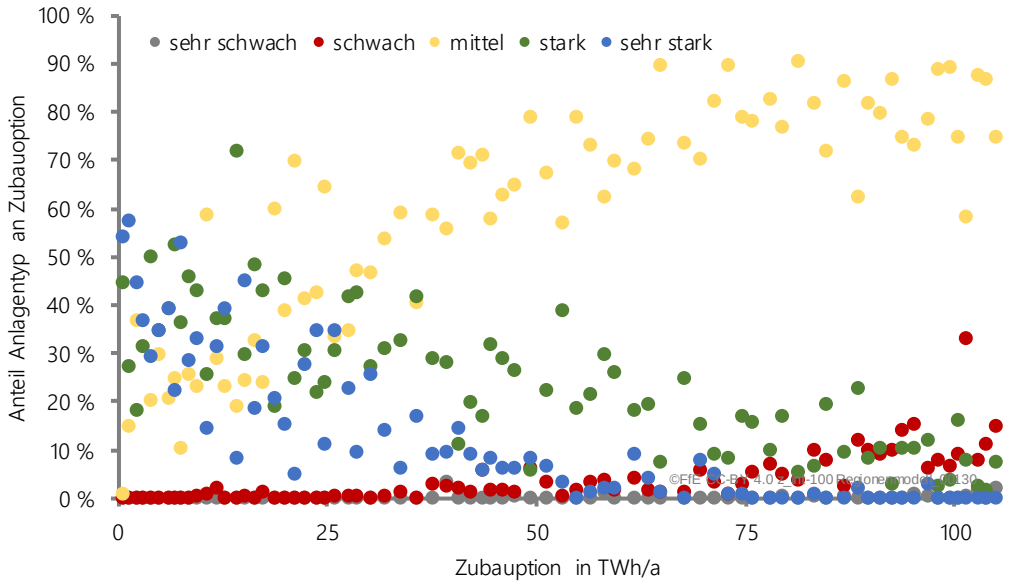


Abbildung 4-13: Modellergebnis: Anteil der Anlagentypen je Zubauoption (Erweiterungsszenario)

Die Anteile der Kategorien „sehr stark“ und „stark“ sinken von anfangs ca. 65 % auf ca. 0 % bei 70 TWh/a. Die letzten 40 TWh/a der möglichen Zubauoptionen werden größtenteils durch WEA an mittleren Standorten realisiert.

Im Startszenario werden die in den Bundesländern installierten Leistungen nach NEP /ÜNB-02 18/ abgebildet. Die Erschließung von Windparks innerhalb der Bundesländer erfolgt nach dem oben dargestellten Modell bis zur Erreichung der Mantelzahl. Die Zufallszahl des letzten realisierten Windparks bildet den Schwellwert. Dieser wird im Startszenario für jedes Bundesland und für jede Ausbaustufe bestimmt.

Für die Definition der Zubauoptionen werden alle verbleibenden Windparks in Deutschland aufsteigend nach ihrer Zufallszahl sortiert. Eine Unterscheidung nach Bundesland erfolgt hierbei nicht. Anhand standorttypischer Leistungsgänge werden jährliche Energiemengen berechnet. Dann werden jeweils mehrere WEA, die in Summe eine Stromerzeugung von ca. 5 TWh/a bereitstellen, zu einer Zubauoption zusammengefasst.

4.3.4 Offshore-Windenergieanlagen

Für Offshore-WEA erfolgt keine Regionalisierung. Es wird angenommen, dass aufgrund von Produktionsengpässen, der Nichtverfügbarkeit entsprechender Schiffe, einem verlangsamten Netzausbau das vorhandene Potenzial nur verzögert erschlossen werden kann. Vor diesem Hintergrund wird die Höhe der Zubauoptionen in Abhängigkeit von dem jeweiligen Stützjahr begrenzt. In Abbildung 4-14 ist der maximal mögliche Zubau je Stützjahr dargestellt.

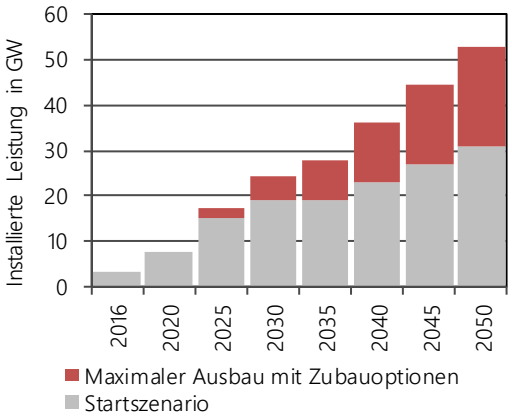


Abbildung 4-14: Maximal möglicher Zubau je Stützjahr

4.3.5 Regionalisierung des Zubaus im EU-Ausland

Die räumliche Verteilung des EE-Zubaus wird auch für das EU-Ausland durchgeführt. Aufgrund der nicht flächendeckend in einheitlichem Detaillierungsgrad verfügbaren Datenbasis erfolgt dies auf NUTS-3-Ebene. Der Zubau von PVA wird zu gleichen Teilen über den Bestand und das Potenzial regionalisiert. Da das Potenzial von FF-PVA sehr viel höher ist als das von GEB-PVA wird eine Gewichtung von drei zu sieben angenommen. Die Potenzialermittlung für GEB- und FF-PVA im EU-Ausland erfolgt mit der Methodik nach /FFE-54 19/. Die Regionalisierung des Zubaus von Onshore- und Offshore-WEA in den europäischen Ländern erfolgt gleichverteilt über alle NUTS-3-Regionen. Wie in /FFE-54 19/ beschrieben, wird für jede NUTS-3-Region in Abhängigkeit des Winddargebots eine von fünf Standardwindenergieanlagen mit jeweiliger Standardnabenhöhe (vgl. Kapitel 4.3.6) zugewiesen. Die eingesetzten Wetterdaten für die Berechnung der Stromerzeugung durch PVA und WEA in Deutschland und Europa werden im folgenden Kapitel vorgestellt.

4.3.6 Stromerzeugung

Die regionale Stromerzeugung der EE-Technologien wurde auf Basis von Wettermodellen und technischen Parametern berechnet. Im Folgenden werden die zugrunde liegenden Verfahren sowie die daraus resultierenden regionalen Volllaststunden vorgestellt.

Gebäude-Photovoltaikanlagen

Erzeugungsgänge für verschiedene Modulausrichtungen

Die Erzeugungsgänge für GEB- und FF-PVA basieren auf einem Modell, welches neben Wetterdaten technische Parameter wie die Schwachlichtperformance der Module und den Wirkungsgrad des Wechselrichters berücksichtigt /FFE-01 12/ /FFE-04 16/. Hierzu werden Strahlungsdaten des Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) verwendet, da diese die Informationen über die direkten und diffusen Komponenten der Globalstrahlung in 15-Minuten-Auflösung enthalten /ECM 01-16/. Mit Ausnahme von Dänemark sind die skandinavischen Länder nicht Bestandteil des CAMS-Datensatzes, weshalb zusätzlich COSMO-EU-Strahlungsdaten /DWD 03-11/ zum Einsatz kommen. Da das COSMO-EU-Modell keine Informationen über die direkten und diffusen Anteile der Globalstrahlung enthält, werden diese mit Hilfe des Clear-Sky Index abgeleitet. Die zeitliche Auflösung des COSMO-EU-Modells beträgt eine Stunde. Neben den Solarstrahlungsdaten werden weitere Wetterparameter zur Berechnung von Erzeugungsgängen benötigt. Diese sind die Umgebungstemperatur und die Albedo, welche für das gesamte Untersuchungsgebiet aus

dem COSMO-EU-Modell übernommen werden. Die Erzeugungsgänge werden für verschiedene Neigungen und Ausrichtungen der Solarmodule berechnet.

In Kapitel 4.3.1 wird erläutert, dass im Rahmen der Ausbaumodellierung zunächst Dachflächen erschlossen werden, die überwiegend nach Süden orientiert sind. Bei zunehmendem Ausbau nimmt der Anteil der nach Osten und Westen orientierten Anlagen zu. Um diesen Sachverhalt zu berücksichtigen, werden je nach Ausbaugrad einer Region Erzeugungsgänge mit drei unterschiedlichen Orientierungsverteilungen und den Neigungen 30° und 45° berechnet. In Abbildung 4-15 sind die resultierenden Volllaststunden von PVA in Abhängigkeit von der Orientierungsverteilung dargestellt.

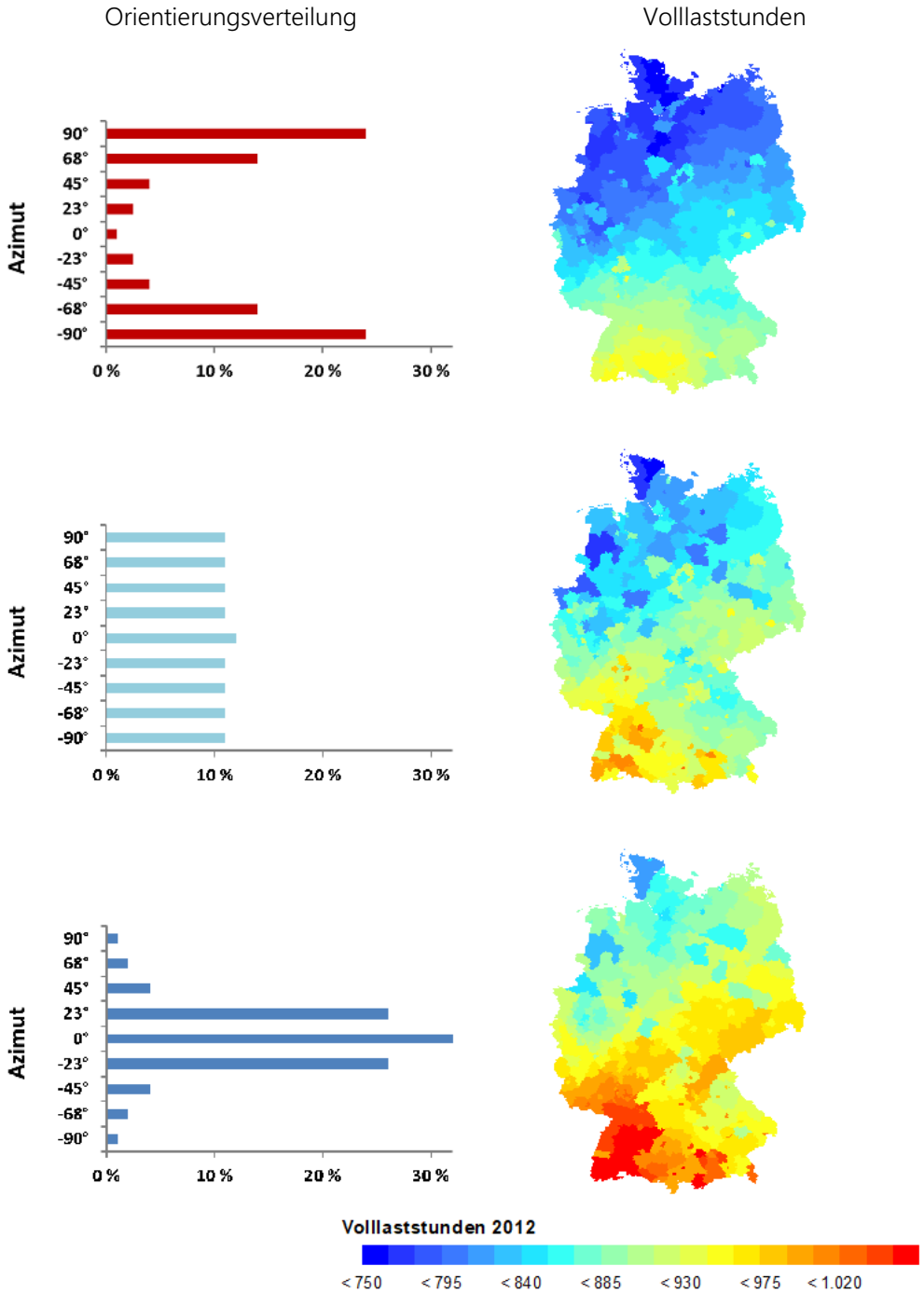


Abbildung 4-15: Volllaststunden von PVA in Abhängigkeit von der Orientierungsverteilung

Hausspeichersysteme

Anhand der aus den drei Orientierungsverteilungen resultierenden Erzeugungsgänge wurden ebenfalls regionale HSS-Lastgänge berechnet. Dafür wurde mit dem Verteilnetz-Energiesystemmodell GridSim /FFE-45 17/ für alle Gemeinden in Deutschland jeweils Hausspeicherlastgänge mit zwei unterschiedlichen Ladesteuerungen synthetisiert und zu einem Lastgang pro Landkreis aggregiert. Die Haushaltslast der einzelnen Haushalte wird individuell für jeden Haushalt mittels eines Bottom-Up-Modells synthetisiert, welches aus Aktivitätsprofilen von Bewohnern und einzelnen, gemessenen Gerätelastgängen Haushaltslastgänge generiert. Die installierte Leistung der PVA beträgt dabei 5 kWp. Sämtliche Hausspeicher haben eine installierte Leistung von 7 kW und eine Netto-Kapazität von 7 kWh.

Simuliert wurden zu gleichen Anteilen die folgenden Ladesteuerungen:

- Einfaches Überschussladen ohne Spitzenkappung: Wenn zu einem Zeitpunkt die Erzeugung der PV-Anlage größer als der Verbrauch des Haushalts ist, wird der Hausspeicher geladen, falls er nicht bereits voll ist. Umgekehrt wird der Speicher entladen, wenn die Last nicht durch die PV-Einspeisung gedeckt wird und er noch nicht leer ist.
- Laden mit idealer Einspeisungs- bzw. Verbrauchsprognose und Spitzenkappung: Angelehnt an die Vorgaben der KfW-Förderung für HSS werden maximal 50 % der installierten PV-Leistung residual ins Netz eingespeist. Anhand der perfekten Einspeisungs- und Verbrauchsprognose wird möglichst wenig PV-Erzeugung abgeregelt und zeitgleich der Eigenverbrauchsgrad maximiert.

Freiflächen-Photovoltaikanlagen

Im Gegensatz zu GEB-PVA wird bei FF-PVA angenommen, dass diese nach Süden ausgerichtet sind. Gemäß dieser Annahme ist die regionale Verteilung der Volllaststunden von FF-PVA in Abbildung 4-16 dargestellt.

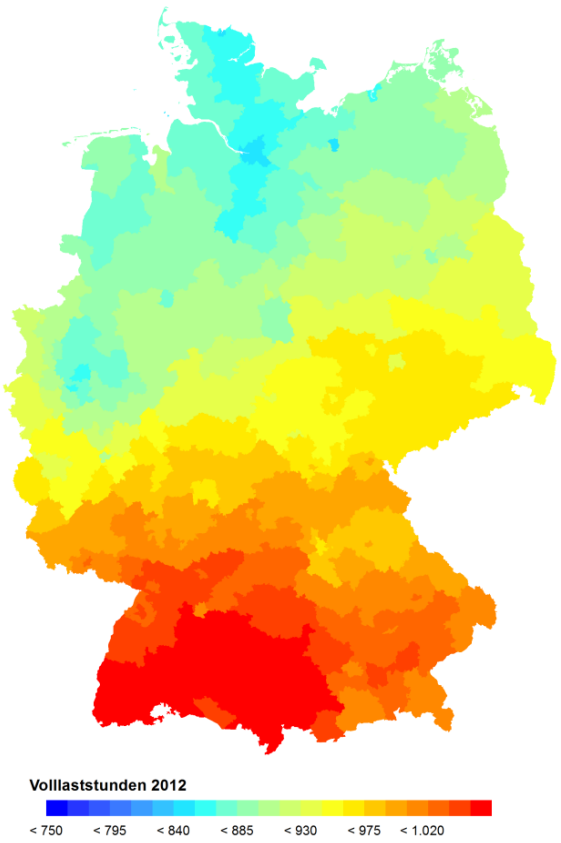


Abbildung 4-16: Regionale Verteilung der Volllaststunden von FF-PVA

Onshore-Windenergieanlagen

Erzeugungsgänge für verschiedene Anlagentypen und Nabenhöhen.

Die Zeitreihen der normierten Erzeugung von WEA basieren auf Daten des COSMO-EU-Wettermodells. Dieses Modell beinhaltet Windgeschwindigkeiten auf einem 7 km Raster in verschiedenen Höhen. Die regionalen Zeitreihen der Stromerzeugung werden mit Kennlinien verschiedener Hersteller und Anlagentypen berechnet.

Jede NUTS-3-Region umfasst viele Pixel des Wettermodells. Die Extraktion von Zeitreihen erfolgt für mehrere ausgewählte Pixel je NUTS-3-Region. Die Auswahl basiert auf der Anzahl der WEA je Pixel. Für die ausgewählten Pixel wird die Zeitreihe der Windgeschwindigkeit aus dem Wettermodell extrahiert und ein Erzeugungsgang für jede NUTS-3-Region bestimmt. Dabei werden fünf Turbinentypen in jeweils zwei Nabenhöhen betrachtet.

Basierend auf den Volllaststunden der fünf Turbinentypen wird für jede NUTS-3-Region wie folgt ein charakteristischer Turbinentyp definiert: Zuerst wird eine Windkraftanlage für Starkwindstandorte geprüft. Falls die Volllaststunden für diese Anlage zur gering sind, wird eine Windturbine für weniger starke Windgeschwindigkeiten getestet. Diese Anlage erreicht am gleichen Standort höhere Volllaststunden. Falls auch die Volllaststunden dieser Anlage zu gering sind, wird der Vorgang wiederholt. Zuletzt wird eine Anlage für Schwachwindstandorte getestet. Die erste Windturbine, welche eine ausreichende Anzahl an Volllaststunden erreicht, wird als charakteristischer Turbinentyp für diese Region definiert. Für die ersten beiden Turbinen (Starkwindanlagen) beträgt die Mindestanforderung für Volllaststunden 2.500 h/a, für die weiteren 1.600 h/a (Schwachwindanlagen).

In Abbildung 4-17 sind die Volllaststunden verschiedener Referenzanlagen jeweils bei mittlerer (Standard) und großer Nabenhöhe dargestellt. Der Trend zu größeren Nabenhöhen

auch an windhäufigeren Standorten ist bereits heute zu beobachten und wird beim Zubau weiterer Windenergieanlagen berücksichtigt. Die Volllaststunden basieren auf Erzeugungsgängen, deren Berechnungsmethodik in /FFE-04 16/ vorgestellt wird.

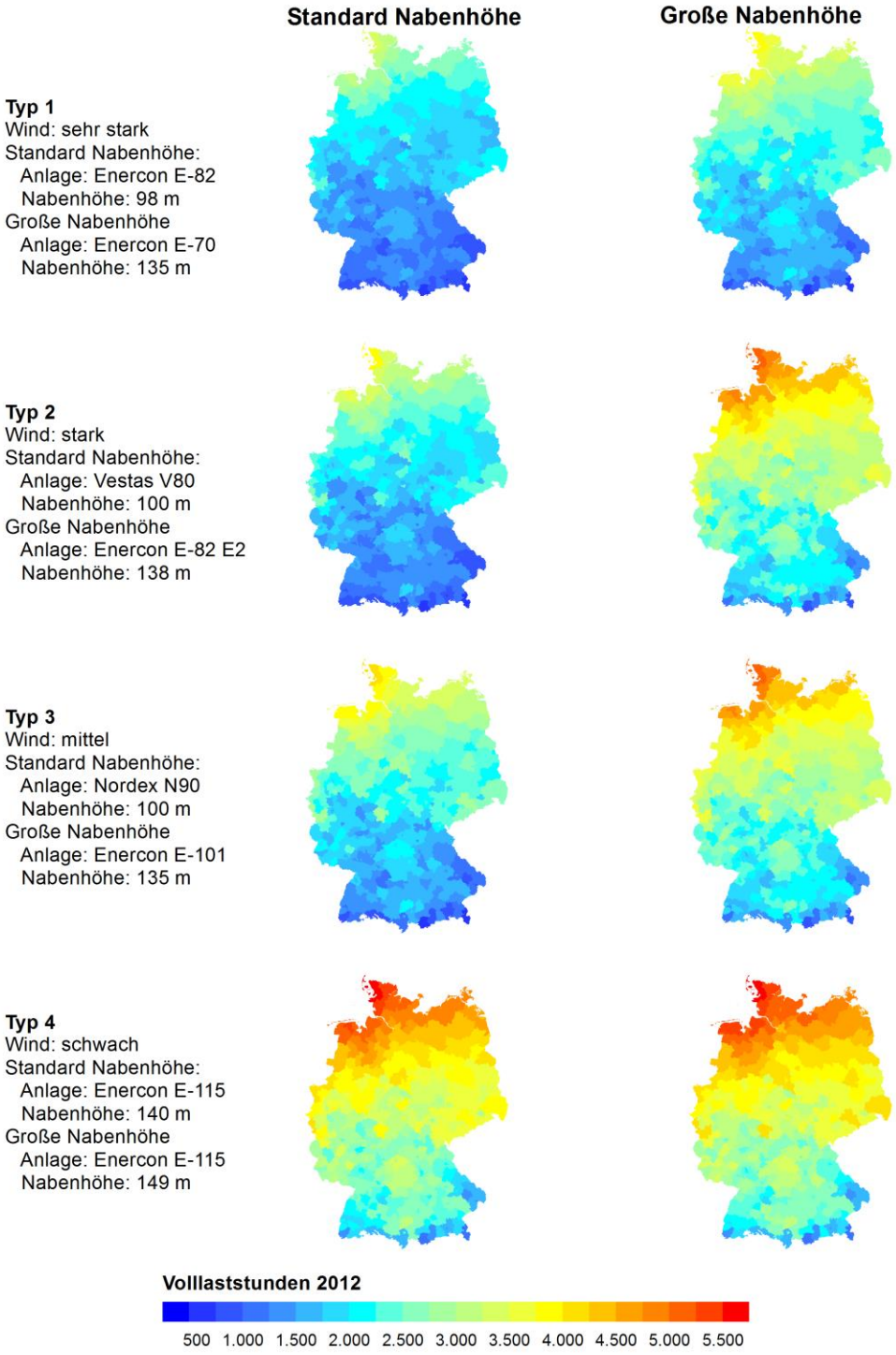


Abbildung 4-17: Volllaststunden verschiedener Anlagentypen

Offshore-Windenergieanlagen

Die Modellierung der zeitlich aufgelösten Stromerzeugung von Offshore-WEA ist in /FFE-04 16/ beschrieben.

Investitionskosten

Die Kosten werden in Investitionskosten und fixe jährliche Betriebskosten unterschieden. In Abbildung 4-18 sind die Investitionskosten für PVA, HSS und Offshore-WEA dargestellt. Diese stellen den Mittelwert der Kosten verschiedener Studien dar /GWS-01 15/, /RLI-01 13/, /ISE-02 15/, /DENA-01 18/, /AGORA-03 17/, /AGORA-02 15/, /DIW-07 13/.

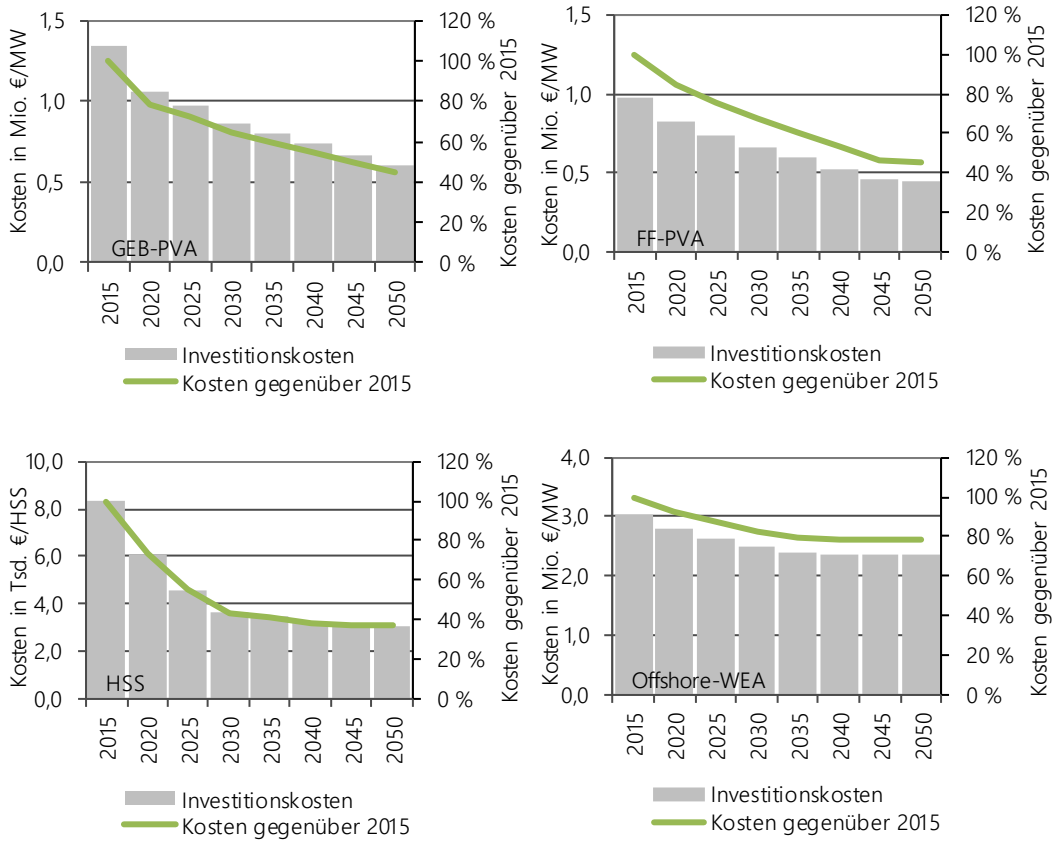


Abbildung 4-18: Entwicklung der Investitionskosten bis zum Jahr 2050

Aufgrund des technologischen Fortschritts, Skalen- und Lerneffekten wird bei den abgebildeten Technologien insgesamt von einer zunehmenden Kostenreduktion ausgegangen. So betragen die Investitionskosten von GEB- und FF-PVA im Jahr 2050 rund 55 % der Investitionskosten des Jahres 2015. Die Kostenreduktion von HSS ist noch ausgeprägter. Im Jahr 2050 belaufen sich die Investitionskosten für HSS auf 37 % ihres Wertes von 2015. Für Offshore-WEA wird eine deutlich schwächere Kostenreduktion erwartet. Diese beträgt lediglich 20 %. Bei allen dargestellten Technologien wird nach /AGORA-03 17/ von jährlichen fixen Betriebskosten in Höhe von 2 % der Investitionskosten ausgegangen.

Investitionskosten sind abhängig vom Anlagentyp der Onshore-WEA.

Die Kosten von Onshore-WEA sind abhängig vom betrachteten Anlagentyp. Neben der Leistung der WEA haben auch der Rotordurchmesser und die Nabenhöhe einen starken Einfluss auf die Gesamtkosten. Kosten für WEA mit unterschiedlichem Rotordurchmesser und unterschiedlicher Nabenhöhe können /DWG-01 13/ und /HAU-01 16/ entnommen werden. /IRENA-01 12/ schlüsselt die Kosten einer einzelnen WEA nach ihren Bestandteilen auf: 54 % der Leistung entfallen auf die Leistung, 25 % auf den Rotor und 21 % auf den Turm. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Kostenanteile für verschiedenartige Anlagen unterscheiden. Im Rahmen des Hintergrunddokuments /AGORA-07 13/ zu /AGORA-05 13/

wird ein interessanter Ansatz zur Erstellung einer Kostenfunktion vorgestellt. Es erfolgt eine Abschätzung der Investitionskosten für Stark- und Schwachwindanlagen über ein lineares Kostentreibermodell: Eine größere Nabenhöhe erhöht direkt proportional den Kostenbestandteil des Turms, hier 21 % der gesamten Kosten. Dabei wurden Faktoren für die verschiedenen Kostentreiber gewählt. Die Kostentreiber für Nabenhöhe und Rotordurchmesser haben den Wert 2,0. In /AGORA-05 13/ führt eine um 10 % größere Nabenhöhe entsprechend zu einem Anstieg der Kosten des Turms um 20 %.

Auf Basis der recherchierten Kosten, des Modells nach /AGORA-07 13/ und dem potenziellen Ertrag verschiedener WEA nach Kapitel 4.3.3 wurden eigene Kostentreiber bestimmt und im Rahmen von /FFE-56 19/ vorgestellt. Abweichend von /AGORA-07 13/ wurden eine andere Referenzanlage (Enercon E-82 E3) und höhere Kostentreiber gewählt, siehe Gleichung (4-6).

$$K(WEA) = K(WEA_{ref}) \cdot \left(1 + 54\,\% \left(\frac{p}{p_{ref}} - 1\right) + 3 \cdot 21\,\% \left(\frac{h}{h_{ref}} - 1\right) + 3 \cdot 25\,\% \left(\frac{d}{d_{ref}} - 1\right)\right) \quad (4\text{-}6)$$

K Investitionskosten
p Elektrische Leistung
h Nabenhöhe
d Rotordurchmesser

In Abbildung 4-19 sind für die Anlagentypen aus Abbildung 4-17 die Investitionskosten für zehn verschiedene Windenergieanlagen (5 Typen x 2 Nabenhöhen) dargestellt, welche zwischen 1.276 und 2.730 €/kW liegen.

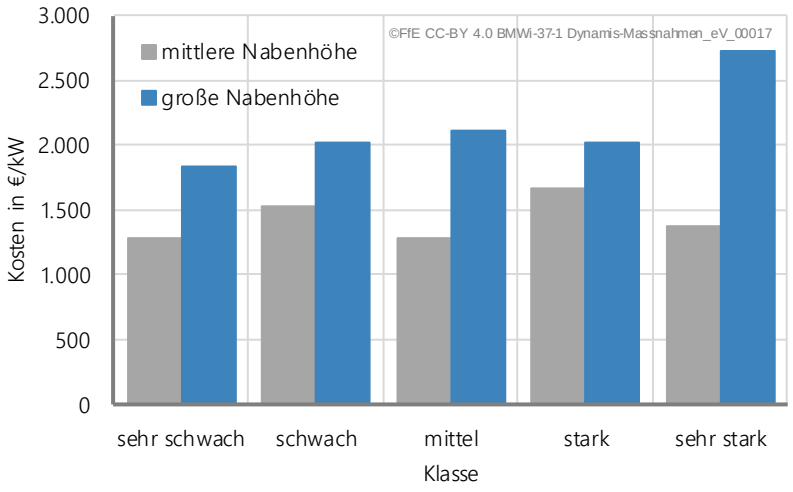


Abbildung 4-19: Investitionskosten verschiedener Windenergieanlagen

Für die Entwicklung der Investitionskosten werden folgende Studien verglichen: /RLI-01 13/, /DLR-03 15/, /DIW-07 13/ und /IFO-01 12/. Mittel- bis langfristig wird in allen Studien lediglich eine geringe Kostenreduktion erwartet (vgl. Abbildung 4-20).

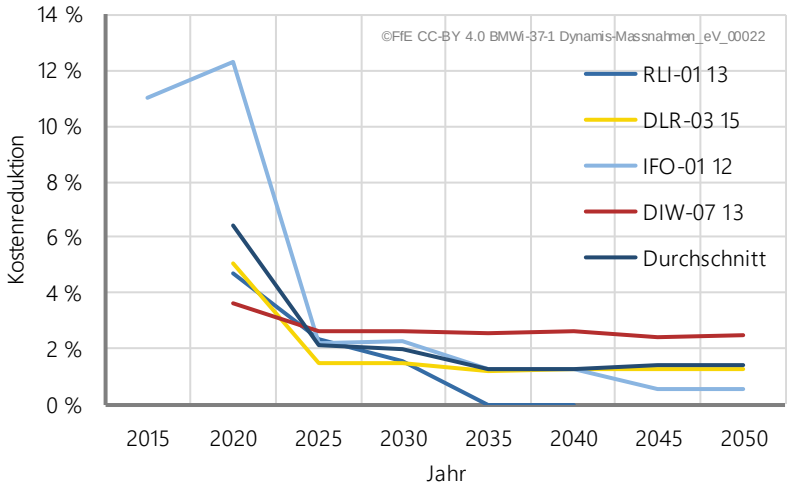


Abbildung 4-20: Entwicklung der Investitionskosten von Windenergieanlagen

Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten umfassen alle Kosten, die durch die Erzeugung von Strom entstehen. In Dynamis werden sie mit der Annuitätenmethode, einem Zinssatz von 3,5 % p. a. und einer mittleren Lebensdauer von 25 Jahren berechnet.

Die Stromgestehungskosten von GEB-PVA hängen neben dem geographischen Standort auch von der Ausrichtung der Module ab. In Kapitel 4.3.6 ist die Berechnung der regionalen Volllaststunden in Abhängigkeit von der Orientierungsverteilung der Module beschrieben. Bei einer Verschiebung der Hauptorientierung von Süden nach Osten und Westen nehmen die VLS ab, wodurch die Stromgestehungskosten steigen (siehe Abbildung 4-21).

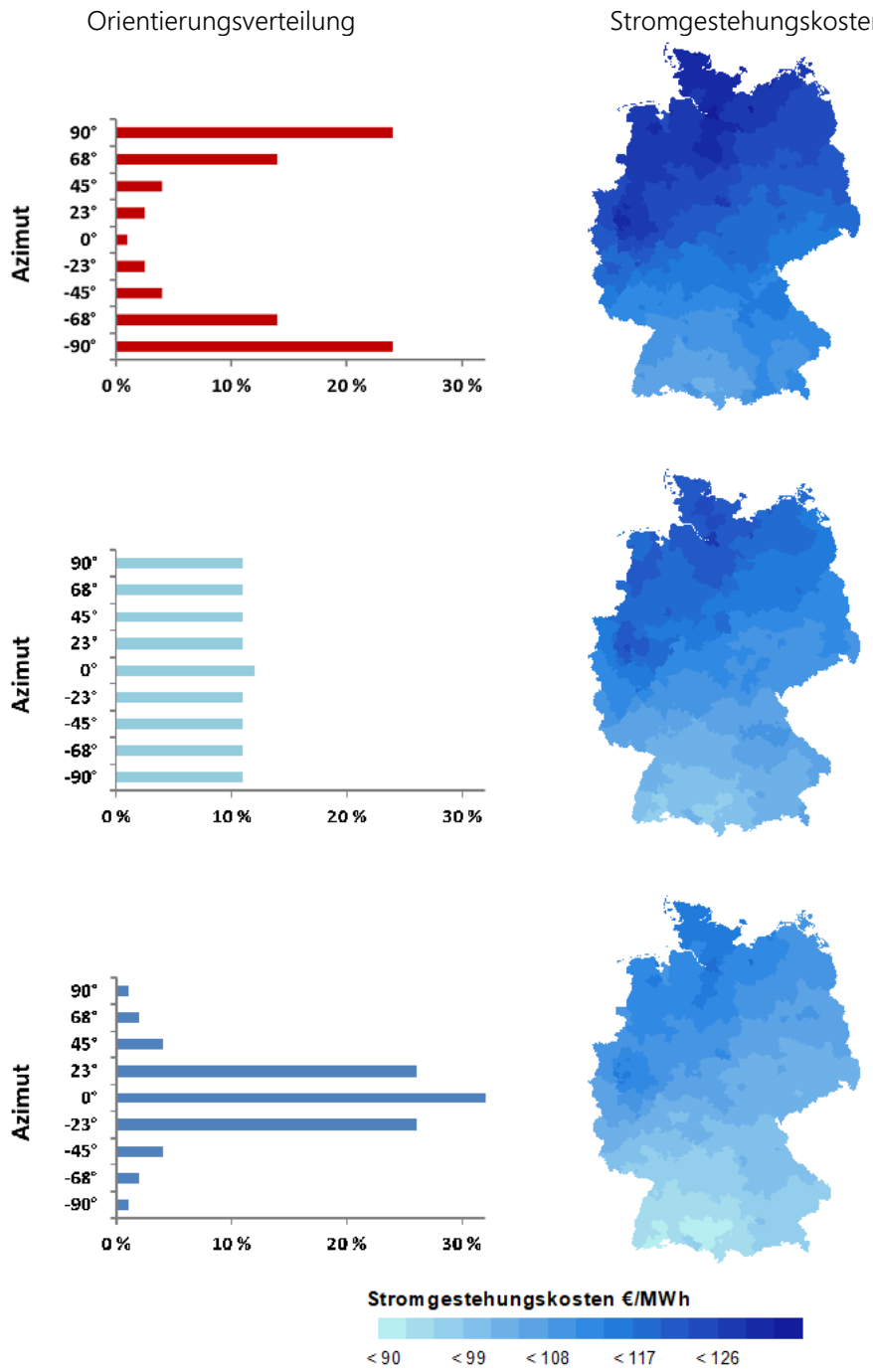


Abbildung 4-21: Stromgestehungskosten von GEB-PVA in 2015 in Anhängigkeit von der Orientierungsverteilung

Die Module der simulierten FF-PVA sind alle nach Süden ausgerichtet, weshalb im Gegensatz zu GEB-PVA hier keine Potenzialerschließungsstufen existieren. Die VLS von FF-PVA (vgl. Abbildung 4-16) geben Auskunft über die Stromgestehungskosten der Regionen. Die Entwicklung über die verschiedenen Stützjahre ist in Abbildung 4-22 dargestellt.

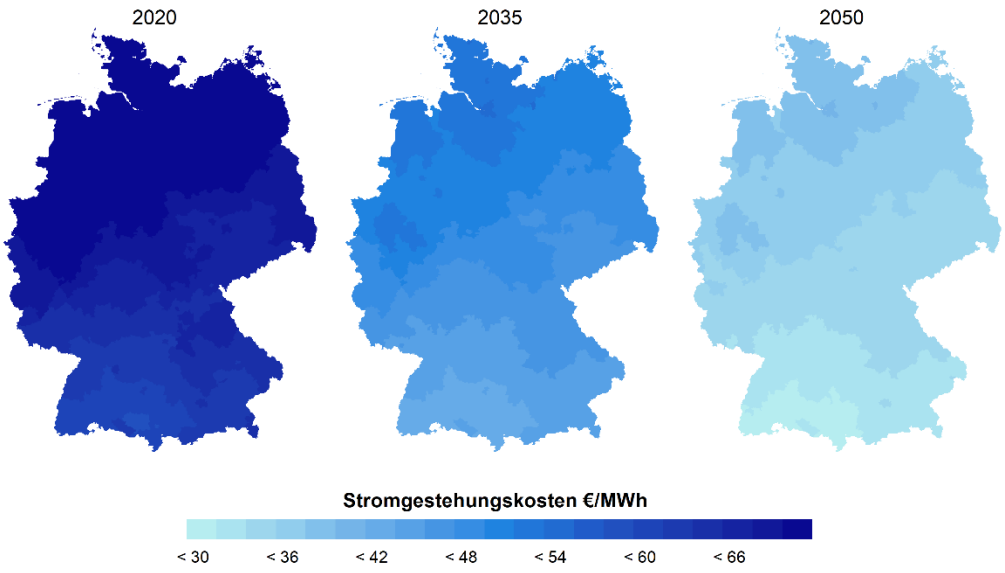


Abbildung 4-22: Stromgestehungskosten von FF-PVA

Die Stromgestehungskosten von WEA variieren primär mit der Windhäufigkeit bzw. den Volllaststunden des Standorts. Eine weitere Rolle spielt der eingesetzte Anlagentyp (siehe Abbildung 4-19). Durch die Wahl einer Kostenfunktion und geeigneter Kostentreiber ergeben sich die Stromgestehungskosten (siehe Abbildung 4-23).

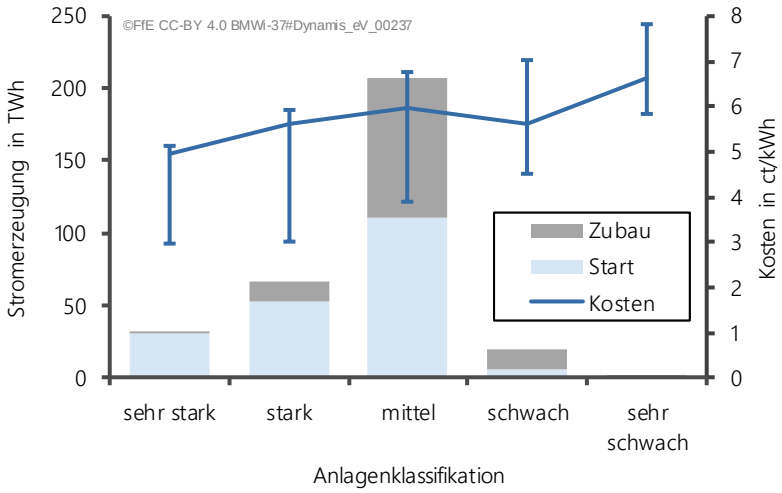


Abbildung 4-23: Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen

Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA liegen zwischen 3 und 8 Ct/kWh. Innerhalb einer Anlagenklasse variieren die Kosten ebenfalls. Die mittleren Anlagen machen den größten Teil des Potenzials und der Zubauoption aus. Da die besten Standorte im Startszenario bereits fast vollständig erschlossen sind, verbleiben für die Zubauoptionen überwiegend mittlere Standorte sowie einige Schwachwindstandorte.

3 bis 8 ct/kWh Stromgestehungskosten für Onshore-WEA.

Abbildung 4-24 weist die regionale Verteilung der Stromgestehungskosten von WEA, die auf dem Mittelwert aller Standorte im Start- und Zubau-Szenario basieren, aus und zeigt ein deutliches Nord-Süd-Gefälle.

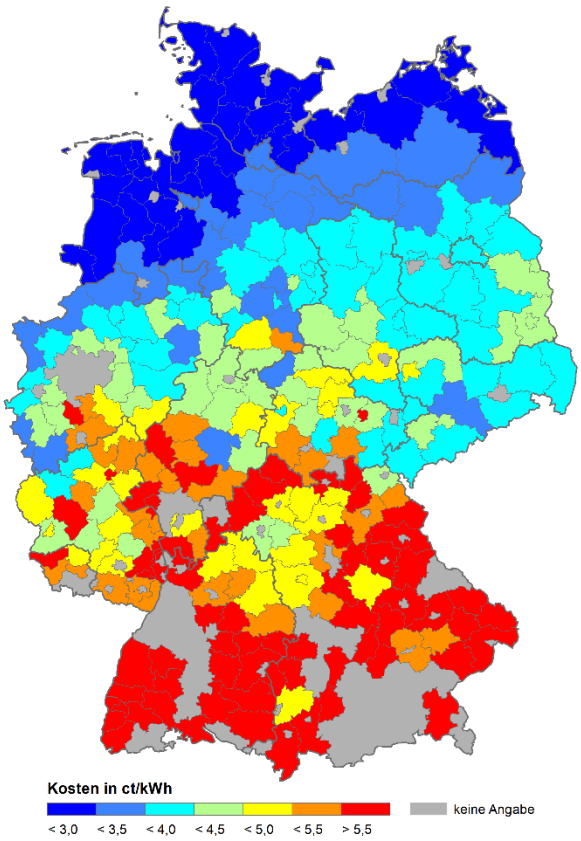


Abbildung 4-24: Regionale Verteilung der Stromgestehungskosten von Onshore-WEA

Die Stromgestehungskosten von Offshore-WEA sind in Tabelle 4-1 für verschiedene Stützjahre aufgeführt, wobei diese wie der Zubau nicht nach Regionen differenziert werden.

Tabelle 4-1: Stromgestehungskosten von Offshore-Windenergieanlagen

	2020	2035	2050
€/MWh	46,1	42,3	41,3

4.3.8 Zubauoptionen

Zubauoptionen gewährleisten einen zusätzlichen Ausbau von EE-Anlagen über die Höhe des Startszenarios hinaus. Diese sind an die in Kapitel 6.3 beschriebenen Potenzialgrenzen gebunden und werden in ISAaR anteilig und optimiert erschlossen. In Abbildung 4-25 sind die Zubauoptionen je Energieträger dargestellt. Wie in Kapitel 4.3.1 beschrieben, werden für GEB- und FF-PVA gemeinsame Zubauoptionen berechnet. Der heutige Ausbau von GEB-PVA und Hausspeichersystemen basiert auf der Ausgestaltung der Abgabenstruktur und des Förderregimes. Die realen spezifischen Kosten von GEB-PVA liegen deutlich über den Kosten von FF-PVA. Ein Modell, welches basierend auf diesen Kosten eine Investitionsrechnung für den Erneuerbaren Ausbau durchführt, würde aus Kostengründen keine neuen Dachanlagen installieren. Um diesen aktuellen Randbedingungen Rechnung zu tragen, wird angenommen, dass bis zur Erschließung des maximalen Dachflächenpotenzials eine gleiche Verteilung zwischen Dach- und Freiflächenanlagen in den Zubauoptionen enthalten ist. Die Systemkosten werden basierend auf den Preisen für Investitionen in FF-PVA optimiert (Kapitel 4.4). Diese Annahme gilt insbesondere vor dem Hintergrund einer geringeren

Akzeptanz und Flächenproblematik bei FF-PVA, wohingegen GEB-PVA eine breite Akzeptanz in der Bevölkerung erfahren. Die gemischten Zubauoptionen von GEB- und FF-PVA werden demensprechend durch die Potenzialgrenze von GEB-PVA beschränkt. Das Gesamtvolumen dieser Zubauoptionen beträgt ca. 278 TWh. Die Stromgestehungskosten nehmen entsprechend der Kostenentwicklung in Kapitel 4.3.7 bis zum Jahr 2050 deutlich ab. Allerdings steigen die Stromgestehungskosten mit jeder weiteren Zubauoption, da für den Ausbau von GEB-PVA zunehmend Standorte mit geringeren Volllaststunden erschlossen werden (Kapitel 4.3.1). Unter Berücksichtigung der Potenzialgrenze von FF-PVA werden weitere 813 TWh zu den Kosten der letzten gemischten Zubauoption für die Systemoptimierung bereitgestellt. Diese letzte Stufe repräsentiert reine FF-PVA, für die auch mit steigendem Ausbaugrad keine Senkung der VLS zu erwarten ist, da ausreichend geeignete Standorte zur Verfügung stehen. Es ist zu beachten, dass trotz der Ausweisung dieses umfangreichen Potenzials, nur ein kleiner Teil dieser Energiemenge im Szenario „fuEL95" benötigt wird (vgl. Kapitel 12.4).

Die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA steigen mit jeder weiteren realisierten Zubauoption, da zunächst Standorte mit im Mittel höheren VLS erschlossen werden. Die Stromgestehungskosten der Zubauoptionen von Offshore-WEA verändern sich nicht innerhalb eines Stützjahres, da für diese keine Regionalisierung vorgenommen wird und somit die VLS konstant sind. Der Höhe der Zubauoptionen hängt von deren Verfügbarkeit im jeweiligen Stützjahr ab (siehe Kapitel 4.3.4).

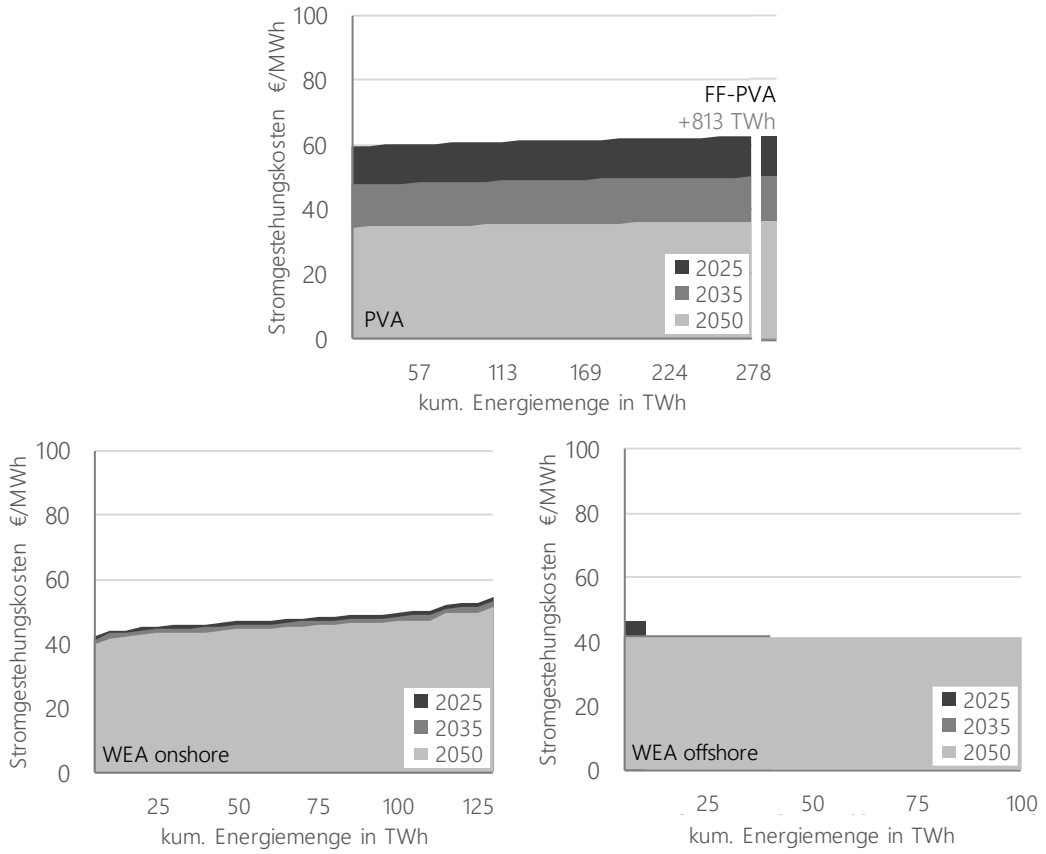


Abbildung 4-25: Zubauoptionen nach Energieträger

4.4 Integriertes Simulationsmodell ISAaR

Das Modell ISAaR „Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und –ausbauplanung mit Regionalisierung“ wird im Rahmen des Projekts Dynamis zur Modellierung des Bereitstellungssektors herangezogen. Im Gegensatz zu den Endenergiesektoren, welche eine anwendungsorientierte Modellierung beinhalten, wird in ISAaR die Energieträgerbereitstellung detailliert betrachtet. Die Endenergieträger „Strom“, „(Fern-)wärme“, „Wasserstoff“, „(Erd)gas/Methan“, „flüssige Kohlenwasserstoffe“ und „Biomasse“ werden als sogenannte „Energieträgerschienen“ modelliert. Hinter den Energieträgerschienen verbergen sich Bilanzen, die für den Verbrauch und die Erzeugung des jeweiligen Energieträgers aufgestellt werden. Technologien, die eine Umwandlung zwischen den Energieträgerschienen ermöglichen, wie z. B. Elektrolyseure oder Fermenter werden als Umwandlungstechnologien bezeichnet.

Demgegenüber stehen Bereitstellungstechnologien, welche die Systemgrenze überschreiten und von außerhalb des modellierten Systems Energieträger in das System einbringen können. Solche Bereitstellungstechnologien sind z. B. Kernkraftwerke oder PV-Anlagen. Auch wenn hier teilweise eine Energieträgerumwandlung stattfindet, wird ihr Energieträgerbedarf nicht in Form einer Energieträgerbilanz optimiert. Analog zur Funktionsweise der Bereitstellungstechnologien werden Energieträgerimporte als Element, welches die Systemgrenze überschreitet, zugelassen. Sowohl der exogene Energieträgerbedarf von Bereitstellungstechnologien wie auch der Import von Energieträgern über die Systemgrenzen hinweg werden mit Kosten beaufschlagt, welche in der optimierten Gesamtkostenbilanz berücksichtigt werden. Neben fossilen Brennstoffen können auch SynFuels importiert werden. Diese gehen mit negativen Emissionen in die Emissionsbilanz ein, welche bei einer späteren Verbrennung wieder ausgeglichen werden. Diese SynFuels besitzen jedoch entsprechend ihrer Herstellungstechnologie und dem Herstellungsort von ihrem fossilen Pendant abweichenden Preis.

Der Untersuchungsraum für Dekarbonsierungsmaßnahmen beschränkt sich auf Deutschland. Um die Wechselwirkungen durch den grenzüberschreitenden Stromhandel in Zeiten einer voranschreitenden europäischen Strommarktkopplung zu berücksichtigen, werden die in Abbildung 4-26 dargestellten europäischen Nachbarländer ebenfalls modelliert. Damit stellen die Stromimporte und -exporte einen Sonderfall dar: Die europäischen Nachbarländer sind Bestandteil der Einsatzoptimierung und liegen innerhalb der Systemgrenzen des Modells.

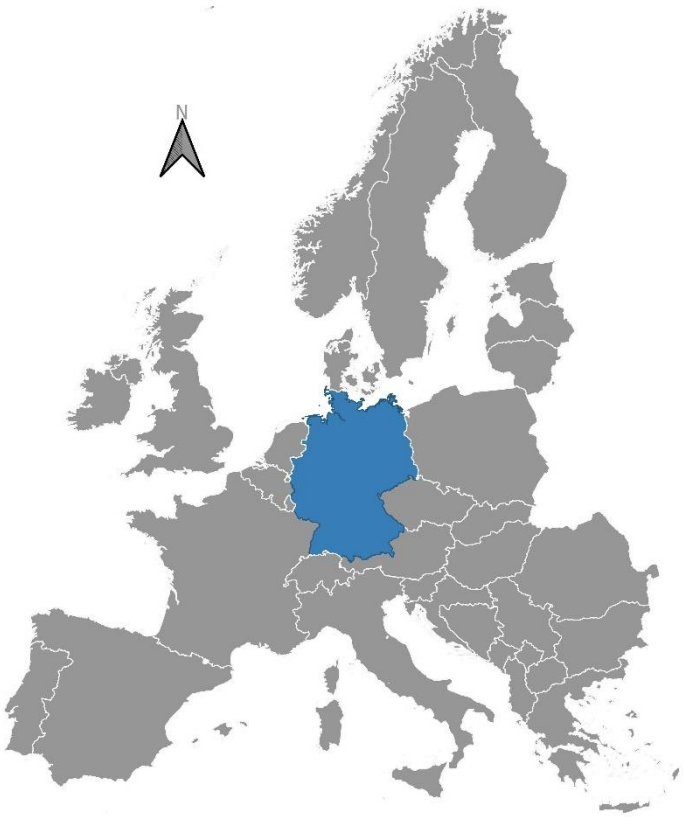


Abbildung 4-26: Im Kontext der Strommarktmodellierung berücksichtigte Länder des Modells ISAaR.

Inwieweit die Dekarbonisierungsbestrebungen der Nachbarländer und die damit einhergehende Veränderung deren Flexibilitätsbedarfs mit der im Rahmen dieser Studie durchgeführten deutschen Szenarioanalyse wechselwirken, wird in den Kapiteln 4.4.1 und 4.4.2 betrachtet.

In Abbildung 4-27 ist die Modellstruktur und Kopplung der ISAaR-Energieträgerschienen schematisch dargestellt.

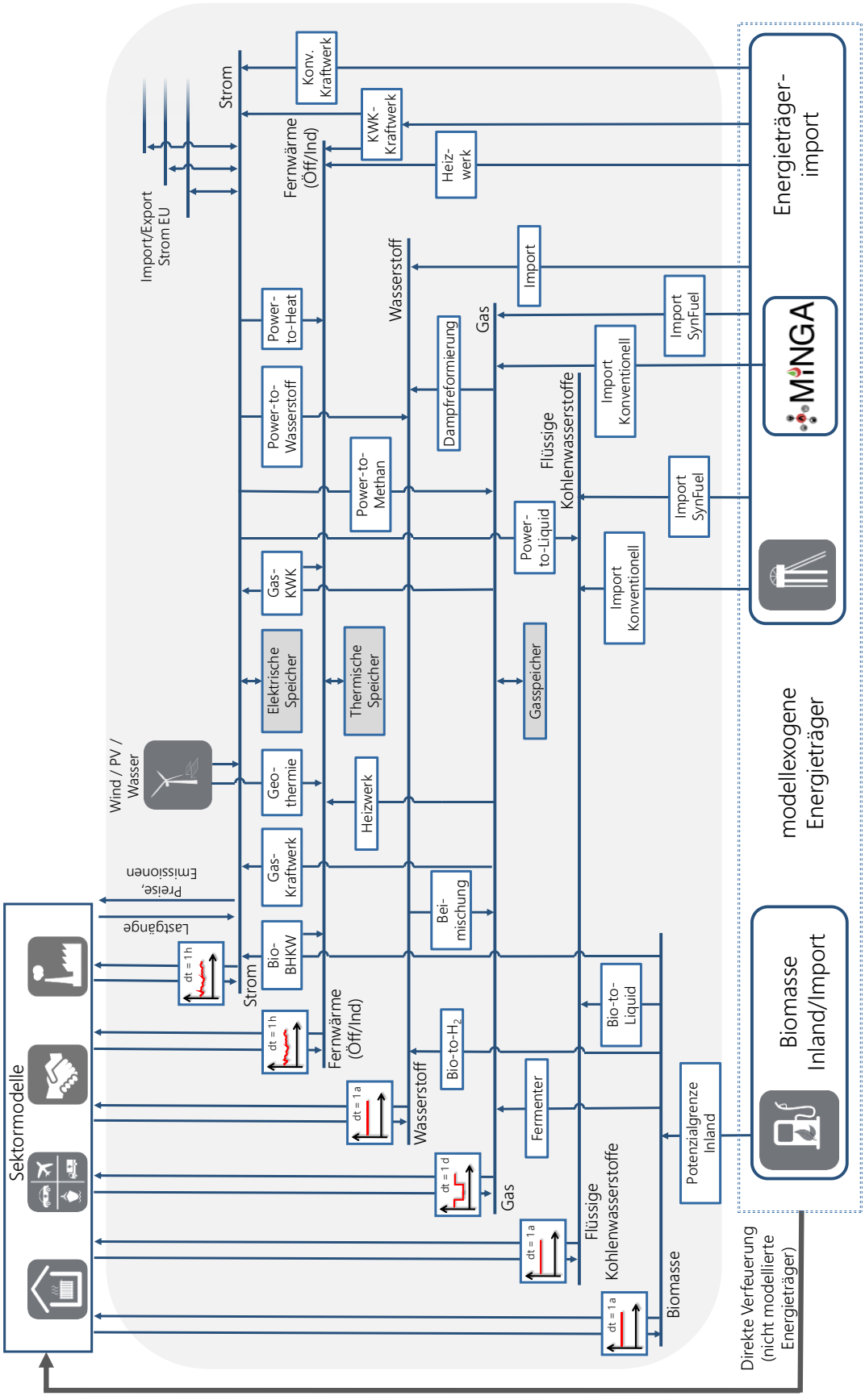


Abbildung 4-27: Modellierte Energieträgerschienen in ISAaR, deren Kopplung an die Sektormodelle und an das Gasmarktmodell MINGA

Die als „modellexogen" gekennzeichneten Energieträger werden zwar nicht im Sinne einer Bereitstellungsoptimierung in ISAaR selbst abgebildet, dennoch findet eine Bilanzierung der mit den Brennstoffen verbundenen Emissionen und Kosten in den Sektormodellen statt. Ein Sonderfall stellt der Energieträger Biomasse dar: Da dieser Energieträger nur begrenzt verfügbar ist, wird dessen maximale jährliche energetische Nutzung gedeckelt. Die Aufteilung nach Anwendungen, in denen die Biomasse verwendet wird, und Energieträgern, in die sie umgewandelt wird, findet in den Sektormodellen und ISAaR statt. Je nach betrachtetem Szenario kann die verfügbare inländische Biomasse verstärkt im Bereitstellungssektor oder den Endenergiesektoren genutzt werden. Inwiefern eine Nutzung durch die inländische Synthese biomassebasierter Brennstoffe und einem anschließenden Verbrauch in den Endenergiesektoren stattfindet, wird durch die Optimierung bestimmt.

4.4.1 Methodik und mathematische Formulierung

ISAaR ist ein lineares Optimierungsmodell.

Das Modell ISAaR bildet eine Einsatz- und Ausbauplanung aller in Abbildung 4-27 dargestellten Elemente, welche zur Deckung einer Energieträgernachfrage verwendet werden können, ab. Dazu wird das mathematische Prinzip der Optimierung eines linearen Programms angewandt. Die Zielgröße der Optimierung stellt die Minimierung der Systemgesamtkosten dar. Die Optimierungsläufe finden in stündlicher Auflösung für jeweils ein gesamtes Jahr statt. Die in einer sogenannten Nebenbedingungsmatrix formulierten Systemcharakteristika enthalten alle für die Optimierung relevanten Informationen für den gesamten Zeitraum der 8760 Stunden eines Jahres. Dies wird auch als „perfekte Voraussicht" bezeichnet. Eine umfassende Beschreibung des Modells inklusive der zentralen Optimierungsgleichungen sowie eine beispielhafte Anwendung für das Dynamis Startszenario sind in der Veröffentlichung /FFE-70 19/ zu finden.

Für die Modellierung der in Abbildung 4-27 gezeigten Energieträgerschienen werden Leistungsbilanzen in stündlicher/täglicher/jährlicher Auflösung gebildet. Die zeitliche Auflösung wird in Abhängigkeit von der Speicherbarkeit des Energieträgers gewählt. So werden Strom und Fernwärme in Stundenwerten betrachtet, während alle anderen Energieträger in jährlicher Auflösung bilanziert werden. Eine Ausnahme stellt Methan/Erdgas dar, da für die Abbildung der Auswirkungen auf den Gasmarkt eine tägliche Auflösung notwendig ist.

Aus Modellsicht ist herauszustellen, dass zwar stündliche Leistungen aller Umwandlungs-, Erzeugungs- oder Speichertechnologien sowie des Im- und Exports als Optimierungsvariablen bestimmt werden, die Leistungsbilanz allerdings nur in stündlicher, täglicher oder jährlicher Auflösung zu erfüllen ist. Eine solche Leistungsbilanz ist in Gleichung (4-7) exemplarisch dargestellt. Sie wird je Region reg, Zeitschritt t und modelliertem Energieträger ec („energy carrier") erstellt. Während jeder Energieträger über Anlagen dev („device") mit den gekoppelten Energieträgern ec' verbunden ist, ist im Falle von Strom jede Region auch über Handelskapazitäten mit den benachbarten Regionen reg' verbunden. Bei den Anlagen wird zwischen con („conversion", z. B. Power-to-Heat), gen („generation", z. B. Kraftwerke) und sto („storages", z. B. Batteriespeicher) unterschieden. Als Leistungsvariablen existieren P_{demand} (Verbrauch), P_{out} (Erzeugung) und P_{in} (Leistungsbezug), sowie $P_{import/export}$ (Import/Export-Ströme).

$$
\begin{aligned}
&\sum_{sec} P_{demand}(t, sec, ec, reg) \\
&= \sum_{dev_{gen}} P_{out}\left(t, dev_{gen}, ec, reg\right) \\
&+ \sum_{dev_{conv}} P_{out}(t, dev_{conv}, ec', ec, reg) \\
&+ \sum_{dev_{sto}} P_{out}(t, dev_{sto}, ec, reg) \\
&+ \sum_{reg'} P_{Import}(t, ec, reg', reg) \\
&- \sum_{dev_{gen}} P_{in}\left(t, dev_{gen}, ec, reg\right) \\
&- \sum_{dev_{conv}} P_{in}(t, dev_{conv}, ec, ec', reg) \\
&- \sum_{dev_{sto}} P_{in}(t, dev_{sto}, ec, reg) \\
&- \sum_{reg'} P_{Export}(t, ec, reg, reg')
\end{aligned}
\tag{4-7}
$$

In der Nebenbedingungsmatrix des Optimierungsmodells werden darüber hinaus anlagenspezifische Betriebscharakteristika abgebildet. Hier werden die modellierten Technologien in Form von mathematischen Gleichungen beschrieben. Ohne detailliert auf die genaue mathematische Formulierung der jeweiligen Nebenbedingungen einzugehen, werden die folgenden wesentlichen Betriebscharakteristiken berücksichtigt:

- Wirkungsgrade, Anfahrvorgänge, Laständerungskosten und Teillastverhalten von konventionellen Kraftwerken (linearisiert);
- linearisierte Abbildung des KWK-Betriebskennfeldes unter Berücksichtigung der Wirkungsgradabsenkung von KWK-Anlagen im Entnahmekondensationsbetrieb;
- mittlere Verfügbarkeiten der modellierten Erzeugungstechnologien;
- Abregelung von Erneuerbaren Energien (Laufwasser, Wind, PV und Geothermie) und kostenoptimaler Einsatz von Biomasseheizkraftwerken;
- Berücksichtigung des natürlichen Zuflusses bei Speicherwasserkraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken;
- Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad sowie die Selbstentladungsrate von Speichertechnologien;
- Wirkungsgrade von Umwandlungstechnologien, wie beispielsweise Elektrolyseure oder Power-to-Heat;
- Einsatzrestriktionen von Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen aufgrund der Temperaturabhängigkeit;
- Begrenzung der maximalen Beimischungsrate von Wasserstoff in das Erdgasnetz von 10 vol.-%;
- Begrenzung der maximal nutzbaren CO_2-Menge aus Industrieprozessen als Punktquelle für die Methanisierung.

Da es sich bei dem Optimierungsziel um eine Minimierung der Systemgesamtkosten handelt, werden zur Ermittlung des Anlageneinsatzes und -ausbaus folgende Kostenbestandteile herangezogen: variable Betriebskosten, fixe Betriebskosten, Brennstoffkosten, CO_2-Zertifikatskosten und Investitionen. Da es sich jeweils um einzelne Jahre handelt, die in der Ausbauplanung betrachtet werden, werden die Investitionen als Annuität berücksichtigt.

In der vorliegenden Studie wird eine Ausbauplanung des betrachteten Systems nach der Methode „Brownfield" durchgeführt. Dies bedeutet, dass einige Bestandteile des Systems bereits exogen gegeben sind und andere Bestandteile im Rahmen einer Optimierungsrechnung ausgebaut werden können. Grundsätzlich kann je nach Szenario-Konfiguration eine Kapazitätserhöhung fast aller in Abbildung 4-27 berücksichtigten Elemente optimiert werden. In den Systemgesamtkosten werden in diesem Fall die fixen Betriebskosten und die annuisierten Investitionen des betrachteten Jahres der ausgebauten Technologie verbucht. Für die meisten Technologien wird eine lineare Charakteristik der Ausbaukosten angenommen. So sind beispielsweise die spezifischen Kosten der ersten und der letzten installierten Leistung eines Gaskraftwerks in einem betrachteten Jahr identisch. Auch der Umfang des potenziellen Zubaus dieser Technologie ist zunächst unbeschränkt. Diese Annahme ist jedoch bei manchen Systembestandteilen nicht zu halten. Daher werden beispielsweise die beschriebenen Zubaustufen für den Ausbau von Wind Onshore verwendet. Dies hat den Hintergrund, dass die ersten Megawatt installierter Leistung von Onshore Windturbinen aufgrund besserer Standorte und damit niedrigerer Nabenhöhen geringere spezifische Kosten besitzen als Anlagen, die nach einer nahezu vollständigen Potenzialerschließung in das System eingebracht werden (vgl. Abbildung 4-28). Mit dem Ansatz der gedeckelten Zubaustufen kann ein nichtlineares Verhalten der spezifischen Investitionen linearisiert werden.

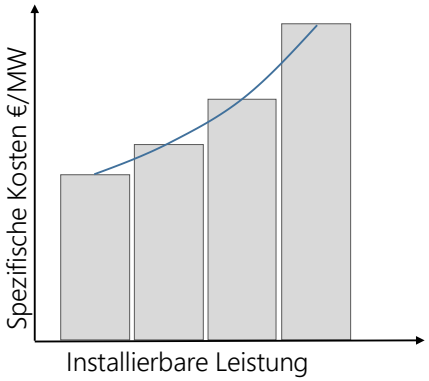


Abbildung 4-28: Linearisierung der spezifischen Investitionen für den Ausbau Erneuerbarer Energien

Neben der Linearisierung von Kosten bestehen für einige Technologien auch technische Gründe, wieso deren maximale Zubaukapazität zu beschränken ist. So können beispielsweise Großwärmepumpen in Fernwärmenetzen nur zu einem beschränkten Anteil die maximale Wärmelast am kältesten Tag des Jahres decken, da ihre Arbeitszahl maßgeblich von den Umgebungstemperaturen abhängt.

Die CO_2-CAP begrenzt die maximalen Emissionen eines Optimierungslaufes.

Neben der Deckung der aus den Sektormodellen stammenden Lasten kann auch die Einhaltung der CO_2-Obergrenzen („CAP") im Jahr einen Treiber zum Ausbau von Kapazitäten darstellen. Diese CAP wird als Jahressumme aller im Bereitstellungssektor anfallenden Emissionen gesetzt. Je nach Szenario-Konfiguration kann die CAP einen Bereitstellungssektor spezifischen Zielwert darstellen oder sich aus dem CO_2-Budget abzüglich der in den

Endenergiesektoren freigesetzten Emissionen bilden. Durch die Verwendung einer solchen sektorenübergreifenden CAP lassen sich Klimapfade abbilden. Darüber hinaus kann eine Emissionsobergrenze für einzelne Länder definiert werden. Dies ist dann erforderlich, wenn Dekarbonisierungsmaßnahmen in Deutschland beurteilt werden sollen und gleichzeitig eine Verlagerung von Emissionen in das Ausland zu verhindern ist. Durch die CAP kann der „Emissionszustand" eines Landes aus einem vorherigen Referenzlauf fixiert werden. Damit steht die Flexibilität des Energiesystems aufgrund der europäischen Strommarktkopplung weiterhin zur Verfügung und inländische Dekarbonisierungsmaßnahmen können beurteilt werden, ohne dass ihre Systemrückwirkungen durch eine Emissionskompensation im Ausland verfälscht werden.

Keine Verlagerung von Emissionen in das Ausland bei der Bewertung von Gesamtszenarien.

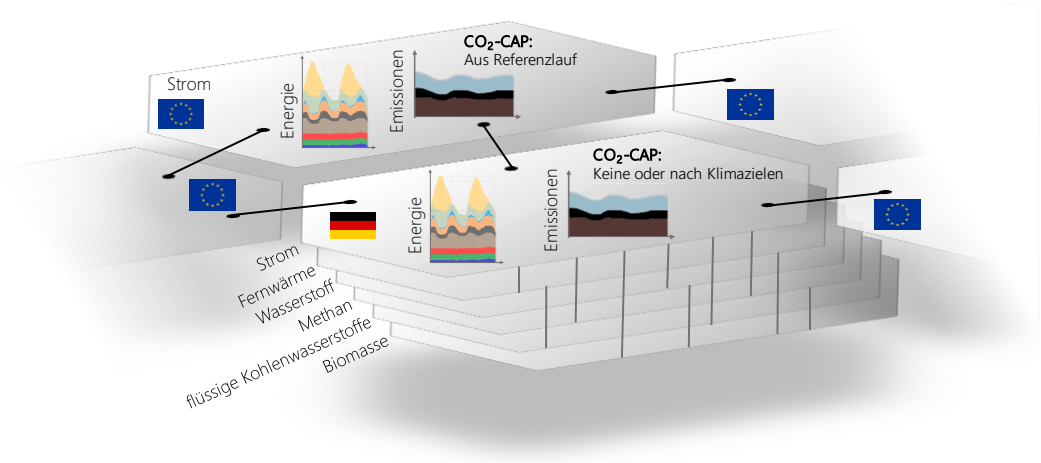


Abbildung 4-29: Schematische Darstellung der Modellgrenzen: Berücksichtigung der Nachbarländer

Je nach Szenarioausgestaltung kann eine Emissionsgrenze für Deutschland gesetzt werden. Handelt es sich um eine Analyse der Systemrückwirkungen von Einzelmaßnahmen, so wird keine Deckelung der Emissionen in Deutschland vorgenommen. Werden hingegen Gesamtszenarien betrachtet, die eine Erreichung der Klimaziele voraussetzen, so werden diese in Form einer jährlichen Emissionsgrenze als Randbedingung in den Berechnungen berücksichtigt.

4.4.2 Sequenzierung der Berechnungsläufe

Die räumliche, zeitliche und technologische Abbildung des analysierten Systems und die Definition der Systemgrenzen spielt eine entscheidende Rolle für die Modellergebnisse. Darüber hinaus ist die Anordnung der Optimierungsläufe und die Übergabe von Ergebnissen, die in darauffolgenden Berechnungen als Randbedingungen gesetzt werden, eine gleichermaßen entscheidende Einflussgröße auf die resultierenden Szenarien. In der Sprache der Energiesystemmodellierung wird die Anordnung der Berechnungsläufe auch „Sequenzierung" genannt. Im Nachfolgenden werden drei Übergabeparameter beschrieben, die zwischen einzelnen Berechnungsläufen ausgetauscht werden.

Zunächst ist die zeitliche Kopplung der Berechnungsläufe anzuführen. Hier wird die Optimierung, welche in Fünf-Jahres-Schritten erfolgt, aneinandergereiht. Mit dem Start im Jahr 2020 wird der Systemzustand des optimierten 2020er Systems als Basis für die Optimierung in 2025 übergeben. Der Rückbau des heutigen fossilen Kraftwerksparks wird genauso berücksichtigt wie modellexogene Zubauraten für beispielsweise Erneuerbare

Energien oder Speicher. Dieser Zubau ist in Abbildung 4-30 als „Zubau (exogen)" gekennzeichnet.

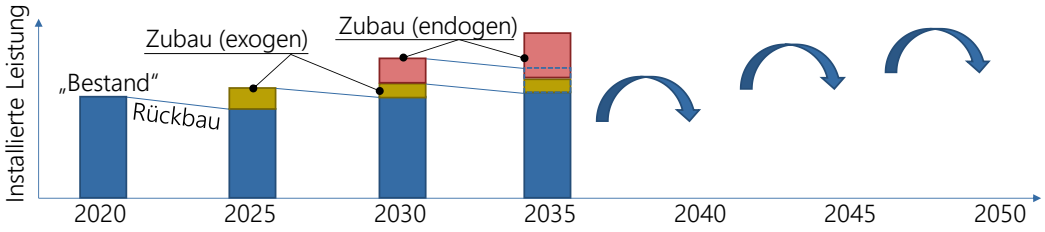


Abbildung 4-30: Zeitliche Sequenzierung der Berechnungsläufe

Wird ein Teil des in späteren Jahren exogen vorgegebenen Zubaus in früheren Jahren bereits auf Basis der Optimierung endogen zugebaut, so geht dieser Teil anschließend in den modellexogenen Zubau über. Dieser Fall wird im Jahr 2035 der schematischen Darstellung in Abbildung 4-30 ersichtlich und betrifft in den betrachteten Szenarien vor allem den Ausbau Erneuerbarer Energien. Wird beispielsweise im Jahr 2030 als Ergebnis eines Optimierungslaufs der modellendogene PV-Zubau mit 10 GW ausgewiesen und laut modellexogenen Szenariomantelzahlen in den darauffolgenden fünf Jahren von 2030 bis 2035 ein weiterer Zubau um 20 GW antizipiert, so werden die zugebauten 10 GW als „vorgezogener" Zubau des modellexogenen Zubaus betrachtet. Damit ist sichergestellt, dass die optimierten Investitionsentscheidungen der verschiedenen Szenarien miteinander vergleichbar sind.

Aus Gründen der Modellkomplexität und der damit einhergehenden Rechenzeit ist eine integrierte Betrachtung über alle Stützjahre in einem Optimierungslauf nicht Bestandteil dieser Studie. Durch die sequenzielle Anordnung der betrachteten Stützjahre ergibt sich die Problematik, dass die getätigten Investitionsentscheidungen zwar im betrachteten Jahr eine kostenoptimale Erweiterung des Systems darstellen, jedoch möglicherweise in den nachfolgenden Jahren als sogenannte „stranded investments" nicht mehr wirtschaftlich sind /DIW-04 19/. In den betrachteten Berechnungen tritt dieser Umstand in manchen Szenarien bei den thermischen Kraftwerkstechnologien zu Tage. Die Berücksichtigung einer Emissionsgrenze, welche die Emissionen aus thermischen Kraftwerken beschränkt, mindert diesen Effekt. Eine Gegenüberstellung mit einem nicht-sequenziellen Ansatz, dem sogenannten „One-shot"-Vorgehen, ist in Kapitel 12.1 zu finden. Hier wird ohne Berücksichtigung der vorangegangenen Jahre eine Optimierung des Zieljahres durchgeführt. Durch den Abgleich mit der Systemausgestaltung nach sequenzieller, pfadabhängiger Methode kann gezeigt werden, welche Technologien in welchem Umfang als „stranded invests" einzustufen sind. Um diesen Kostenfaktor zu quantifizieren, wird darüber hinaus eine Deckungsbeitragsberechnung der konventionellen Kraftwerke durchgeführt.

Begrenzte Voraussicht der Modellierung birgt die Gefahr von „stranded investments".

Wie in Abbildung 4-29 ersichtlich, kann die Emissionssumme einen weiteren Übergabeparameter zwischen Berechnungsläufen darstellen. Dies wird im Kontext der Bewertung von Gesamt- oder Maßnahmenszenarien insofern genutzt, dass die jährliche Emissionssumme pro Nachbarland eines Referenzlaufs berechnet wird und anschließend als Obergrenze für dieses Jahr und Land in einem weiteren Berechnungslauf genutzt wird. Damit kann sichergestellt werden, dass ein vergleichbares Umfeld bei sich ändernden Randbedingungen im deutschen Betrachtungsraum herrscht.

Die Übergabe von Strompreiszeitreihen aus vorangegangen (Referenz-)läufen stellt den dritten Anwendungsfall der Sequenzierung dar. Hier werden die marginalen Stromgestehungskosten, welche in einem perfekten Markt den Strompreisen entsprechen, in

Form einer stündlichen Preiszeitreihe den Sektormodellen zur Verfügung gestellt. Dieser Parameter wird anschließend zur Optimierung des Nachfrageprofils flexibler Verbraucher genutzt. Die resultierenden Verbrauchsprofile werden in einem nächsten Schritt als Energieträgernachfrage den Energieträgerschienen des Bereitstellungssektors übergeben. Für welche Flexibilitätsoptionen diese Art der Modellierung relevant ist und welche alternativen Abbildungsmöglichkeiten verwendet werden, wird im Nachfolgenden beschrieben.

4.4.3 Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen

Funktionaler Speicher als Sammelbegriff für verschiedene Flexibilitätsoptionen.

Im Kontext der Dekarbonisierung des Energiesystems spielen Flexibilitätsoptionen eine entscheidende Rolle. Mit dem Ausscheiden der flexiblen, jedoch fossilen Erzeugungstechnologien wird der Bedarf an Flexibilität weiter wachsen. Um diesen Rahmenbedingungen in der vorliegenden Studie Rechnung zu tragen, findet eine detaillierte Modellierung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen statt. In verschiedenen vorangegangenen Studien zum Thema Flexibilität konnte an der FfE der Begriff des „funktionalen Speichers" geprägt werden /PEL-02 16/. Unter diesem Begriff kann sämtliche Flexibilität einer Technologie, die sich aus einer systemdienlichen Abweichung von einem ursprünglichen, unflexiblen Fahrplan ergibt, subsummiert werden. Aus heutiger Sicht können vier Typen und Modellierungsansätze des funktionalen Speichers unterschieden werden:

1. Importe/Exporte: leitungs- oder netzgebundene Flexibilität
2. Systemdienliche Speichertechnologien
3. Kraftwerke, Umwandlungstechnologien und Erneuerbare: erzeugungsseitige Flexibilität
4. Flexible Verbraucher und Speicher im Privatbesitz: verbrauchsseitige Flexibilität

Während die ersten beiden Kategorien sowohl hinsichtlich ihrer heutigen Wirkweise wie auch der dazu benötigten Modellierungsmethodik weitestgehend als standardisiert angesehen werden können, gilt es, den letzten beiden Kategorien besondere Aufmerksamkeit zu widmen: Zunächst ergibt sich aus den zahlreichen Umwandlungstechnologien zwischen den Energieträgerschienen, wie sie in Abbildung 4-27 zu finden sind, ein Flexibilitätspotenzial, welches durch die Umwandlung in speicherbare Energieträger mit hohen Energiedichten auch eine saisonale Speicherung von elektrischer Energie ermöglicht. Darüber hinaus können volatile Erneuerbare, wie z. B. Wind, PV oder Laufwasser ohne Strafkosten abgeregelt werden, wodurch dem System ebenfalls Flexibilität zur Verfügung gestellt wird.

Als große Unbekannte wird oftmals die verbrauchsseitige Flexibilität eingestuft. Da diese Anwendungen in den meisten Fällen neue oder zuvor unflexible Nachfragetechnologien darstellen, gilt es, hier einen Ansatz zu finden, der eine realistische Abbildung der flexibilisierbaren Potenziale in den Endenergiesektoren berücksichtigt. In Abbildung 4-31 sind die oben genannten Flexibilitätsoptionen schematisch dargestellt. Besonderer Fokus liegt auf den flexiblen Verbrauchern in den Endenergiesektoren und deren Flexibilitätsanreiz.

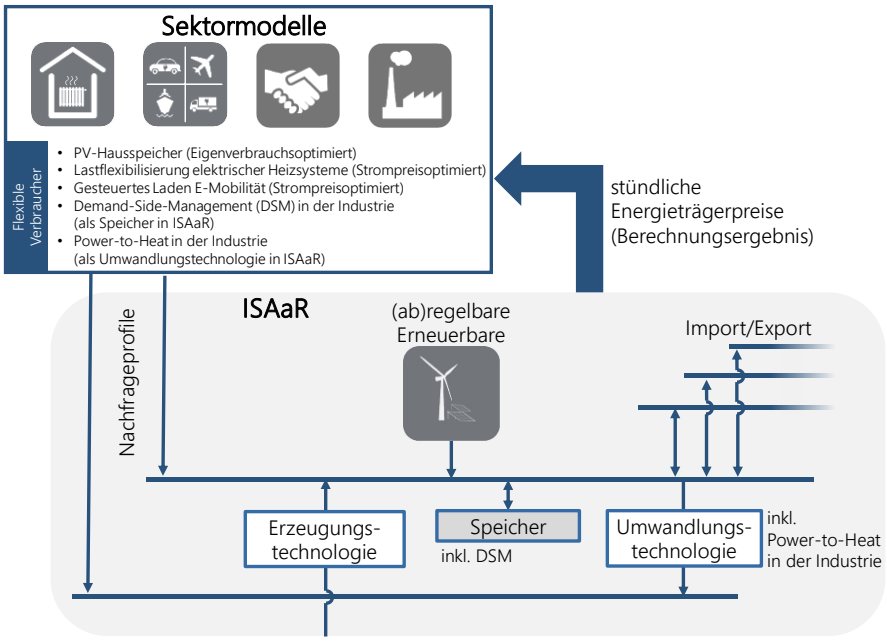


Abbildung 4-31: Abbildung von Flexibilitätsoptionen in den Modellen der Endenergiesektoren und des Bereitstellungssektors

Der Anreiz zur Flexibilisierung kann je nach Technologie auf unterschiedlichen Geschäftsmodellen basieren. Zum einen sind PV-Hausspeichersysteme zu nennen, deren Einsatzprofil sich aus dem optimierten Eigenverbrauch ergibt, der durch die heutigen Abgaben und Umlagen angereizt wird. Ein systemdienlicher Einsatz dieser Batteriespeicher ist mittelfristig nicht zu erwarten, so dass davon ausgegangen wird, dass diese auch in Zukunft zur Eigenverbrauchsoptimierung verwendet werden. Zum anderen werden die beiden Technologien „flexible elektrische Heizsysteme" und „gesteuertes Laden E-Mobilität" im Szenario fuEL (siehe Kapitel 12.3) als teilweise flexibel angenommen. Sie bekommen den Strompreis als Randbedingung ihrer Einsatzoptimierung neben ihren spezifischen Einsatzrestriktionen wie Wärmebedarfe oder Fahrprofile übergeben. Damit wird sichergestellt, dass alle Wärme- oder Mobilitätsbedarfe erfüllt sind. Gleichzeitig kann jedoch in den Grenzen dieser Rahmenbedingungen ein systemdienliches Verhalten stattfinden, das aus der Verschiebung von Ladezeitpunkten in Perioden niedriger Strompreise resultiert. Die Besonderheit an diesem „Soft-link" ist die Tatsache, dass die Rückwirkungen des veränderten Einsatzes der flexiblen Verbraucher auf den Strompreis nicht berücksichtigt werden. Dies kann durch ein iteratives Verfahren gewährleistet werden, bei dem eine schrittweise Bestimmung der Strompreiszeitreihe stattfindet. Bei den angenommenen Durchdringungsraten für flexible Verbraucher in den betrachteten Szenarien sind diese Rückwirkungen jedoch so gering, dass eine einmalige Iteration hinreichend genau ist.

Eine endogene Modellierung der flexiblen Verbraucher findet für die Technologien „Demand-Side-Management in der Industrie" und „Power-to-Heat in der Industrie" statt. Letztere wird durch eine Wärmenachfrage, die in stündlicher Auflösung durch Elektrodenheizkessel, Wärmespeicher, KWK-Anlagen oder Heizwerke in der industriellen Wärmeversorgung zu decken ist, modelliert. Die Flexibilität ergibt sich letztendlich daraus, dass der Wärmebedarf im Kontext des Gesamtsystems kostenoptimal durch die verschiedenen Technologien gedeckt werden kann. Demand-Side-Management wird vereinfacht als Stromspeicher abgebildet, der jedoch in Abhängigkeit zur Stromnachfrage aus Querschnittsprozessen eine zeitlich variierende Ein- und Ausspeicherleistung sowie einen fluktuierenden Speicherkapazitätsgang

besitzt. Durch die endogene Abbildung im ISAaR-Modell ist sichergestellt, dass die Systemrückwirkungen dieser flexiblen Verbraucher vollständig berücksichtigt werden.

Die Durchdringungsgrade der flexiblen Verbraucher in den Endenergiesektoren werden in den Kapiteln 0 bis 12.4.3 erläutert. Informationen zur Modellierung dieser ist in den Beschreibungen der Sektormodelle in den Kapiteln 6.4 bis 0 zu finden. Die Methodik zur Abbildung von Flexibilität in ISAaR ist in /FFE-70 19/ erläutert. Die Rahmenbedingungen, in welchem Umfang verschiedene Speicher- der Umwandlungstechnologien in den einzelnen Szenarien zum Einsatz kommen, ist in den Kapiteln 0 und 0 beschrieben.

4.4.4 Berechnung von Emissionsfaktoren in Multi-Energieträgersystemen

Es wurde eine Methodik zur Berechnung von Emissionsfaktoren in zukünftigen Multi-Energieträgersystemen entwickelt.

Während die Optimierung alle Daten liefert, die für die Berechnung der gesamten energiebedingten CO_2-Emissionen des Systems notwendig sind (z. B. Brennstoffverbräuche, gebundenes CO_2), ist für die Berechnung spezifischer Emissionsfaktoren je Energieträger eine weitere Allokation der Emissionen auf die verschiedenen Energieträger notwendig. Dies stellt insbesondere in zukünftigen Energieträgersystemen, die durch eine zunehmende Kopplung von Energieträgern charakterisiert sind, eine besondere Herausforderung dar. Daher wurde im Projekt Dynamis der in Abbildung 4-32 schematisch dargestellte Ansatz zur Emissionsbilanzierung in Multi-Energieträgersystemen entwickelt, der in /FFE-70 19/ im Detail hergeleitet und erläutert wird.

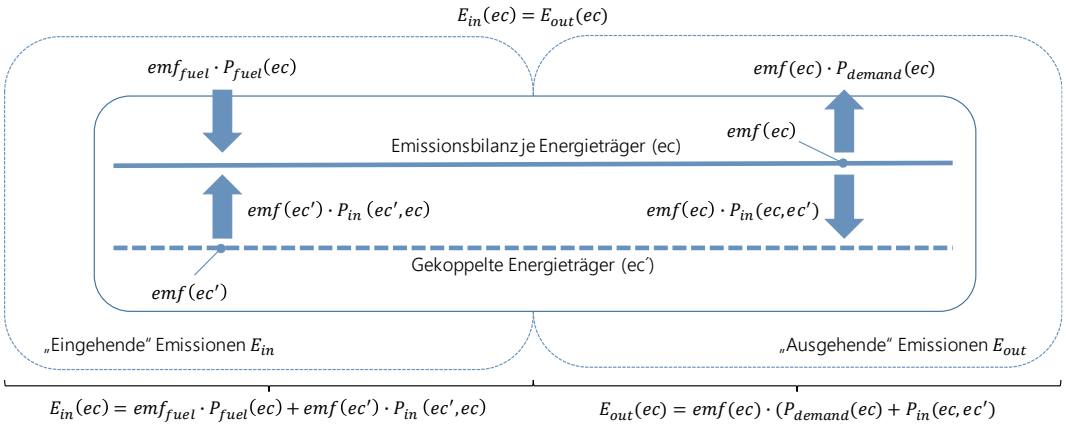


Abbildung 4-32: Schematische Darstellung des Ansatzes zur Berechnung spezifischer Emissionsfaktoren in Multi-Energieträgersystemen

Um für die simulierten Energieträger den spezifischen Emissionsfaktor emf zu berechnen, wird für jeden Energieträger ec eine Emissionsbilanz aufgestellt, die die Verknüpfung zu den gekoppelten Energieträgern ec' berücksichtigt. Für die Aufstellung dieser Emissionsbilanzen gilt, dass für jeden Energieträger die „ausgehenden" Emissionen E_{out}, die den erzeugten Energieträgern zugeordnet werden, den „eingehenden" Emissionen E_{in} entsprechen müssen, die durch die Erzeugung des Energieträgers verursacht werden. E_{in} umfasst die Emissionen für die Verbrennung der Brennstoffe P_{fuel} sowie die Emissionen für die Bereitstellung der eingehenden gekoppelten Energieträger $P_{in}(ec', ec)$. Auf der anderen Seite setzt sich E_{out} aus den Emissionen zur Bereitstellung der Nachfrage nach dem Energieträger P_{demand} und den Emissionen zur Bereitstellung des Energieträgerbedarfs der gekoppelten Energieträger $P_{in}(ec, ec')$ zusammen. Dieses Vorgehen resultiert schließlich in einem Gleichungssystem, in dem die zu bestimmenden Emissionsfaktoren der simulierten Energieträger emf die unbekannten Variablen darstellen.

Bei Anwendung dieses Ansatzes auf ein mit ISAaR optimiertes Multi-Energieträgersystem werden für jedes modellierte Jahr die Gesamtemissionen verschiedenen Energieträgern zugeordnet, indem eine Emissionsbilanz je Region reg, Zeitschritt t und Energieträger ec erstellt wird. Wie in Kapitel 4.4.1 beschrieben, ist jeder Energieträger über Anlagen dev mit den gekoppelten Energieträgern ec' verbunden. Zudem ist im Falle von Strom jede Region über Handelskapazitäten mit den benachbarten Regionen reg' gekoppelt. Das resultierende Gleichungssystem zur Berechnung der zeitlich aufgelösten Emissionsfaktoren der abgebildeten Energieträger emf kann dann wie folgt beschrieben werden:

$$\begin{aligned} & emf(t,ec,reg) \cdot \left(\sum_{sec} P_{demand}(t,ec,sec,reg) \right. \\ & \left. + \sum_{dev} \sum_{ec'} P_{in}(t,ec,ec',dev,reg) + \sum_{reg'} P_{Export}(t,ec,reg,reg') \right) \\ & = \sum_{dev} \Big(a(t,ec,dev) \cdot \big(emf_{fuel} \cdot P_{fuel}(t,ec,dev,reg) \\ & + emf(t,ec',reg) \cdot P_{in}(t,ec',ec,dev,reg) \big) \Big) \\ & + \sum_{reg'} P_{Import}(ec,t,reg,reg') \cdot emf_{Import}(ec,t,reg') \end{aligned} \tag{4-8}$$

Die bekannten Variablen sind direkte oder indirekte Ergebnisse aus der Berechnung des Modells ISAaR oder, im Falle der verbrennungsbedingten Emissionsfaktoren emf_{fuel}, externe Eingangsdaten. Die Nachfrage ist nach Verbrauchssektoren sec aufgeteilt und Energieträgerimporte P_{Import} und -exporte $P_{Exporte}$ werden berücksichtigt. Im Falle von Strom wird ein vereinfachter Ansatz zur Bestimmung der Emissionsfaktoren von Importen emf_{Import} verwendet. Diese Faktoren werden für das jeweilige Nachbarland durch das Verhältnis der CO_2-Emissionen zur Stromerzeugung in jeder Stunde des Jahres ermittelt, welche sich aus der Optimierung ergeben. Die Ladeleistung von Speichern wird in Gleichung (3-1) nicht explizit berücksichtigt, so dass alle zu einem Zeitpunkt auftretenden Emissionen direkt dem Endenergieverbrauch in der jeweiligen Stunde zugeordnet werden. Der Entladevorgang ist implizit in den Optimierungsergebnissen berücksichtigt, da sich beim Entladevorgang eines Speichersystems die Stromerzeugung aus Kraftwerken und somit auch die Emissionen reduzieren.

In Gleichung (3-1) wird ein Allokationsfaktor a eingeführt, um im Falle von Multi-Output-Prozessen wie der Kraft-Wärme-Kopplung (KWW) die Emissionen auf die verschiedenen Energieträger zu verteilen. Im Folgenden wird für die Allokation der Emissionen von KWK-Prozessen auf Strom und Fernwärme die in /NTNU-01 14/ beschriebene Carnot-Methode verwendet, welche die Exergie der Energieträger berücksichtigt und daher auch als Exergie-Methode bezeichnet wird. Um den Allokationsfaktor gemäß Carnot-Methode zu bestimmen, wird für jeden Typ von KWK-Umwandlungsprozessen pr der Anteil der dem Strom zugeteilten Emissionen aus den elektrischen und thermischen Wirkungsgraden η_{el} und η_{th} sowie dem theoretischen Carnot-Wirkungsgrad η_c wie folgt abgeleitet:

$$a_{el}(pr) = \frac{\eta_{el}(pr)}{\eta_{el}(pr) + \eta_c(pr) \cdot \eta_{th}(pr)}; a \in [0;1] \tag{4-9}$$

Während die Brennstoffwirkungsgrade durch das Verhältnis des Outputs des jeweiligen Energieträgers zum gesamten Brennstoffeinsatz ausgedrückt werden, gilt für η_c

$$\eta_c(pr) = 1 - \frac{T_u(pr)}{T_o(pr)}. \quad (4\text{-}10)$$

Dabei stellen T_u und T_o das obere und untere Temperaturniveau des Prozesses nach /VDI-101 17/ dar. Für die Anwendung auf das Dynamis Startszenario wird für jedes betrachtete Jahr ein durchschnittlicher Carnot-Allokationsfaktor berechnet, indem die verschiedenen Typen von KWK-Prozessen mit ihrem jährlichen Anteil an der gesamten Fernwärmeerzeugung gewichtet werden. Den Einfluss, den die Wahl der Allokationsmethode auf die spezifischen Emissionsfaktoren für Strom und Fernwärme hat, wird in /FFE-70 19/ anhand eines Vergleichs der Carnot- mit der Energie-Methode der Internationalen Energieagentur (IEA) gezeigt.

4.5 Gasmarktmodell MINGA

Das Gasmarktmodell MINGA (Markt- und Infrastrukturmodell der Gaswirtschaft) wurde im Rahmen des Projekts entwickelt, um Rückwirkungen von CO_2-Verminderungsmaßnahmen auf den Gasmarkt darstellen zu können. Bei den Auswertungen stehen neben der Herausstellung von Veränderungen in der Auslastung der Infrastruktur auch die Veränderung der bedarfsabhängigen Gasbeschaffungskosten im Vordergrund.

Das Optimierungsmodell MINGA ist strukturell an das Energiesystemmodell ISAaR (siehe Kapitel 4.4) angelehnt und beruht ebenfalls auf der linearen Programmierung. Die Zielfunktion formuliert eine Minimierung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten, die unter akteursspezifischen und systembedingten Nebenbedingungen optimiert wird, wobei sich die Systemgesamtkosten für MINGA auf den Gasmarkt beschränken. Eine detaillierte Analyse der Akteure und der mathematischen Formulierung kann /FFE-43 17/ entnommen werden.

MINGA rechnet mit einer zeitlichen Auflösung von Tagen für ein betrachtetes Optimierungsjahr. Europäische Länder werden mit einer marktgebietsscharfen Auflösung modelliert. Entsprechend werden die Elemente von Gasfördereinheiten, Gasspeichern, LNG-Terminals sowie Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten, wie in /FFE-43 17/ beschrieben, zugeordnet. Um eine Auswertung innerdeutscher Gasflüsse zu ermöglichen wird der Detaillierungsgrad der deutschen Gasinfrastruktur von einer marktgebietsscharfen Auflösung in eine mindestens NUTS-2[7]-scharfe Auflösung erhöht. Neben der Zuordnung von Gasspeichern und Produktionseinheiten zu koordinatenscharfen Standorten wurden insbesondere der Gasverbrauch und das deutsche Gasnetz regionalisiert. Für die Regionalisierung des deutschen Gasnetzes wurde eine Recherche der größten Pipelines des deutschen Gasnetzes nach /SCHÖ-01 10/ durchgeführt. Die Methodik und Ergebnisse der Regionalisierung werden im Rahmen der Analyse der Auswirkungen einer Elektrifizierung auf den Gasmarkt in /FFE-18 18/ diskutiert. Abbildung 4-33 stellt die geografische Auflösung von MINGA noch einmal zusammenfassend dar.

[7] Die „Nomenclature of Territorial Units for Statistics" (NUTS) ist eine geografische Systematik, nach der das Gebiet der EU in drei Stufen unterteilt wird (/EPP-02 15/).

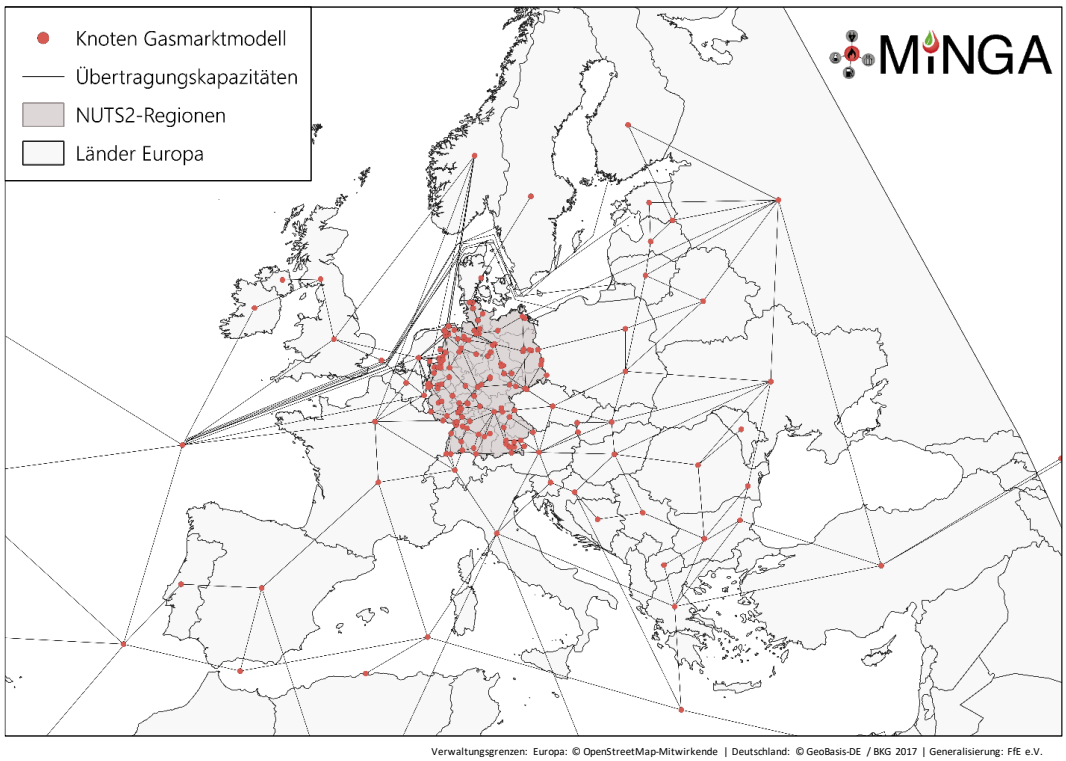


Abbildung 4-33: Geografische Auflösung des Gasmarktmodells MINGA

Die Modellierung der LNG-Importe wird, wie im europäischen Netzausbauplan /ENTSOG-01 18/, über sechs verschiedene LNG-Importregionen realisiert: mittlerer Osten, Nordafrika, südliches Afrika, Südamerika, Nordamerika und Australien. Die maximale Gasmenge, die importiert werden kann, ist durch die in /ENTSOG-01 18/ hinterlegten jährlichen maximalen Kapazitäten der Regionen sowie die maximalen täglichen Kapazitäten der Importterminals in Europa begrenzt.

Um gegenseitige Auswirkungen von Veränderungen auf dem Strom- und Gasmarkt darstellen zu können, wurde zudem eine Kopplung des Energiesystemmodells ISAaR und des Gasmarktmodells MINGA implementiert. Diese beruht auf einem iterativen Prozess, in dem Informationen zwischen den beiden Modellen ausgetauscht werden. ISAaR übergibt nach durchgeführter Optimierung den vollständigen Gasverbrauch Deutschlands und den Gasverbrauch der Kraftwerke aus dem abgebildeten europäischen Ausland an das Gasmarktmodell MINGA. MINGA wiederum ermittelt die optimale Auslastung der Infrastruktur und gibt die Veränderung der Gasbeschaffungskosten an ISAaR zurück. Eine detaillierte Beschreibung der Kopplung der beiden Modelle kann /FFE-44 17/ entnommen werden.

4.6 Einordnung EU-ETS

Der Europäische Emissionshandel ETS (Emission Trading System) gilt als das größte Emissionshandelssystem der Welt und stellt aktuell das zentrale Instrument der Europäischen Kommission zur Reduktion der THG-Emissionen dar. Da die Umsetzung von Verminderungsmaßnahmen einen direkten Einfluss auf das Mengengerüst des ETS hat, wurde in Dynamis ein modellbasierter Ansatz entwickelt, um diese Wechselwirkungen abzubilden. In diesem Abschnitt werden zunächst die Grundlagen des ETS und dessen aktuelle

Entwicklungen dargestellt. Anschließend wird die modellbasierte Umsetzung in Dynamis und deren Zusammenspiel mit der Modellierungsumgebung Dynamo vorgestellt.

4.6.1 Grundlagen des EU-ETS

Das ETS umfasst aktuell ca. 12.000 Anlagen aus Energiewirtschaft und Industrie der 28 EU-Mitgliedsstaaten sowie Norwegen, Island und Liechtenstein. Neben diesen stationären Anlagen wurde in der Reform des ETS 2012 auch der innereuropäische Luftverkehr mit in den Emissionshandel einbezogen. Insgesamt deckt er somit rund 45 % der gesamten Treibhausgasemissionen in Europa ab. Das grundlegende Prinzip ist das sogenannte „Cap & Trade". Der „Cap" stellt dabei eine festgelegte Obergrenze an Treibhausgas-emissionen dar, welche im betrachteten Zeitraum von den emissionshandelspflichtigen Anlagen in Summe nicht überschritten werden darf. Je nach Anlagentyp werden die notwendigen Zertifikate zum Teil kostenlos zugeteilt oder im Zuge sogenannter „Primary Auctions" durch eine wöchentlich stattfindende Versteigerung in das System eingebracht. Jeder Anlagenbetreiber muss zum Ende der Handelsperiode für die angefallenen Emissionen die entsprechende Menge an Zertifikaten einreichen. Während dieser Zeit können die Zertifikate frei am Markt gehandelt werden, sodass für die Unternehmen ein monetärer Anreiz besteht, ihre Emissionen zu reduzieren.

Zertifikatsüberschuss und Preise

In den letzten Jahren war die Entwicklung des ETS jedoch hauptsächlich geprägt von starken Überschüssen an Zertifikaten und damit einhergehenden, sehr niedrigen Preisen, welche eben diesen Anreiz zur Emissionsreduktion untergruben. Die Anhäufung dieser Überschüsse ist auf strukturelle Probleme des ETS zurückzuführen und hat vor allem drei Ursachen:

1. Mangelnde dynamische Anpassung der Caps an flankierende politische Maßnahmen. So geht /PMC-01 17/ davon aus, dass 66 % des Überschusses im Zeitraum 2008-2020 auf politische Maßnahmen im Bereich von Energieeffizienz und Erneuerbaren Energien zurückzuführen sein wird.
2. Die 2008 einsetzende Wirtschafts- und Finanzkrise sorgte in vielen Mitgliedsländern zu massiven Produktionseinbrüchen und damit zu einer signifikanten Absenkung der Emissionen in diesem und den darauffolgenden Jahren. Da der Cap jedoch bereits im Vorfeld für die gesamte zweite Handelsperiode festgelegt und keine dynamische Anpassung vorgesehen wurde, trugen diese Produktionseinbrüche deutlich zu den bestehenden Überschüssen an Zertifikaten bei.
3. Emissionsberechtigungen aus den projektbasierten Mechanismen (Joint Implementation (JI) erzeugen sog. Emission Reduction Units (ERU) und Clean Development Mechanism (CDM) erzeugen sog. Certified Emission Reductions (CER)) kamen in weit größeren Mengen und günstigeren Preisen in den Markt als erwartet. Da diese in Phase zwei des ETS größtenteils äquivalent zu den regulären EUA-Zertifikaten (European Emission Allowance) zur Erfüllung eingereicht werden konnten, stieg der Überschuss an verfügbaren Zertifikaten weiter (siehe Abbildung 4-34).

Der Verlauf des ETS-Caps, der verfügbaren Zertifikate und der daraus entstehenden Überschüsse sowie die resultierenden Preise von CERs und EUAs im gleichen Zeitraum sind in Abbildung 4-34 und Abbildung 4-35 dargestellt.

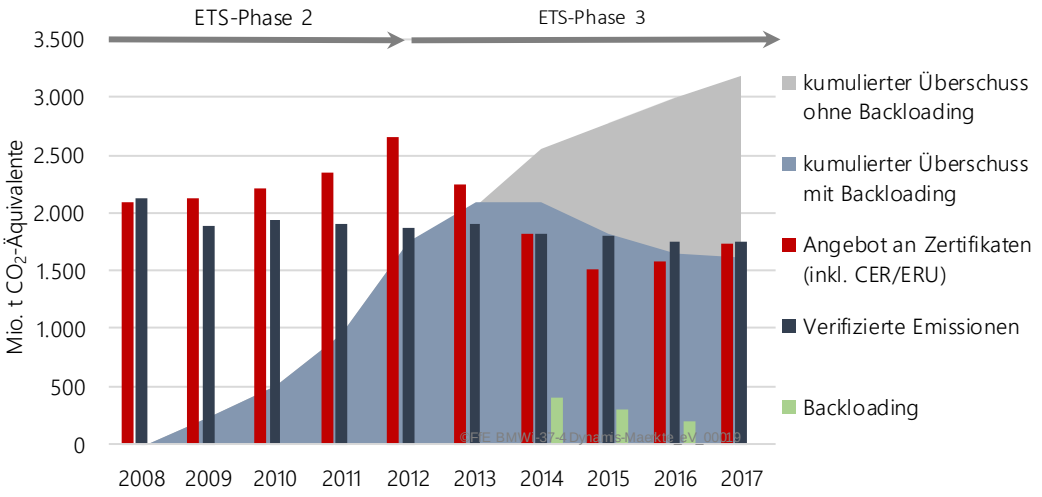


Abbildung 4-34: Historischer Verlauf des ETS-Caps, der verfügbaren Zertifikate und dem daraus entstandenen Überschuss (Daten nach /EEA-02 18/)

Aus den genannten Gründen ist über den Verlauf der Jahre ein signifikanter Überschuss an Zertifikaten entstanden, welcher im Jahr 2014 mit etwa 2,2 Mrd. seinen Höchststand erreicht hat. Durch das sog. Backloading wurde der Überschuss dann auf etwa 1,65 Mrd. Zertifikate im Jahr 2017 reduziert. Dies entspricht in etwa den Jahresemissionen aller dem Emissionshandel verpflichteten Anlagen. Die in Abbildung 4-34 grau eingefärbte Fläche zeigt den hypothetischen Verlauf des Überschusses ohne das Backloading, wodurch dieser heute über 3 Mrd. Zertifikate betragen würde. Der Überschuss schlägt sich in sehr niedrigen Preisen von EUAs und CERs seit der Wirtschafts- und Finanzkrise 2008 und insbesondere seit Beginn der dritten Handelsperiode nieder. Um dem überproportional hohen Einsatz von den in projektbasierten Mechanismen (JI und CDM) generierten Zertifikaten zu begegnen, wurde deren Einsatz zu Beginn der dritten Handelsperiode deutlich eingeschränkt. Dies führte zu einem noch deutlicheren Verfall der CER-Preise, welche seit Beginn der dritten Handelsperiode auf einem Niveau von deutlich unter einem Euro pro Tonne CO_2 stagnieren.

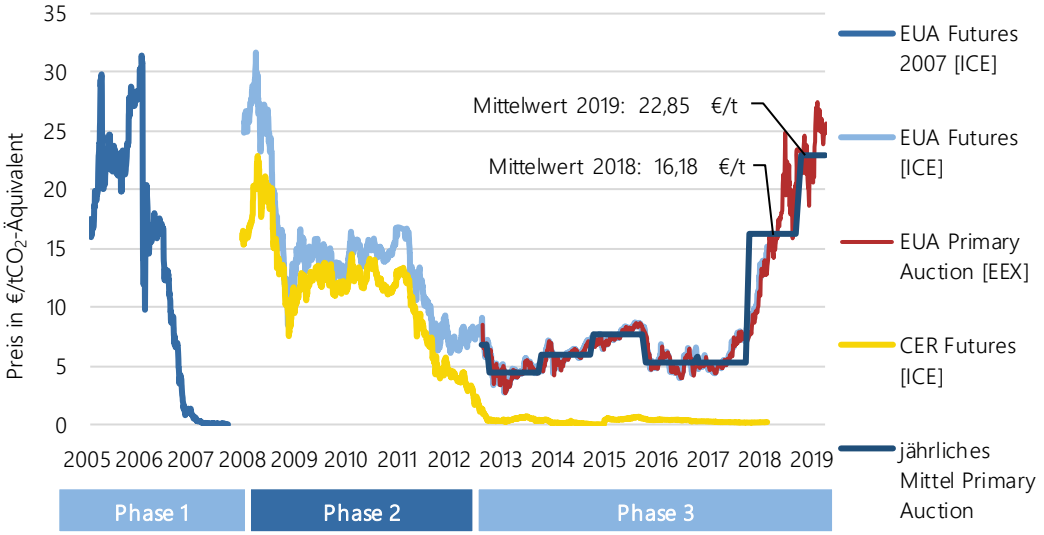


Abbildung 4-35: Historischer Verlauf von EUA- und CER-Preisen (Daten nach /EEX-01 19/, /ICE-01 17/)

Betrachtet man den in Abbildung 4-35 abgebildeten Primary Auction EUA-Preis an der EEX, ist ein signifikanter Preisanstieg ab dem Jahr 2017 erkennbar: Nach /AGORA-09 18/ liegt der Hauptgrund für den Preisanstieg in der Erwartung des Marktes, dass ab Januar 2019 die reformierte Marktstabilitätsreserve (MSR) wirksam wird. Die ursprüngliche Ausgestaltung der MSR wird im folgenden Abschnitt dargestellt.

Marktstabilitätsreserve

Im Jahr 2015 hat das EU Parlament eine weitere Reform zur Stabilisierung des CO_2-Emissionshandelspreises beschlossen /EU-09 15/. Kern der Reform ist die sogenannte Marktstabilitätsreserve (MSR), die im Januar 2019 eingeführt wurde. Die MSR soll dabei helfen, das Überangebot an Zertifikaten abzubauen und die Preise langfristig zu stabilisieren, indem sie das Angebot an zu versteigernden Zertifikaten reguliert. Die MSR richtet sich nach der gesamten im Umlauf befindlichen Menge an Zertifikaten (TNAC – total number of allowances in circulation), die sich gemäß Formel (4-11 berechnet. In diesem Kontext werden keine Luftverkehrszertifikate und geprüfte Luftverkehrsemissionen berücksichtigt.

$$TNAC = Angebot - (Nachfrage + Zertifikate\ in\ der\ MSR) \quad (4\text{-}11)$$

Solange die TNAC oberhalb der vorgegebenen Grenze von 833 Mio. Zertifikaten liegt, werden 12 % der Vorjahres TNAC von der Auktionsmenge abgezogen und in die MSR überführt. Umgekehrt werden jedes Jahr 100 Mio. Zertifikate zur Versteigerungsmenge addiert, sobald die Vorjahres TNAC die Schwelle von 400 Mio. Zertifikaten unterschreitet. Zudem werden die 900 Mio. Zertifikate aus dem Backloading nicht wie ursprünglich geplant versteigert, sondern ebenfalls in die MSR überführt /EU-11 17/. Mehrere Studien haben gezeigt, dass die erste Ausgestaltung der MSR sich zwar kurzfristig stabilisierend auf das EU-ETS auswirkt, jedoch keinen langfristigen Effekt erzielt (vgl. /IFCE-01 15/, /ZBW-01 16/, /CCCEP-01 15/, /RFF-01 15/). Die zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts aktuelle Richtlinie (EU) 2018/410 beinhaltet neben einer Überarbeitung der MSR grundlegende Neuerungen des EU-ETS, wobei die wichtigsten im Folgenden kurz dargestellt werden.

Richtlinie (EU) 2018/410

Nach fast dreijähriger Verhandlung zwischen EU Parlament, Rat und Kommission über die Ausgestaltung der vierten Handelsperiode (2021-2030), wurde im März 2018 die Richtlinie (EU) 2018/410 veröffentlicht und trat im April 2018 in Kraft (siehe /EU-06 18/ und /EU-07 18/).

Zunächst wird ab dem Jahr 2021 der lineare Reduktionsfaktor (LRF), welcher jährlich das Cap reduziert, von 1,78 auf 2,2 % angehoben. Im Rahmen der Umsetzung des internationalen Klimaschutzabkommens von Paris soll eine Überprüfung des LRF stattfinden und dieser gegebenenfalls erneut angepasst werden. Bzgl. der MSR haben sich sowohl Neuerungen in Bezug auf die Zuführungsrate als auch auf das zukünftig zulässige Gesamtvolumen ergeben, wodurch die Überschüsse deutlich schneller abgebaut werden sollen als ursprünglich geplant. Die Zuführungsrate der MSR wird in den Jahren 2019 bis einschließlich 2023 von 12 % auf 24 % verdoppelt. Danach gilt wieder die anfangs festgelegte Rate von 12 %. Ab 2023 wird die maximale Menge an in der MSR befindlichen Zertifikaten auf die Versteigerungsmenge des Vorjahres beschränkt. Alle Zertifikate, die über diesem Schwellenwert liegen, werden endgültig gelöscht. Neben den 900 Mio. Zertifikaten aus dem Backloading werden alle Zertifikate, die bis Ende der laufenden Handelsperiode nicht zugeteilt worden sind, ebenfalls in die MSR eingestellt. Die Schätzungen bezüglich der Menge an nicht zugeteilten Zertifikaten gehen dabei weit auseinander. Die EU Kommission geht von 550 bis 700 Mio. Zertifikaten aus,

während andere Studien die Menge auf 375 bis hin zu 900 Mio. Zertifikaten beziffern (vgl. /EU-16 16/, /ECOFYS-05 15/, /IETA-01 15/).

Eine weitere Neuerung ist, dass Mitgliedstaaten im Fall der Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten aufgrund von zusätzlichen nationalen Klimaschutzmaßnahmen die entsprechende Menge an Zertifikaten löschen können, was insbesondere in Bezug auf weitreichende Maßnahmen wie einen deutschen Kohleausstieg einen großen Einfluss auf die verfügbare Menge an Zertifikaten hat.

4.6.2 Modellierung des EU-ETS und Kopplung an die Dynamis-Modelllandschaft

Zur Bewertung des Einflusses der im Projekt Dynamis untersuchten Szenarien wird die dem ETS zugrundeliegende Regulatorik in ein dynamisches Modell überführt. Die der Modellierung zugrundeliegenden Annahmen und Parameter können /FFE-58 19/ entnommen werden.

Die Kopplung der Modellergebnisse an das Mengengerüst des ETS ist dabei für die zwei Sektoren Strom & Wärme sowie Industrie auf verschiedene Arten implementiert. Da die Modellergebnisse im Strom- und Wärmebereich für alle Länder Europas vorliegen, können diese für jedes Land übergeben und aufsummiert werden. Es werden hierbei jedoch nicht alle ETS-Emissionen in der Modellierung erfasst, weshalb das Modell mit einem Korrekturfaktor, basierend auf historischen Jahren, kalibriert wird. Die Modellierung des Industriesektors im Modell SMIND erfasst zum aktuellen Zeitpunkt hingegen nur die Emissionen der deutschen Industrie. Für das europäische Ausland wird in den analysierten Szenarien die gleiche Entwicklung unterstellt. Außerdem werden auch in diesem Sektor die nicht im Modell erfassten Emissionen über einen linearen Skalierungsfaktor ausgeglichen.

Bei der Ergebnisdarstellung wird der Zeitraum 2005 bis 2030 betrachtet. Bis einschließlich 2017 werden historische Daten herangezogen und ab 2018 die Modellergebnisse, da zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts noch keine ETS-Emissionsdaten für das Jahr 2018 vorliegen. Die Beschränkung auf das Jahr 2030 ergibt sich aus der Ungewissheit der möglichen Ausgestaltung der fünften Handelsperiode. Selbst während der vierten Handelsperiode sind z. B. bereits Änderungen zur Funktionsweise der MSR möglich. Vor diesem Hintergrund sollten die Ergebnisse der Modellierung interpretiert werden. So dienen diese weniger einer exakten quantitativen Vorhersage, sondern sollen vielmehr Aufschluss darüber geben, wie sich das System in seiner aktuellen Ausgestaltungsform unter Berücksichtigung der in den Szenarien abgebildeten Entwicklungen verhält.

5 Startszenario

Das Startszenario stellt, wie in Kapitel 2 beschrieben, den Ausgangspunkt für die Maßnahmenbewertung dar. Zur Bewertung verschiedener CO_2-Verminderungsmaßnahmen ist es notwendig, einen Referenzpfad zu definieren, der als Ausgangsbasis dazu dient, abweichende Klimapfade und Maßnahmenszenarien bewerten zu können. Im Folgenden werden die Eingangsdaten und Ergebnisse für das entwickelte Startszenario basierend auf /FFE-70 19/ beschrieben.

Der Zeithorizont der Analyse erstreckt sich in 5-Jahres-Schritten vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2050. Der geografische Fokus liegt auf Deutschland. Um die Wechselwirkungen im europäischen Kontext hinreichend genau abzubilden, wird der Einfluss der 34 umliegenden europäischen ENTSO-E-Regionen (European Network of Transmission System Operators for Electricity), ebenfalls berücksichtigt.

Da das Startszenario einen Referenzpfad darstellt, der sich aus der aktuellen und der zu erwartenden Gesetzeslage in Deutschland ergibt, basiert die Entwicklung von Endenergieträgernachfrage und den zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbare) auf bestehenden Szenarien, die im Rahmen der Referenzprognose des BMWi /BMWI-01 14/ oder des Netzentwicklungsplans (NEP) erstellt wurden.

Zur vollumfänglichen Abbildung der im Startszenario abgebildeten Entwicklungen werden verschiedene Quellen zusammengeführt. Die zu diesem Zweck verwendeten Studien sind in Tabelle 5-1 aufgeführt und nach Umfang und Eignung klassifiziert. Das Startszenario setzt sich aus einer Kombination einzelner Komponenten dieser Quellen zusammen. Die Auswahl dieser Bausteine erfolgt auf Grundlage von Tabelle 5-1 mit dem Ziel, besonders aktuelle Eingangsdaten mit gleichzeitig hohem Detailierungsgrad für jeden Bereich zu nutzen.

Tabelle 5-1: Auswahl und Charakterisierung der Szenarioquellen für das Startszenario

Merkmal	TYNDP 2018 „Sustainable Transition“[1]	ERP „Trendszenario“[2]	NEP 2019 „Szenario B“[3]
Konsistente Abbildung der Entwicklungen in den europäischen Nachbarländern?	ja	nein	nein
Ausreichender Detailgrad für Modellierung der Endenergiesektoren?	nein	ja	nein
Szenario bis 2050?	bis 2040	ja	bis 2035
Entwicklung von EE-Kapazitäten in hoher regionaler Auflösung?	Länder/ ENTSO-E-Regionen	Land (Deutschland)	Bundesländer
Hoher Detailierungsgrad der beschriebenen Stromerzeugungstechnologien?	ja	nein	ja
Detaillierte Berücksichtigung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland?	nein	nein	ja

[1] TYNDP 2018: Ten-Year Network Development Plan 2018 der ENTSO-E /ENTSOE-01 18/

[2] ERP: Energiereferenzprognose /BMWI-01 14/

[3] NEP 2019: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber /ÜNB-02 18/

Ein wesentlicher Teil der Szenariodaten der Erzeugung in Deutschland stammt aus der Entwurfsversion des NEP 2019 /ÜNB-02 18/. Die Wahl des Entwurfs ist zum einen durch die Verfügbarkeit der Daten im Projektverlauf von Dynamis und zum anderen durch den Trend-Charakter des Szenarios zu begründen. Entgegen der bestätigten Version des Szenariorahmens 2019 wird in dieser Fassung das Ziel der Bundesregierung, einen Anteil von 65 % Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch im Jahr 2030 bereitzustellen, nicht erreicht. In Anbetracht der aktuellen Gesetzeslage und der in den Jahren 2018 und 2019 verzeichneten Zubauraten, insbesondere von Wind-Onshore, erscheint dieser Pfad im Sinne einer Beschreibung des aktuellen Trends als realistischer. Der angenommene Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2022 entspricht dem in /ÜNB-02 18/. Eine Anpassung des Szenarios wurde hingegen im Rahmen der Debatte um den Kohleausstieg vorgenommen, da hier von einer höheren Akzeptanz des Ausstiegspfads aufgrund des ermittelten „Kohlekompromisses“ auszugehen ist. Daher werden die Werte des NEP-Szenariorahmens um die Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (kurz: „Kohlekommission“) /BMWI-04 19/ aktualisiert.

Die herangezogenen Szenarien weisen auf Erzeugungsseite nur einen konsistenten Pfad bis zum Jahr 2030 bzw. 2040 aus. Daher wird für den NEP und den „Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)“ der ENTSO-E /ENTSOE-01 18/ eine lineare Fortschreibung der Entwicklungen der letzten verfügbaren Stützjahre bis zum Jahr 2050 durchgeführt. Die fehlende Konsistenz in Bezug auf die Lastdaten aus der Energiereferenzprognose (ERP) /BMWI-01 14/ wird zugunsten der erzeugungsseitigen Aktualität akzeptiert. Die deutschen Bedarfsdaten basieren auf der ERP aus dem Jahr 2014, da es sich um die jüngste Studie handelt, die eine detaillierte Aufschlüsselung der Endenergiesektoren liefert. Diese granulare Aufschlüsselung der Verbrauchssektoren ist für die detaillierte Modellierung der Endenergiesektoren zwingend notwendig (vgl. Kapitel 3). In einigen Bereichen gibt es Entwicklungen auf der Verbraucherseite, die geringe Abweichungen von den ERP-Szenariodaten erfordern. Diese werden an entsprechender Stelle in den Kapiteln der

Endenergiesektoren erwähnt. Größere und umfangreichere Abweichungen durch Minderungsmaßnahmen aufgrund von Effizienztechnologien- oder Elektrifizierungsmaßnahmen werden zunächst nicht berücksichtigt. Das resultierende Startszenario stellt mit der Verfehlung der Klimaziele (-65 % THG-Emissionen in 2050 gegenüber 1990) ein konservatives Szenario dar. Dabei spiegelt es mit dem Schwerpunkt auf Minderungsmaßnahmen im Bereitstellungssektor und einer verzögerten bis nicht stattfindenden Maßnahmenumsetzung in den Endenergiesektoren den aktuellen Trend wider.

Im folgenden Kapitel 5.1 werden zunächst die übergeordneten Eingangsparameter zusammengefasst. Anschließend werden in den Abschnitten 5.2 bis 0 für die in ISAaR abgebildeten Energieträger (vgl. Kapitel 4.3) jeweils die Aufbereitung der Eingangsdaten und die Mantelzahlen auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite sowie die aus der Simulation resultierende Energieträgerbilanz dargestellt. In Kapitel 5.8 erfolgt abschließend die Auswertung des Startszenarios hinsichtlich Emissionen und Kosten, sowie der Rückwirkungen auf das EU ETS.

5.1 Eingangsparameter

Brennstoffkosten

Die Brennstoffkosten für die wichtigsten, in den Modellen verwendeten Energieträger werden in Tabelle 5-2 dargestellt. Dabei werden die Kosten aus Systemsicht verwendet, sprich anwendungsspezifische Abgaben oder Umlagen werden nicht berücksichtigt. Für Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Erdöl und Uran werden die Kosten in den Jahren 2025, 2030 und 2035 aus dem Szenario B des NEP /BNETZA-03 18/ angesetzt. Während der Wert für das Stützjahr 2020, ausgehend von historischen Preisen linear interpoliert wird, wird für 2050 ein relativer Anstieg von 2030 bis 2050 gemäß /BMWI-01 14/ angenommen. Zwischen 2035 und 2050 steigt bzw. sinkt das Ölpreisniveau gemäß /BMWI-01 14/ bzw. /DENA-04 18/ geringfügig, daher wird hier für Erdöl von einem stagnierenden Preis ausgegangen. Die Kosten für Benzin sowie Diesel, Heizöl und Kerosin werden, ausgehend von den historischen Produktionsbeschaffungskosten gemäß /MVV-01 17/ bzw. für Kerosin auf Basis historischer Börsenpreise bestimmt. Dabei wird angenommen, dass der Kostenanteil, der auf den Erdölpreis zurückzuführen ist, gemäß Tabelle 5-2 steigt und die übrigen Kostenbestandteile konstant bleiben. Die in der Tabelle dargestellten mittleren Biomassepreise werden aus verschiedenen Quellen zu aktuellen Biomassepreisen verschiedener Biomassearten (/HOLT-01 16/, /FIN-01 18/, /DNZ-01 17/, /CAR-01 18/, /HOLZ-01 18/, /AGRA-01 18/) berechnet und entsprechend ihrer Anteile an der Gesamtproduktion gewichtet. Die zukünftige Entwicklung dieser Produktionsmengen wird abgeschätzt und bei der Berechnung der zukünftigen mittleren Preise berücksichtigt.

Das Szenario für die zukünftige Entwicklung der Kosten für CO_2-Zertifikate kann ebenfalls Tabelle 5-2 entnommen werden. Diese stellen einen Durchschnittswert aus verschiedenen Szenario-Studien (/BMWI-01 14/, /BMUB-06 15/, /EU-10 16/, /ISI-14 17/, /UBA-10- 17/, /BCG-01 18/, /DENA-04 18/, /EWI-01 14/) dar.

Tabelle 5-2: Brennstoffkosten aus Systemsicht (real, bezogen auf unteren Heizwert) und CO_2-Zertifikatskosten

Jahr	Energieträgerkosten in €/MWh								CO_2-Zertifikate in €/t
	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas	Erdöl	Uran	Biomasse	Benzin	Diesel, leichtes Heizöl, Kerosin*	
2020	8,4	4,3	22,7	40,0	3,3	27,6	51,3	46-47	20,1
2025	8,5	5,6	25,2	49,9	3,3	28,2	61,2	56-57	31,0
2030	8,4	5,6	26,4	48,3	3,3	27,7	59,6	54-55	41,8
2035	8,5	5,6	27,9	53,0	3,3	27,3	64,3	59-60	52,7
2040	8,9	5,6	28,0	53,0	3,3	27,0	64,3	59-60	63,5
2045	9,3	5,6	28,0	53,0	3,3	26,7	64,3	59-60	74,4
2050	9,8	5,6	28,1	53,0	3,3	26,3	64,3	59-60	85,2

Emissionsfaktoren

Die direkten energiebedingten CO_2-Emissionsfaktoren verschiedener Brennstoffe können /UBA-03 16/ entnommen werden. Ein Auszug für die wichtigsten Brennstoffe ist in Tabelle 5-3 dargestellt. Für Abfall wird in /UBA-03 16/ ein Verhältnis von erneuerbarem und nicht-erneuerbarem Müll von 1:1 angesetzt. Während für Methan der Emissionsfaktor basierend auf der Stöchiometrie berechnet wird, sind Erneuerbaren Energien, mit Ausnahme der Biomasse, keine direkten energiebedingten CO_2-Emissionen zuzuordnen. Bzgl. der Biomasse wird davon ausgegangen, dass diese aus nachhaltigem Anbau stammt und das emittierte CO_2 wieder bindet und somit im gesamten Bilanzraum als CO_2-neutral bilanziert wird.

Tabelle 5-3: Direkte energiebedingte CO_2-Emissionsfaktoren wichtiger Brennstoffe (bezogen auf den unteren Heizwert)

Jahr	Direkte energiebedingte CO_2-Emissionen in t CO_2/MWh											
	Stein-kohle	Braun-kohle	Methan	Erdöl	Uran	Benzin	Diesel	Heizöl leicht	Kerosin	EE	Abfall	Bio-masse
Alle	0,337	0,399	0,198	0,264	0	0,263	0,266	0,264	0,264	0	0,165	0,348

Zinssätze

Für die Bewertung aus Systemsicht wird der gesellschaftliche Zinssatz aus /UCL-01 11/ in Höhe von 3,5 % verwendet. Dieser reflektiert den Zinssatz, zu dem sich Staaten Geld leihen können, um beispielsweise in CO_2-Verminderungsmaßnahmen zu investieren.

Technoökonomische Kennwerte

Die technischen und ökonomischen Kennwerte der abgebildeten Technologien sind im Datenanhang aufgeführt. Hierzu gehören u. a. die Nutzungsdauer, der Wirkungsgrad, die Investition und die variablen/fixen Betriebskosten.

5.2 Strom

Im Folgenden werden für den Energieträger Strom zunächst die Eingangsdaten und resultierenden Mantelzahlen wie beispielsweise Erzeugungskapazitäten beschrieben.

Anschließend wird das Modellergebnis des Startszenarios in Form einer Energiebilanz für Elektrizität dargestellt.

5.2.1 Eingangsdaten und Mantelzahlen

Konventionelle Kraftwerke

Basierend auf den szenariobedingten Mantelzahlen der installierten Leistung in den jeweiligen Jahren wird für einzelne thermische Kraftwerksblöcke eine modellexogene Außerbetriebsetzung bzw. Inbetriebnahme im Modell abgebildet. Dies geschieht so lange, bis die Kapazitätsvorgaben aus den Mantelzahlen des Szenarios für das jeweilige Land und Energieträger (Nuklear, Kohle, Gas und Öl) erfüllt sind. Die Mantelzahlen setzen sich aus den oben beschriebenen Szenario-Quellen zusammen.

Für den deutschen Untersuchungsraum stammen die blockscharfen Kraftwerksdaten aus der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur /BNETZA-21 18/, die auch den geplanten Bau und Rückbau von Kraftwerken /BNETZA-22 18/ umfasst. Eine weitere Datenquelle ist die Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamtes /UBA-10 18/, insbesondere für die Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Darüber hinaus werden die einzelnen Erzeugungseinheiten um manuell recherchierte Daten zur Nennleistung, thermischen Fernwärmeleistung, Wirkungsgrad und der Information zur KWK-Technologie ergänzt. Die Stilllegung richtet sich nach dem Alter des Kraftwerks und der Verortung in einem Fernwärmenetz. Besteht gemäß der Mantelzahlen die Notwendigkeit, ein kohlebefeuertes Heizkraftwerk in Deutschland stillzulegen, wird angenommen, dass dieser Block durch einen gasbefeuerten Block ersetzt wird. Die Fernwärmeleistung wird dabei im Modell konstant gehalten. Eine kohlegefeuerte Gegendruck-Dampfturbine in einem Fernwärmenetz wird durch eine GuD-Gegendruckturbinen-KWK-Anlage ersetzt. Grundsätzlich gilt, dass die gemeldeten und somit geplanten Außerbetriebnahmen entsprechend ihres Außerbetriebsetzungsdatums zuerst erfolgen und anschließend eine Reihung nach Kraftwerksalter stattfindet.

Industriekraftwerke werden gemäß ihrem Betriebsanreiz modelliert. Dazu gehören neben der Einspeisung in das öffentliche Netz entweder die Bereitstellung von Prozess- oder Fernwärme, die industrielle Eigenerzeugung oder die Verbrennung von Industrieabfällen (z. B. Hochofengase). Eine detaillierte Beschreibung der Daten und des Modellierungsansatzes kann /PEL-02 16/ und /FFE-22 19/ entnommen werden. Für das Jahr 2020 werden gasbefeuerte Blockheizkraftwerke kleiner 10 MW mit einer Summenleistung von 4,3 GW berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass sich zur Erreichung der vorgegebenen Mantelzahlen die installierte Leistung dieses Kraftwerkstyps bis 2050 verdoppelt.

Aufgrund der Anpassung der Mantelzahlen des NEP-Szenarios B an die Beschlüsse der Kohlekommission werden dem modellierten Energiesystem Erzeugungskapazitäten entnommen, ohne einen Ersatz in Form von gasbefeuerten Kraftwerken zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bereitzustellen. Als Folge daraus droht dem System ein Kapazitätsengpass. Um eine Deckung der Leistungsbilanz zu jeder Stunde zu ermöglichen, findet bei der Modellierung des Startszenarios eine integrierte Ausbauplanung von Gaskraftwerken und Gas-BHKW statt. Die Kennzahlen der Technologien finden sich im Datenanhang.

Versorgungssicherheit

Im Rahmen dieser Studie gibt es keine weitere, darüber hinausgehende Untersuchung zu der Versorgungssicherheit. Das beschriebene Energiesystem weist in jedem modellierten Jahr

unter den Bedingungen des Wetterjahres 2012 ausreichend Erzeugungskapazitäten zur Deckung der stündlichen Energieträgernachfrage auf. Daher ist zu beachten, dass Zeiten, in denen weder PV- noch Winderzeugung für einen längeren Zeitraum als im Wetterjahr 2012 zur Verfügung stehen, nicht Teil der Untersuchung sind. In diesem Kontext wird häufig auch von der sogenannten „Dunkelflaute" gesprochen. Dies gilt auch für die hypothetische Situation eines gleichzeitigen Ausfalls umfassender Kraftwerkskapazitäten oder die plötzliche und ungeplante Nichtverfügbarkeit grenzüberschreitender Handelskapazitäten. Eine erhöhte installierte Kapazität von Gasturbinen- oder Gasmotorenkraftwerken ist in solchen Fällen erforderlich, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Da diese Anlagen jedoch nur als Reserve eingesetzt werden und somit nur mit sehr geringen Volllaststunden betrieben werden, sind ihre Auswirkungen auf die betrachteten Dekarbonisierungspfade und -maßnahmen vernachlässigbar. Um diesen unbestimmten Bedarf an Backup-Kapazitäten nicht zu vernachlässigen, werden alle Darstellungen konventioneller Erzeugungsanlagen, wie in Abbildung 5-1 und Abbildung 5-2, um einen nicht genau quantifizierten Anteil an Reserve-/Backupkraftwerken ergänzt.

Die Versorgungssicherheit ist in den betrachteten Szenarien und dem Wetterjahr gewährleistet. Eine gesonderte Untersuchung von Extremsituation ist jedoch nicht Bestandteil der Studie.

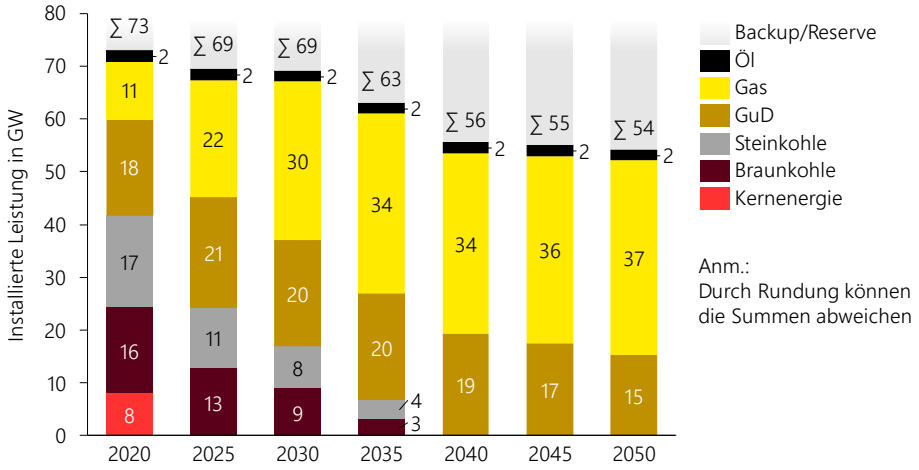


Abbildung 5-1: Installierte konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Deutschland (exklusive Backup-Kapazitäten in grau) für das Startszenario

Bei allen angegebenen Kraftwerkskapazitäten handelt es sich um Bruttokapazitäten. Die Verfügbarkeit dieser Anlagen wird gemäß der „TYNDP unit data" /ENTSOE-01 18/ angenommen.

Modellendogener Zubau von Gasturbinenkraftwerken zur Sicherstellung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz

Der modellendogene Zubau von Gasturbinenkapazitäten liegt im Jahr 2025 bei 9 GW und in 2030 bei 16 GW. In den späteren Jahren findet kein zusätzlicher, darüber hinaus gehender Ausbau von Kraftwerkskapazitäten statt.

Für die betrachteten europäischen Nachbarländer werden die Daten zu konventionellen Kraftwerksblöcken aus der PLATTS-Kraftwerksdatenbank /PLAT-01 18/ verwendet. Das Vorgehen zur Datenaufbereitung, Aggregation von Blöcken, Zuweisung technoökonomischer Kennwerte und zum Anlagenausbau und -rückbau ist in /FFE-70 19/ detailliert beschrieben. Der resultierende Kraftwerkspark ist in Abbildung 5-2 dargestellt.

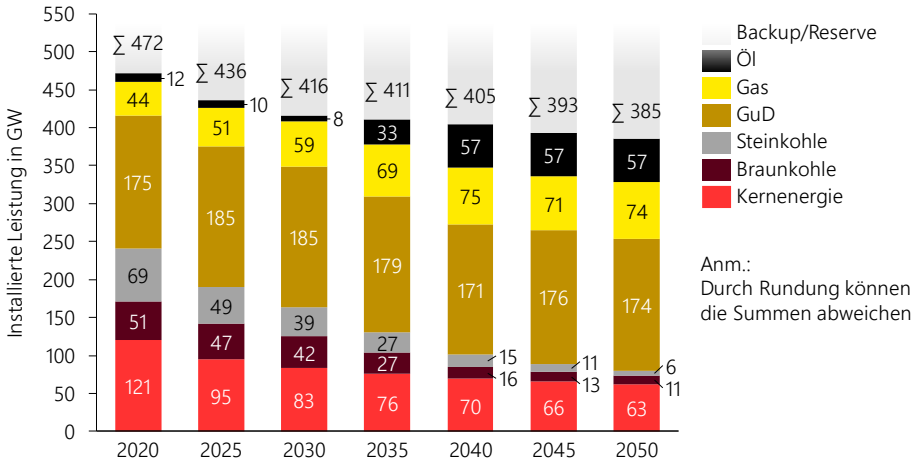


Abbildung 5-2: Installierte konventionelle Kraftwerkskapazitäten in den betrachteten europäischen Ländern (exklusive Backup-Kapazitäten) für das Startszenario

Insgesamt ist eine Reduktion der Kapazitäten thermischer Kraftwerke zu beobachten. Während die in Deutschland installierten Leistungen um 26 % von 2020 bis 2050 zurückgehen, reduziert sich der betrachtete europäische Kraftwerkspark im gleichen Zeitraum um 18 %. Herauszuheben ist die Wahl des Brennstoffes Öl für Spitzenlastkraftwerke in einigen Ländern des verwendeten TYNDP-Szenarios „Sustainable Transition". In einer detaillierten Analyse europäischer Energiesystemszenarien wäre diese Annahme kritisch zu hinterfragen.

Erneuerbare Energien

Für die Modellierung der PV- und Wind-Erzeugung wird ein zweistufiger Ansatz verfolgt. Zunächst werden die deutschen und europäischen Mantelzahlen nach NEP und TYNDP regionalisiert. Hierfür wird basierend auf den Standorten bestehender Anlagen, Geoanalysen, Wetterdaten und den lokalen Ausbauzielen ein regional differenzierter Ausbau verschiedener Anlagentypen modelliert. Anschließend werden die Anlagenkennlinien mit den Wetterdaten des jeweiligen Standortes verschnitten, um ein Erzeugungsprofil zu generieren. Das genaue Vorgehen und die Datenbasis für Windkraft und PV wird in Kapitel 4.3 im Detail beschrieben. Die installierten Kapazitäten zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse entwickeln sich gemäß den Mantelzahlen des Startszenarios. Die Modellierung von Wasserkraft greift auf historische Erzeugungsprofile aus dem Wetterjahr 2012 bei gleichbleibender installierter Leistung zurück.

Die Modellierung des Erneuerbaren Erzeugungsprofils basiert auf Standortscharfen Wetterdaten.

Im Gegensatz zu den konventionellen Erzeugungstechnologien ist der Erzeugungsgang der Erneuerbaren Energien, abgesehen von Biomasse, durch die vorangegangene Berechnung der wetterbedingten Profile nicht Teil der Optimierung. Vielmehr werden die Erzeugungsprofile der Erneuerbaren Energien aufgrund des Einspeisevorrangs exogen vorgegeben und stellen im Modell Erzeugungseinheiten mit Grenzkosten von 0 €/MWh dar. Eine Abregelung der EE ist jedoch möglich, wenn dies aus systemischer Sicht notwendig und kosteneffizient ist. Der Einsatz der Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland wird hingegen optimiert. Abbildung 5-3 fasst die angenommenen installierten Leistungen für die EE in Deutschland im Startszenario zusammen.

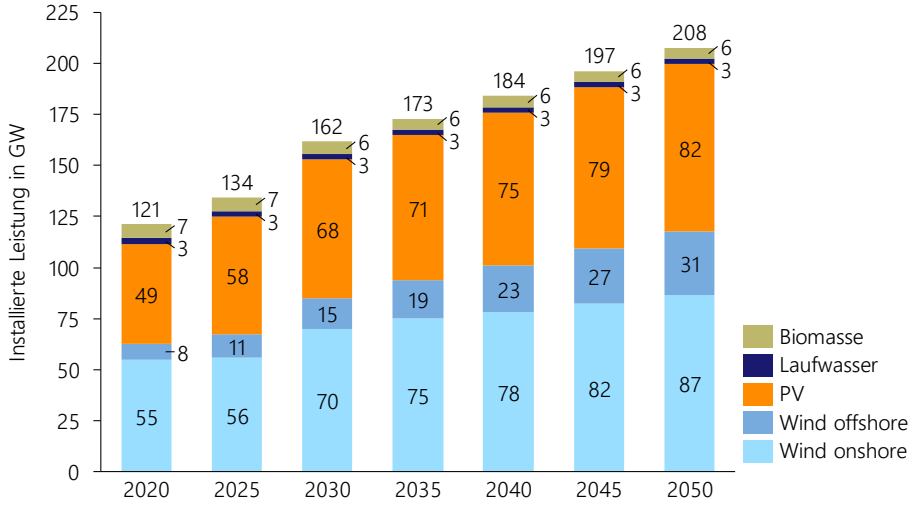


Abbildung 5-3: Installierte Kapazitäten Erneuerbarer Energien in Deutschland für das Startszenario

Die heutigen Ausbauraten für Wind-Onshore werden im Startszenario berücksichtigt.

Der aktuell sehr verlangsamte Zubau von Wind Onshore schlägt sich deutlich in den installierten Leistungen der Jahre 2020 und 2025 nieder. Die jährlich zugebauten Kapazitäten gleichen zum Großteil den Rückbau alter Anlagen aus und führen zu einer minimalen Leistungserhöhung von ~1 GW zwischen den beiden Stützjahren.

Dezentrale Entwicklungen, wie Hausspeicher und Eigenverbrauchsoptimierung werden im Startszenario abgebildet.

Die Entwicklung der europäischen Kapazitäten Erneuerbarer Energien in Abbildung 5-4 zeigt einen ambitionierteren Pfad, als er für das deutsche Netzgebiet angenommen wird. Insgesamt steigen die installierten Leistungen von 2020 bis 2050 um 135 % mit einer, im Vergleich zu Deutschland, stärkeren Fokussierung auf Windenergieanlagen.

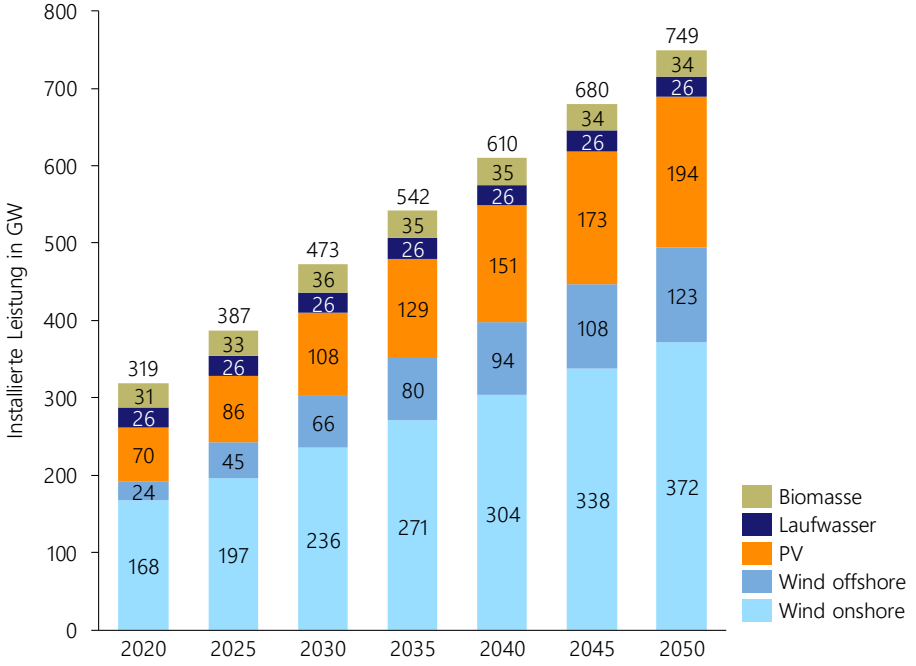


Abbildung 5-4: Installierte Kapazitäten Erneuerbarer Energien in Europa für das Startszenario

Speicher

Eine aktuelle Entwicklung auf dem Gebiet der Eigenversorgung durch PV-Systeme ist die Integration von Hausspeichersystemen (HSS). Dieser Trend vom Stromverbraucher zum

Prosumenten ist eine in der Energiesystemmodellierung oft vernachlässigte Tatsache, die jedoch insbesondere aufgrund sinkender Preise für Batteriespeicher zunehmend relevanter wird. Aus diesem Grund wird sowohl für bestehende als auch für zugebaute PV-Dachanlagen mithilfe der Methode aus /FFE-01 19/ und den Marktdaten aus /RWTH-02 17/ eine jährliche Wahrscheinlichkeit bestimmt, mit der eine Anlage mit einem HSS ausgestattet wird. Hieraus ergibt sich eine steigende Anzahl von derzeit ca. 100.000 Tsd. HSS im Jahr 2018 /SOW-01 18/, 1,1 Mio. in 2030 und 1,5 Mio. im Jahr 2050. Gemäß /BNETZA-03 18/ beträgt die Nennleistung und Speicherkapazität eines HSS 7 kW und 7 kWh. Der Einsatz der HSS wird durch den Anreiz der Eigenversorgung bestimmt. Zur Berechnung des Be- und Entladeprofils der HSS wird das lokale PV-Profil und ein Standardlastprofil für Haushalte berücksichtigt.

Dezentrale Entwicklungen, wie Hausspeicher und Eigenverbrauchs-optimierung werden im Startszenario abgebildet.

Während die HSS bereits bei der Erstellung der PV-Erzeugungsprofile berücksichtigt werden, werden die Speichertechnologien Pumpspeicher, Saisonspeicher und Großbatterien marktorientiert eingesetzt. Die Ausbauraten für diese Technologien in Deutschland und den europäischen Nachbarländern ergeben sich aus den Mantelzahlen des Szenarios. Die hohe installierte Leistung der Saisonspeicher ist hauptsächlich auf die nordischen Länder zurückzuführen. Die erzeugte Energiemenge von Speicherwasserkraftwerken basiert auf historischen Daten, die innerhalb eines Tages mit einer maximalen Abweichung von 50 % und innerhalb einer Woche genau eingehalten werden müssen. Dies bedeutet, dass das System über genügend flexible Kapazitäten verfügt, um am modellierten Strommarkt teilzunehmen. Dieses Potenzial wird jedoch durch natürliche, saisonale Einschränkungen, wie z. B. die Schneeschmelze, begrenzt. Eine detaillierte Beschreibung des Modellierungsansatzes und weitere Eingangsdaten sind /FFE-04 15/ zu entnehmen. Für Deutschland werden zudem Lithium-Ionen-Großbatteriespeichersysteme mit einer installierten Leistung und Auslegung nach /BNETZA-03 18/ berücksichtigt.

Tabelle 5-4: Installierte modellendogene Speichertechnologien im Startszenario

Technologie	Region	Einheit	2020	2030	2040	2050
Großbatteriespeicher	DE	GW	0,6	1,2	2,4	2,7
	DE	GWh*	0,7	2,7	5,3	6,0
Pumpspeicher	DE	GW	8,4	9,1	10,7	10,7
Pumpspeicher	Europa	GW	45,8	57,1	58,8	58,8
Speicherwasser (kein Pump-Betrieb möglich)	Europa	GW	156,3	170,2	170,1	169,9

*nutzbare Kapazität

Übertragungsnetz und Stromhandel

Da die Modellierung des Strommarktes eine Marktbetrachtung ohne Berücksichtigung intrazonaler Netzengpässe vorsieht, spielen die „Net Transfer Capacities" (NTC) eine entscheidende Rolle. Diese NTC entsprechen den dem Markt zum Handel zwischen zwei Marktzonen zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten /ENTSOE-02 01/. Diese Werte stammen ebenfalls aus dem Szenario „Sustainable Transition" des TYNDP. In diesem Fall findet keine Extrapolation der Daten nach 2040 statt und auch die Zwischenwerte der Referenzjahre werden nicht interpoliert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die grenzüberschreitenden Kapazitäten in Abhängigkeit von konkreten Netzausbauprojekten zunehmen, so dass eine Interpolation aus technischer Sicht nicht realistisch ist. Die Szenariodaten führen zu einem 58%igen Anstieg der NTC zwischen Deutschland und seinen

europäischen Nachbarn im Jahr 2040 im Vergleich zu 2020. Aufgrund fehlender Daten über zukünftige grenzüberschreitende Netzausbauprojekte werden die NTC-Werte von 2040 bis 2050 konstant gehalten.

Die Betrachtung der Übertragungsnetzrückwirkung ist Bestandteil einer eigenen Szenarioanalyse.

Die Rückwirkung von Dekarbonisierungsmaßnahmen auf die Übertragungsnetzinfrastruktur kann aus Kostensicht einen entscheidenden Einfluss auf die gesamte Kosteneffizienz einer Minderungsmaßnahme haben. In einer ganzheitlichen Bewertung von Klimapfaden ist diese Komponente daher nicht zu vernachlässigen. Um besonders übertragungsnetzbelastende Maßnahmen zu identifizieren und deren Wechselwirkung mit dem Netzausbaubedarf zu quantifizieren, wurden gesonderte Szenarioanalysen durchgeführt. Diese sind im Kapitel 11.3.2 zu finden.

Verbrauch

Die Lastprofile für Deutschland werden in den im Projekt entwickelten Sektormodellen detailliert abgebildet. Bezüglich der absoluten Höhe der jeweiligen Energiebedarfe wird auf die Mantelzahlen der ERP /BMWI-01 14/ und der BMWi-Energiedaten /BMWI-03 18/ zurückgegriffen. Eine Auswahl charakteristischer Größen für den Stromverbrauch nach Sektoren ist in Tabelle 5-5 dargestellt. Eine ausführliche Beschreibung der Modellierung und Ergebnisse des Startszenarios je Endenergiesektor ist jeweils dem Unterkapitel „Sektormodell" in den Kapiteln 6.4 bis 0 zu entnehmen.

Tabelle 5-5: Zusammenfassung charakteristischer Größen für den Stromverbrauch in den Endenergiesektoren im Startszenario

Verkehr	Industrie	Haushalte	GHD
2030: - 1,8 Mio. Elektro-Pkw - 2,1 Mio. Gas-Pkw - keine nennenswerten Anteile an Brennstoffzellen-Pkw 2050: - 5,5 Mio. Elektro-Pkw - 7,1 Mio. Gas-Pkw - 1,0 Mio. Brennstoffzellen-Pkw - keine nennenswerten Anteile an Elektro-, Brennstoffzellen- und Gas-Lkw - große Anteile Benzin und Diesel	- konstanter Stromverbrauch - geringe Umsetzung von Niedertemperatur-Elektrifizierungsmaßnahmen - hauptsächlich Brennstoffeffizienzmaßnahmen - starker Rückgang der Stahlproduktionsmenge - besonders starke Reduktion des Endenergieverbrauchs in den Wirtschaftszweigen Metallerzeugung und Grundstoffchemie - keine Veränderung bei Biomasse und Öl	1,1 %/a Sanierungsquote 2030: - Versorgung von 2,5 Mio. Gebäuden mit elektrischen Wärmepumpen 2050: - Versorgung von 3,5 Mio. Gebäuden mit elektrischen Wärmepumpen - sinkender Stromverbrauch von Haushaltsgeräten	2030: - Strombedarf sinkt um 2 % gegenüber 2020 - Strombedarf der LED Lampen steigt um 63 % gegenüber 2020 2050: - Strombedarf steigt um 5 % gegenüber 2020 - Strombedarf der LED Lampen steigt um den Faktor 2,7 gegenüber 2020

Ergänzend zu diesen Verbräuchen werden 5 % Übertragungsnetz- und 3,3 % Verteilnetzverluste nach /ÜNB-02 18/ berücksichtigt.

Die zeitlich aufgelösten Lastprofile für die europäischen Nachbarländer basieren aufgrund der Korrelation zum Wetterjahr auf historischen Daten der ENTSO-E für das Jahr 2012 /ENTSOE-02 15/. Für die zukünftigen Jahre bis 2050 wird das normierte Profil beibehalten, die absolute Höhe des Nachfragegangs wird gemäß der Mantelzahlen des TYNDP /ENTSOE-01 18/ skaliert.

5.2.2 Resultierende Energiebilanz

Die aus dem Optimierungslauf als Berechnungsergebnis resultierende Strombilanz für Deutschland ist in Abbildung 5-5 dargestellt. Die nach oben zeigenden Balken der Abbildung werden zur Darstellung der Erzeugung oder des Exports verwendet. Der nach unten zeigende Teil repräsentiert den klassischen Stromverbrauch in den Endenergiesektoren, die Umwandlung in Power-to-X-Technologien oder den Stromexport. Die Kreisdiagramme bilden in flächenproportionaler Darstellung die Zusammensetzung einzelner Verbrauchs- oder Erzeugungsklassen ab.

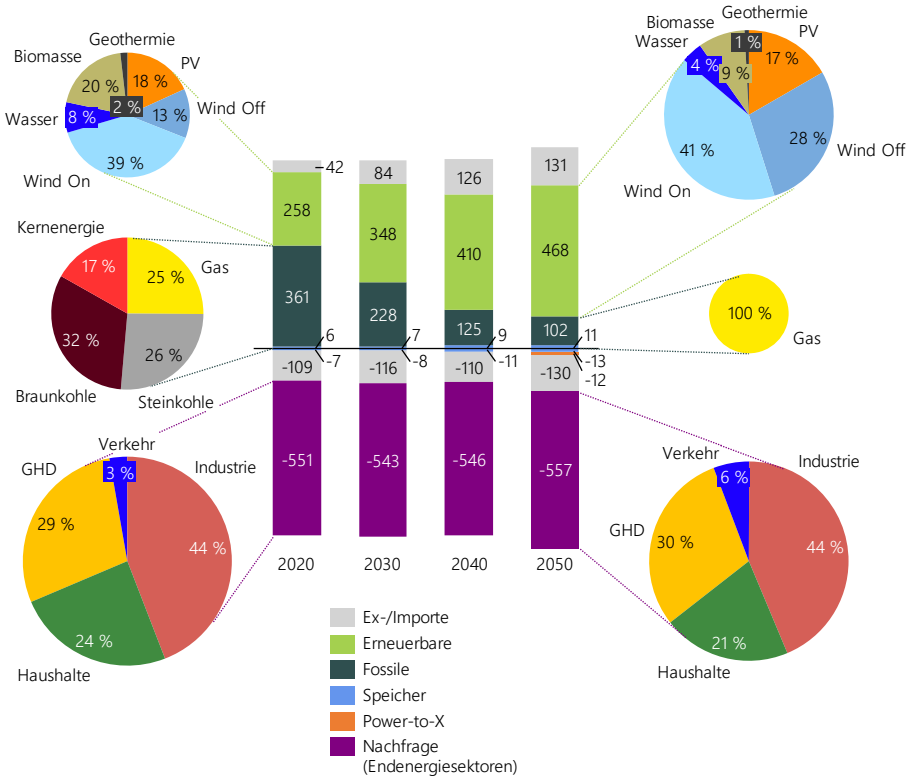


Abbildung 5-5: Resultierende Strombilanz für Deutschland in TWh/a

Es zeigt sich, dass der EE-Anteil an der inländischen Stromerzeugung in 2020 auf rund 42 % und im Jahr 2050 auf ca. 82 % steigt. Im Vergleich dazu betrug der Anteil im Jahr 2018 gemäß /ISE-01 19/ 40 %. Zudem kommen im Jahr 2050, bedingt durch den Kernenergie- und Kohleausstieg, nur noch gasbefeuerte konventionelle Kraftwerke zum Einsatz. Auf der Verbrauchsseite lässt sich aufgrund der langsamen Umsetzung von Elektrifizierungsmaßnahmen nur eine geringe Steigerung des Stromverbrauchs beobachten, wobei der Anteil des Verkehrssektors durch die Elektromobilität auf 6 % im Jahr 2050 leicht zunimmt. Dieser Trend kompensiert die Abnahme des klassischen Stromverbrauchs aufgrund von Effizienzmaßnahmen.

Kaum Elektrifizierungsmaßnahmen im Startszenario.

Auf Seiten der Im- und Exporte ist zu beobachten, dass sich der Exportüberschuss aufgrund des Rückgangs konventioneller Kapazitäten und einem moderaten Zubau Erneuerbarer Energien in Deutschland bis in das Jahr 2050 hin zu höheren Importen wandelt. In Abbildung 5-6 ist dargestellt, wie sich die Aufteilung nach Stromhandelspartnern von 2020 bis 2050 verschiebt.

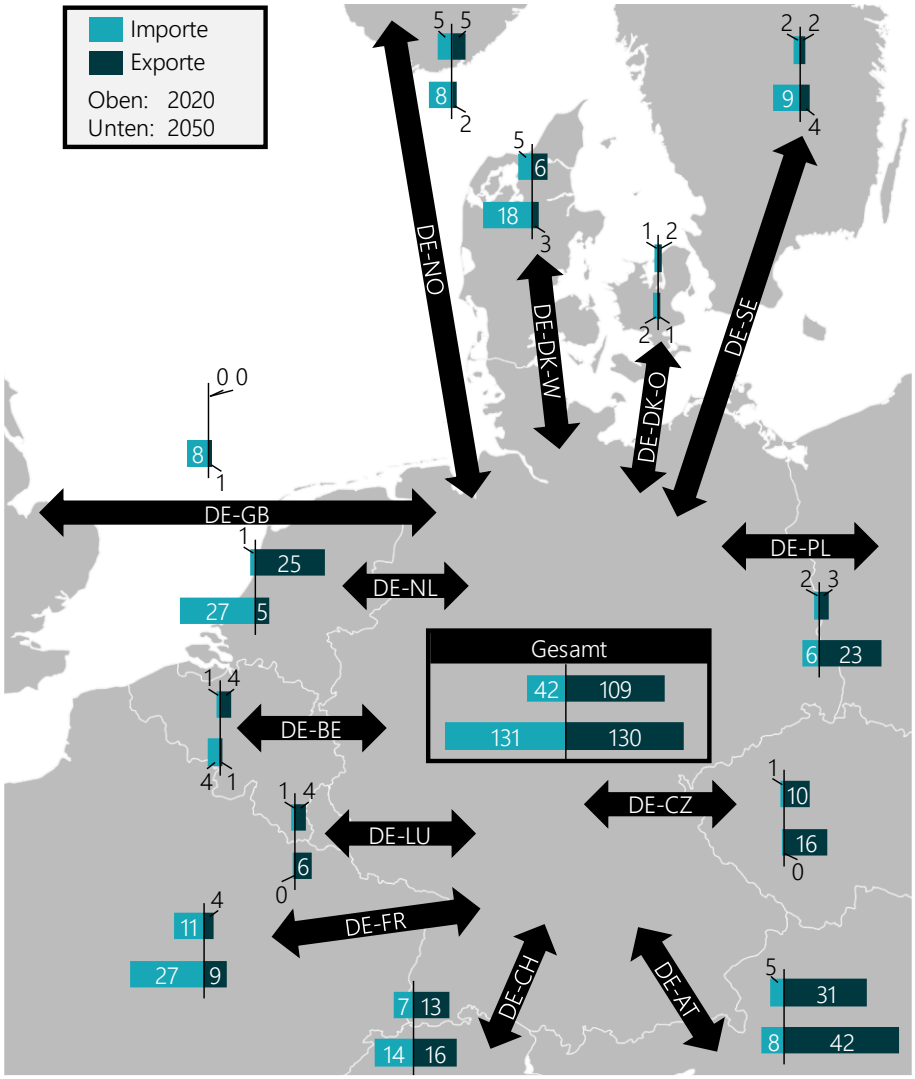


Abbildung 5-6 Stromhandelssaldo in 2020 (oben) und 2050 (unten) in TWh/a im Startszenario

Es ist zu beobachten, dass die Exporte in östliche Nachbarländer steigen, während die Importe aus nördlichen und vor allem westlichen Nachbarstaaten zunehmen. Die Nutzung von Speicherkapazitäten in den nordischen Ländern findet nur in sehr begrenztem Umfang statt. Zudem findet über Österreich als Transitland ein Großteil der Exporte in den Süden statt.

Trotz der deutlichen Steigerung der Handelsvolumina: Die Handelskapazitäten (NTCs) stellen ein konservatives Szenario dar.

Durch die Steigerung der Handelskapazitäten gewinnt die europäische Strommarktkopplung in allen betrachteten Szenarien im Vergleich zur heutigen Situation zunehmend an Bedeutung. Hinsichtlich der angenommenen Handelskapazitäten ist herauszustellen, dass es sich dabei um ein konservatives Szenario handelt. Die Verordnung zum europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt sieht gemäß der Aufbereitung nach /SU-01 19/ eine Steigerung der Handelskapazitäten auf 70 % der thermischen Grenzleistung aller Grenzkuppelstellen bis Ende des Jahrs 2025 vor. Daraus resultierend würde sich eine noch umfassendere Erhöhung der Handelsvolumina einstellen. Ob eine Erhöhung in diesem Umfang von den Übertragungsnetzen hinter den Kuppelstellen und in Anbetracht des aktuell verzögerten Übertragungsnetzausbaus bis zu diesem Zeitpunkt gewährleistet werden kann, ist Gegenstand heutiger Debatten.

Die Aufschlüsselung der stündlichen Deckung der Residuallast (klassischer Stromverbrauch abzüglich Erzeugung aus EE) in Abbildung 5-7 ist zur Interpretation des Systemzustandes im

jeweiligen Szenario geeignet. Die nach Residuallast absteigend geordnete Jahresdauerlinie zeigt die Zusammensetzung von Speichern, konventionellen Erzeugern, Power-to-X Technologien und Im-/Exporten, die zur Deckung einer positiven Residuallast oder zur Nutzung einer negativen Residuallast in jeder Stunde Anwendung finden.

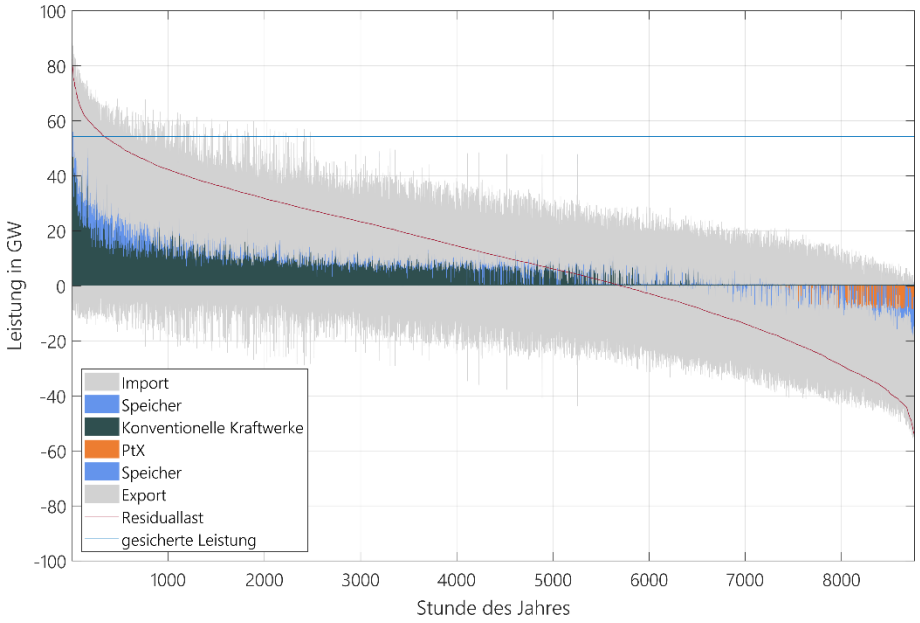


Abbildung 5-7 Jahresdauerlinie der Residuallast, Startszenario im Jahr 2050 für Deutschland

In Kombination mit den Daten aus Abbildung 5-6 wird ersichtlich, dass der Stromhandel eine wichtige Rolle als zukünftige Flexibilitätsoption darstellt. Zudem ist zu erkennen, dass der Stromtransit zu einem Großteil der Stunden im Jahr zu gleichzeitigen Im- und Exporten führt. Speicher und Power-to-X Technologien – in diesem Szenario nahezu ausschließlich elektrische Fernwärmebereitstellung – werden nur in geringem Maße zur Bereitstellung von Flexibilität genutzt. Aufgrund der hohen EE-Durchdringung wird der konventionelle Kraftwerkspark in 2050 hauptsächlich zur Systemabsicherung verwendet und weist dabei Volllaststunden von ca. 2000 h/a auf. Die Jahreshöchstlast liegt aufgrund zunehmend elektrifizierter Wärmeanwendungen bei 101 GW, während die Jahreshöchstresiduallast bei 82 GW liegt. Die Aufschlüsselung nach Erzeugungs- und Verbrauchstechnologien legt den Rückschluss nahe, dass es sich in diesem Szenario zwar um einen weitestgehend dekarbonisierten Stromsektor handelt, aber gleichzeitig kaum Sektorenkopplung oder Flexibilisierung der Stromversorgung stattfinden.

5.3 Fernwärme

Analog zum Energieträger Strom werden im Folgenden zunächst die Eingangsdaten und Mantelzahlen beschrieben und anschließend die resultierende Fernwärmebilanz für das Startszenario gezeigt.

5.3.1 Eingangsdaten und Mantelzahlen

Im Vergleich zu den Eingangsdaten der Stromversorgung sind die Daten für die öffentliche Fernwärmeversorgung heterogener und nur begrenzt zentral verfügbar. Die AGFW-Berichte /AGFW-01 17/ zur Fernwärmeversorgung sind eine wichtige Quelle, da diese die Erzeugungs- und Nachfragestruktur der einzelnen Netze dokumentieren. Informationen über die

technischen Parameter bestehender KWK-Anlagen wurden im Rahmen von /FFE-146 17/ recherchiert. Dazu gehören der Anlagentyp, wie beispielsweise Entnahmekondensations- oder Gegendruckturbinen, Zusatzfeuerung, die Stromkennzahl und die maximale Fernwärmeleistung.

Die Modellierung der öffentlichen Fernwärmebereitstellung basiert auf einer regionalen Unterscheidung von 34 real existierenden Fernwärmenetzen und zwei aggregierten Sammelnetzen, welche den übrigen Fernwärmeverbrauch repräsentieren.

Erzeugung

Auf der Erzeugungsseite werden die KWK-Kapazitäten gemäß individueller Recherche berücksichtigt. Kohlekapazitäten werden nach obig beschriebener Mantelzahlmethodik stillgelegt. Die KWK-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10 MW aus /BAFA-01 14/ werden in den beiden aggregierten Wärmenetzen berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass Gasheizwerke zu jedem Zeitpunkt im Jahr den Fernwärmebedarf vollständig decken können. Sie sind, auf die Jahreshöchstlast dimensioniert, modellexogen vorgegeben. Geothermie-Anlagen, Elektrodenheizkessel, Wärmespeicher, Biomasseheizkraftwerke, Abwärmenutzungsanlagen und Müllverbrennungsanlagen werden nach /FFE-146 17/ berücksichtigt. Die Modellierung der Geothermie, Abwärme und der Müllverbrennung erfolgt auf Basis einer konstanten Wärmeleistung und der szenarioabhängigen Jahresarbeitsmenge pro Typ nach /FFE-146 17/. Für die übrigen Erzeugungselemente findet eine Einsatzoptimierung statt. Weitere Parameter und Annahmen sind in der Veröffentlichung /FFE-70 19/ zu finden.

In geringem Umfang werden im Startszenario auch Wärmespeicher und Power-to-Heat Anlagen in Form von Heizstäben und Elektrodenheizkesseln berücksichtigt. Dabei handelt es sich um Bestandsanlagen und Zubauprojekte gemäß /FFE-146 17/ und /ÜNB 02 18/.

Tabelle 5-6: Ausgewählte installierte Kapazitäten der Fernwärmeversorgung für Deutschland im Startszenario

Technologie	Einheit	2020	2025	2030	2050
Heizstäbe/ Elektrodenheizkessel	GW	1,7	2,4	3,2	3,2
Wärmespeicher	GWh	39,4	53,7	67,9	67,9

Verbrauch

Diese Kombination von Quellen ermöglicht die Erstellung eines Verbrauchsszenarios für die 34 größten deutschen Fernwärmenetze bis zum Jahr 2050. Zusätzlich zu diesen spezifischen Netzen werden zwei aggregierte Netze für den Norden und Süden modelliert. Es handelt sich um ein sogenanntes „Business as usual"-Szenario, das durch einen sinkenden Wärmebedarf, bedingt durch energetische Sanierung bei gleichzeitiger Verdichtung der Fernwärmenetze, gekennzeichnet ist. Der daraus resultierende jährliche Bedarf sinkt von 65 TWh im Jahr 2020 auf 58 TWh im Jahr 2050. Ergänzend dazu sind 14 % des gesamten in /BMWI-01 14/ ausgewiesenen Fernwärmebedarfs des Jahres 2020 gemäß /FFE-146 17/ nicht zu spezifischen Netzen zuzuordnen. Daher werden diese Nachfragen zu den beiden aggregierten Netzen hinzugefügt. Zudem werden Verluste in Höhe von 10 bis 15 %, je nach Anschlussdichte und Netzlänge, berücksichtigt. Als summierte Nachfrage aus diesen Einzelkomponenten ergibt sich für die gesamte zu erzeugende Fernwärmeenergiemenge die in Abbildung 5-8 als

„Nachfrage" dargestellte Entwicklung. Die Methodik zur Modellierung der Entwicklung dieser Fernwärmemenge wird in /FFE-146 17/ ausführlich beschrieben.

5.3.2 Resultierende Energiebilanz

Die aus der Simulation resultierende Fernwärmebilanz in Abbildung 5-8 zeigt, dass auch in der Fernwärme im Startszenario bereits eine Dekarbonisierung stattfindet, allerdings in wesentlich geringerem Maße als für den Energieträger Strom. Dabei stellt der Energieträgerwechsel von Kohle zu Gas die entscheidende CO_2-Verminderungsmaßnahme dar. Weiterhin steigt die Bedeutung von Biomasse sowie von Power-to-Heat für die Fernwärmebereitstellung. Jedoch spielt die Elektrifizierung der Fernwärme mit einem Anteil von ca. 5 % im Jahr 2050 im Startszenario noch eine stark untergeordnete Rolle.

Die Dekarbonisierung der Fernwärme findet im Startszenario hauptsächlich durch den Energieträgerwechsel von Kohle zu Gas statt.

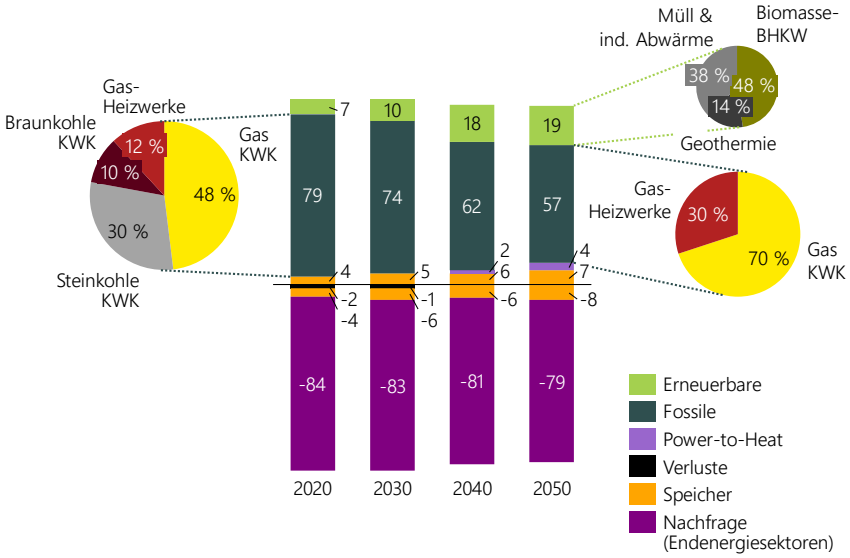


Abbildung 5-8: Resultierende Fernwärmebilanz für Deutschland in TWh/a

Trotz der verhältnismäßig geringen Speicherkapazität der Wärmespeicher zeigen die ein- und ausgespeicherten Energiemengen, dass diese Flexibilität im Rahmen der Optimierung sehr umfangreich genutzt wird.

Die Aufteilung der Last auf die Sektoren Private Haushalte und GHD erfolgt nach /BMWI -01 14/. In Abhängigkeit vom betrachteten Jahr ergibt sich ein Anteil von PHH an der gesamten Fernwärmemenge von 67 bis 74 %.

5.4 Methan

Auch für den Energieträger Methan werden in Kapitel 5.4.1 zunächst die Eingangsdaten und Mantelzahlen beschrieben und anschließend in Kapitel 5.4.2 die resultierende Energiebilanz dargestellt.

5.4.1 Eingangsdaten und Mantelzahlen

Gasförderung und Transport

Die Eingangsdaten des Gasmarkts beruhen überwiegend auf öffentlichen Quellen. Die Abbildung der Pipeline-Infrastruktur basiert auf aktuellen Daten der Übertragungskapazitäten zwischen den europäischen Marktgebieten /ENT-01 17/. Die aggregierten, deutschen Importkapazitäten steigen dabei durch das Projekt der Nord Stream 2 von 10 TWh/d im

Jahr 2020 auf 11,5 TWh/d im Jahr 2050 an. Die Gasproduktionskapazitäten innereuropäischer Länder und Nachbarländer Europas sowie von LNG-Importregionen werden dem europäischen Netzausbauplan entnommen /ENTSOG-01 18/. Die deutsche Gasförderung geht demnach von 61 TWh im Jahr 2020 auf 10 TWh im Jahr 2040 zurück und wird in den darauffolgenden Jahren vollständig stillgelegt. Daten zu Gasspeichern /GIE-01 18/ und LNG-Terminalkapazitäten /GIE-02 18/ werden vom Verband der europäischen Gasinfrastruktur (GIE) veröffentlicht und als Eingangsdaten berücksichtigt. Das in den deutschen Untergrundspeichern maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen beträgt knapp 270 TWh im Jahr 2020 und wird für darauffolgende Jahre als konstant angenommen. In Deutschland wird nach Daten der GIE aktuell der Bau von drei LNG-Terminals mit einer jährlichen Importkapazität von gut 200 TWh geplant. Diese sind im Gasmarktmodell MINGA (siehe Kapitel 4.4) hinterlegt. Eine detaillierte Beschreibung der Daten kann /FFE-43 17/ entnommen werden. Weiterhin wird eine installierte Leistung von Power-to-Methan-Anlagen nach /ÜNB-02 18/ und /FFE-145 17/ angesetzt. Diese steigt von 44 MW im Jahr 2020 auf 400 MW in 2030 und 1,2 GW in 2050 an.

Die im Gasmarktmodell MINGA hinterlegten Gasförderkosten in den LNG-Regionen und auch in den anderen Importregionen werden durch langfristige Grenzkosten der Förderung von Erdgas in jährlicher Auflösung parametriert. Hierzu haben die SWM für ihr Gasmarktmodell WEGA (/ENRDY-01 19/ und /ORP-01 17/) zahlreiche Daten analysiert und jahresscharf je Land Gasfelder mit individuellen Produktionsmengen und Förderkosten angelegt. Für MINGA werden diese Daten so transformiert, dass für jedes Land und Jahr ein einzelner volumengewichteter Wert der langfristigen Produktionskosten bestimmt wird. Diese Transformation enthält keine Informationen zu langfristigen Gaslieferverträgen. Zudem unterschätzt MINGA die resultierenden Hub-Preise tendenziell, da volumengewichtete Kosten und nicht die individuellen Kosten der letzten benötigten Gasquelle in der Merit-Order des jeweiligen Produktionslandes für die Optimierung verwendet werden.

MINGA nutzt diese von den SWM ausgewiesenen Kosten sowohl im Start- als auch im späteren fuEL-Szenario, um die Änderung der Gasbeschaffungskosten durch die Umsetzung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen zu bewerten. Da die kostenbasierte Modellierung in MINGA jedoch keine Gaspreise ausweist sondern lediglich Differenzkosten, werden als Eingangsdaten für das Startszenario des Bereitstellungssektors die Erdgaspreise aus Tabelle 5-2 verwendet.

Verbrauch

Der Jahresbedarf aller europäischen Länder außer Deutschland basiert auf Daten des europäischen Netzausbauplans TYNDP Gas 2018 des Verbands Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSO-G) /ENTSOG-01 18/. Dieser gibt den Gasbedarf bis 2040 unterteilt in die Endenergiesektoren an, wobei die Sektoren Private Haushalte und GHD aggregiert sind. Für eine Aufteilung der Gasverbräuche auf die beiden Sektoren wird das aktuelle Verhältnis des Gasverbrauchs aus GHD zum Gasverbrauch der Privaten Haushalte aus eurostat-Daten /EPP-06 17/ ermittelt und für zukünftige Jahre festgehalten. Fehlende Stützjahre (2035, 2045 und 2050) werden linear inter- bzw. extrapoliert. Der Gasverbrauch aller konventionellen gasbefeuerten Kraftwerke im Bereitstellungssektor ist aus der Simulation des Energiesystemmodells ISAaR tagesscharf bekannt.

Für alle europäischen Länder außer Deutschland werden zudem täglich aufgelöste Lastprofile des Gasverbrauchs, unterteilt in die Endenergiesektoren, generiert. Für die Sektoren Private Haushalte und GHD werden Standardlastprofile (SLP) basierend auf /FFE-56 15/ verwendet,

welche die hohe Temperaturabhängigkeit des Gasverbrauchs in diesen Sektoren berücksichtigen. Für die kaum temperaturabhängige Charakteristik des Gasverbrauchs im Sektor Verkehr und für die nur leicht temperaturabhängige Charakteristik des Sektors Industrie werden die deutschen Lastprofile auf die anderen europäischen Länder übertragen.

Der Gasverbrauch und die Lastprofile für Deutschland werden wie für Strom in den Sektormodellen detailliert abgebildet (vgl. Unterkapitel „Sektormodell" in den Kapiteln 6.4 bis 0). Die Mantelzahlen des jährlichen Gasbedarfs orientieren sich dabei wiederum an der ERP /BMWI-01 14/. Hinzu kommt der zeitlich aufgelöste Gasverbrauch der Heiz- und Kraftwerke im Bereitstellungssektor, der ein Ergebnis der Optimierung ist. Eine Zusammenfassung der charakteristischen Größen für den Gasverbrauch der Endenergiesektoren ist in Tabelle 5-7 dargestellt.

Tabelle 5-7: Zusammenfassung charakteristischer Größen für den Gasverbrauch in den Endenergiesektoren für das Startszenario

Verkehr	Industrie	Haushalte	GHD
2030: - 2,1 Mio. Gas-Pkw 2050: - 7,1 Mio. Gas-Pkw - keine nennenswerten Anteile Gas-Lkw	Gasverbrauch enthält Erdgas, Grubengas, Kokereigas, Gicht- und Konvertergas 2030: Rückgang um 7 % ggü. 2020 Gründe: Reduktion der Stahlproduktionsmenge und Umsetzung von Effizienzmaßnahmen 2050: Rückgang um 18 % ggü 2020 Gründe: s. 2030	2030: 8,5 Mio. Gaskessel davon 79 % Brennwert-kessel 40 Tsd. Blockheizkraft-werke 4 Tsd. Gaswärmepumpen 2050: 8 Mio. Gaskessel davon 100 % Anteil Brennwertkessel 40 Tsd. Blockheizkraft-werke 4 Tsd. Gaswärmepumpen	2030: Gasbedarf sinkt um 14 % gegenüber 2020 Gasbedarf für Gaskessel NT und BW sinkt um 29 % gegenüber 2020 2050: Gasbedarf sinkt um 33 % gegenüber 2020 Gasbedarf für Gaskessel NT und BW sinkt um 73 % gegenüber 2020

5.4.2 Resultierende Energiebilanz

Aus der Einsatzplanung des Startszenarios ergibt sich die in Abbildung 5-9 dargestellte Energiebilanz. Es ist zu erkennen, dass die Bereitstellung auch im Jahr 2050 noch nahezu vollständig auf importiertem, fossilen Erdgas basiert und zu einem sehr geringen Anteil in Höhe von 4 TWh/a durch beigemischten Wasserstoff gedeckt wird. Ein Anreiz zum Import von CO_2-neutralen Energieträgern, wie beispielsweise Power-to-Liquid oder Power-to-Methan aus dem nicht-europäischen Ausland, ist aufgrund der fehlenden CO_2-Obergrenze nicht vorhanden.

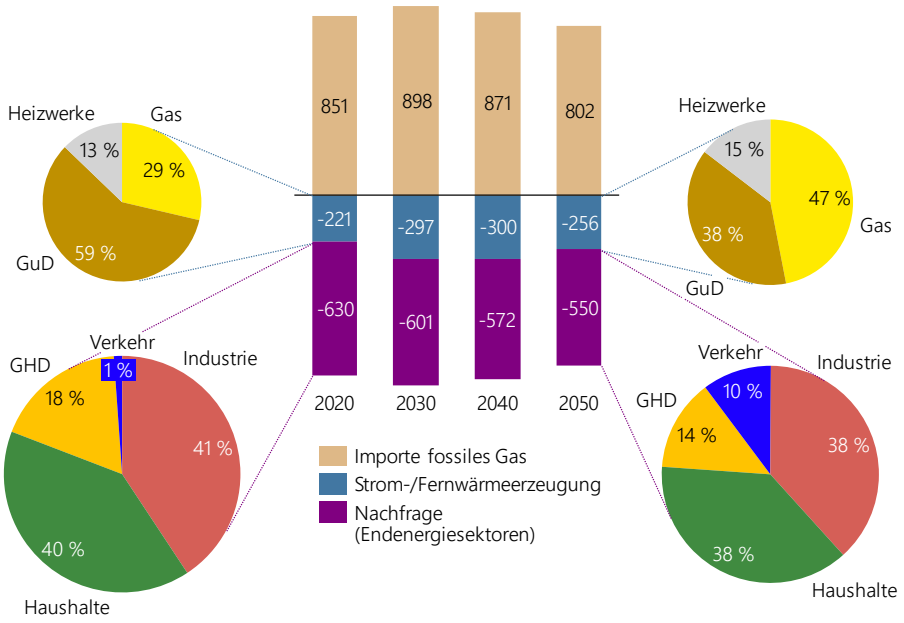


Abbildung 5-9: Resultierende Energiebilanz für Methan für Deutschland in TWh/a

Auf der Verbrauchsseite zeigt sich, dass der Gasverbrauch von 2020 bis 2050 um ca. 13 % sinkt. Während der Verbrauch der Endenergiesektoren sinkt, steigt der Bedarf des Bereitstellungssektors um ca. 16 %. Dies ist auf die Umstellung von kohle- auf gasbasierte Technologien für die Strom- und Fernwärmebereitstellung zurückzuführen. Im Jahr 2050 steigt der Anteil des Verkehrs, da im Startszenario von einem Zuwachs an methanbetriebenen Fahrzeugen ausgegangen wird.

5.5 Flüssige Kohlenwasserstoffe

Unter dem Energieträger „Flüssige Kohlenwasserstoffe“ werden die Kraftstoffe Benzin, Diesel, leichtes Heizöl, Kerosin und Mineralölprodukte der Industrie subsummiert. Diese Kohlenwasserstoffe ähneln sich stark hinsichtlich ihrer stöchiometrischen Zusammensetzung, der daraus resultierenden Emissionsfaktoren, der angenommenen Kosten und auch der Produktionsprozesse. Deshalb wird zur vereinfachten Abbildung im Energiesystemmodell ISAaR ein Emissions- und Kostenmix entsprechend der Anteile aus den nachgefragten flüssigen Kohlenwasserstoffen an der Gesamtnachfrage gebildet. Da sich im Startszenario der Grad der Sektorenkopplung nur geringfügig über die Jahre steigert und keine ambitionierten Emissionsreduktionsziele unterstellt werden, findet im Startszenario keine Nutzung von importierten oder inländisch erzeugten Power-to-Liquid Kraftstoffen statt.

5.5.1 Eingangsdaten und Mantelzahlen

Im Startszenario bleibt das heute bestehende System einer importbasierten Bereitstellung von flüssigen Kraftstoffen bestehen. Die Importkapazitäten sowie Transport- und Verteilinfrastruktur werden als ausreichend dimensioniert angenommen. Da in keinem der betrachteten Szenarien von einer nennenswerten Steigerung der Nachfrage flüssiger Kohlenwasserstoffe ausgegangen wird, findet keine erzeugungsseitige Modellierung des Ausbaus von Importkapazitäten oder Speicherinfrastruktur statt. In der Optimierung wird die Energieträgernachfrage als Jahressumme implementiert. Analysen zur Erhöhung oder Verringerung der benötigten Speicherkapazität sind damit nicht Teil der Untersuchung.

Tabelle 5-8: Zusammenfassung charakteristischer Größen für den Verbrauch flüssiger Kohlenwasserstoffe in den Endenergiesektoren für das Startszenario

Verkehr	Industrie	Haushalte	GHD
2030: - 21,3 Mio. Benzin-Pkw - 16,7 Mio. Diesel-Pkw 2050: - 6,3 Mio. Benzin-Pkw - 12,0 Mio. Diesel-Pkw - Nahezu gesamter Energieverbrauch im Straßengüterverkehr ist Diesel	2030/2050: Geringer Rückgang des Mineralölverbrauchs aufgrund der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in allen Wirtschaftszweigen	2030: 3,5 Mio. Ölkessel davon 54 % Anteil Brennwertkessel 2050: 2,3 Mio. Ölkessel davon 100 % Anteil Brennwertkessel	2030: Der Bedarf an flüssigen Kohlenwasserstoffen sinkt um 46 % gegenüber 2020 Ölbedarf für Ölkessel NT und BW sinkt um 80 % gegenüber 2020 2050: Der Bedarf an flüssigen Kohlenwasserstoffen sinkt um 64 % gegenüber 2020 Ölbedarf für Ölkessel NT und BW sinkt um 99 % gegenüber 2020

5.5.2 Resultierende Energiebilanz

Die Nachfrage flüssiger Kohlenwasserstoffe ist maßgeblich von dem Endenergiesektor Transport geprägt. In Abbildung 5-10 wird deutlich, dass die Energieträgernachfrage in allen Sektoren rückläufig ist.

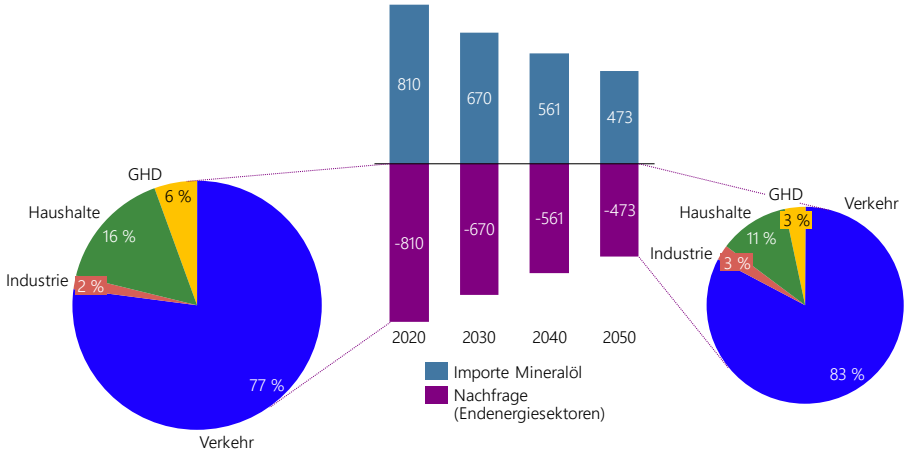


Abbildung 5-10 Resultierende Energiebilanz für flüssige Kohlenwasserstoffe für Deutschland in TWh/a

Die Reduktion um 42 % lässt sich zum größten Teil auf die Umstellung von Otto- und Dieselmotoren auf Elektromobilität und Gasmotorantriebe zurückführen.

5.6 Wasserstoff

Neben der stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Industrie kommt dieser in Klimaschutzszenarien zunehmend auch als emissionsfreier Energieträger zum Einsatz. Im Folgenden wird dessen Nutzung und Erzeugung im Dynamis-Startszenario beschrieben.

Erzeugung

Im Modell stehen für die Erzeugung von Wasserstoff grundsätzlich PEM-Elektrolyseure und Dampfreformierung zur Verfügung (s. Kapitel 4.3) Da die Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas mittels Dampfreformierung den Status-Quo der Wasserstoffbereitstellung darstellt, wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen über eine ausreichende installierte Kapazität verfügen, um den aktuellen Wasserstoffbedarf vollständig zu decken. Es findet keine Ausbauplanung für Dampfreformierungsanlagen statt. Nach den Untersuchungen aus /FFE-145 17/ wird im Startszenario ein Ausbau von Elektrolyseuren von ca. 0,2 GW im Jahr 2020 bis hin zu 1,6 GW in 2030 und 4,8 GW in 2050 angenommen. Auf der Bereitstellungsseite wird eine darüber hinaus gehende Wasserstoffinfrastruktur nicht modellendogen berücksichtigt, da diese teilweise in den Endenergiesektoren z. B. in Form von Wasserstofftanks in den Fahrzeugen bereits Berücksichtigung finden. Der Ausbau und Betrieb eines Wasserstoffnetzes ist nicht Bestandteil der Untersuchungen.

Verbrauch

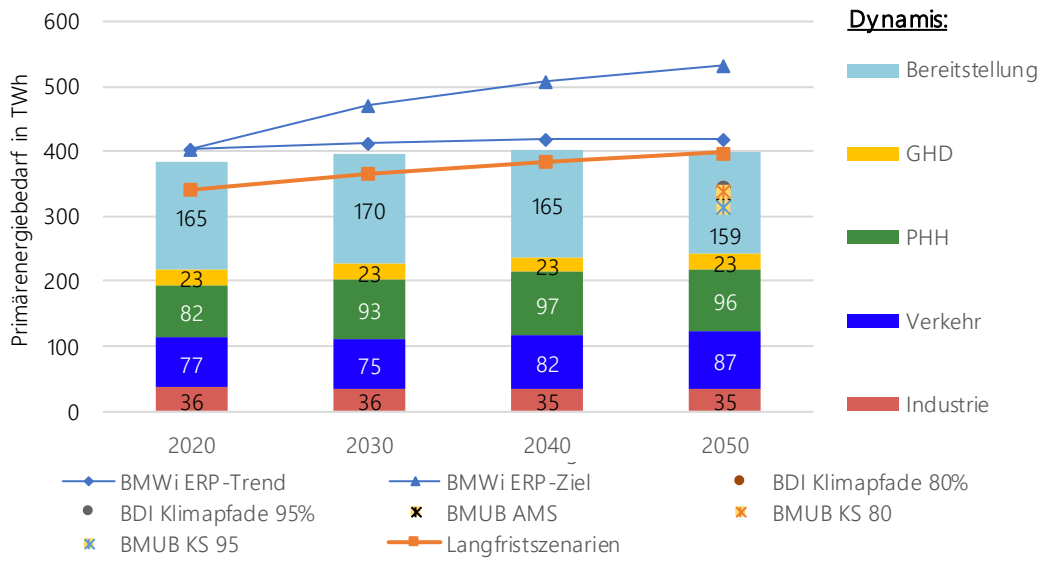
Auf der Verbrauchsseite ist zu erwähnen, dass der Wasserstoffbedarf zur energetischen Nutzung im Startszenario in den Endenergiesektoren gering ist. Dieser stammt mit 1 GWh in 2020 und 3,5 TWh in 2050 vorwiegend aus dem Verkehrssektor (vgl. Kapitel 7.4). Aus der Optimierung ergibt sich eine Wasserstoffbeimischung im Erdgasnetz von 10 GWh im Jahr 2020 und 3,5 TWh im Jahr 2050. Durch die in Kapitel 4.4.1 beschriebene Nebenbedingungsmatrix ist sichergestellt, dass zu keiner Stunde mehr als 10 vol.-% dem Erdgasnetz beigemischt werden können.

Sowohl die heutige wie auch die zukünftige Wasserstoffnachfrage ist und wird jedoch höher als hier angegeben sein, da Wasserstoff in einem großem Umfang auch stofflich genutzt wird (71 TWh im Jahr 2015) /FFE-145 17/. Im Rahmen dieser Untersuchung liegt der Fokus jedoch auf der energetischen Nutzung.

Die Simulation zeigt, dass der Bedarf an energetisch genutztem Wasserstoff aus den Endenergiesektoren zu 100 % durch die nach den Mantelzahlen bereits vorhandene Elektrolyseurleistung gedeckt werden kann. Für den energetischen Wasserstoffbedarf im Startszenario kommt keine Dampfreformierung zum Einsatz.

5.7 Biomasse

Die Nutzung von Biomasse orientiert sich an den Annahmen der ERP /BMWI-01 14/ und wird um weitere Quellen wie die BMWi-Energiedaten /BMWI-06 19/ zur historischen Nutzung in Deutschland ergänzt. Abbildung 5-11 zeigt als Säulendiagramm den resultierenden Primärenergiebedarf an Biomasse in den Jahren 2020 bis 2050. Zudem aufgetragen sind als Punkte die gesamten Primärenergiebedarfe aus vergleichbaren Studien der letzten Jahre.



Kürzel	BMWi ERP	BDI Klimapfade	BMUB	Langfrist-szenarien
Studie	Entwicklung der Energiemärkte - *Energiereferenzprognose*	*Klimapfade für Deutschland*	*Klimaschutzszenario 2050*	*Langfristszenarien*
Herausgeber	BMWi	BDI	BMU	BMWi
Veröffentlichungsjahr	2014	2019	2015	2017
Zitierschlüssel	/BMWI-01 14/	/BCG-01 18/	/ÖKO-04 14/	/ISI-07 17/

Abbildung 5-11: Primärenergiebedarf Biomasse Dynamis nach Sektoren im Vergleich zu Annahmen aus anderen Studien

Die *„Energiereferenzprognose"* aus dem Jahr 2014 liefert zwei Werte für ein energetisches Biomassepotenzial. Das Zielszenario weist mit 532 TWh im Jahr 2050 den höchsten Wert der untersuchten Studien aus. Das Bundeswirtschaftsministerium als Auftraggeber der Studie kommentiert das aufgestellte Zielszenario folgendermaßen: "*Wir halten es nicht für ausgeschlossen, dass es so oder ähnlich kommt, wie im Zielszenario gezeigt. Aber wir messen einer solchen – unter vielen Aspekten wünschenswerten – Entwicklung keine hohe Wahrscheinlichkeit zu.*" /BMWI-01 14/

Die BDI-Studie *„Klimapfade für Deutschland"* weist mit 345 und 347 TWh Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 relativ niedrige Werte aus. Diesbezüglich muss beachtet werden, dass keine sog. „Bottom-Up"-Potenzialanalyse durchgeführt wurde, sondern es sich um eine von den Endenergieverbräuchen in den einzelnen Sektoren ausgehende „Top-Down"-Methode handelt.

Ebenfalls sehr niedrige Primärenergiebedarfe mit 314 und 339 TWh sind in der Studie des Klimaschutzszenarios 2050 des Ökoinstituts e.V. und der Fraunhofer ISI veröffentlicht. Grund hierfür ist, dass ausschließlich nachwachsende Agrargüter und biogene Abfall-/ Reststoffe bilanziert werden. Diesen Potenzialen fehlt die energetische Nutzung von forstwirtschaftlichem Stammholz, da nur Waldresthölzer, Industrieholzreste, feste biogene Reststoffe und Kurzumtriebspflanzen als hölzerne Biomassen zum Biomassepotenzial gezählt werden.

Die Annahmen zum Biomasse-Primärenergiebedarf in Dynamis liegen mit einem steigenden Gesamtbedarf von 383 TWh in 2020 bis 400 TWh in 2050 im Mittelfeld der betrachteten Studien. Dabei werden rund 60 % der Biomasse direkt in den Endenergiesektoren verwendet, während die verbleibenden 40 % in den Umwandlungstechnologien des Bereitstellungssektors zum Einsatz kommen. Im Startszenario wird dieser Anteil ausschließlich zur Strom- und Fernwärmeerzeugung eingesetzt, die Fermentation zu Biogas mit anschließender Einspeisung ins Erdgas spielt hier noch keine Rolle. Die Randbedingungen der Optimierung stellen sicher, dass die in jedem Jahr verfügbare gesamte Biomasse nicht überschritten wird.

5.8 Auswertungen

Im Folgenden werden die Berechnungsergebnisse dargestellt, die das Startszenario beschreiben. Hierfür wird in den Kapiteln 5.8.1 und 5.8.2 zunächst auf die resultierenden Gesamtemissionen und die Emissionsfaktoren der Energieträger eingegangen. Anschließend erfolgt in den Abschnitten 5.8.3 und 5.8.4 eine Darstellung der sich aus der Optimierung ergebenden Energieträgerpreise und eine Einordnung der Marktreferenzwerte von Erneuerbaren Energien. Da auch im konservativen Startszenario bereits die Retrofit Maßnahmen des Kraftwerksanlagenbestands und der Zubau von Bereitstellungstechnologien Kosten verursachen, die für die Interpretation der späteren Bewertungsergebnisse relevant sind, werden in Kapitel 5.8.5 diese Kosten ausgewiesen. Abschließend erfolgt in Abschnitt 5.8.6 die Darstellung der Rückwirkungen des Startszenarios auf den EU ETS.

5.8.1 Emissionen nach Sektoren

Abbildung 5-12 zeigt den Verlauf der historischen THG-Emissionen in Deutschland sowie die sich für das Startszenario ergebenden, energiebedingten CO_2-Emissionen für die Stützjahre 2020 bis 2050 nach Sektoren. Der Fokus im Projekt Dynamis liegt auf der Bewertung der energiebedingten CO_2-Emissionen, während sich die Zielvorgaben der Bundesregierung in Form einer Reduktion um 80-95 % bis zum Jahr 2050, auf die gesamten Treibhausgasemissionen beziehen. Die nicht-energiebedingten, Nicht-CO_2-Emissionen (entspricht der Bezeichnung „Restliche Treibhausgase“ in Abbildung 5-12) werden auf Basis des historischen Verlaufs fortgeschrieben (siehe dazu auch Kapitel 12.4). Zusammen ergibt sich für das Zieljahr 2050 eine Reduktion der Treibhausgase um 65 % gegenüber dem Referenzjahr 1990. Die Klimaziele der Bundesregierung werden klar verfehlt. Deutlich zu erkennen ist zudem der Trend, der sich auch in den aktuellen Entwicklungen zeigt: ein Großteil der Emissionsreduktion findet im Bereitstellungssektor statt. Die Emissionen in den Endenergiesektoren verharren auf einem hohen Niveau.

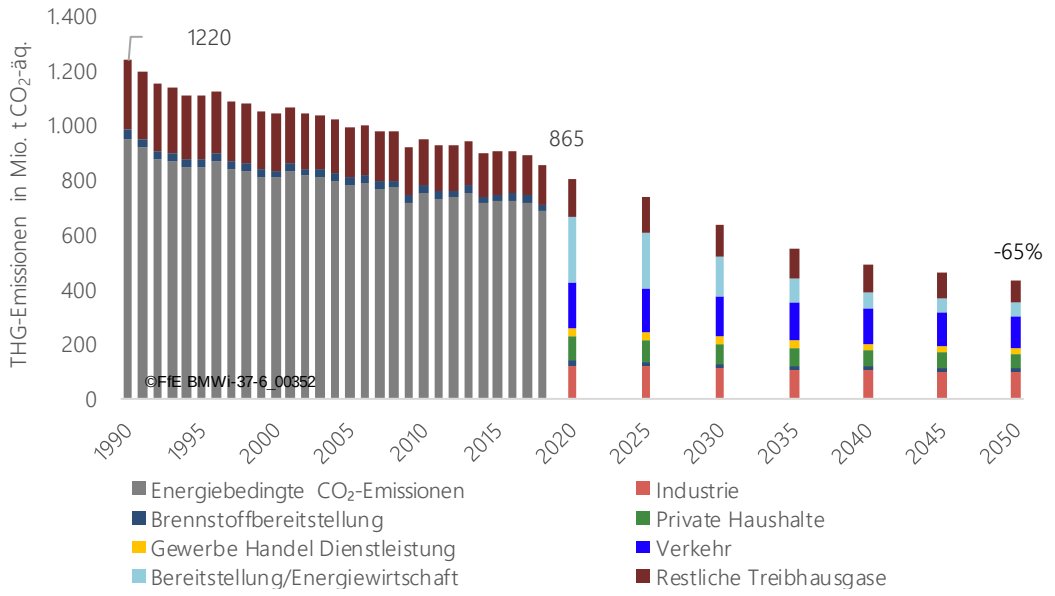


Abbildung 5-12: Historische und zukünftige Treibhausgasemissionen nach /GEA-01 18/ und Dynamis Startszenario

5.8.2 Emissionsfaktoren

Mithilfe der in Kapitel 4.4.4 beschriebenen Bilanzierungsmethode wurden für Strom, Fernwärme und Methan zudem zeitlich aufgelöste Emissionsfaktoren je Energieträger bestimmt. In Tabelle 5-9 werden die lastgewichteten, durchschnittlichen Emissionsfaktoren je Stützjahr zusammengefasst. Analog zu dem in Kapitel 5.8.3 beschriebenen Ansatz zur Gestehungskostenberechnung wird für den Emissionsfaktors von Wasserstoff nicht direkt das Ergebnis der Optimierung verwendet, sondern der Emissionsfaktor von Strom in den günstigsten 4000 h des Jahres über den Wirkungsgrad eines Protonen-Austausch-Membran-(PEM)-Elektrolyseurs in einen Wasserstoff-Emissionsfaktor übersetzt.

Tabelle 5-9: CO_2-Emissionsfaktoren der modellierten Energieträger im Startszenario in t CO_2/MWh

Energieträger	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Strom	0,357	0,331	0,238	0,151	0,097	0,084	0,075
Fernwärme	0,236	0,204	0,188	0,149	0,137	0,129	0,123
Methan	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,197
Wasserstoff	0,483	0,459	0,287	0,148	0,075	0,048	0,030

Für Strom zeigt sich, dass der Ausstieg aus der Kernenergie trotz des erheblichen EE-Ausbaus bis 2025 zunächst zu einer geringen Reduktion des Emissionsfaktors führt. Der anschließend stärkere Rückgang ist auf den Kohleausstieg bei gleichzeitigem EE-Ausbau zurückzuführen. Dies führt insgesamt zu einer Reduktion des Emissionsfaktors von Strom um 79 % von 2020 bis 2050. Verglichen mit dem Emissionsfaktor des deutschen Strommixes im Jahr 2017, der laut /UBA-01 19/ 0,486 kg/MWh beträgt, erscheint der Faktor für Strom im Jahr 2020 gering. Dies ist zum Teil auf die Methode zur Berechnung der grenzüberschreitenden Stromflüsse und die Methode zur Allokation der Emissionen auf die Fernwärme zurückzuführen. Zudem ist der Ausbau von PV und Wind anzuführen, welcher bei gleichzeitigem Rückgang von

Der Emissionsfaktor von Strom nimmt um 79 % über den betrachteten Zeitraum ab.

kohlegefeuerten Erzeugungskapazitäten zu einer Reduktion des Emissionskoeffizienten innerhalb des Zeitraums 2017 bis 2020 führt.

Im Bereich der Fernwärme findet im betrachteten Szenario nur ein geringer Ausbau von erneuerbarer Wärmeerzeugung und Power-to-Heat-Maßnahmen statt, sodass der größte Teil der Senkung des Emissionsfaktors von Fernwärme auf den Brennstoffwechsel bei der KWK-Erzeugung von Steinkohle auf Gas zurückzuführen ist. Für Methan lässt sich beobachten, dass der Emissionsfaktor bis 2050 nahezu konstant bleibt, da der Bedarf im Startszenario nahezu ausschließlich durch konventionelles Erdgas gedeckt wird. Erst in 2050 ist eine geringfügige Reduktion des Emissionsfaktors durch die Reduktion des stöchiometrischen Anteils von Kohlenstoffatomen durch die Beimischung von Wasserstoff zu beobachten. Bedingt durch die Verluste im Elektrolyseprozess ist der Emissionsfaktor von Wasserstoff bis 2030 höher als der Emissionsfaktor von Strom. Ab 2035 werden diese Verluste jedoch durch die im Mittel geringeren Emissionsfaktoren von Strom in den 4000 Betriebsstunden der Elektrolyseure ausgeglichen, was zu einem geringeren Emissionsfaktor von Wasserstoff im Vergleich zu Strom führt.

Die Jahresdauerlinie des Emissionskoeffizienten für Strom ist in Abbildung 5-13 dargestellt. Obwohl bereits heute Zeitpunkte mit hundertprozentiger bilanzieller Deckung der inländischen Stromnachfrage durch Erneuerbare Energien auftreten, fällt der Emissionskoeffizient des Stroms nie auf null. Das liegt daran, dass zu diesen Zeitpunkten weiterhin konventionelle Kraftwerke am Netz sind, weil in den Nachbarländern ausreichend Stromnachfrage vorhanden ist oder individuelle Betriebsrestriktionen ein Herunterfahren der Kraftwerke verhindert. Dieser Zusammenhang wird bei der Dauerlinie des Jahres 2020 besonders deutlich.

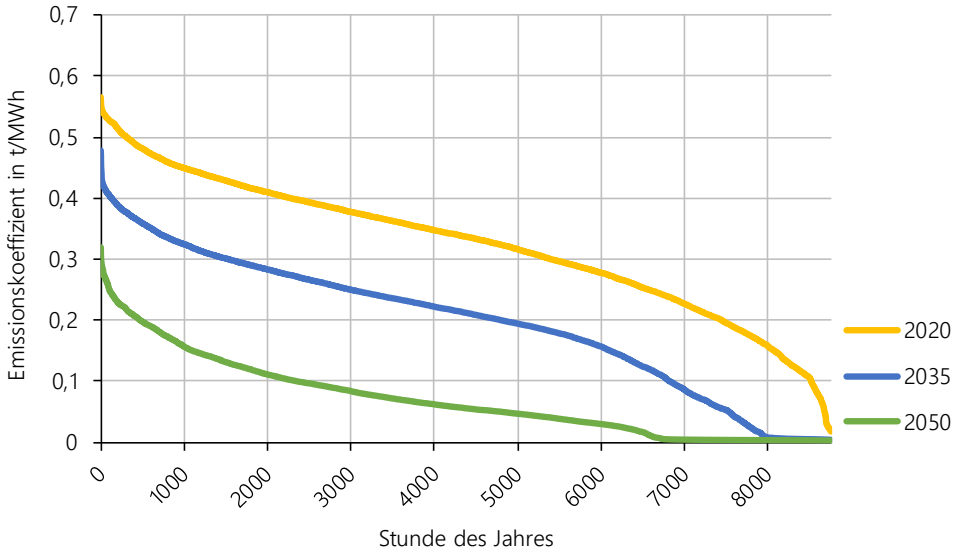


Abbildung 5-13 Jahresdauerlinien des Emissionskoeffizienten nach Mix-Methode und Carnot-Allokation für den Energieträger Strom in den Jahren 2020, 2035 und 2050

In den darauffolgenden Jahren häufen sich die Stunden mit einem Emissionsmix von 0 t/MWh und summieren sich im Jahr 2050 auf mehr als 1500 Stunden.

5.8.3 Energieträgerkosten

Ein weiteres Ergebnis des Startszenarios stellen die Grenzkosten der Energieträger in Tabelle 5-10 dar. Methodisch werden diese als duale Lösung der Lastgleichung im Rahmen der Optimierung ermittelt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Grenzkosten nur in einem perfekten Markt mit vollständiger Information und ohne strategisches Bieterverhalten den Großhandelsstrompreisen entsprechen würden. Preis-Peaks oder negative Preise lassen sich anhand eines Fundamentalmodells ohne weitere Annahmen bezüglich der Marktakteure, wie beispielsweise negativer Kosten für die Erzeugung aus EE, nicht darstellen.

In einem perfekten Strommarkt gilt: „Kurzfristige Grenzkosten gleich Großhandelsstrompreise".

Durch den Anstieg der Preise für Brennstoffe und CO_2-Zertifikate (vgl. Kapitel 5.1) sowie den Ausstieg aus der Kernenergie und Kohleverstromung steigen die Grenzkosten für Strom im Zeitraum von 2020 bis 2050 um 59 %. Besonders in den Jahren 2020 bis 2025 ist ein stärkerer Anstieg als Folge des Ausstiegs aus der Kernenergie und einiger Kohlekapazitäten zu beobachten. Ab 2035 werden die steigenden Brennstoff- und Zertifikatskosten durch die zunehmende Durchdringung günstiger Erneuerbarer Energien kompensiert. Die Grenzkosten der Fernwärme steigen im betrachteten Zeitraum um 78 %, wobei die zukünftige Entwicklung im Wesentlichen durch die Preisentwicklung von Gas und CO_2-Zertifikaten bestimmt ist. Da im Startszenario fast ausschließlich konventionelles Methan zum Einsatz kommt (vgl. Abbildung 5-9) entsprechen die aus der Optimierung resultierenden Grenzkosten den Brennstoffkosten von Erdgas in Tabelle 5-2.

Tabelle 5-10: Kosten der modellierten Energieträger im Startszenario in €/MWh

Energie-träger	Kostenart	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Strom	Grenzkosten	47,4	61,0	65,5	71,0	75,0	75,2	75,6
Fernwärme	Grenzkosten	19,4	23,9	27,2	29,8	32,7	34,1	34,6
Methan	Grenzkosten	22,7	25,2	26,4	27,9	28,0	28,0	28,1
Wasserstoff	Gestehungs-kosten	128,2	121,5	107,3	99,5	95,9	86,2	67,5

Die hohen installierten Elektrolyseurleistungen bei gleichzeitig geringer Nachfrage nach energetisch genutztem Wasserstoff führt dazu, dass die duale Lösung der Energiesystemmodellierung nicht die eigentliche Preisbildung für Wasserstoff aus Power-to-Gas abbildet. So führen geringe Volllaststunden bei gleichzeitig sehr geringen Strompreisen zu entsprechend niedrigen Grenzkosten für Wasserstoff, welche die Fixkosten nicht decken können. Aus diesem Grund werden im Falle von Wasserstoff nicht die aus der Optimierung resultierenden Grenzkosten verwendet, sondern Gestehungskosten berechnet. Hierfür werden die stündlichen Grenzkosten von Strom in den günstigsten 4000 Stunden des Jahres mithilfe des Wirkungsgrads von PEM-Elektrolyseuren in variable Betriebskosten für Wasserstoff übersetzt. Zudem werden die Investition und die fixen Betriebskosten des Elektrolyseurs über die Lebensdauer und die 4000 Volllaststunden auf den erzeugten Wasserstoff umgelegt.

Die so berechneten und in Tabelle 5-10 dargestellten Energieträgerkosten dienen als Basis für die Bewertung der Maßnahmen in allen Bewertungsstufen in Kapitel 11. Da die zukünftige Kostenentwicklung von Green Fuels mit starken Unsicherheiten behaftet ist, erfolgt in Kapitel 11.6.2 zudem eine Einordnung der Kosten aus dem Startszenario anhand einer Sensitivitätsanalyse.

5.8.4 Marktreferenzwerte

Marktreferenzwert/ Profilwert: Erzeugungsprofil-gewichtete Strompreise.

Der Marktwert, oder auch „Profilwert" von Erneuerbaren Energien, ergibt sich aus dem erzeugungsgewichteten stündlichen Strompreis der jeweiligen Erneuerbaren Technologie. Da Erneuerbare Energien in der Modellierung mit Grenzkosten von 0 €/MWh eingehen und sie damit auch in Zeiten hoher EE-Erzeugung zu einer Senkung des Strompreises führen, liegen ihre Marktwerte konstant unter dem mittleren Strompreis. Die Ergebnisse für die EE-Typen Wind Onshore, Wind Offshore und PV sind in Abbildung 5-14 dargestellt. Die Höhe der Balken repräsentiert den absoluten Marktwert, während der prozentuale Wert den Marktwert ins Verhältnis zum mittleren Strompreis setzt.

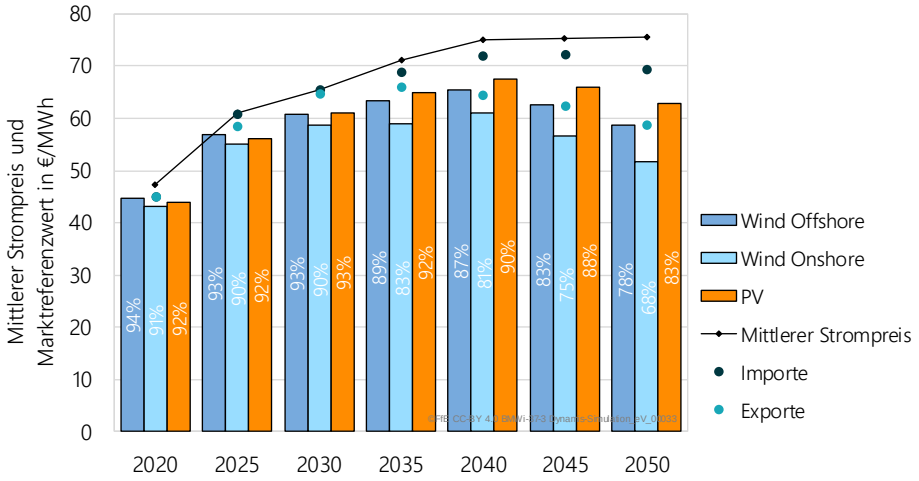


Abbildung 5-14: Grenzkosten von Strom und Marktwert (absolut in €/MWh und spezifisch in Prozent ggü. mittlerem Strompreis) der Erneuerbaren Energien Wind Offshore, Wind Onshore und PV

Die aktuellen Marktwerte für Wind liegen gemäß /ISE-02 17/ bei ca. 86 % (2016) des mittleren Strompreises. Die Differenz zu den hier gezeigten Werten erklärt sich dadurch, dass negative Strompreise im Rahmen eines Fundamentalmodells nicht dargestellt werden können. In der Realität können die Preise zu Zeiten hoher EE-Erzeugung jedoch deutlich negativ werden und damit auch die Marktwerte deutlich niedriger ausfallen.

Aufgrund der hohen Korrelation zum Stromnachfrageprofil bleibt der Marktwert von PV konstant hoch.

Abbildung 5-14 zeigt, dass trotz der hohen Gleichzeitigkeit des Erzeugungsprofils und der hohen PV-Zubauraten der Marktwert der PV die geringste Reduktion aufweist. Dies ist auf die hohe Lastkorrelation der PV zurückzuführen, die zu einer hohen Erzeugung bei mittleren oder hohen Stromgrenzkosten führt. Der Marktwert von Wind Onshore hingegen sinkt aufgrund des größten Anteils an der Stromerzeugung am stärksten. Trotz einer leichten Überschätzung des Marktwertes im Vergleich zu den aktuellen Marktdaten ist zu beachten, dass selbst bei einem Anteil von 82 % der EE am Erzeugungsmix im Jahr 2050 die modellierten EE-Marktwerte im Bereich von 68 % bis 83 % liegen.

5.8.5 Systemkosten

Das Startszenario stellt die Referenz für weitere Szenarioanalysen und Deltabetrachtungen dar. Emissions- und Kostendifferenzen zum hier dargestellten Szenario werden genutzt, um Verminderungskosten von Dekarbonisierungsmaßnahmen zu ermitteln. Nichtsdestotrotz werden für das Startszenario im Bereitstellungssektor bereits Maßnahmen antizipiert, die Investitionssummen und Betriebskosten verursachen. Dies trifft insbesondere auf den Ausbau Erneuerbarer Energien zu. Im Nachfolgenden werden daher die annuisierten Investitionen und

die jährlichen Fixkosten sowie die betriebsbedingten, variablen Kosten des betrachteten Energiesystems in Deutschland ausgewiesen. Diese Sammlung hat insofern keinen Anspruch auf Vollständigkeit, als dass sie Infrastrukturkosten und nicht modellierte Energiesystembestandteile nicht ausweist. Die in Tabelle 5-11 dargestellten Kosten beinhalten neben dem klassischen Neubau von Kapazitäten auch den Retrofit bzw. den Neubau an bestehenden Standorten, der sich aus den Szenariomantelzahlen der jeweiligen Erzeugungstechnologie ergibt. Die Kategorie der exogenen Kraftwerkskosten beinhaltet den nicht optimierten Kostenbestandteil, welcher zur Erhaltung des bestehenden Kraftwerksparks anfällt. Die endogen ermittelten Kraftwerkskosten stellen ein Optimierungsergebnis dar.

Tabelle 5-11: Annuitätische Kosten für Investitionen und Fixkosten in Mrd. €/a für die Stützjahre im Startszenario*

Technologie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Kumuliert `20-`50
PV	0,9	1,6	2,4	3,2	4,5	5,4	5,0	87,5
Wind Onshore	0,9	1,4	4,9	6,7	8,9	11,5	12,6	200
Wind Offshore	2,2	3,1	4,0	5,0	4,8	5,2	5,9	141,7
Kraftwerke Neubau/Retrofit Summe in Mrd. € (exogen/endogen)	0,7 (0,7/0)	1,0 (0,7/0,3)	1,4 (0,8/0,6)	1,9 (1,3/0,6)	1,9 (1,3/0,6)	2,2 (1,6/0,6)	2,2 (1,6/0,6)	48,6
Power-to-Wasserstoff	0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	5,6
Power-to-Methan	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,1	1,7
Großbatteriespeicher	0	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	2,4

* Komponenten mit kumulierten Kosten <1 Mrd. € werden nicht dargestellt; Investitionen, die vor 2020 getätigt wurden, gehen nicht in die Kostenbilanzierung ein

Die Aufschlüsselung der Kosten nach Erzeugungstechnologien zeigt, dass die Erneuerbaren Technologien eine CAPEX-intensive (CAPEX = Investitionsausgaben) Erzeugungstechnologie darstellen. Einer über den Betrachtungszeitraum kumulierten erzeugten Energiemenge von 2.000 TWh aus PV stehen kumulierte Kosten von 87,5 Mrd. € gegenüber, während Wind eine erzeugte Energiemenge von 7.100 TWh bei Kosten von 341,7 Mrd. € aufweist. Kumuliert betrachtet kann der Rückschluss gezogen werden, dass Wind im allgemeinen die günstigeren spezifischen Gestehungskosten aufweist. Hierbei bedarf es jedoch einer Differenzierung zwischen On- und Offshore Anlagen sowie einer jährlichen Betrachtungsweise, wie sie in Kapitel 4.3.8 zu finden ist. Weiterhin lässt sich erkennen, dass große Summen in Power-to-Gas-Technologien investiert werden, diese jedoch aufgrund der geringen Wasserstoffnachfrage im Startszenario nicht voll ausgelastet sind.

Demgegenüber stehen die in Tabelle 5-12 subsummierten variablen Betriebs- und Brennstoffkosten, die typischerweise von konventionellen Erzeugungstechnologien dominiert werden.

Tabelle 5-12: Variable Betriebs-, Zertifikats- und Brennstoffkosten in Mrd. €/a für die Stützjahre im Startszenario

Kategorie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Kumuliert `20-`50
Brennstoffkosten Bereitstellungssektor								
Erdgas	5,0	7,8	7,8	8,4	8,4	7,8	7,2	237,8
Mineralöl (mix)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	3,2
Sonstige Kohle, Uran	4,3	2,5	1,6	0,5	0	0	0	35,8
Emissionszertifikate Bereitstellungssektor								
CO_2 Zertifikatskosten	4,8	6,3	6,2	4,8	3,9	4,2	4,4	154,5
Variable Betriebskosten Bereitstellungssektor								
Kraftwerke	0,9	0,8	0,7	0,5	0,4	0,4	0,4	17,8
Rest	0	0	0	0	0	0	0	0,1
Brennstoffkosten in den Endenergiesektoren								
Erdgas	14,3	15,6	15,9	16,3	16,0	15,6	15,4	486,1
Mineralöl (mix)	39,0	43,0	37,8	37,5	34,3	31,6	28,9	1124,6

Vergleicht man die jährlichen Kosten für den Betrieb und die Errichtung der EE-Anlagen mit den variablen Kosten der konventionellen Erzeugungstechnologien im Jahr 2050, wird deutlich, dass alleine der Import des Energieträgers Gas für den Bereitstellungssektor bei 7,2 Mrd. € pro Jahr liegt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass gasbefeuerte Kraftwerke in diesem Jahr lediglich 18 % der inländischen Stromerzeugung darstellen, während PV und Wind, die für 71 % der Stromerzeugung stehen, Kosten in Höhe von 23,5 Mrd. € verursachen. Mit Blick auf weitere Kostenbestandteile, wie CO_2-Zertifikatskosten und Investitionen in Gaskraftwerke, lässt sich schlussfolgern, dass unter den getroffenen Annahmen Erneuerbare aus Systemkostensicht deutlich günstiger als die fossile Stromerzeugung sind.

Um die vollständige Vergleichbarkeit des Startszenarios mit den im Nachfolgenden vorgestellten Szenarien zu gewährleisten, sind die Kosten und Erlöse für Stromimporte und -exporte zu berücksichtigen. In Tabelle 5-13 sind sowohl die jährlichen Handelsvolumina als auch die damit verbundenen Kosten und Erlöse des grenzüberschreitenden Stromhandels dargestellt.

Tabelle 5-13: Kosten und Erlöse aufgrund des grenzüberschreitenden Stromhandels im Startszenario

Kategorie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stromexport in TWh/a	109	89	116	103	110	124	130
Erlöse Export in Mrd. €/a	4,9	5,2	7,5	6,8	7,1	7,7	7,7
Relativer Wert Export ggü. mittleren Strompreis	95 %	96 %	99 %	93 %	86 %	83 %	78 %
Stromimport in TWh/a	42	62	84	108	126	128	131
Kosten Import in Mrd. €/a	1,9	3,8	5,5	7,4	9,1	9,2	9,1
Relativer Wert Import ggü. mittleren Strompreis	95 %	100 %	100 %	97 %	96 %	96 %	92 %

Die Entwicklung der Erlöse und Kosten aufgrund von Stromimporten und -exporten verdeutlicht, dass der steigende EE-Anteil am Export zu einer Senkung des mittleren Werts einer exportierten Megawattstunde führt, da dies vermehrt zu Zeiten hoher EE-Erzeugung und damit niedrigen Preisen zu beobachten ist.

5.8.6 Rückwirkungen auf das EU ETS

Aufbauend auf die in Kapitel 4.4 beschriebenen Annahmen, Parameter sowie die aus dem Startszenario resultierenden Emissionen wird die Entwicklung der EU-ETS relevanten Größen von 2008 bis 2030 modelliert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5-15 dargestellt.

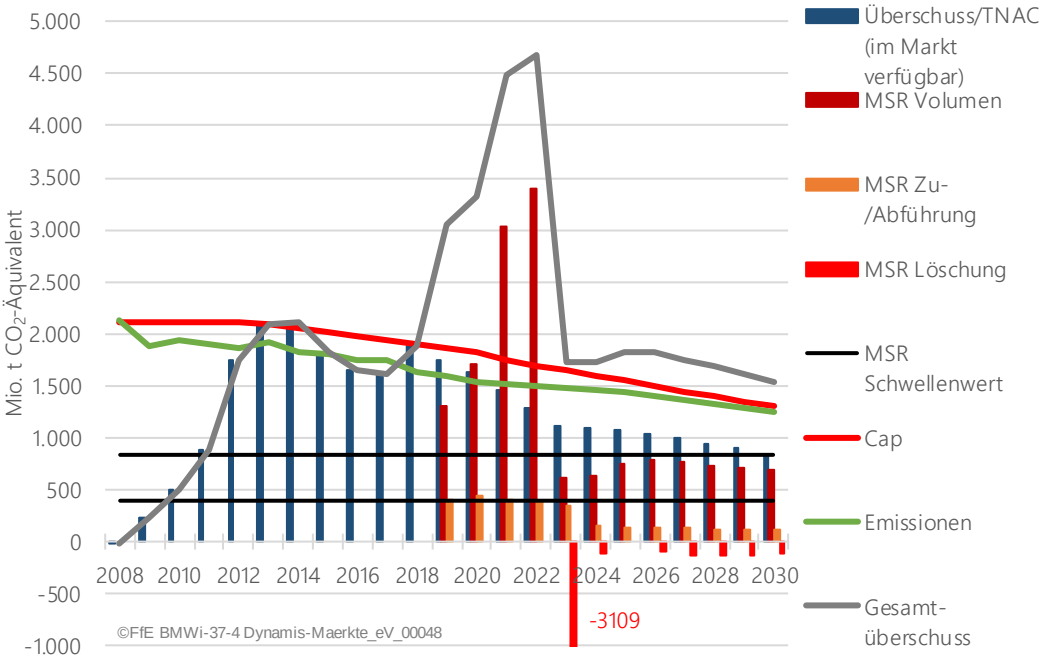


Abbildung 5-15: Entwicklung EU-ETS relevanter Größen auf Basis des Startszenarios

Die EU-ETS Emissionen der stationären Anlagen betragen, ausgehend von der Entwicklung des Startszenarios, etwa 1.630 Mio. im Jahr 2018 und gehen auf 1.250 Mio. tCO_2-Äq. im Jahr 2030 zurück. Zu keinem Zeitpunkt überschreiten die tatsächlichen Emissionen somit den im EU-ETS vorgegebenen Cap. Bezogen auf die Emissionen der stationären Anlagen im Jahr 2005 (2.370 Mio. tCO_2-Äq.) ergibt sich somit eine Reduktion von ca. 48 %. Zum Vergleich sieht die EU Klima- und Energiepolitik als verbindliches Ziel für 2030 eine Senkung der THG-Emissionen auf dem Gebiet der EU um mindestens 40 % gegenüber dem Stand von 1990 vor. Zur Erreichung des Ziels müssen die vom EU-ETS betroffenen Anlagen nach /EU-13 16/ ihre Emissionen um 43 % gegenüber den Emissionen (inklusive Flugverkehr) von 2005 senken. Nach /EU 08 18/ ist zwar davon auszugehen, dass der Anteil der flugverkehrsbedingten Emissionen in Zukunft steigen wird, jedoch wird für das Startszenario selbst bei einem jährlichen Zuwachs dieser von 5 % eine Reduktion von über 45 % gegenüber den Emissionen (inklusive Flugverkehr) von 2005 eingehalten. Für das Startszenario wird somit das EU-ETS Reduktionsziel erreicht.

Der Gesamtüberschuss setzt sich aus dem MSR-Volumen und der TNAC zusammen. Die TNAC stellt die Menge der dem Markt direkt verfügbaren Zertifikate dar, während das MSR-Volumen die Menge an Zertifikaten abbildet, welche dem Markt nicht zur Verfügung stehen. Im Jahr 2019 werden 409 Mio. Zertifikate in die MSR überführt. Durch die in die MSR eingestellten Zertifikate ergibt sich von 2019 bis 2030 ein jährliches Defizit, obwohl die Emissionen unterhalb des Caps liegen. In den Jahren 2019 bis 2023 führt die erhöhte MSR-Zuführungsrate zunächst noch zu einer schnellen Reduktion der TNACs von ca. 1.870 Mio. im Jahr 2018 auf 1.100 Mio. Zertifikate im Jahr 2023. In den folgenden Jahren nimmt die TNAC unter anderem durch die halbierte MSR-Zuführungsrate sowie das weitere Annähern der Emissionen an den Cap nur noch schwach ab und erreicht im Jahr 2030 in etwa eine Menge von 830 Mio. Zertifikaten. Somit würden (außerhalb des Betrachtungszeitraums und hier nicht abgebildet) im Jahr 2031 keine Zertifikate mehr in die MSR eingestellt werden. Im Jahr 2024 werden ca. 150 Mio. Zertifikate in die MSR eingestellt. Die in die MSR eingestellten Zertifikate betragen im Jahr 2022 fast 3.370 Mio. und zum Ende der vierten Handelsperiode 2030 ca. 680 Mio. tCO_2-Äq. Ab 2023 werden jedes Jahr mit Ausnahme von 2025 Zertifikate aus der MSR gelöscht, da die Menge an in der MSR befindlichen Zertifikaten die Versteigerungsmenge des Vorjahres überschreitet: Im Jahr 2023 werden über 3.100 Mio. Zertifikate aus der MSR gelöscht. Von 2023 bis 2030 werden so insgesamt rund 3.800 Mio. Zertifikate endgültig aus dem ETS entnommen und verlieren ihre Gültigkeit. Die Auswertungen zeigen, dass die beschlossenen Reformen des EU-ETS bei einer moderaten Emissionsreduktion, wie sie das Startszenario prognostiziert, zwar zu einer Reduktion der TNAC führen, der Gesamtüberschuss im Jahr 2030 dennoch etwa 1.520 Mio. tCO_2-Äq. beträgt und damit immer noch nur knapp unter dem Wert von 2017 liegt. Das Problem des strukturellen Überschusses scheint somit trotz der ambitioniert wirkenden Reform des EU-ETS 2017 noch nicht gelöst zu sein und bedarf einer weiteren Behandlung.

6 Bereitstellungsektor

Der Bereitstellungssektor beinhaltet technische Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie aus den Bereichen der Brennstoffbereitstellung und Umwandlungstechnologien. Dabei werden sowohl die Anlagen der allgemeinen Versorgung, als auch industrieeigene Anlagen zur Eigenstrom- (und -wärme-) Erzeugung berücksichtigt. Auf Basis der in Abschnitt 3.1.2 vorgestellten Emissionsbilanz werden mögliche Verminderungsmaßnahmen identifiziert und bezüglich ihres Potenzials eingeordnet, ausgewählt und aggregiert.

Die Emissionsbilanz und die Potenzialanalyse zur Identifikation der „großen Stellhebel" wurden zu Beginn des Projekts auf Basis der Werte des Jahres 2014 durchgeführt. Die Emissionsbilanzen wurden zum Ende des Projekts mit den aktuellsten verfügbaren Zahlen des Jahres 2016 aktualisiert und werden in diesem Kapitel vorgestellt. Die Ergebnisse beider Jahre werden im Anhang in Tabelle 15-1 und Tabelle 15-2 gegenübergestellt. Da die grundsätzlichen Aussagen hinsichtlich der „großen Stellhebel" auch bei Verwendung der Werte des Jahres 2014 Bestand haben, wurde an dieser Stelle auf eine Aktualisierung der Potenzialanalyse verzichtet.

6.1 Emissionsbilanz

Im Jahr 2016 wurden im Bereitstellungssektor insgesamt 362 Mio. t CO_2 emittiert, wovon 25 Mio. t auf den Handelssaldo und 337 Mio. t auf den Energiebedarf der Endenergiesektoren entfallen.

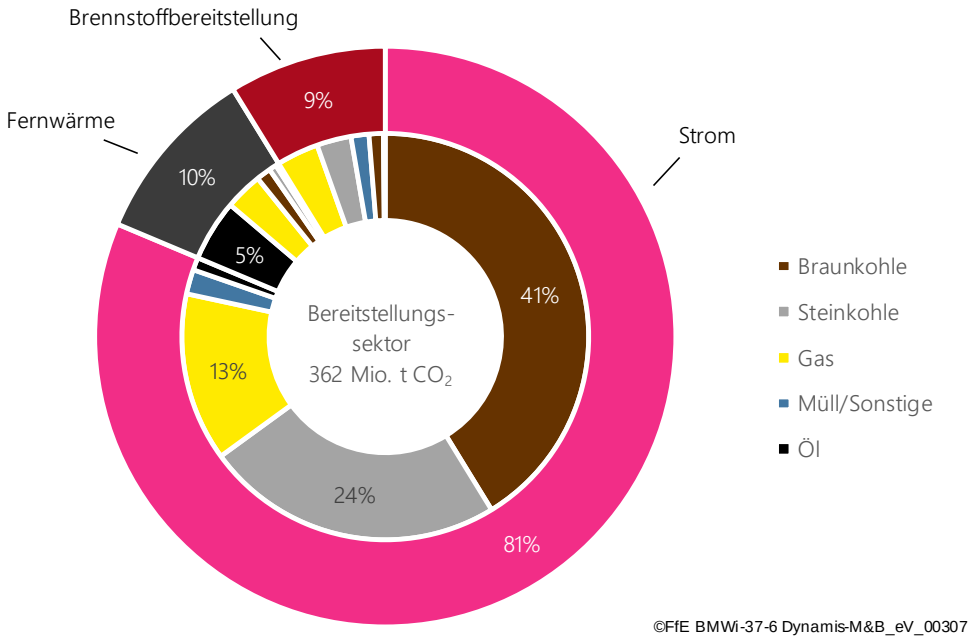


Abbildung 6-1: Energiebedingte CO_2-Emissionen des Bereitstellungssektors nach Anwendung und Brennstoffen im Jahr 2016 /FFE-13 17/

295 der insgesamt 362 Mio. t CO_2 sind im Bereitstellungssektor auf die Stromerzeugung zurückzuführen. Weitere 68 Mio. t CO_2 entfallen auf die Bereitstellung von Fernwärme und die Brennstoffumwandlung. Im Bezugsjahr 2016 wurde noch immer der Großteil des Stroms in Braun- und Steinkohlekraftwerken erzeugt. Die dabei erzeugten Emissionen beliefen sich auf

235 Mio. t CO_2 und bedingen somit 65 % der Gesamtemissionen im Strombereich. Der Rest entstand durch die Verbrennung von Gas (13 %), Müll (2 %) und Öl (~1 %). Emissionen von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen aus dem Industriebereich sind dabei in der Bilanz enthalten.

6.2 Potenzialanalyse der CO_2-Verminderungsmaßnahmen

Wie in Kapitel 3.1.1 beschrieben, werden im ersten Schritt anhand der anwendungsorientierten Emissionsbilanz in Kapitel 3.1.2 mögliche CO_2-Verminderungsmaßnahmen im Bereitstellungssektor identifiziert. Diese lassen sich nach Anwendungsbereich und Technologieart in die folgenden sechs Kategorien unterteilen:

K1: Dekarbonisierung durch CO_2-Abscheidung

K2: Dekarbonisierung der Strom-/ Brennstoffbereitstellung

K3: Dekarbonisierung durch Bereitstellung strombasierter Brennstoffe

K4: Dekarbonisierung der kombinierten Strom- und Fernwärmebereitstellung

K5: Dekarbonisierung der Fernwärmebereitstellung

K6: Dekarbonisierung der Fernkältebereitstellung

In Tabelle 6-1 werden von links nach rechts zunächst die energiebedingten CO_2-Emissionen im von der jeweiligen Maßnahme betroffenen Bereich im Bezugsjahr 2014 und das maximale technische Verminderungspotenzial angegeben. Dieses technische Verminderungspotenzial ist als hypothetische Maximalgrenze zu verstehen, welche nur dann erreicht werden könnte, wenn das gesamte technische Potenzial der Maßnahme unabhängig von anderen Maßnahmen umgesetzt werden würde und dient der Einordnung und ersten Beurteilung der Maßnahme. Zusätzlich dazu sind die nach Umsetzung des maximalen technischen Verminderungspotenzials im Bezugsjahr verbleibenden Emissionen im betrachteten Bereich und der Anteil des maximalen technischen Verminderungspotenzials an den Gesamtemissionen des Bereitstellungssektors aufgeführt. Auch diese Größen dienen der Einordnung der Maßnahme hinsichtlich ihres Verminderungspotenzials im Bereitstellungssektor. Die Dekarbonisierungswirkung der Maßnahmen in den Kategorien 4, 5 und 6 beruht darauf, dass die betrachteten Bereitstellungstechnologien einen höheren technischen Wirkungsgrad haben, als die aktuell im deutschen Energiesystem vorhandenen. Trotzdem verursacht auch diese als Maßnahme vorgestellten Technologien einen Brennstoffbedarf, der sowohl erneuerbar als auch konventionell bereitgestellt werden kann. Deswegen wird das diesbezügliche Verminderungspotenzial sowohl für den Betrieb mit Green Fuels als auch für den Betrieb mit konventionellem Brennstoff als Maximalabschätzung aufgeführt.

Als weitere Größe ist in Bezug auf die Maßnahmen der Kategorie 2 (Dekarbonisierung durch erneuerbare Strom-/ Brennstoffbereitstellung) das „maximale Bereitstellungspotenzial 2014" in der Tabelle aufgeführt. Dieser Wert gibt an, welcher Anteil des gesamten Endenergiebedarfs des Endenergieträgers im Jahr 2014 bei vollständiger Ausschöpfung des technischen Potenzials der Maßnahme gedeckt werden kann. Ein Wert unter 100 % bedeutet in diesem Zusammenhang, dass auch bei vollständiger Umsetzung nicht der gesamte Endenergiebedarf (aus dem Jahr 2014) gedeckt werden kann. Ein Wert über 100 % hingegen besagt, dass auch ein erhöhter Endenergiebedarf, bspw. durch sektorkoppelnde Maßnahmen, durch die Maßnahme im Rahmen ihres technischen Potenzials bereitgestellt werden könnte.

Zudem werden die Technologiereife (TRL) in Form einer Likert-Skala, die Wirkung der Maßnahmen auf den Strombedarf sowie deren Zukunftsfähigkeit bewertet. Letztere bezieht sich unter anderem auf die Frage, inwiefern die Maßnahme den Anforderungen eines nahezu vollständig dekarbonisierten Energiesystems im Jahr 2050 gerecht werden kann. So ist davon auszugehen, dass in einem solchen System die Nutzung von konventionellen Brennstoffen zur Strom- und Fernwärmebereitstellung im Sinne der Zielerreichung ausgeschlossen werden muss. Folglich werden alle Technologien, die konventionelle Brennstoffe verfeuern, nicht als zukunftsfähig betrachtet. Grundsätzlich könnte auch die Strombereitstellung durch Kernenergie als CO_2-Verminderungsmaßnahme betrachtete werden, da im Umwandlungsprozess keine direkten Emissionen anfallen. Aufgrund des in Deutschland mit großem gesellschaftlich und politischen Konsens beschlossenen Atomausstiegs nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima wird diese Technologie im Kontext des Projekts Dynamis jedoch nicht als solche betrachtet.

Die Quellen und Annahmen, die der Herleitung des maximalen technischen Potenzials und der Zukunftsfähigkeit zugrunde liegen, sind dem Datenanhang zu entnehmen. Die ausführlichen Berechnungen, auf denen die Werte basieren, werden aus Platzgründen nicht aufgeführt. Die hier dargestellten Ergebnisse der Voranalyse dienen der Auswahl und Aggregation der Maßnahmen im folgenden Kapitel 6.3. In Kapitel 15 im Anhang sind außerdem die Maßnahmen aufgeführt, die bereits in der Voranalyse ausgeschlossen wurden.

Tabelle 6-1: Ergebnisse der Potenzialanalyse der CO_2-Verminderungsmaßnahmen im Bereitstellungssektor

	Kurzbezeichnung der Maßnahme**	adressierte Anwendung(en)*	energiebedingte CO_2-Emissionen im betrachteten Bereich in 2014	max. techn. CO_2-Verminderungspotenzial der Maßnahme ggü. 2014	verbleibende CO_2-Emissionen bei Umsetzung des techn. Maßnahmenpotenzials 2014	maximale Reduktion in Bezug auf die Gesamtemissionen im Bereitstellungssektor 2014	maximales Bereitstellungspotenzial 2014	Technologiereife (1-9)	Auswirkung auf den Strombedarf	Zukunftsfähigkeit 2050
			Mio. t CO_2	Mio. t CO_2	Mio. t CO_2	%	%	TRL	+/o/-	+/o/-
K1	**Dekarbonisierung durch CO_2-Abscheidung**									
1	Carbon Capture and Storage (CCS)	alle	362	362	0	100 %	-	7	+	ja
2	Carbon Capture and Utilisation (CCU)	alle	362	362	0	100 %	-	4	+	ja
K2	**Dekarbonisierung der Strom-/ Brennstoffbereitstellung**									
3	Laufwasserkraftwerk	S	302	45	257	12 %	15 %	9	o	ja
4	Photovoltaik (Dachfläche)	S	302	93	209	26 %	31 %	9	o	ja
5	Photovoltaik (Freifläche)	S	302	302	0	83 %	634 %	9	o	ja
6	Wind (onshore)	S	302	302	0	83 %	109 %	9	o	ja
7	Wind (offshore)	S	302	91	211	25 %	30 %	9	o	ja
8	Biomass to Liquid/Methan	BS	169	35	134	10 %	21 %	6-8	o	ja
9	Zufeuerung von Biomasse in konv. Kraftwerke	BS, S	265	53	212	15 %	130 %	9	o	nein
K3	**Dekarbonisierung durch Bereitstellung strombasierter Brennstoffe**									
10	PtL + erneuerbarer Strom	BS	393	393	0	108 %	-	6-8	+	ja
11	PtG Methan + erneuerbarer Strom	BS	149	149	0	41 %	-	7	+	ja
12	PtG Wasserstoff + erneuerbarer Strom	BS	149	5	145	1 %	-	7	+	ja
K4	**Dekarbonisierung der komb. Strom- und Fernwärmebereitstellung:**									
13	BHKW Gasmotor + erneuerbarer Brennstoff	S, FW	362	362	0	100 %	-	9	o	ja
14	GuD + erneuerbarer Brennstoff	S, FW	362	362	0	100 %	-	9	o	ja
15	BHKW Gasmotor + konv. Erdgas	S, FW	362	99	263	27 %	-	9	o	nein
16	GuD + konv. Erdgas	S, FW	362	69	294	19 %	-	9	o	nein
K5	**Dekarbonisierung der Fernwärmebereitstellung:**									
17	Gasabsorptions-WP + erneuerbarer Brennstoff	FW	30	30	0	8 %	-	9	o	ja
18	Gasadsorptions-WP + erneuerbarer Brennstoff	FW	30	30	0	8 %	-	9	o	ja
19	Gasmotor-WP + erneuerbarer Brennstoff	FW	30	30	0	8 %	-	9	o	ja
20	Gasheizwerk + erneuerbarer Brennstoff	FW	30	30	0	8 %	-	9	o	ja
21	Elektrodenheizkessel + erneuerbarer Strom	FW	30	30	0	8 %	-	9	+	ja
22	Luft-WP + erneuerbarer Strom	FW	30	30	0	8 %	-	9	+	ja
23	Erd-WP + erneuerbarer Strom	FW	30	30	0	8 %	-	9	+	ja
24	Grundwasser-WP + erneuerbarer Strom	FW	30	30	0	8 %	-	9	+	ja
25	Gasheizwerk + erneuerbarer Brennstoff	FW	30	30	0	8 %	-	9	+	ja
26	Gasabsorptions-WP + konv. Erdgas	FW	30	16	14	4 %	-	9	o	nein
27	Gasadsorptions-WP + konv. Erdgas	FW	30	16	14	4 %	-	9	o	nein
28	Gasmotor-WP + konv. Erdgas	FW	30	18	12	5 %	-	9	o	nein
29	Gasheizwerk + konv. Erdgas	FW	30	9	21	2 %	-	9	o	nein
30	Biomasseheizwerke	FW	30	30	0	8 %	-	9	o	ja
31	Geothermie	FW	30	30	0	8 %	-	9	o	ja
32	Solarthermie	FW	30	30	0	8 %	-	9	o	ja
K6	**Dekarbonisierung der Fernkältebereitstellung**									
33	Absorptionskältemaschine + erneuerbarer Strom	FK	1,3	1,3	0	0,4 %	-	9	+	ja
34	Adsorptionskältemaschine + erneuerbarer Strom	FK	1,3	1,3	0	0,4 %	-	9	+	ja
35	Elektrische Kompressionskältemaschine + erneuerbarer Strom	FK	1,3	1,3	0	0,4 %	-	9	+	ja

*S=Strombereitstellung, FW=Fernwärmebereitstellung, FK=Fernkältebereitstellung, BS=Brennstoffbereitstellung

**PtL=Power-to-Liquid, PtG=Power-to-Gas, BHKW=Blockheizkraftwerk, GuD=Gas- und Dampfturbinenkraftwer, WP=Wärmepumpe

In der Voranalyse werden alle technisch möglichen Maßnahmen des Bereitstellungssektors untersucht. Unter den ersten Punkt, der Dekarbonisierung der konventionellen Strombereitstellung, fallen die Maßnahmen Carbon Capture Storage (CCS) und Carbon Capture Utilisation (CCU). Dabei beschreibt CCS die Abspaltung von CO_2 aus dem Rauchgas von konventionellen Kraft- und Heizwerken oder direkt aus der Luft über sog. Direct Air Capture-Anlagen (DAC) und die anschließende Einlagerung in (unterirdischen) Lagerstätten. CCU beschreibt dagegen die technische Abspaltung und anschließende Nutzung des CO_2 in Prozessen der Industrie oder zur Synthese flüssiger oder gasförmiger Synfuels. Beide Maßnahmen besitzen das technische Potential, die energiebedingten Emissionen der Strom- und Fernwärmebereitstellung und der Brennstoffumwandlung vollständig zu eliminieren. Beide Maßnahmen sind zukunftsfähig, die Technologiereife wird allerdings mit 7 für CCS und 4 für CCU bewertet. Eine wirtschaftliche Nutzung ist bisher nicht möglich.

Im nächsten Bereich wird die Dekarbonisierung durch Strombereitstellung aus Erneuerbaren Energien bewertet. Dabei wird der Ausbau von Erzeugungsanlagen wie Laufwasserkraftwerken, Photovoltaik (Dach und Freifläche) und Windkraft (onshore und offshore) in die Analyse eingeschlossen. Das größte Potenzial wird hierbei Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Onshore-Windkraftanlagen zugeschrieben. Diese haben das technische Potenzial, die gesamte Strombereitstellung vollständig zu dekarbonisieren. Den anderen drei Maßnahmen sind natürliche Grenzen, wie etwa die zur Verfügung stehende Dachfläche oder das maximale Potenzial von laufenden Gewässern in Deutschland, gesetzt. So wird Laufwasserkraftwerken ein maximales technisches Verminderungspotential von 45 Mio. t CO_2, Photovoltaik (Dachfläche) von 88 Mio. t CO_2 und Windkraft (offshore) von 111 Mio. t CO_2 zugeschrieben. Alle hier betrachteten Technologien sind zukunftsfähig und technisch ausgereift. Die Herleitung der Potenziale von PV und Wind in Deutschland wird im folgenden Kapitel 6.3 ausführlich vorgestellt.

Im Bereich der strombasierten Brennstoffe gilt zunächst die Grundannahme, dass lediglich der Brennstoff substituiert, jedoch keine technische Veränderung an Infrastruktur oder Anlagenpark durchgeführt wird. Für diese Maximalabschätzung des Potenzials wird davon ausgegangen, dass der für die Bereitstellung benötigte Strom ausschließlich aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt wird und somit durch deren Verwendung der jeweilige Bereich komplett dekarbonisiert werden kann. Dieses Potenzial wird bei der Maßnahme Power-to-Wasserstoff aus Sicht des Bereitstellungssektors durch die maximale Beimischung von 10 % im vorhandenen Erdgasnetz unter den getroffenen Annahmen deutlich beschränkt. Zwar existieren zum aktuellen Zeitpunkt bereits einige Demonstrations- und Pilotanlagen in diesem Bereich, ein wirtschaftlicher Betrieb im kommerziellen Maßstab ist jedoch noch nicht möglich. Neben der Beimischung des Wasserstoffs in das konventionelle Erdgasnetz wird die direkte energetische Nutzung von „grünem" Wasserstoff insbesondere im Verkehrssektor als Maßnahme mit hohem Dekarbonisierungspotenzial betrachtet (siehe auch Kapitel 7.2).

In den letzten vier Bereichen „Dekarbonisierung der kombinierten Strom- und Fernwärmebereitstellung", „Dekarbonisierung der (reinen) Fernwärmebereitstellung" und „Dekarbonisierung der Fernkältebereitstellung" hingegen werden alle betrachteten Technologien vollumfänglich kommerziell genutzt und gelten als technisch ausgereift. Die dekarbonisierende Wirkung wird dabei entweder durch die Verwendung von Green Fuels (als Maximalabschätzung) oder durch einen höheren technischen Wirkungsgrad als der des durchschnittlichen Anlagenparks bei Nutzung konventionellen Brennstoffs (als Minimalabschätzung) erreicht. Bei der Verwendung von Green Fuels können jeweils die gesamten Emissionen der Anwendung vermieden werden, während sich die

Emissionsreduktion bei der Verwendung von konventionellem Brennstoff immer aus eben dieser Wirkungsgraddifferenz zwischen Maßnahmentechnologie und Mittelwert der aktuellen Bereitstellungstechnologien ergibt.

6.3 Potenziale der Erneuerbaren Energien

Die Kenntnis über das Potenzial zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist die Voraussetzung für realistische Ausbauziele sowie für die Modellierung des EE-Ausbaus. Dabei weisen die ermittelten Potenzialwerte eine große Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen auf. Dieser Sachverhalt wird insbesondere bei den FF-PVA deutlich. Neben der Wirtschaftlichkeit ist die Akzeptanz der Bevölkerung ein wesentlicher Faktor für die Realisierung des EE-Ausbaus. Aufgrund der hohen Raumwirkung betrifft dies im Wesentlichen Onshore-WEA und FF-PVA. Um dies zu berücksichtigen, werden neben technischen und wirtschaftlichen Aspekten Abstände zu Schutzgebieten, bei FF-PVA die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion und bei Onshore-WEA die räumliche Nähe zur Bevölkerung miteinbezogen. Die Höhe des Potenzials von Onshore-WEA hängt zudem von der gewählten Zusammensetzung der Anlagetypen ab, die in Kapitel 3.4.2 vorgestellt werden. Die unter diesen Rahmenbedingungen ermittelten Potenziale sind in Tabelle 6-2 dargestellt. In den darauffolgenden Kapiteln wird die Herleitung dieser Ergebnisse erläutert.

Tabelle 6-2: Potenziale der Erneuerbaren Energien in Deutschland

	GW	TWh
GEB-PVA	193	183
FF-PVA	935	984
Onshore WEA	130	326
Offshore WEA	53	230

6.3.1 Gebäude-Photovoltaikanlagen

Der Gebäudebestand in Deutschland lässt sich in die Klassen Wohngebäude, land-wirtschaftliche Gebäude sowie GHD- & Industriegebäude unterteilen. Aufgrund großer Unterschiede zwischen den Gebäudeklassen werden sie durch separate Modelle abgebildet.

Das Potenzial von PVA auf Wohngebäuden wird mit Hilfe des FfE-Gebäudemodells bestimmt. Eingangsdaten für das Gebäudemodell sind statistische Zahlen zum Gebäudebestand, die IWU-Gebäudetypologie, Gebäudedatenbanken ausgewählter Kommunen und Erkenntnisse aus kommunalen Energiekonzepten /FFE-04 12/. Das Gebäudemodell beschreibt für jede Gemeinde bzw. jede Stadt die Anzahl der Wohngebäude, Wohneinheiten und Dachflächen je Siedlungstyp, Gebäudetyp und Baualtersklasse. Eine einheitliche Datenbasis und Vorgehensweise gewährleistet dabei eine hohe Vergleichbarkeit der Gemeinden untereinander. Regionale Potenzialerhebungen, zum Beispiel durch Solardachkataster, sind unter Umständen lokal exakter, für einen überregionalen Vergleich jedoch nicht geeignet. Die aus der hohen räumlichen Auflösung von Solardachkatastern resultierenden Vorteile, wie die Verschattung durch Nachbargebäude, Bäume, Dachaufbauten bzw. die Berücksichtigung der Dachneigung und –orientierung, werden durch eine vorgeschaltete Analyse des Solardachkatasters einer Großstadt und die Ableitung von siedlungsstrukturellen Merkmalen

berücksichtigt /JET-01 15/. Zentrales Ergebnis dieser Analyse ist die nach Wohngebäudetyp differenzierte, spezifische nutzbare Dachfläche für PVA. Diese wird auf den Gebäudebestand des FfE-Gebäudemodells übertragen, um das Dachflächenpotenzial auf Wohngebäuden zu bestimmen.

Für die Gebäudeklassen Landwirtschaft sowie GHD & Industrie erfolgt die Potenzialermittlung mit anderen Verfahren. Diese werden in /FFE-60 18/ und /Schmid-01 18/ beschrieben.

Das gesamte Potenzial in Deutschland beträgt bei einer Leistungsdichte von 0,15 kWp/m² 228 GW, davon entfallen knapp 60 % auf Wohngebäude. In Abbildung 6-2 ist das Ergebnis der Potenzialanalyse je Gebäudeklasse und -typ in Deutschland dargestellt.

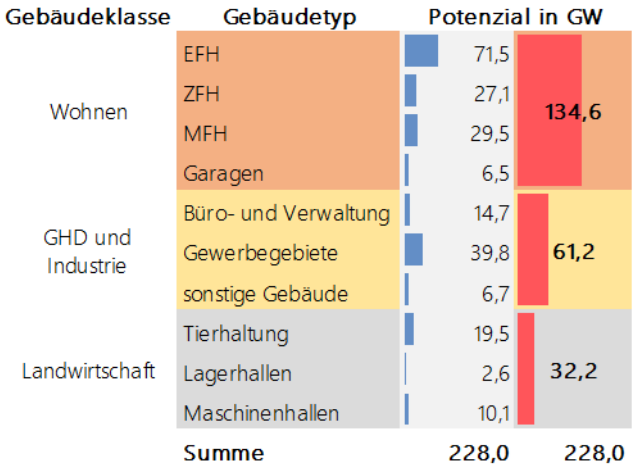


Abbildung 6-2: Dachflächenpotenzial nach Gebäudeklasse und -typ

Es ist zu erwarten, dass das Potenzial durch alternative Nutzungen (z. B. Solarthermie) und bauliche Beschränkungen nicht vollständig erschlossen wird, weshalb ein Abschlag von 15,5 % angenommen wird. Das gesamte Potenzial reduziert sich somit auf 193 GW bzw. 183 TWh/a. Das energetische Potenzial von Fassadenanlagen wird aufgrund der geringen Volllaststunden und der damit verbundenen hohen Stromgestehungskosten als gering eingeschätzt und daher im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet.

6.3.2 Freiflächen-Photovoltaik

Die Höhe des Potenzials von FF-PVA hängt maßgeblich von den gesetzlichen Rahmenbedingungen ab. Der Ausbau von PVA größer 750 kW wird über Ausschreibungen gesteuert, wobei in § 37 EEG /BMWI-23 14/ festgelegt ist, welche Flächen hierfür in Frage kommen. Dies sind u. a. Konversionsflächen, Flächen innerhalb eines 110-m-Radius entlang von Autobahnen und Schienenwegen sowie bauliche Anlagen wie Deponien. Zudem wird den Bundesländern in § 37c die Freiheit eingeräumt, selbst zu entscheiden, ob sie diese Flächen um landwirtschaftliche Flächen innerhalb von benachteiligten Gebieten erweitern. Diese Gebiete weisen natürlich ungünstige Standortbedingungen auf. Auch wenn aktuell nicht alle Bundesländer benachteiligte Gebiete für die Ausschreibungen heranziehen, wird in Dynamis ein für ganz Deutschland einheitliches Vorgehen für diese Flächenkategorie verwendet. Die zahlreichen Änderungen in den letzten Jahren, welche Flächen für FF-PVA herangezogen werden und welche nicht, stützt die Annahme, dass dieser Ist-Zustand nicht die Entwicklung bis zum Jahr 2050 widerspiegelt.

Neben landwirtschaftlichen Flächen innerhalb von benachteiligten Gebieten sind Flächen innerhalb des 110-m-Randstreifens entlang von Autobahnen und Schienenwegen unter

Berücksichtigung aller Restriktionsflächen entsprechend /BFI-01 16/ Bestandteil dieser Potenzialflächenanalyse. Die übrigen in § 37 genehmigten Flächen können aufgrund einer fehlenden flächendeckenden Datenbasis nicht berücksichtigt werden. Es werden zudem nur Potenzialflächen betrachtet, die eine förderwürdige Mindestgröße aufweisen d. h. Flächen auf denen FF-PVA mit einer Leistung ≥ 750 kWp realisiert werden können. Luftbildauswertungen von FF-PVA ergeben einen durchschnittlichen Flächenverbrauch von etwa 25 m²/kWp, was einer Leistungsdichte von 0,04 kWp/m² bzw. 400 kWp/ha entspricht.

Der 110-m-Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen entspricht einem Potenzial von etwa 140 GW. Bei zusätzlicher Einbeziehung landwirtschaftlicher Flächen innerhalb benachteiligter Gebiete erhöht sich das Potenzial auf rund 2.000 GW. Neben der Mindestgröße der Fläche ist die Raumverträglichkeit ein wichtiges Kriterium für die zukünftige Erschließung von FF-PVA. Diese wird sowohl von der Größe als auch von der Art der in Anspruch genommenen Fläche bestimmt. Die Potenzialflächen befinden sich außerhalb von Schutzgebieten und sind entweder aufgrund der unmittelbaren Nähe zu Verkehrswegen überwiegend durch eine erhöhte Schadstoffkonzentration vorbelastet oder landwirtschaftliche Minderertragsflächen. Somit ist gewährleistet, dass sowohl der Aspekt des Naturschutzes berücksichtigt als auch die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion minimiert wird.

Aktuell werden in Deutschland 14 % der landwirtschaftlichen Flächen für den Anbau von Energiepflanzen verwendet /FNR-01 18/. Dies entspricht einer Gesamtfläche von 23.380 km². Diese Fläche wird bereits energetisch genutzt und steht der Nahrungsmittelproduktion nicht zur Verfügung. Da eine alternative solare Nutzung dieser Fläche möglich ist, definiert die Gesamtheit dieser Flächen die Obergrenze eines raumverträglichen Flächenpotenzials. Diese entsprechen der installierten Leistung von 935 GW bzw. der Stromerzeugung von 984 TWh/a.

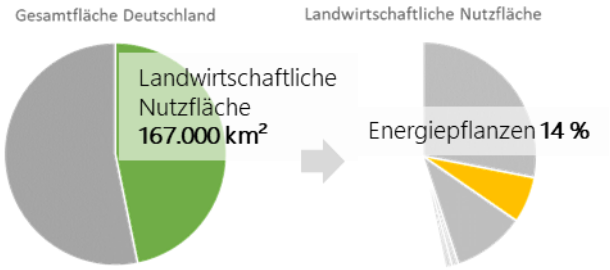


Abbildung 6-3: Energiepflanzenanteil an der landwirtschaftlichen Nutzfläche, 2017

6.3.3 Onshore-Windenergieanlagen

Im Folgenden werden die Potenzialflächen, die Klassifikation nach Windhäufigkeit und das Leistungspotenzial von Onshore-WEA erläutert.

6.3.3.1 Potenzialflächen

Die Potenzialfläche für WEA entspricht der Menge aller für WEA geeigneten Flächen. Sie umfasst somit Windpotenzialflächen, Windeignungs- und Windvorranggebiete (WEG). Damit beinhaltet sie sowohl Ergebnisse von Weißflächenanalysen (siehe zum Beispiel /IWES-02 11/ und /UBA-04 13/) als auch die von der Raumplanung für WEA definierten Flächen (vgl. /FFE-60 18/). Eine detaillierte Beschreibung zur Umsetzung der Weißflächenanalyse in PostGIS ist in /KLI-01 14/ zu finden. Die notwendigen Parameter wie Ausschlussflächen und Abstände können entweder regional vorgegeben (vgl. /BSR-01 11/, /MKUNRW-01 11/) oder

aus Metaanalysen entnommen werden (vgl. /BMWI-14 13/, /LAGVSW-01 15/, /FWA-01 17/). Typische Parameter können auch das Ergebnis von Bestandsanalysen sein /NIE-01 16/.

WEG werden von Raumplanungsbehörden mit dem Ziel eines räumlich koordinierten Zubaus von WEA ausgewiesen. Sie basieren häufig auf sehr detaillierten Weißflächenanalysen und berücksichtigen zudem regionale Besonderheiten (Sichtachsen, Tourismus), welche häufig nicht Bestandteil von großflächigen Weißflächenanalysen sind. In fast allen Bundesländern existieren ausgewiesene oder im Entwurf zur Ausweisung befindliche Flächen für WEA. Die Summe dieser Flächen beträgt 3.347 km² bzw. rund 1 % der Landesfläche /FFE-60 18/. Diese Flächen beschreiben potenzielle Standorte für den Zubau von WEA und werden in Dynamis als Gebietskulisse bezeichnet.

Es ist zu erwarten, dass in einigen Bundesländern weitere Flächen ausgewiesen werden. Thüringen hat das Ziel, ein Prozent seiner Landesfläche auszuweisen /THÜR-01 14/. Sachsen plant, bis zum Jahr 2022 keine weiteren Flächen auszuweisen /SMWA-01 13/. Im Vergleich mit anderen Flächenstaaten in Deutschland hat Sachsen jedoch eine sehr geringe Flächenausweisung /FFE-60 18/, weshalb eine Ausweitung der Flächen bis 2050 angenommen wird. In Sachsen-Anhalt werden bereits heute um WEG weitere Standorte für Windenergieanlagen erschlossen, siehe Abbildung 6-4. Dies wird nachfolgend als das Wachsen von WEG bezeichnet. Neue WEA werden dabei um bereits vollständig erschlossene WEG errichtet.

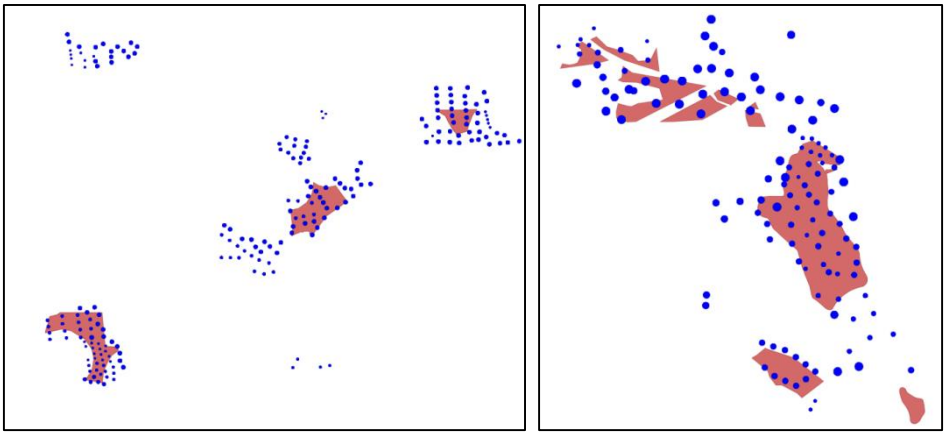


Abbildung 6-4: Das Wachsen von Windeignungs- und Windvorranggebieten (rot) mit Windenergieanlagen (blau)

Um eine langfristige Entwicklung abbilden zu können, wird eine erweiterte Gebietskulisse für diese drei Bundesländer berechnet. Die Motivation für diese erweiterte Gebietskulisse ist es, das Wachsen von WEG abzubilden. Für diesen Zweck werden die bestehenden WEG um 250 m ausgeweitet. Hierbei wurden Abstände zu Siedlungen (1.000 m) und Schutzgebieten (Weißflächenanalyse) berücksichtigt. Diese Beschränkungen führen zu einem eingeschränkten, teilweise richtungsabhängigen Wachstum von WEG (siehe Abbildung 6-5). Bestehende WEA außerhalb von WEG aber innerhalb von Weißflächen werden weiter betrieben bzw. am gleichen Standort erneuert.

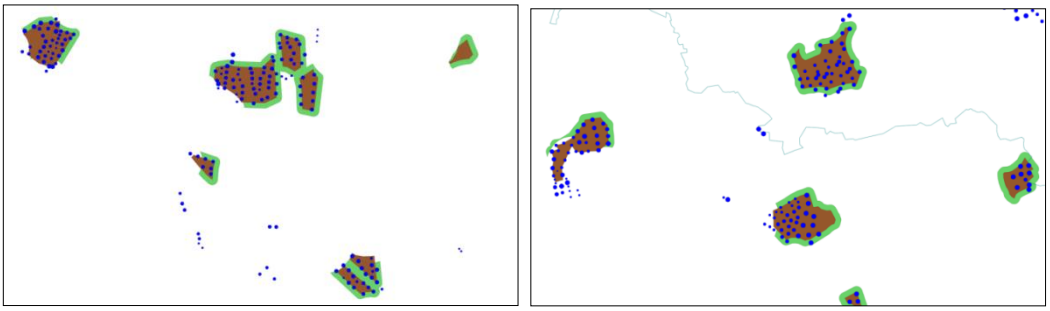


Abbildung 6-5: *Beispiele für die erweiterte Gebietskulisse (grün)*

6.3.3.2 Klassifikation der Potenzialflächen nach Windhäufigkeit

Um für jeden Standort den optimalen Anlagetyp auszuweisen, wird eine Standortklassifikation anhand von Windhäufigkeit und Windgeschwindigkeit durchgeführt. Für die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten wird die Weibullverteilung verwendet. Die Weibullverteilung in 80 m Höhe und als 200 m Raster wird /DWD-02 12/ entnommen. In Kombination mit Kennlinien von Referenz-WEA ist eine Ausweisung der potenziellen Volllaststunden in 80 m Höhe pro Anlagentyp möglich. Anhand der Leistungsdichte werden typische Anlagen mit typischen Nabenhöhen ausgewählt. Die VLS in Nabenhöhe werden aus den Daten zur Windhäufigkeit in 80 m Höhe /DWD-02 12/ unter Berücksichtigung des logarithmischen Windprofils extrapoliert. Daraus ergeben sich die Kennwerte für typische WEA in Tabelle 6-3.

Tabelle 6-3: Standortkategorien von Onshore-Windenergieanlagen

Standort-kategorie	Anlage	Leistungsdichte in W/m²	Nabenhöhe in m	VLS in Nabenhöhe
schwach	Enercon E-115	280	140	> 1.300
mittel	Nordex N100	320	120	> 1.500
stark	Vestas V80	400	100	> 2.000
sehr stark	Enercon E-82 E3	570	100	> 2.600

Mit diesen Kenndaten kann das Bundesgebiet in einem 200 m Raster klassifiziert werden (siehe Abbildung 6-6). Zusätzlich zu den Anlagentypen nach Tabelle 6-3 wird im Rahmen dieser Studie eine weitere Standortkategorie („sehr schwach“) eingeführt, um alle Standorte abbilden zu können. In Abbildung 6-6 fallen die weißen Flächen in diese Kategorie.

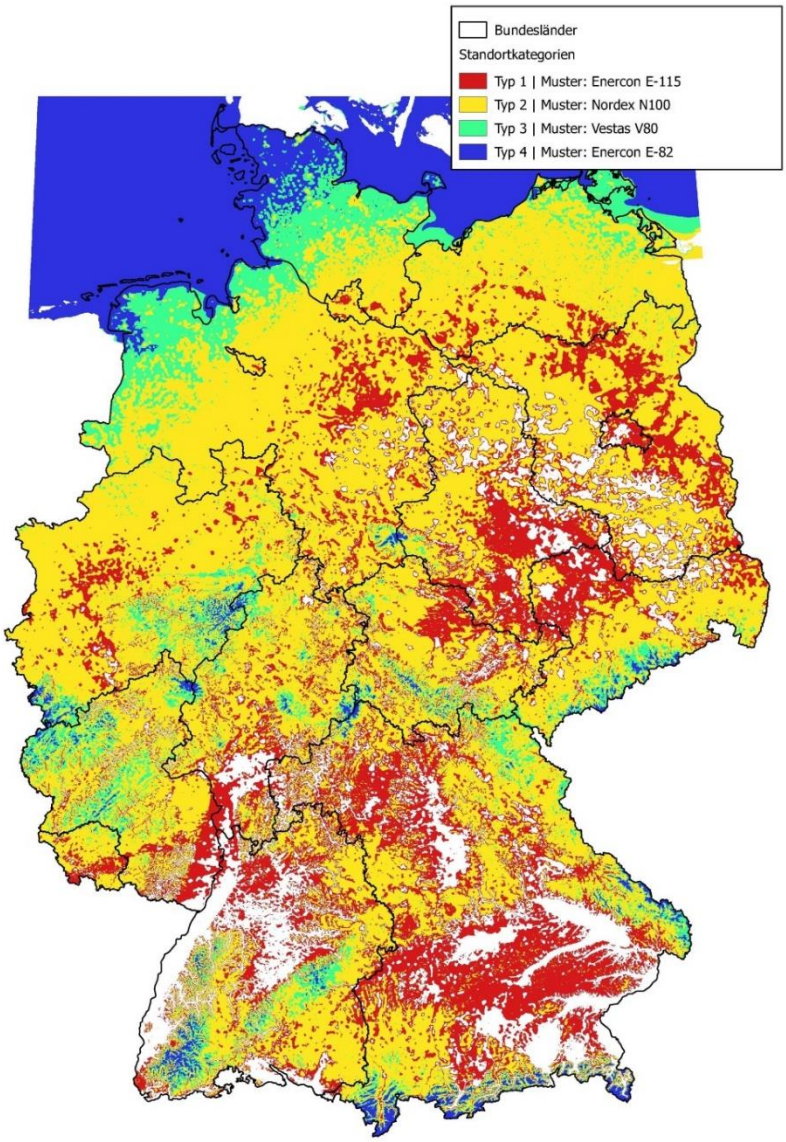


Abbildung 6-6: Standortklassifikation anhand typischer Anlagentypen

6.3.3.3 Leistungspotenzial

Das Ziel der anlagenscharfen Ausbaumodellierung von Onshore-WEA mit WiSTI ist die Bestimmung einer optimalen Konfiguration von Windparks in ausgewiesenen Flächen. Dabei wird für einen Standort (Windhäufigkeit, Wald etc.) der geeignete Windenergieanlagentyp mit dem passenden Rotordurchmesser gewählt. Der Rotordurchmesser bestimmt dabei den notwendigen Abstand zwischen den Anlagen. Die Windparks werden nach der Hauptwind-richtung ausgerichtet und in der typischen Ellipsenform aufgebaut, wie in Abbildung 6-7 links dargestellt. Anhand von variablen Parametern wird das Gitter des imaginären Windparks verschoben und gedreht (Abbildung 6-7 Mitte) um die beste Windparkkonfiguration zu ermitteln. Für die Bewertung der Anlagenkonfiguration dient der potenzielle Ertrag. Dieser wird berechnet anhand der Weibullverteilung der Windgeschwindigkeit /DWD-02 12/, den Kennlinien der für den Standort geeigneten WEA mit den entsprechenden Nabenhöhen. Mit der Summe des potenziellen Ertrags aller WEA je Konfiguration wird die wirtschaftlich beste Konfiguration des Windparks ermittelt (Abbildung 6-7 rechts). Eine umfangreiche Beschreibung des Modells findet sich in /FFE-46 17/ und /SCHM-01 08/.

1. Regelmäßige Anordnung der WEA | 2. Drehung und Translation | 3. Auswahl der optimalen Verteilung

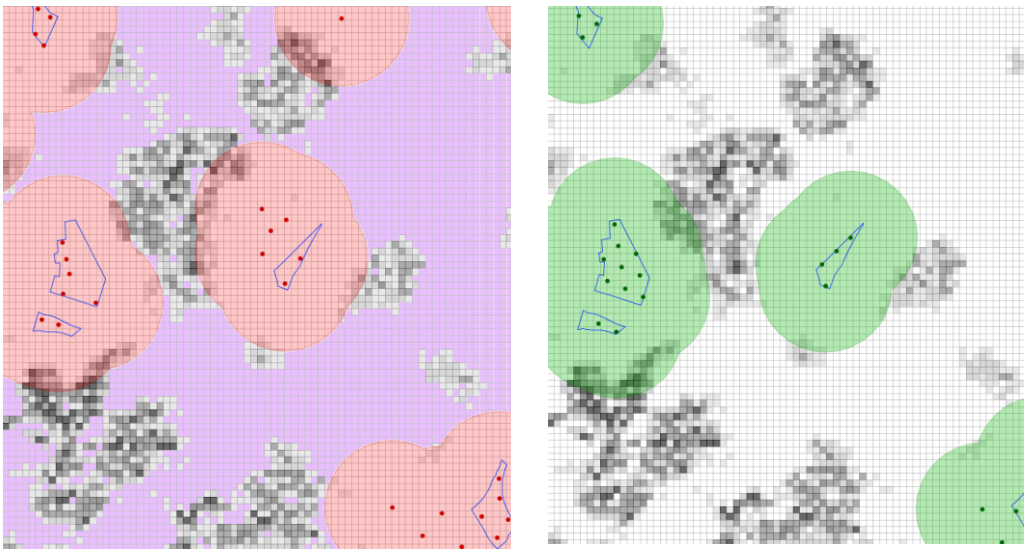
Abbildung 6-7: Ermittlung der besten Konfiguration von Onshore-Windparks

Mit den in Kapitel 6.3.3.1 definierten Gebieten erfolgt der Zubau von Onshore-WEA überwiegend in heute bereits ausgewiesenen Flächen. Das Potenzial beträgt in Summe 130 GW für Onshore-WEA.

6.3.3.4 Raumwirkung

Der Ausbau von Onshore-WEA scheitert zunehmend an der Akzeptanz durch die Bevölkerung. Das für Dynamis ermittelte Potenzial für Onshore-WEA wird daher nachfolgend hinsichtlich der Raumwirkung bewertet. Dabei wird die Raumwirkung von Onshore-WEA durch die Anzahl der Einwohner in einem definierten Abstand zur Onshore-WEA bestimmt. Weitere Kriterien wie Höhe, Schattenwurf oder Emissionen finden keine Berücksichtigung.

Die Einwohnerzahl liegt im Zensus-Atlas /DESTATIS-08 15/ als 100 m-Gitter vor. Die Onshore-WEA für die Gegenwart und die Szenarien liegen mit ihrem exakten Standort vor. In Abbildung 6-8 sind die Onshore-WEA (rote bzw. grüne Punkte), die Windeignungsgebiete (blaue Polygone) und das Einwohnerraster (graue Pixel) dargestellt. Um die Onshore-WEA sind Puffer von 1.000 m gekennzeichnet.



Anlagenbestand 2018 | Startszenario 2050

Abbildung 6-8: Berechnung der Raumwirkung von Onshore-WEA; Größe des dargestellten Puffers: 1000 m.

Die Anzahl der Einwohner in den Pufferzonen um Onshore-WEA wurde für verschiedene Pufferzonen und Jahre ausgewertet. Die Anzahl der betroffenen Einwohner ändert sich

zukünftig, da zum einem Onshore-WEA außerhalb von Windeignungsgebieten und in der Nähe zu Siedlungen rückgebaut werden (Abbildung 6-8, links). Und zum anderen neue WEA in Windeignungsgebieten errichtet werden (Abbildung 6-8, rechts). Die Ergebnisse der deutschlandweiten Auswertung sind in Abbildung 6-6 zusammengefasst.

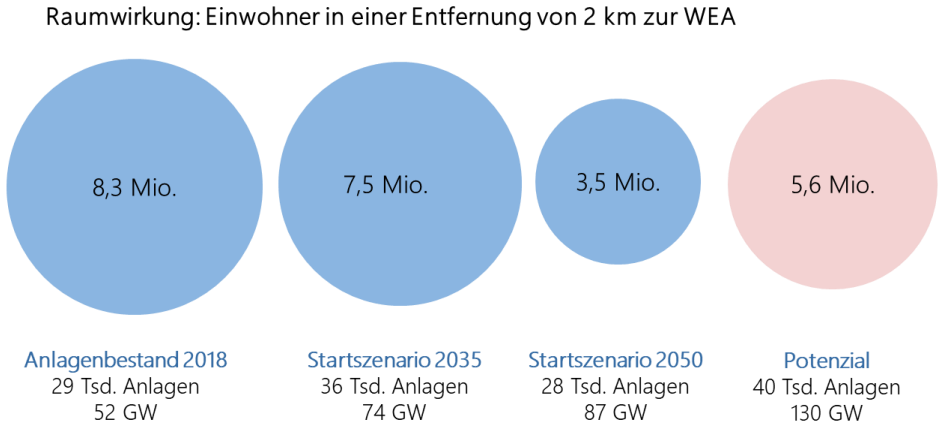


Abbildung 6-9: Raumwirkung der Onshore-WEA

Im Jahr 2018 leben rund 8,3 Mio. Einwohner in einem Abstand von weniger als 2 km zur nächsten Onshore-WEA. Im Startszenario sinkt dieser Wert auf 3,5 Mio. Einwohner im Jahr 2050, obwohl die gesamte Leistung der Anlagen von 52 GW auf 87 GW ansteigt. Gemäß Kapitel 6.3.3.3 stehen für zukünftige Szenarien insgesamt 130 GW an Onshore-WEA zur Verfügung. Wenn alle Standorte erschlossen werden, liegt die Anzahl der betroffenen Einwohner mit 5,6 Mio. immer noch unter dem heutigen Wert.

Es zeigt sich somit, dass die Raumwirkung der 130 GW Onshore-WEA, die maximal erschließbar sind, deutlich geringer ist als die Raumwirkung des aktuellen Anlagenbestands. Nicht berücksichtigt wurde dabei die Wirkung, die sich durch die Entwicklung der Anlagenhöhe, des Schattenwurfs und der Emissionen ergibt. Die im Rahmen der Dynamis-Szenarien hinterlegten Ausbaupfade stellen somit ein realisierbares Potenzial, auch bei geringer Akzeptanz für Onshore-WEA, dar.

6.3.4 Offshore-Windenergieanlagen

Um das verfügbare europäische Potenzial für zusätzliche Offshore-WEA in Nord- und Ostsee bezogen auf die Anrainerstaaten zu ermitteln, wird ein hierarchischer Ansatz verfolgt. Ausgehend von kleinräumigen, ausgewiesenen Clustern mit bekannten zu erwartenden Leistungsdichten und Anlagendaten wird dieser hin zu großräumigen Clustern auf hoher See erweitert.

Ausgehend vom höchsten Detailgrad werden ausgewiesene Offshore-Vorranggebiete (so genannte „Cluster") in Nord- und Ostsee herangezogen, welche offiziellen Quellen wie den Bundesfachplänen für Nord- und Ostsee entnommen sind. Diese Cluster enthalten u. a. Informationen über den Status des Windparks („in Planung", „in Betrieb" etc.). Um die teils fehlenden oder veralteten Leistungsdaten der Cluster für die Leistungsdichtenberechnung zu aktualisieren, werden sie mit genaueren und aktuelleren Daten des Anbieters „Windpower" verschnitten. Wo kein Verschnitt möglich ist, werden Standardwerte als Leistungsdichten angenommen und auf die Fläche der Cluster umgelegt. Diese Werte leiten sich aus den ermittelten Leistungsdichten der Bundesfachpläne Offshore für Nord- und Ostsee, der

Windparkgeometrie sowie Wetterdaten ab. Die einzelnen Cluster sind auf NUTS-3-Ebene den entsprechenden Ländern zuzuordnen.

Im nächsten Detaillevel werden die ausschließlichen Wirtschaftszonen (AWZ) der europäischen Länder auf ihr Offshore-Potenzial hin untersucht. Die AWZ sind Meereszonen, in denen das entsprechende Land die ausschließlichen Nutzungsrechte besitzt. Das Potenzial in diesen Zonen wird durch verschiedene Ausschlussflächen vermindert. Diese Flächen umfassen Naturschutzgebiete, Meerestiefen, die bereits untersuchten Cluster sowie Hauptschifffahrtsrouten. Da Offshore-Windenergieanlagen in der Theorie bis 80 m Wassertiefe gebaut werden können, wird zunächst ein digitales Höhenmodell von Europa herangezogen und die 1 km großen Zellen der genannten Meerestiefen als Ausgangsfläche angesetzt. Die im vorherigen Schritt untersuchten ausgewiesenen Cluster werden nun von dieser Fläche abgezogen, um sie nicht doppelt zu berücksichtigen. Schifffahrtsrouten, die als GPS-Tracks aller Schiffe in einem Jahr vorliegen, bilden das nächste Ausschlusskriterium. Generell existieren keine explizit ausgewiesenen Kanäle, in denen sich Schiffe auf See bewegen dürfen, was zu einem außerordentlich flächendeckenden Netz an Schifffahrtsrouten führt. Aus diesem Netz werden daher zunächst über eine Dichte-Bestimmung die Hauptrouten gefiltert. Diese Routen werden ebenfalls von den Potenzialflächen abgezogen, da hier keine Windkraftanlagen stehen dürfen. Als zusätzliches Ausschlusskriterium dienen die Naturschutzgebiete auf See. Unter Berücksichtigung aller beschriebenen Kriterien ergibt sich ein Potenzial von 53 GW bzw. 230 TWh/a für Offshore-WEA.

6.4 Maßnahmenauswahl und -aggregation

Wie in Kapitel 3.1 beschrieben, werden die zuvor analysierten CO_2-Verminderungsmaßnahmen anschließend einem Aggregations- und Auswahlprozess unterzogen. Somit wird die Anzahl der zu untersuchenden Maßnahmen reduziert und die Bearbeitungstiefe entsprechend den Ergebnissen der Potenzialanalyse festgelegt.

In Tabelle 7-2 ist zunächst aufgetragen, welche Maßnahmen in welcher Aggregationsstufe ausgewählt werden. Die Bearbeitungstiefe beschreibt, wie detailliert sie im weiteren Verlauf betrachtet werden. Für den hier betrachteten Bereitstellungssektor entspricht die sektordynamische Stufe zwei der Bewertungen der systemdynamischen Stufe drei und wird entsprechend als solche aufgeführt. Alle in der Tabelle aufgeführten Green Fuel-Maßnahmen stehen dem Energiesystemmodell grundsätzlich als Option der Bereitstellung im Start- und Fuel-Szenario zur Verfügung und gehen in die Bewertung der Maßnahmen ein, die diese als Brennstoff verwenden. Zusätzlich dazu werden die resultierenden Gestehungskosten und deren Sensitivitäten in Kapitel 11.6.2 ausführlich vorgestellt. Auf eine explizite Bewertung der Maßnahmen hinsichtlich der Verminderungskosten wird an dieser Stelle verzichtet. Werden nicht alle möglichen Untersuchungen durchgeführt, wird dies in der letzten Spalte der Tabelle kurz begründet.

Tabelle 6-4: Ausgewählte und aggregierte Maßnahmen des Bereitstellungssektors und deren Bearbeitungstiefe

Aggregierte Maßnahme	Adressierte Anwendung*	Zusammen-gesetzt aus	Bearbeitungs-stufe**	Invest-Rechnung in Ziel-szenarien	Erläuterung der Einordnung
CCS/CCU	Alle	1, 2	1, fuEL	Ja	-

Laufwasser-kraftwerke	Strom	3	S, fuEL	Nein	Berücksichtigung in den Gesamtszenarios, kein weiterer Ausbau
PV (Dach/Freifläche)	Strom	4,5	3, S, fuEL	Ja	-
Wind (onshore/offshore)	Strom	6,7	3, S, fuEL	Ja	-
Kohleausstieg	Strom	-	3, S, fuEL	Nein	Kohleausstiegspfad gemäß Kohlekommission, beschleunigter Kohleausstieg bis 2030 als Maßnahmenbewertung
Bio-to-Liquid	BS	8	S, FuEL + Exkurs	Ja	-
Bio-to-Methan (Fermenter)	BS	8	S, fuEL	Ja	-
Power-to-Liquid	BS	10	S, fuEL + Exkurs	Ja	-
Power to Methan	BS	11	S, fuEL + Exkurs	Ja	-
Power to Wasserstoff	BS	12	S, fuEL + Exkurs	Ja	-
BHKW-Gasmotor	Strom, FW	13,15	3, S, fuEL	Ja	Teil der Maßnahmenbewertung als mögliche Ersatztechnologie beim Kohleausstieg
Gasturbine	Strom	-	3, S, fuEL	Ja	Teil der Maßnahmenbewertung als mögliche Ersatztechnologie beim Kohleausstieg
GuD	Strom, FW	14,16	S, fuEL	Nein	Berücksichtigung gemäß Mantelzahlen Startszenario, kein endogener Zubau
Wärmepumpe	FW	17-28	1, S, fuEL	Nein	-
Elektrifizierung und Flexibilisierung der FW	FW	-	3, S, fuEL	Ja	Kombination aus Großwärmepumpen, Wärmespeicher, E-Kessel
Gasheizwerk	FW	25, 29	1, S, fuEL	Nein	ausreichende Dimensionierung zur Besicherung wird angenommen
Biomasseheizwerke	FW	30	1	Nein	Das technische Potenzial der Biomasse in Deutschland ist sehr begrenzt und die Nutzungskonkurrenz mit anderen Anwendungsbereichen sehr groß. Hier nur statische Bewertung zur Einordnung.

Geothermie	FW	31	1, S, fuEL	Nein	Nach /FFE-146 17/ ist das tatsächliche Potenzial der Geothermie in Deutschland aufgrund der regionalen Verfügbarkeit von geothermischen Potenzialgebieten sehr begrenzt. Wir berücksichtigt, nicht zugebaut
Solarthermie	FW	32	S, fuEL	Nein	Nach /FFE-146 17/ ist das tatsächliche Potenzial der Solarthermie in Deutschland aufgrund der Flächenverfügbarkeit sehr begrenzt. Wird berücksichtigt, nicht zugebaut.

*BS= Brennstoff, FW=Fernwärme

**S=Abbildung im Startszenario, fuEL=Abbildung im fuEL Szenario, Stufe 1 = statische Bewertung, Stufe 3 = systemdynamische Bewertung als ISAaR-Maßnahmenszenario

Eine detaillierte Aufschlüsselung der technoökonomischen Kennwerte, die zur Bewertung der Maßnahmen notwendig sind, und die zugrunde liegende Datenbasis können dem Begleitdokument „Datenanhang" entnommen werde.

7 Verkehr

Im Endenergiesektor Verkehr werden Verminderungsmaßnahmen aus dem Straßen-, Schienen-, Flug- und Binnenschifffahrtsverkehr betrachtet. Die Energieverbräuche und somit auch die Emissionen beziehen sich auf die unmittelbare Bereitstellung von Transportleistungen. Landwirtschaftlicher Verkehr und mittelbare Anwendungen, wie beispielsweise Ampeln, finden keine Berücksichtigung.

Die Emissionsbilanz und die Potenzialanalyse zur Identifikation der „großen Stellhebel" wurden zu Beginn des Projekts auf Basis der Werte des Jahres 2014 durchgeführt. Die Emissionsbilanzen wurden zum Ende des Projekts mit den aktuellsten verfügbaren Zahlen des Jahres 2016 aktualisiert und werden in diesem Kapitel vorgestellt. Die Ergebnisse beider Jahre werden im Anhang in Tabelle 15-1 und Tabelle 15-2 gegenübergestellt. Da die grundsätzlichen Aussagen hinsichtlich der „großen Stellhebel" auch bei Verwendung der Werte des Jahres 2014 Bestand haben, wurde an dieser Stelle auf eine Aktualisierung der Potenzialanalyse verzichtet.

7.1 Emissionsbilanz

Im Jahr 2016 wurden im Verkehrssektor 212 Mio. t CO_2 emittiert. Davon entfielen 187 Mio. t auf die Verbrennung fossiler Kraftstoffe in Fahrzeugen. Weitere 25 Mio. t entstanden indirekt durch die Bereitstellung von Kraftstoffen und elektrischer Energie im Bereitstellungssektor. Die Aufteilung der Emissionen nach Verkehrsträgern und Kraftstoffen ist in Abbildung 7-1 dargestellt. Die Bilanzierung erfolgt nach dem Standortprinzip. Somit werden alle in Deutschland aufgewendeten Energieverbräuche und auch der in das Ausland fliegende Flugverkehr bilanziert.

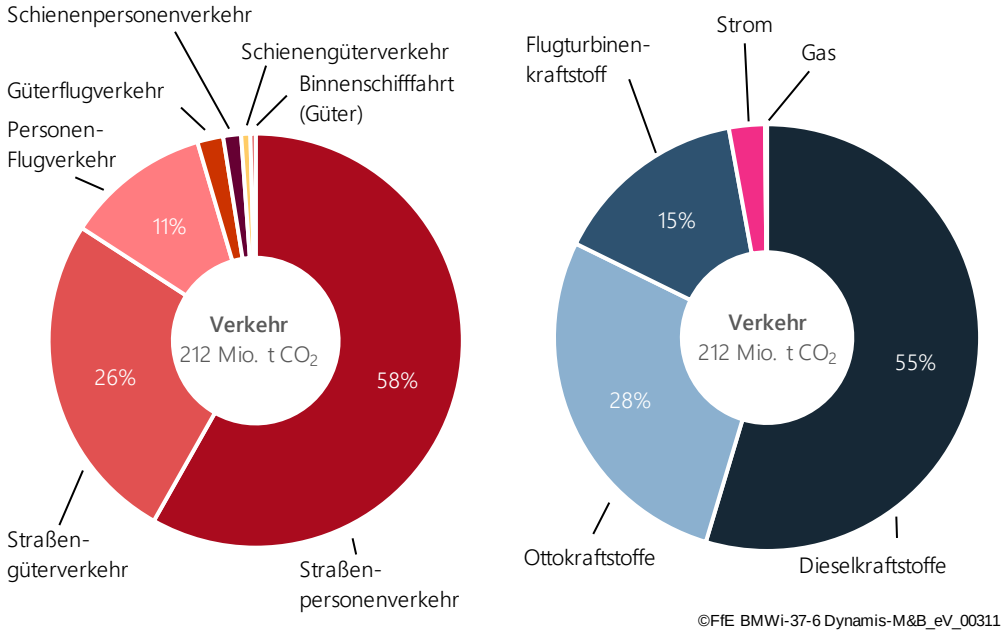


Abbildung 7-1: Energiebedingte CO_2-Emissionen des inländischen Verkehrs nach Verkehrsarten und Kraftstoffen im Jahr 2016

Der Großteil der CO_2-Emissionen entstand durch die Verbrennung von mineralölbasierten Kraftstoffen wie Diesel, Benzin und Kerosin. Elektrische Energie und Erdgas waren nur für einen geringen Anteil der Emissionen des Verkehrs verantwortlich.

84 % des CO_2-Ausstoßes sind auf den Straßenverkehr zurückzuführen, wobei mehr als zwei Drittel der Emissionen des Straßenverkehrs im Personenverkehr entstanden (58 %). 26 % der Emissionen entstehen durch den Straßengüterverkehr, weitere 11 % bzw. 4 % fielen im Personen- und Güterflugverkehr an. Die restlichen Emissionen teilt sich auf den Schienenverkehr sowie die Binnenschifffahrt auf.

Von den indirekten Emissionen sind 19 Mio. t CO_2 auf die Bereitstellung von Kraftstoffen zurückzuführen. Die restlichen 6 Mio. t CO_2 ergeben sich aus der Bereitstellung der elektrischen Energie für den Schienenverkehr.

7.2 Potenzialanalyse der CO_2-Verminderungsmaßnahmen

Wie in Kapitel 3.1 beschrieben, werden in diesem Abschnitt alle identifizierten CO_2-Verminderungsmaßnahmen einer Voranalyse unterzogen. Die Ergebnisse der Voranalyse sind in Tabelle 7-1 dargestellt. Die Herleitung der Potenziale kann anhand des Datenanhangs nachvollzogen werden.

In Tabelle 7-1 ist aufgetragen, welche Maßnahmen theoretisch möglich wären, wie hoch die gesamten, aufsummierten CO_2-Emissionen dieser Verkehrsträger in 2014 wären und welche restlichen Emissionen bei vollständiger Umsetzung der jeweiligen Maßnahme weiterhin bestünden. Das maximale technische Verminderungspotenzial ergibt sich aus der Differenz des Werts aus 2014 und der minimalen Restemissionen bei vollständiger Umsetzung. Dieses technische Verminderungspotenzial ist als hypothetische Maximalgrenze zu verstehen, welche nur dann erreicht werden könnte, wenn das gesamte technische Potenzial der Maßnahme unabhängig von anderen Maßnahmen umgesetzt werden würde. Es dient der Einordnung und ersten Beurteilung der Maßnahme.

Als nicht zukunftsfähig werden jene Maßnahmen bezeichnet, deren Restemissionen hinsichtlich der Einhaltung der Klimaschutzziele für das Jahr 2050 zu hoch sind und in unmittelbarer Konkurrenz zu Maßnahmen stehen, mit denen eine Erreichung der Klimaziele möglich ist. Der späteste Implementierungszeitpunkt gibt an, bis wann eine nicht zukunftsfähige Maßnahme umgesetzt werden darf, ohne die Klimaziele zu gefährden. Wird die Maßnahme Gasbetriebene Straßenfahrzeuge mit Erdgas betrachtet, ist es gegenüber dem aktuellen Status Quo möglich, Emissionen zu vermindern. Die Restemissionen bei vollständiger Umsetzung der Maßnahme, also der Substitution aller diesel- und benzinbetriebenen Pkw durch erdgasbetriebene Fahrzeuge, sind jedoch zu hoch, um die Ziele für 2050 zu erreichen. Als durchschnittliche Nutzungsdauer eines Pkw bzw. Lkw wird 12 Jahre bzw. 11 Jahre angenommen /KBA-03 16/. Dementsprechend darf im Sinne der Klimaschutzziele für 2050 nach 2038 die Substitution von konventionellen Pkw und nach 2039 die Substitution von konventionellen Lkw durch erdgasbetriebene Fahrzeuge nicht als CO_2-Verminderungsmaßnahme gelten.

Die Tabelle zeigt zudem, dass Bedarfsmaßnahmen wie z. B. Home-Office, geringe Einsparpotenziale haben, sich jedoch durch ihre kostengünstige und technisch einfache Umsetzung hervorheben. Elektrifizierungsmaßnahmen besitzen ein sehr großes CO_2-Verminderungspotenzial. Die tatsächliche CO_2-Verminderung ist jedoch abhängig von der Bereitstellung des verwendeten Stroms. Das maximale technische Potenzial wird dann erreicht, wenn der gesamte verwendete Strom CO_2-neutral produziert wird und setzt

dementsprechend die Umsetzung von Verminderungsmaßnahmen im Bereitstellungssektor voraus. Ähnlich verhält es sich bei der Verwendung von Green Fuels, sofern diese in einem Power-to-Liquid- bzw. Power-to-Gas-Verfahren aus erneuerbarem Strom oder aus biogenen Energieträgern hergestellt wurden.

Zusätzlich zu den in Tabelle 7-1 aufgeführten Maßnahmen existieren ergänzende Maßnahmen, deren Potenzial nicht quantifiziert werden kann. So wurde in /FFE-16 17/ aufgezeigt, dass der Einfluss von emissionsoptimiertem Laden von Elektrofahrzeugen zu einer signifikanten Emissionsverminderung führen kann, jedoch nur, wenn der Anteil an Elektrofahrzeugen und der volatilen Erzeuger im Energiesystem steigt. Analoge Annahmen kann man für die Maßnahme Vehicle-to-Grid treffen. Weiter werden induktive Fahrspuren und Oberleitungen für Straßenfahrzeuge in diesem Zusammenhang als ergänzende Maßnahmen bezeichnet, deren Potenzial nicht quantifiziert werden kann. In beiden Fällen wird eine Elektrifizierung bzw. Teilelektrifizierung der Fahrzeuge vorausgesetzt.

Tabelle 7-1: Ergebnisse der Potenzialanalyse der CO_2-Verminderungsmaßnahmen im Verkehr

	Kurzbezeichnung der Maßnahme**	energiebedingte CO_2-Emissionen der adressierten Verkehrsträger in 2014	min. CO_2-Emissionen der Verkehrsträger bei Umsetzung des techn. Maßnahmenpotentials	max. techn. CO_2-Verminderungspotenzial der Maßnahme ggü. 2014	Anteil an Gesamtemissionen in 2014	Technologiereife (1-9)	Zukunftsfähigkeit 2050	Spätester Implementierungszeitpunkt	Auswirkungen auf den Strombedarf
		Mio. t CO_2	Mio. t CO_2	Mio. t CO_2	%	TRL	ja/ nein	yyyy	+/o/-
1	Modal Shift	165	89	76	10 %	-	ja		
2	Erhöhung der Auslastung im Straßenverkehr	163	64	99	13 %	-	ja		
3	Home Office	119	110	9	1 %	9	ja		
4	Virtual Meetings	143	129	14	2 %	9	ja		
5	Erneuerbare Brennstoffe in konventionellen, verbrennungsmotorischen Verkehrsmitteln	196	0	196	26 %	6 - 9	ja		o/+
6	Batterieelektrische Straßenfahrzeuge + EE-Strom	165	0	165	22 %	9	ja		+
7	Batterieelektrische Lokomotiven + EE-Strom	7	0	7	1 %	7	ja		+
8	Batterieelektrische Binnenschiffe + EE-Strom	1	0	1	0,5 %	5	ja		+
9	Batterieelektrische Flugzeuge + EE-Strom	29	0	29	4 %	1	ja		+
10	Hybridelektrische Straßenfahrzeuge + EE-Strom + konv. Brennstoff	165	33	132	17 %	9	nein	2038-2039	+
11	Hybridelektrische Straßenfahrzeuge + EE-Strom + erneuerbarer Brennstoff	165	0	165	22 %	9	ja		+
12	Wasserstoffelektrische Straßenfahrzeuge + erneuerbarer Brennstoff	165	0	165	22 %	9	ja		o/+
13	Wasserstoffelektrische Lokomotiven + erneuerbarer Brennstoff	7	0	7	1 %	7	ja		o/+
14	Wasserstoffelektrische Binnenschiffe + erneuerbarer Brennstoff	1	0	1	0,5 %	5	ja		o/+
15	Wasserstoffelektrische Flugzeuge + erneuerbarer Brennstoff	29	0	29	4 %	1	ja		o/+
16	Gasbetriebene Straßenfahrzeuge + Erdgas	165	125	40	5 %	9	nein	2038 - 2039	
17	Gasbetriebene Straßenfahrzeuge + erneuerbarer Brennstoff	165	0	165	22 %	9	ja		o/+
18	Effizienzsteigerung von Verbrennungsmotoren mit konventionellen Kraftstoffen	202	142	61	8 %	-	nein	jetzt - 2039	
19	Autonomes Fahren/ Digitalisierung im Straßenverkehr	165	99	66	9 %	6	ja		

**PtX=Power-to-X, PtG=Power-to-Gas

7.3 Maßnahmenauswahl und -aggregation

Wie in Kapitel 3.1 beschrieben, werden die zuvor analysierten CO_2-Verminderungsmaßnahmen anschließend einem Aggregations- und Auswahlprozess unterzogen. Somit wird die Anzahl der zu untersuchenden Maßnahmen reduziert und die Bearbeitungstiefe entsprechend den Ergebnissen der Potenzialanalyse festgelegt.

In Tabelle 7-2 ist aufgetragen, welche Maßnahmen in welcher Aggregationsstufe ausgewählt wurden. Die Bearbeitungstiefe beschreibt, wie detailliert sie im weiteren Verlauf betrachtet werden.

Tabelle 7-2: Ausgewählte und aggregierte Maßnahmen des Verkehrs und deren Bearbeitungstiefe

aggregierte Maßnahme	zusammengesetzt aus	Bewertungsstufe*	Erläuterung der Einordnung**
Bedarfsmaßnahmen	1, 2, 3, 4	S	Bedarfsmaßnahmen sind schwer mit Kosten zu hinterlegen und somit nicht mit anderen Maßnahmen zu vergleichen.
Green Fuels in konventionellen, verbrennungsmotorischen Verkehrsmitteln	5	1	In einer dynamischen Bewertung ist die Maßnahme auf der Bereitstellungsseite durchzuführen und entspricht somit keiner Verkehrsmaßnahme.
Batterieelektrische Straßenfahrzeuge	6	3	-
Hybridelektrische Straßenfahrzeuge	10,11	2	Die zusätzliche Last der Hybridfahrzeuge wirkt ähnlich jener von batterieelektrischen Fahrzeugen.
Wasserstoffelektrische Straßenfahrzeuge	12	3	-
Gasbetriebene Straßenfahrzeuge	16,17	2	Das technische Potenzial ist mit konventionellem Erdgas stark begrenzt.
Effizienzsteigerung von konventionellen Verkehrsmitteln	18	S	Das technische Potenzial ist stark begrenzt.
Autonomes Fahren / Digitalisierung	19	V	Bedarfsmaßnahme, deren tatsächliche Auswirkungen derzeit noch unklar sind. Ein Rebound-Effekt gilt als wahrscheinlich.

*S=Abbildung im Startszenario, V=Berücksichtigung in der Voranalyse; Stufe 1: statische Bewertung, Stufe 2: sektordynamische Bewertung, Stufe 3: systemdynamische Bewertung.
**Es erfolgt eine Erläuterung der Einordung, falls die Maßnahme nicht dynamisch bewertet wird.

Die Maßnahmen, die ein sehr großes Potenzial aufweisen, werden der dynamischen Bewertung nach Stufe zwei bzw. Stufe drei unterzogen. Die Maßnahme „Green Fuels in konventionellen, verbrennungsmotorischen Verkehrsmitteln" wird zwar nicht direkt im Sektor umgesetzt, wirkt sich allerdings auf dessen Emissionen aus und wird deswegen hier aufgeführt. Bedarfsmaßnahmen werden in Form einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Effizienzsteigerungen und autonomes Fahren werden lediglich im Startszenario abgebildet, da das Potenzial zu niedrig ist bzw. die Auswirkung des autonomen Fahrens sehr schwer abgeschätzt werden kann.

Eine detaillierte Aufschlüsselung der technoökonomischen Kennwerte, die zur Bewertung der Maßnahmen notwendig sind, und die zugrundeliegende Datenbasis können dem Begleitdokument „Datenanhang" entnommen werden.

7.4 Sektormodell

Das im folgenden beschriebene Sektormodell Verkehr (Transport Model, TraM) wurde nach einem Bottom-Up-Ansatz entwickelt. Darunter ist zu verstehen, dass der Zustand des Verkehrssektors insgesamt durch Aggregation der Zustände seiner technologischen Bestandteile ermittelt wird. Im Unterschied zu Top-Down-Modellen ermöglicht es TraM damit,

zu untersuchen, wie sich Maßnahmen auf Technologieebene (z. B. Effizienzsteigerungen oder Technologiewechsel) auf den gesamten Verkehrssektor auswirken. Außerdem kann der Differenzierungsgrad einzelner Verkehrsbereiche jederzeit weiter erhöht, indem neue Technologien hinzugefügt oder bestehende Technologien weiter unterteilt werden. Neben den übergeordneten Mantelzahlen (Entwicklung des Verkehrs, des Modal Splits und der Technologiebestände) stellen technologiespezifische Parameter (Effizienzentwicklung, Kostenentwicklung) damit einen entscheidenden Input des Modells dar. An dieser Stelle sind die dynamische Konzeption des Modells TraM, sowie die zentrale, datenbankbasierte Ablage aller Parameter von großem Vorteil. Sie ermöglichen kontinuierliche Updates der Inputparameter und damit jederzeit aktualisierbare Simulationen nach neuestem Stand der Wissenschaft.

7.4.1 Modellstruktur und Anwendung im Startszenario

Die Erklärung der Modellstruktur erfolgt im nächsten Abschnitt am Beispiel des Dynamis-Startszenarios. Die Anwendung im Startszenario erleichtert die Nachvollziehbarkeit. Deswegen wird im Folgenden nach der Strukturbeschreibung auf die Entwicklungen des Sektors im Startszenario eingegangen.

7.4.1.1 Grundlegende Modellstruktur

Abbildung 7-2 veranschaulicht die allgemeine Struktur von TraM, anhand derer die Konzeption des Modells an dieser Stelle detaillierter erklärt werden soll.

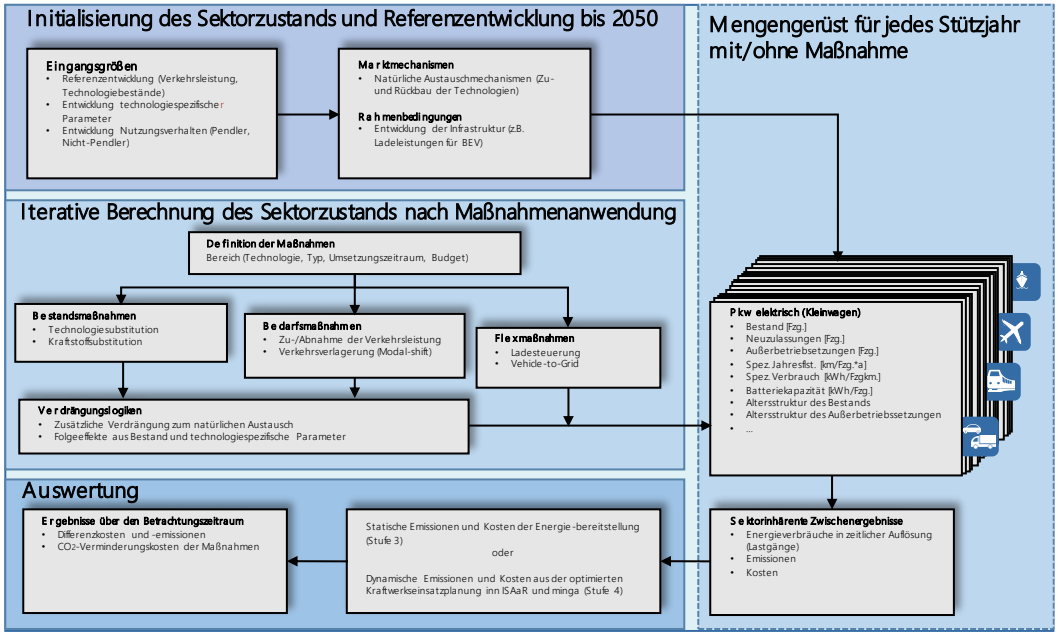


Abbildung 7-2: Schematische Darstellung von TraM

Analog zu den anderen Sektormodellen dient auch TraM vorrangig der Evaluation verschiedener CO_2-Verminderungsmaßnahmen. Von zentraler Bedeutung ist dafür einerseits die Entwicklung des Sektorzustands im Referenzfall ohne Maßnahmenanwendung sowie andererseits die Veränderungen, die eintreten, wenn Maßnahmen angewendet werden.

Aus diesem Grund findet zu Beginn der Simulation eine Initialisierung des Sektorzustands statt, welche die Referenzentwicklung des Verkehrssektors für alle zu simulierenden Jahre bis 2050 darstellt und maßgeblich auf exogenen Eingangsdaten basiert. Die Mantelzahlen, etwa

die Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsleistung, deren Aufteilung auf die Verkehrsbereiche (Modal Split) sowie die Entwicklung der Technologiebestände entsprechen dem Referenz- und Trendszenario der Energiereferenzprognose /BMWI-01 14/. Sofern möglich, werden technologiespezifische Parameter aus den Werten der Energiereferenzprognose abgeleitet. Bei einigen Technologien, für welche die Energiereferenzprognose keine Werte bereitstellt oder für die aktuellere Werte verfügbar sind, wird auf zusätzliche Quellen zurückgegriffen. Im Allgemeinen variiert der Umfang der verwendeten Datengrundlage mit dem Detaillierungsgrad, der für die jeweiligen Technologien gewählt wird. An dieser Stelle sei auf den Datenanhang verwiesen, welcher eine vollständige Aufstellung der verwendeten Eingangsgrößen unter Angabe der Berechnungsgrundlage und der Quellen bereitstellt.

Die Eingangsgrößen beschreiben die Entwicklung des Sektorzustands einschließlich dessen technologische Zusammensetzung, liefern jedoch keine Informationen über die sozioökonomischen Hintergründe, auf denen diese Entwicklung beruht. Darunter sind alle Mechanismen zu verstehen, aus denen ein Austausch einzelner Technologien resultiert, wie beispielsweise das Kaufverhalten der Endnutzer oder die Funktionsweise des Gebrauchtwagenmarktes. Erst die Kenntnis dieser Zusammenhänge ermöglicht es, einen konsistenten Zusammenhang zwischen der Bestandsentwicklung und dem Zu- und Rückbau einzelner Technologien zu beschreiben. Von zentraler Bedeutung ist insbesondere die Kenntnis, welche Elemente eines Bestandes natürlicherweise ausgetauscht werden. Hieraus lässt sich die Altersstruktur des Bestands und deren Entwicklung vorhersagen und damit durchschnittliche, bestandsspezifische Kennzahlen wie z. B. den durchschnittlichen spezifischen Verbrauch der Bestandselemente.

In TraM sind diejenigen Austauschmechanismen hinterlegt, aus denen sich die Referenzentwicklung des Sektors ergibt. Dieser Austausch wird als „natürlicher Austausch" bezeichnet. Je nach Detaillierungsgrad der einzelnen Technologiebereiche und in Abhängigkeit von der Datenverfügbarkeit ergeben sich unterschiedliche Detailtiefen für die Modellierung des natürlichen Austauschs. Auf die Initialisierung des Sektorzustands unter besonderer Berücksichtigung der Modellierung des natürlichen Austauschs wird in Kapitel 7.4.1 eingegangen.

Nach erfolgter Initialisierung liegt ein für das Startszenario vollständig beschriebenes Mengengerüst vor, dessen Struktur im weiteren Verlauf der Simulation nicht mehr verändert wird. Das Mengengerüst legt die Grundlage für die Anwendung von Maßnahmen und ermöglicht zugleich Differenzbetrachtungen zwischen der Referenzentwicklung des Sektors und seiner Entwicklung im Fall von Maßnahmenanwendungen. Zu diesem Zweck wird das Mengengerüst nach der Initialisierung dupliziert, wobei nur im Duplikat Maßnahmeneffekte abgespeichert werden. Im Mengengerüst werden alle benötigten Informationen zu jeder simulierten Technologie in der gleichen Struktur abgespeichert. Damit wird gewährleistet, dass sämtliche Berechnungsfunktionen auf alle Technologien angewendet werden können, selbst wenn sich deren Detaillierungsgrad deutlich unterscheidet. Die Technologien sind innerhalb des Mengengerüsts nach ihrer Funktionalität (Personen- bzw. Gütertransport) sowie ihrer Zuordnung zu den Verkehrsbereichen Straßen-, Schienen-, Luftverkehr und Binnenschifffahrt kategorisiert. Tabelle 7-3 gibt einen Überblick über die im Rahmen von Dynamis in TraM berücksichtigten Technologien. Dabei stehen die Werte für die Anzahl der für die jeweilige Technologie differenzierten Varianten in Klammern. Varianten sind auf technologischer Ebene voneinander zu unterscheiden, z. B. auf Basis ihres Antriebsstrangs oder ihrer Größe. Sofern bei einer Technologie der Kraftstoff substituiert werden kann, ohne

dass technische Umrüstungen notwendig sind, wird, bezogen auf den Antriebsstrang, keine zusätzliche Variante definiert.

Tabelle 7-3: Verkehrsarten und Detailtiefe in TraM (die Zahl in Klammern repräsentiert die Anzahl implementierter Varianten und somit den Detaillierungsgrad der jeweiligen Verkehrsart)

	Personenverkehr	Güterverkehr
Straßenverkehr	• Pkw (32) • Krafträder (2) • Busse (45)	• Leichte Nutzfahrzeuge < 3,5 t (5) • Mittlere Nutzfahrzeuge 3,5 – 12 t (5) • Schwere Nutzfahrzeuge (4) • Sattelzugmaschinen (5)
Schienenverkehr	• Straßen-, Stadt- und U-Bahnen (1) • Nah- und Fernverkehrszüge (7)	• Güterzüge (3)
Flugverkehr	• Standard-body (national) (1) • Wide-body (internationale) (1)	• Standard-body (national) (1) • Wide-body (internationale) (1)
Schifffahrt		• Binnenschiff (2)

Im Mengengerüst werden für jede Variante einer Technologie die in Tabelle 7-4 gelisteten Informationen für jedes Jahr bis 2050 abgespeichert. Um Verminderungsmaßnahmen anzuwenden und auch deren Folgeeffekte bis 2050 zu berechnen, findet im Hauptteil der Simulation ein iteratives Neuberechnen des Sektorzustands statt. Hierbei werden die übergeordnet definierten Maßnahmen in sektorspezifische Effektkombinationen übersetzt, d. h. zu jeder Maßnahme wird ermittelt, wann und wie sie sich auf den Sektorzustand auswirkt. Grundsätzlich lassen sich die in TraM anwendbaren Maßnahmen in drei Kategorien einteilen, die sich in ihrer Wirkungsweise deutlich unterscheiden. Bestandsmaßnahmen bewirken unmittelbar eine Veränderung im Bestand, etwa durch zusätzliche Verdrängung einzelner Technologien oder durch Kraftstoffsubstitution bestehender Technologien. Bedarfsmaßnahmen bewirken eine Veränderung in der Art und Weise, wie der Bestand genutzt wird. Darunter fallen Maßnahmen, welche die Verkehrsnachfrage insgesamt verändern (z. B. Home-Office) und Maßnahmen, die eine Verkehrsverlagerung bewirken (z. B. Modal Shift des Güterverkehrs von der Straße auf die Schiene). Schließlich existieren Flexibilitätsmaßnahmen, deren Wirkung direkt an der Schnittstelle der Verkehrstechnologien zum Energiesystem ansetzt. Ein Beispiel hierfür wäre der Einsatz einer Ladesteuerung zum emissionsoptimierten Laden, bei dem durch Steuerung der zeitlichen Ladecharakteristik von batterieelektrischen Fahrzeugen deren betriebliche Emissionen reduziert werden können. Die Modellierung der Maßnahmenanwendung und die in TraM implementierten Verdrängungslogiken werden in Kapitel 7.4.2 beschrieben. Die Übersetzung der Jahresenergieverbräuche in zeitlich differenzierte Energienachfragen bzw. Lastgänge wird in Kapitel 7.4.3 noch detaillierter ausgeführt.

Tabelle 7-4: Parametersets je Technologievariante in TraM

Kategorie des Mengengerüsts	Tabellen	Inhalte
Sektorzustand allgemein	Bestand	Anzahl, spez. Verbrauch, spez. Jahresfahrleistung, spez. direkte Emissionen, Durchschnittsalter, OPEX, ggf. durchschnittliche Batteriekapazität, Besetzungsgrad
	Inbetriebnahmen	Anzahl, spez. Verbrauch, spez. Jahresfahrleistung, spez. direkte Emissionen, durchschnittliche Nutzungsdauer, OPEX, CAPEX, ggf. durchschnittliche Batteriekapazität, Besetzungsgrad
	Außerbetriebnahmen	Anzahl, spez. Verbrauch, spez. Jahresfahrleistung, spez. direkte Emissionen, Durchschnittsalter, OPEX, Restwert, ggf. durchschnittliche Batteriekapazität, Besetzungsgrad
	Altersstruktur von Bestand und Außerbetriebnahmen	Anzahl und spez. Verbrauch nach Jahr der Inbetriebnahmen
	Zubau-Rückbau-Matrix	Differenzierung des Bestands nach Jahr der In- und Außerbetriebnahmen
Verkehrsleistung		Gesamtverkehrsleistung des Bestands
Energieverbrauch	Jahressummen	Gesamtenergieverbrauch des Bestand, ggf. Aufteilung auf verschiedene Energieträger, ggf. Aufteilung nach Ort und Art der Betankung
	zeitliche Aufteilung	Lastgänge bzw. Aufteilung der Energiemengen (Jahressummen) nach zeitlicher Auflösung
Emissionen		Gesamtemissionen des Bestands (direkt und indirekt)
Kosten		Gesamtkosten aus Systemsicht

Im Anschluss an die Anwendung der Maßnahmen im Hauptteil der Simulation findet abschließend eine Ergebnisauswertung statt. Diese Auswertung bewirkt keine Veränderungen im Mengengerüst, sondern stellt hauptsächlich eine Differenzbetrachtung des Zustands vor und nach Maßnahmenanwendung dar. An dieser Stelle werden auch alle relevanten Zwischenergebnisse, etwa sektorinhärente Kosten und Emissionen für die übergeordnete Maßnahmenauswertung übergeben. Weiter werden die zeitlich aufgelösten Energieverbräuche an die Optimierung der Energiebereitstellung berechnet. Durch diese übergeordnete Optimierung können auch Rück- und Wechselwirkungen mit und zwischen den anderen Sektormodellen sowie der Bereitstellungsseite berücksichtigt werden.

7.4.1.2 Modellierung der Entwicklungen des Startszenarios

Das Startszenario definiert die Veränderung des Verkehrssektors in allen Bereichen in Anlehnung an die Referenz- und Trendentwicklung der Energiereferenzprognose /BMWI-01 14/. Dabei handelt es sich um eine konservative Prognose im Sinne eines Business-As-Usual-Szenarios, bei dem keine zusätzlichen Dekarbonisierungsbemühungen unternommen werden, wie sie zur Erreichung der Klimaschutzziele notwendig wären. Damit verfehlt die Referenzentwicklung die gesetzten Klimaziele zwar deutlich, ermöglicht jedoch eine technologieneutrale Maßnahmenbewertung.

Auf eine detaillierte Aufstellung aller Parameter wird an dieser Stelle verzichtet. Diese findet sich jedoch im Datenanhang wieder. Im Folgenden wird lediglich auf die wichtigsten Punkte eingegangen, um das Startszenario im Vergleich zu anderen Verkehrsszenarien einordnen zu können. Dazu ist in Abbildung 7-3 die Entwicklung der Verkehrsleistung für den Personen- und Güterverkehr aufgetragen.

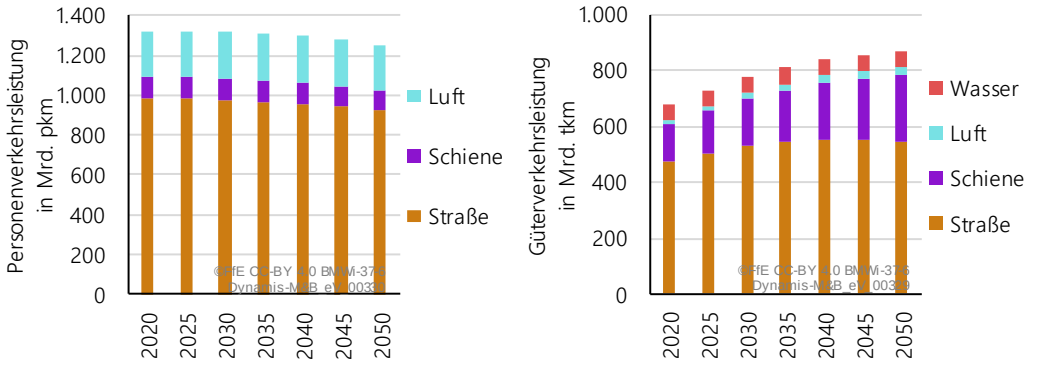


Abbildung 7-3: Entwicklung der Verkehrsleistung für den Personen- und den Güterverkehr im Startszenario

Während die Personenverkehrsleistung im Szenario stagniert, nimmt die Güterverkehrsleistung zu. Dies ist zunächst auf einen steigenden Güterverkehr auf der Straße zurückzuführen. Ab 2030 ist es im Wesentlichen der Schienengüterverkehr, der für den Anstieg verantwortlich ist. Sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr werden große Teile der Verkehrsleistung auf der Straße erbracht. Es sei weiter darauf hingewiesen, dass der nationale Luftverkehr aus der Energiereferenzprognose durch den internationalen, von Deutschland startenden Luftverkehr ergänzt wurde.

Für eine Bottom-Up-Modellierung der Verkehrstechnologien gilt es, im ersten Schritt den natürlichen Austausch zu modellieren. Da dies einen zentralen Aspekt der Initialisierung des Sektors darstellt, wird die zugrundeliegende Methodik im Folgenden am Beispiel des PKW-Bereichs genauer vorgestellt. Das Vorgehen geschieht in den übrigen Verkehrsbereichen auf gleiche Art und Weise.

Als natürlicher Austausch werden die Zu- und Rückbaueffekte bezeichnet, die vorliegen müssen, damit sich die im Startszenario exogen vorgegebene Bestandsentwicklung einstellt. Der natürliche Austausch ist damit das Ergebnis der Kauf- bzw. Beschaffungsentscheidungen der Endnutzer im Verkehrssektor und der verschiedenen Marktmechanismen. Von entscheidender Bedeutung ist die Frage, in welchem Alter ein Element einer Technologie den Bestand endgültig verlässt. Bezogen auf den Gesamtbestand einer Technologie entspricht das der Verteilung der erwarteten Nutzungsdauer. Abbildung 7-4 stellt diesen Zusammenhang am Beispiel des Pkw-Bereichs dar.

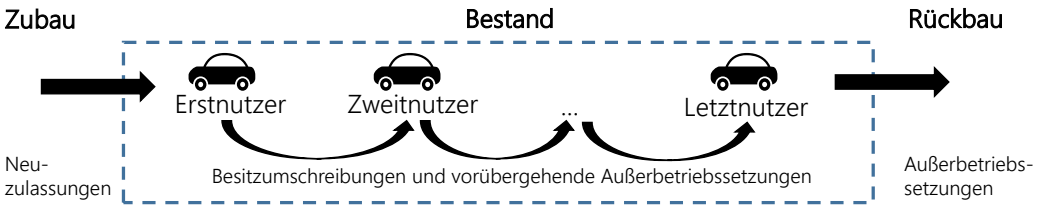


Abbildung 7-4: Betrachtung von Inbetriebnahmen, Bestand und Außerbetriebnahmen in TraM

Dabei wird deutlich, dass z. B. der Gebrauchtwagenmarkt nicht explizit modelliert werden muss, da hier lediglich eine Besitzumschreibung, nicht aber eine Bestandsveränderung stattfindet. In TraM wird für jede Technologie von einem durchschnittlichen Nutzungsverhalten ausgegangen. Unter dieser Annahme bleiben Verschrottung, Außerbetriebssetzung und Deponierung sowie Export die Hauptursachen für das Ausscheiden einzelner Elemente aus dem Bestand.

Da die Bestandsentwicklung aller Technologien im Startszenario vorgegeben ist und für jede Technologie je nach Detaillierungsgrad entweder eine durchschnittliche Nutzungsdauer, eine statistische Verteilung der Nutzungsdauer oder historische Werte über die Nutzungsdauerverteilung vorliegen, lassen sich die jährlichen Inbetriebnahmen nach Gl. (7-1) für jedes Jahr berechnen. Dabei werden Bestände stichtagsgenau zum 1. Januar eines Jahres ermittelt, die In- und Außerbetriebnahmen finden im Jahresverlauf statt und erscheinen im Saldo zum 1. Januar im Bestand des Folgejahres.

$$Inbetriebnahmen_t = Bestand_{t+1} - Bestand_t + Außerbetriebnahmen_t \quad (7\text{-}1)$$

Zur Berechnung der jährlichen Inbetriebnahmen in Konsistenz mit den Mantelzahlen des Bestands aus dem Startszenario werden folglich die jährlichen Außerbetriebnahmen benötigt. Da für viele Technologien keine historischen Realdaten über die In- und Außerbetriebnahmen verfügbar sind, muss teilweise auf statistische Nutzungsdauerverteilungen zurückgegriffen werden. Dabei wird nochmal unterschieden zwischen Technologien, für welche zumindest die Altersstruktur des Anfangsbestandes verfügbar ist und solchen, zu denen nur die durchschnittliche Nutzungsdauer vorliegt. Für Pkw liegen umfangreiche historische Daten des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA) vor, weswegen für diesen Bereich der höchste Detaillierungsgrad modelliert werden kann. Für die übrigen Straßenverkehrstechnologien wird auf Basis von historischen Daten eine Altersstruktur des Anfangsbestands ermittelt und daraus eine statistische Verteilung der Nutzungsdauer abgeleitet. Für die Technologien des Schienen-, Luft- und Schiffsverkehrs wird die statistische Verteilung der Nutzungsdauer anhand einer durchschnittlichen Nutzungsdauer ermittelt. Die Altersstruktur des Anfangsbestandes wird durch Simulation eines Markthochlaufs daraus abgeleitet. Abbildung 7-5 zeigt die Methodik der Herleitung des natürlichen Austauschs für den Pkw-Bereich und die sich daraus ergebende Nutzungsdauerverteilung sowie die Sterbelinie.

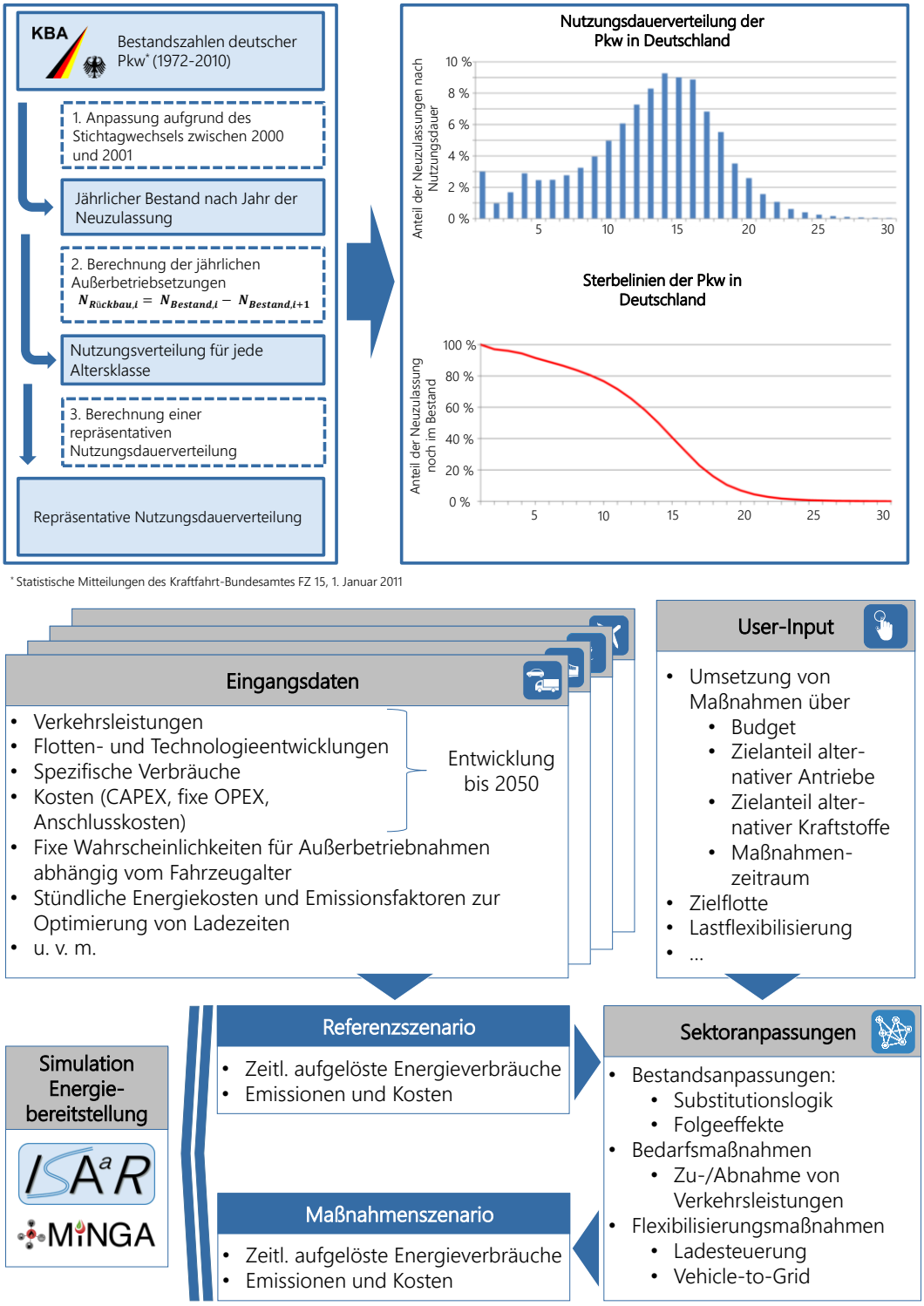


Abbildung 7-5: Vorgehen bei der Modellierung des natürlichen Austauschs für Pkw

Eine iterativ beschriebene Zubau-Rückbau-Matrix dient dazu, jederzeit die Altersstruktur des Bestands auswerten zu können. Anhand dessen findet die iterative Neuberechnung der durchschnittlichen spezifischen Kennzahlen des Bestands statt, indem die Kennzahlen der Inbetriebnahmen mengengewichtet mit den Kennzahlen des Bestands verrechnet werden. Bezogen auf ein einzelnes Element des Bestands kann über das Baujahr (näherungsweise Jahr der Inbetriebnahme) sowie der Zubau-Rückbau-Matrix eine Zuordnung zu dessen spezifischen Kennwerten erfolgen.

Basierend auf dieser Methodik wird der Bestand für jede Technologie jedes Verkehrsträgers berechnet. Um dies beispielhaft aufzuzeigen, ist in Abbildung 7-6 die Entwicklung der Pkw-Flotte abgebildet. Die Technologien der Pkw-Flotte enthalten neben konventionellen Verbrennern wie Diesel- und Benzin-Fahrzeugen, Hybrid-Fahrzeuge, Gasfahrzeuge, Elektro-Pkw (Battery Electric Vehicle, BEV), Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge (Plug-In Electric Vehicle, PHEV) und Brennstoffzellenfahrzeuge (Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV). Auch Fahrzeuge, die Autogas (Liquified Petroleum Gas, LPG) verwenden, werden modelliert, jedoch aufgrund ihrer Ähnlichkeit in der Darstellung den Benzin-Fahrzeugen zugeordnet.

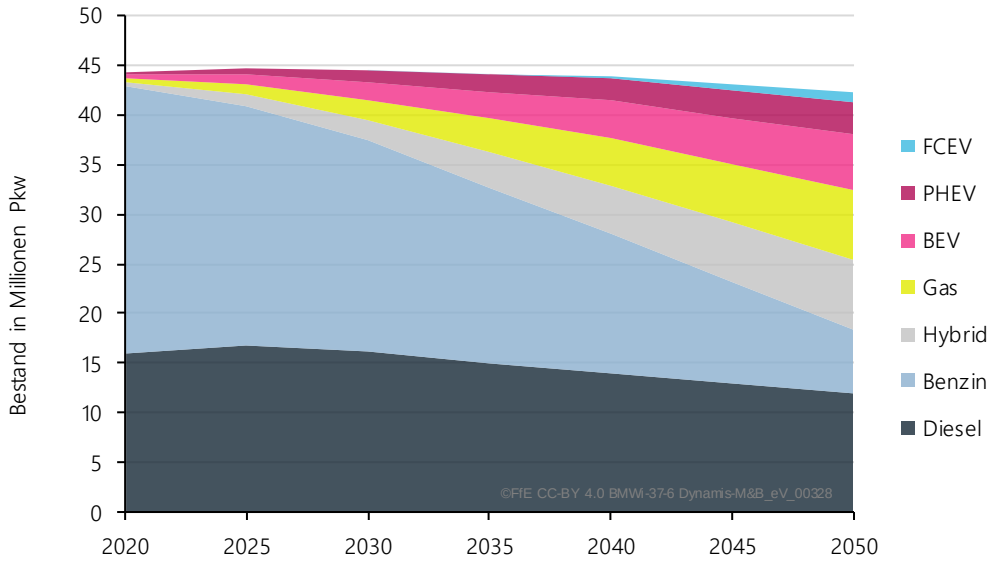


Abbildung 7-6: Entwicklung der Technologien in der Pkw-Flotte im Startszenario; eigene Berechnungen aufbauend auf /BMWI-01 14/

Wie zuvor erwähnt, handelt es sich beim Startszenario um ein konservatives Szenario, das die Klimaschutzziele nicht erfüllt. So sind auch in 2050 noch sehr viele konventionelle Technologien im Bestand. Weiter ist darauf hinzuweisen, dass die Energiereferenzprognose im Vergleich zu anderen Trendszenarien von einer großen Zahl von Gas-Fahrzeugen ausgeht. In 2050 befinden sich lediglich 5,5 Millionen Elektro-Pkw, 3,3 Millionen Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge sowie 1,0 Millionen Brennstoffzellen-Fahrzeuge im Bestand. Die Modellierung unterscheidet weiter in vier Fahrzeugklassen: Kleinwagen, Kompaktklasse, Mittelklasse und Oberklasse. Der Oberklasse werden dabei zudem die Kleintransporter zugeordnet.

Den daraus resultierenden Flotten liegen u. a. Jahresfahrleistung und spezifische Energieverbräuche zugrunde, mit denen der Energieverbrauch berechnet werden kann. Der für den gesamten Verkehrssektor aggregierte Energieverbrauch im Startszenario ist in Abbildung 7-7 aufgetragen.

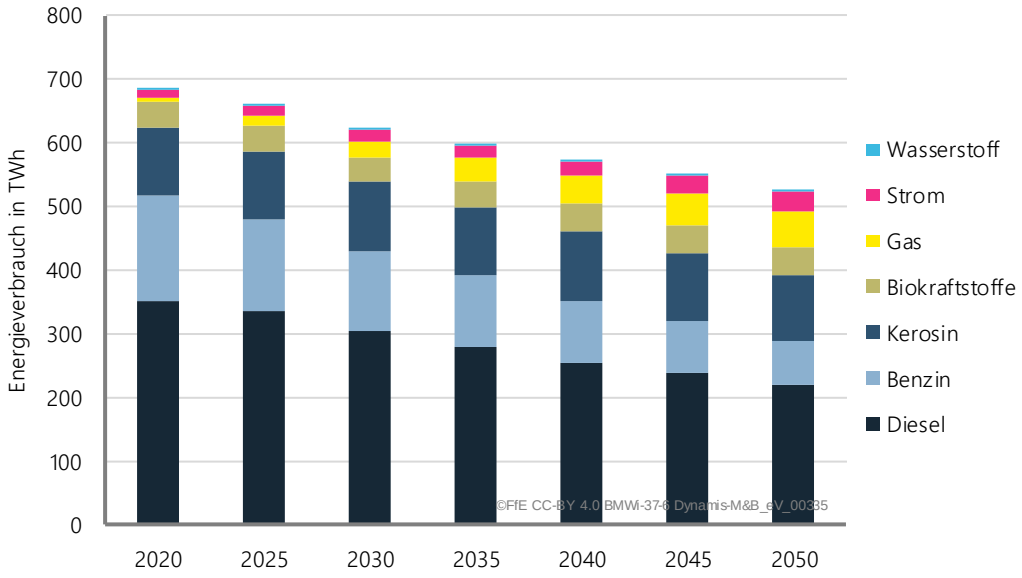


Abbildung 7-7: Entwicklung des Energieverbrauchs des Verkehrs im Startszenario

Aufgrund steigender Effizienzentwicklungen sowie dem Wechsel zu energieeffizienteren Technologien sinkt der Energieverbrauch trotz der zuvor erwähnten ansteigenden Güterverkehrsleistung. Im Startszenario werden in 2040 jedoch nach wie vor knapp 400 TWh mineralölbasierte Energieträger verwendet.

7.4.2 Maßnahmenumsetzung und Verdrängungslogik

Durch die Anwendung von Verminderungsmaßnahmen verändert sich der Sektorzustand gegenüber der Referenz. Dabei werden drei verschiedene Maßnahmentypen in Abhängigkeit von ihrer primären Wirkungsweise unterschieden. Bestandsmaßnahmen bewirken eine Veränderung der Flottenzusammensetzung, die sich aus Verdrängungseffekten zusätzlich zum natürlichen Austausch einzelner Bestandselemente in der Referenz ergibt. Bedarfsmaßnahmen bewirken eine Nutzung des Bestands, die von dem Nutzungsverhalten in der Referenz abweicht. Flexibilitätsmaßnahmen beziehen sich direkt auf die Schnittstelle der Verkehrstechnologien zum Energiesystem und bewirken dort eine Veränderung der Energienachfrage sowie der Lastcharakteristik.

Die Maßnahmen werden zunächst sektorübergreifend definiert und quantifiziert. In TraM werden die anzuwendenden Maßnahmen anschließend in sektorspezifische Handlungsanweisungen übersetzt. Für Bestandsmaßnahmen erfolgen beispielsweise die Umrechnung des Investitionsbudgets in eine Anzahl zuzubauender Bestandselemente, sowie die Differenzierung, welche Elemente zusätzlich zur Referenz verdrängt werden. Diese Maßnahmenübersetzung berücksichtigt zudem sämtliche Randbedingungen, die den Umfang einer Maßnahmenanwendung limitieren. Dazu zählen zeitliche Limitierungen, also die Definition der maximalen Umsetzungsgeschwindigkeit einer Maßnahme, sowie absolute Umsetzungsgrenzen.

Die jährlich natürlich ausgetauschte Menge an Bestandselementen zur Substitution steht aus dem Startszenario zur Verfügung. Die durch eine Bestandsmaßnahme maximal austauschbaren Elemente entsprechen damit der Anzahl der Neuzulassungen aller von der Verdrängung betroffenen Technologien. Ein Rollout von BEV kann somit maximal in dem Umfang stattfinden, in welchem Pkw mit konventionellem Antrieb im entsprechenden Jahr neu zugelassen werden würden. Dieser Annahme liegt die Überlegung zu Grunde, dass die

Verfügbarkeit neuer, emissionsärmerer Technologien alleine noch nicht reicht, um das Kaufverhalten der Endnutzer zu verändern. Beispielsweise heißt das, dass Endnutzer, die den Kauf eines BEV beabsichtigen, ihren konventionellen Pkw deshalb nicht früher verkaufen würden, sondern genauso lange nutzen wie im Startszenario. Eine umfangreichere Beschreibung der Maßnahmenumsetzung einschließlich einer exemplarischen Bestandsmaßnahme für den Pkw-Bereich ist /FFE-20 18/ zu entnehmen. Dort wird zudem auf die Methodik der Kostenmodellierung eingegangen, die für den Pkw-Bereich in Dynamis gewählt wurde und von allen modellierten Verkehrsbereichen den höchsten Detaillierungsgrad aufweist.

Für sowohl das Startszenario als auch eine Maßnahmenumsetzung wird der aus der Bottom-Up-Modellierung in TraM resultierende jährliche Energieverbrauch in einem letzten Schritt mit einem normierten Lastgang verrechnet. Die Modellierung von Strom-, Gas- und Wasserstofflastgängen wird nun im Folgenden beschrieben.

7.4.3 Lastgangmodellierung

Neben dem Bedarf an erneuerbaren und konventionellen Treibstoffen sind im Verkehrssektor insbesondere im Zuge der politisch geplanten Elektrifizierung des Straßenverkehrs die elektrischen Lastgänge von elektrischen PKW und LKW, aber auch der Strombedarf von Schienenfahrzeugen von Bedeutung. Deren stundenscharfe Modellierung wird in den folgenden Abschnitten kurz vorgestellt. Für den Straßenverkehr werden außerdem die tagesscharfen Energieverbräuche für Gas und Wasserstoff erstellt. Für den Einsatz von Gasen in weiteren Verkehrsbereichen wird dieser entweder als konstant angenommen (Schiffsverkehr, Flugverkehr) oder analog des Stromlastgangs vorgegangen (Schiene).

7.4.3.1 Lastgangmodellierung von Elektro-Personenkraftfahrzeugen

Die Modellierung privat und kommerziell genutzter Elektro-Personenkraftfahrzeuge sowie Leichter Nutzfahrzeuge (LNF) wird ausführlich in /FFE-16 17/ und /FFE-23 18/ beschrieben. An dieser Stelle erfolgt deswegen nur eine kurze Zusammenfassung der zugrundeliegenden Methodik.

Gewerblicher und privater Verkehr in Deutschland haben eine grundsätzlich unterschiedliche Struktur, sowohl hinsichtlich Zusammensetzung und Dynamik als auch hinsichtlich des individuellen Mobilitätsverhaltens. Dies wird in der Wahl der Datengrundlage entsprechend berücksichtigt. Die Modellierung des kommerziellen Verkehrs basiert auf der Erhebung „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD2010)“, welche durch die „*WVI Prof. Dr. Wermuth Verkehrsforschung und Infrastrukturplanung GmbH*“ in Kooperation mit dem „*Institut für angewandte Verkehrs- und Tourismusforschung e.V.*“, dem „*DLR Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt*“ und dem „*KBA Kraftfahrzeug-Bundesamt*“ 2010 erstellt wurde /VIP-01 12/. Für die Modellierung des privaten Verkehrs dient die Verkehrserhebung „*Mobilität in Deutschland 2008 (MiD2008)*“ des „*infas Institut für Angewandte Sozialwissenschaften GmbH*“ in Bonn und des „*DLR Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt*“ in Berlin /INFAS-01 10/ als Datenbasis. Beide Studien enthalten eine große Zahl von zeitlich hochaufgelösten Tagesbewegungsprofilen individueller Nutzer (hauptsächlich) konventioneller Fahrzeuge. Deren Mobilitätsverhalten wird unter bestimmten Annahmen auf die „zukünftigen“ Nutzer äquivalenter, elektrischer Fahrzeuge übertragen. Unter Annahme verschiedener technischer und verhaltensspezifischer Parameter wie Batteriekapazitäten, verfügbarer Ladeinfrastruktur und unterschiedlicher Ladestrategien u. ä. werden aus diesen individuellen, konventionellen Eintagesfahrprofilen zusammenhängende, zeitlich

hochaufgelöste jährliche Ladelastgänge berechnet. Die grundlegende Methodik ist in Abbildung 7-8 zusammenfassend dargestellt.

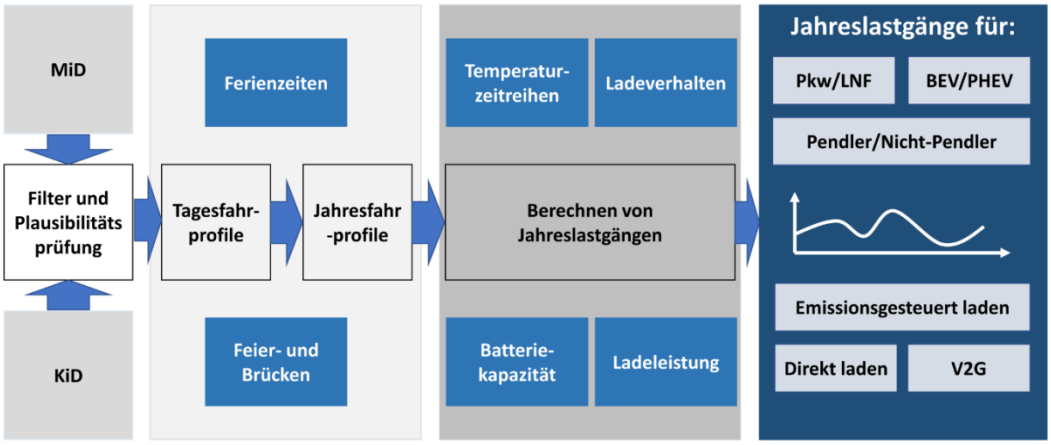


Abbildung 7-8: Grundlegende Systematik der Lastgangsynthese privat (MiD) und kommerziell (KiD) genutzter Straßenfahrzeuge (eigene Darstellung)

Alle kalenderjahrabhängigen Parameter und Informationen wie Ferienzeichen, Feier- und Brückentage und die den Verbrauchsberechnungen zugrundeliegende Temperaturzeitreihe beziehen sich dabei auf das Jahr 2012. Bezüglich des Ladeverhaltens wird ein Direkt-Laden und ein auf den Day-Ahead-Preis optimiertes Laden berücksichtigt, letzteres mit einem Anteil von 50 % ab dem Jahr 2030. Ein Vehicle-to-Grid (V2G) Ladeverhalten ist zwar in der Modellierung implementiert, kommt jedoch im Projekt Dynamis nicht zur Anwendung. Die Entwicklung der verfügbaren Ladeinfrastruktur wurde nach Rücksprache mit den Projektpartnern abgeschätzt. Abbildung 7-9 zeigt exemplarisch die diesbezüglichen Annahmen im Bereich der privat genutzten Elektrofahrzeuge.

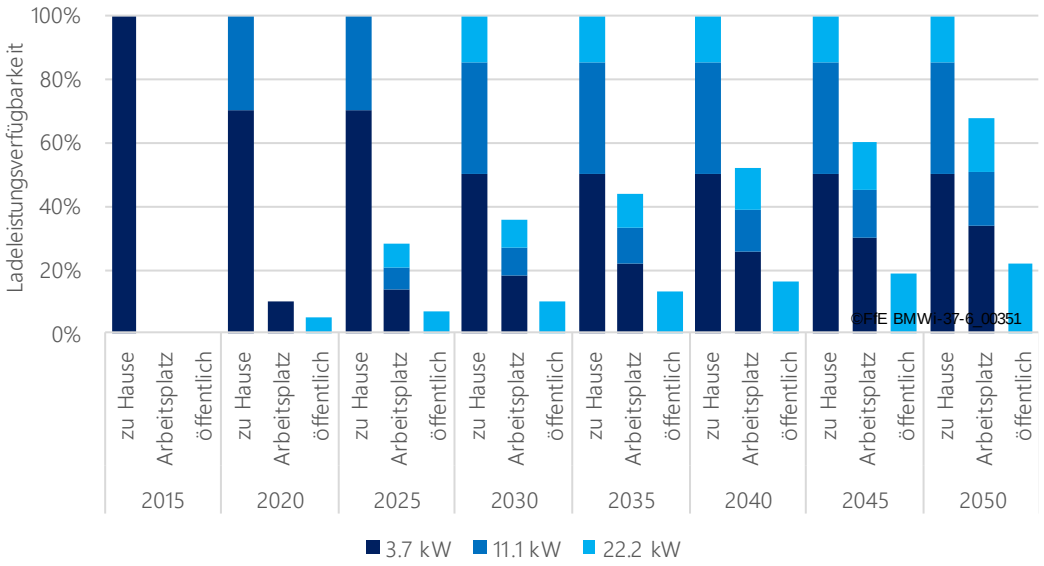


Abbildung 7-9: Annahmen zur verfügbaren Ladeinfrastruktur privat genutzter EVs bis zum Jahr 2050

Die beschriebene Methodik erfasst keine mehrtägigen Wegstrecken und berücksichtigt ausschließlich ein Laden „zu Hause", „am Arbeitsplatz" oder „öffentlich", nicht aber an öffentlichen Schnellladestationen an Tankstellen. Entsprechend fallen die resultierenden

Jahresfahrleistungen und der damit zusammenhängende Jahresenergiebedarf geringer aus als die Angaben des KBA /KBA-04 15/. Es wird davon ausgegangen, dass diese Differenzenergiemenge hauptsächlich an einer öffentlichen Ladeinfrastruktur an Autobahntankstellen gedeckt wird. Um diese Differenzenergiemenge in einen zeitlich aufgelösten Ladelastgang zu übersetzen, werden aus Mangel an deutschsprachigen Alternativen auf die von /NEXA-01 08/ erhobenen Daten der Kraftstoffnachfrage an US-amerikanischen Tankstellen zurückgegriffen und verschiedene Annahmen getroffen. So wird u. a. davon ausgegangen, dass aufgrund der Kosten leistungsstarker Schnellladeinfrastruktur eine hohe Auslastung angestrebt wird und die Wartezeiten an öffentlichen autobahnnahen Tankstellen minimiert werden. Entsprechend ist nicht davon auszugehen, dass hier eine Ladesteuerung zur Anwendung kommt, sodass die zeitliche Varianz der Kraftstoffnachfrage als repräsentativ für den Ladelastgang elektrischer Fahrzeuge angenommen werden kann. Zusätzlich dazu wird der Einfluss der Außentemperatur auf den Verbrauch von Elektrofahrzeugen nach /ÖVK-01 12/ auch bezüglich des resultierenden Tankstellenlastgangs berücksichtigt.

Aus der Summe dieser beiden Teillastgänge ergibt sich, wie in Abbildung 7-10 dargestellt, der benötigte Gesamtlastgang der Elektrofahrzeugflotte, welcher als Teil der elektrischen Last des Verkehrssektors an die Energieträgerschiene „Strom" übergeben wird.

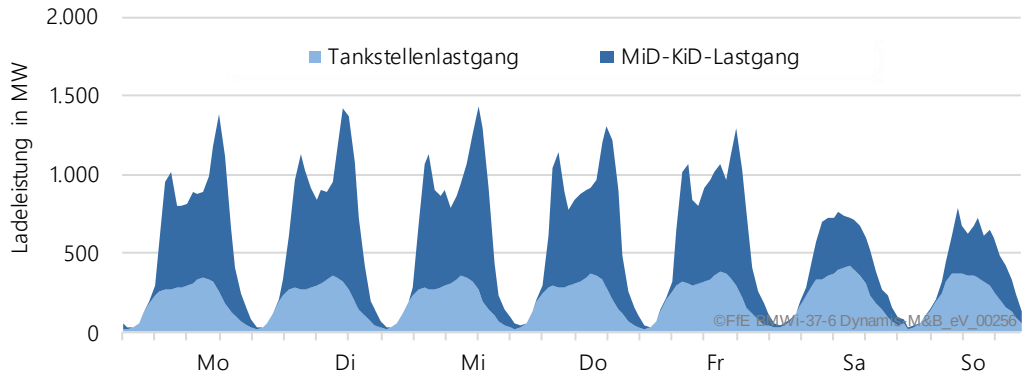


Abbildung 7-10: Tankstellen und MiD-KiD-Lastgang für EVs in einer exemplarischen Woche im Januar (eigene Darstellung)

7.4.3.2 Lastgangmodellierung von Elektro-Lastkraftfahrzeugen

Die Lastgangerstellung für Oberleitungs-LKW erfolgt auf Basis der öffentlich zugänglichen Verkehrszählungsdaten der Bundesanstalt für Straßenwesen (BAST) /BVW-01 18/. Die Daten stellen stündlich aufgelöste Verkehrszählungen an Zählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen dar. Der Detailgrad bei Unterscheidungen im Schwerverkehr (Kfz >3,5 t) hängt von den technischen Möglichkeiten der einzelnen Zählstelle ab. Mindestens kann unterschieden werden zwischen LKW > 3,5 t ohne Anhänger, LKW > 3,5 t mit Anhänger, Sattelkraftfahrzeugen und Bussen. Zu beachten ist hierbei, dass es sich lediglich um eine Zählung der Fahrzeuge handelt und keine weiteren Informationen zu gefahrener Strecke oder Start- bzw. Endzeit vorhanden sind. Da in Dynamis das Wetter und Referenzjahr 2012 verwendet wird, kommt auch für die Berechnung der Lastgänge der Datensatz des Jahres 2012 zur Anwendung. Entsprechend der abzubildenden Verkehrsart wird nur gezählter Schwerverkehr auf Autobahnen beachtet, jeweils aufgelöst nach den drei Fahrzeugtypen. In einem ersten Schritt werden die gezählten Fahrzeuge über das Referenzjahr (2012) in stündlicher Auflösung auf die insgesamt gezählten Fahrzeuge dieses Fahrzeugtyps in einem

Jahr normiert. Auf diese Weise soll die „durchschnittliche auf ein Fahrzeug normierte Auslastung" der zu elektrifizierenden Strecken abgeschätzt werden.

Zugrundeliegende Annahme ist, dass ein gezählter LKW in einer Stunde auch die komplette Stunde gefahren ist, bzw. sich die LKWs, die kurz vor der Zählstelle auf die Autobahn auffahren und welche die kurz danach herunterfahren, im Mittel aufheben. Außerdem wird angenommen, dass die Zählstellen in ausreichender räumlicher Distanz voneinander entfernt sind, sodass ein LKW pro Stunde nur einmal gezählt werden kann.

Im nächsten Schritt wird der absolute Energiebedarf über ein Jahr ermittelt. Dazu werden spezifische Verbrauchswerte für Oberleitungs-LKW aus der Studie des Öko-Instituts „Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterverkehr" /ÖKO-03 18/ und aus /MOU-01 17/ entnommen, die eine Vorhersage zu Fahrzeugverbräuchen in den Jahren 2015, 2020 und 2030 treffen. So wird insbesondere durch Senkung von Roll- und Luftwiderständen von einem sinkenden spezifischen Verbrauch ausgegangen. Bei der Berechnung der elektrischen Last, welche jeder LKW während der Fahrt an der Oberleitung verursacht, wird neben dem reinen Antriebsverbrauch außerdem das Laden der Batterien berücksichtigt. Diese sind notwendig, um auch Strecken abseits der Oberleitung (Tunnel, Autobahnauf- und -abfahrt, Start- und Zielort zur Autobahn) befahren zu können. Um diese Fahrstrecken batterieelektrisch zu realisieren, wird von einer Batteriekapazität von 175 kWh ausgegangen.

Analog zur obengenannten Studie wird ein batterieelektrischer Fahranteil von 28 % angenommen. Daraus ergibt sich der spezifische Verbrauch für das Fahren inklusive Laden der Batterie nach den folgenden Annahmen. Bei einem spezifischen (Fahr-) Verbrauch pro Fahrzeug im Jahr 2015 von 1,76 kWh/km ergibt sich ein Jahresverbrauch von 1,76 kWh/km * Gesamtjahresfahrleistung je Fahrzeug. Von dieser Jahresfahrleistung werden (1-0,28) an der Oberleitung gefahren, sodass sich der um die Ladung der Batterie erhöhte spezifische Verbrauch der Fahrzeuge ergibt:

$$\frac{1{,}76\ \frac{kWh}{km} \times Gesamtjahresfahrleistung}{(1-0{,}28)\ \times Gesamtjahresfahrleistung} = 1{,}76\ kWh/km \times \frac{1}{0{,}72} = 2{,}44\ kWh/km$$

Der spezifische Verbrauch wird mit dem aus den Verkehrszählungsdaten abgeleiteten, stündlich aufgelösten „Auslastungslastgang" multipliziert und so der auf ein Fahrzeug normierte Jahreslastgang für Oberleitungs-LKW berechnet. Abbildung 7-11 zeigt links den Verlauf des Lastgangs über eine exemplarische Woche im Januar und rechts die wöchentlichen Mittelwerte der stündlichen Last im Verlauf des betrachteten Jahres.

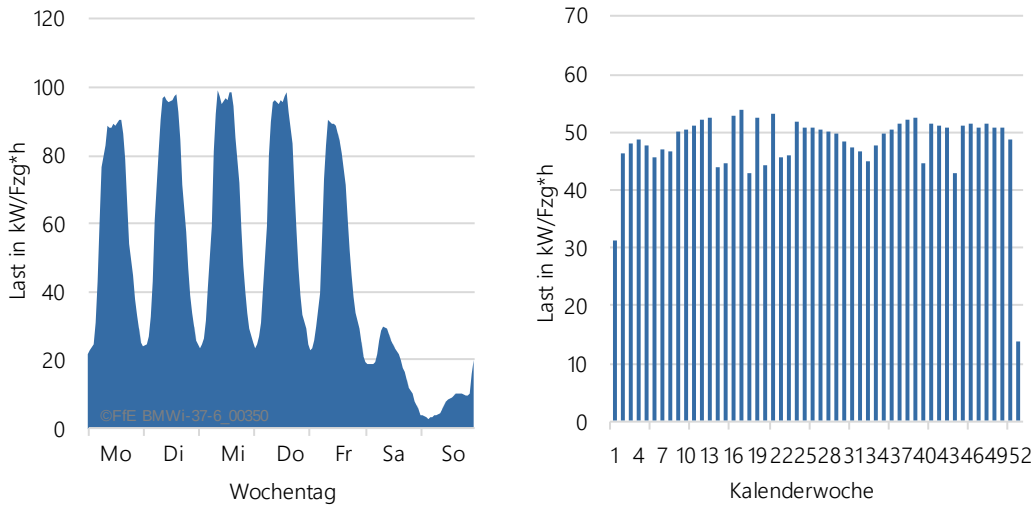


Abbildung 7-11: Wochenlastgang KW 3 links, Wochenmittel der stündlichen Last normiert auf einen O-LKW rechts, eigene Berechnung

Ebenfalls auf Basis der BAST-Verkehrszählungsdaten wird der Lastgang einer rein batterieelektrischen LKW-Flotte modelliert. Dabei wird vereinfacht davon ausgegangen, dass der Betrieb der LKW unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten optimiert stattfindet und eine möglichst hohe Auslastung der Fahrzeuge angestrebt wird. Somit wird unterstellt, dass die Fahrzeuge immer dann, wenn Sie nicht fahren, laden. Außerdem werden die selben Annahmen bezüglich Verbrauch und Jahresfahrleistung wie die der Oberleitungs-LKW angenommen. Der resultierende Jahreslastgang ergibt sich entsprechend als Inverse des Lastgangs der Oberleitungs-LKW.

7.4.3.3 Lastgangmodellierung von Elektro-Schienenfahrzeugen

Bei der Erstellung des Stromlastgangs der Bahn wird auf /IWES-14 11/ zurückgegriffen. Darin wird der zeitliche Verlauf des gesamten Strombedarfs der Bahn in einer typischen Woche beschrieben. Aus diesem Wochenlastgang werden die Wochentage extrahiert und in die Typtage Montag bis Freitag, Samstag (Brückentag) und Sonntag (Feiertag) eingeteilt und auf das Jahr verteilt. Laut /DEU-01 93/ ist der Klimatisierungsbedarf im Schienenpersonenverkehr für etwa 5 % des gesamten Energieverbrauchs verantwortlich. Aus diesem Grund kann der saisonale Einfluss auf den Jahreslastgang im Schienenverkehr vernachlässigt werden. Der resultierende normierte Lastgang einer typischen Woche ist in Abbildung 7-12 zu sehen. Vereinfachend wird dieser Lastgang für Personen- und Güterverkehr auf der Schiene sowie für Straßen-, Stadt-, und U-Bahnen (SSU) für alle Stützjahre verwendet.

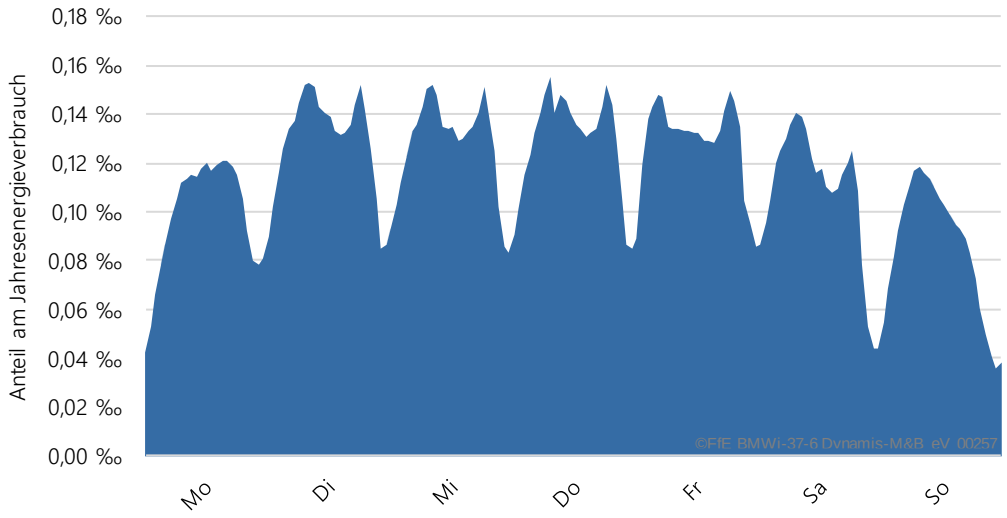


Abbildung 7-12: Stromlastgang für Schienenfahrzeuge in einer typischen Woche nach /IWES-14 11/

7.4.3.4 Lastgangmodellierung von Gas- und Wasserstoffstraßenfahrzeugen

Gasförmige Brennstoffe werden derzeit ausschließlich in Form von Compressed Natural Gas (CNG) im Straßenverkehr verwendet. Da jedoch keine Datengrundlage für tagesscharfe Energiebedarfe dafür existiert, wird erneut auf die Auslastung von Tankstellen auf /NEXA-01 08/ zurückgegriffen, diese auf normierte Tageswerte aggregiert und mit dem Jahresenergieverbrauch verrechnet.

8 Private Haushalte

Auf Grundlage der anwendungsorientierten Emissionsbilanz der Privaten Haushalte können Maßnahmen zur CO_2-Verminderung identifiziert werden. Der Detaillierungsgrad richtet sich dabei nach dem Anteil des jeweiligen Anwendungsbereichs an den Gesamtemissionen der Privaten Haushalte. Die anschließende Potenzialanalyse bildet die Ausgangssituation für die Maßnahmenauswahl und -aggregation.

Die Emissionsbilanz und die Potenzialanalyse zur Identifikation der „großen Stellhebel" wurden zu Beginn des Projekts auf Basis der Werte des Jahres 2014 durchgeführt. Die Emissionsbilanzen wurden zum Ende des Projekts mit den aktuellsten verfügbaren Zahlen des Jahres 2016 aktualisiert und werden in diesem Kapitel vorgestellt. Die Ergebnisse beider Jahre werden im Anhang in Tabelle 15-1 und Tabelle 15-2 gegenübergestellt. Da die grundsätzlichen Aussagen hinsichtlich der „großen Stellhebel" auch bei Verwendung der Werte des Jahres 2014 Bestand haben, wurde an dieser Stelle auf eine Aktualisierung der Potenzialanalyse verzichtet.

8.1 Emissionsbilanz

Die Emissionsbilanz der Privaten Haushalte verdeutlicht die Relevanz des Wärmebedarfs. Dieser steht entsprechend im Fokus des Sektormodells.

Im Jahr 2016 wurden, im Falle einer Temperaturbereinigung der Raumwärmeemissionen, 99 Mio. t CO_2 durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern in privaten Haushalten emittiert (vgl. Abbildung 8-1). Hinzu kommen 78 Mio. t CO_2 aus dem Bereitstellungssektor aufgrund von Strom- und Fernwärmebedarf der Privaten Haushalte.

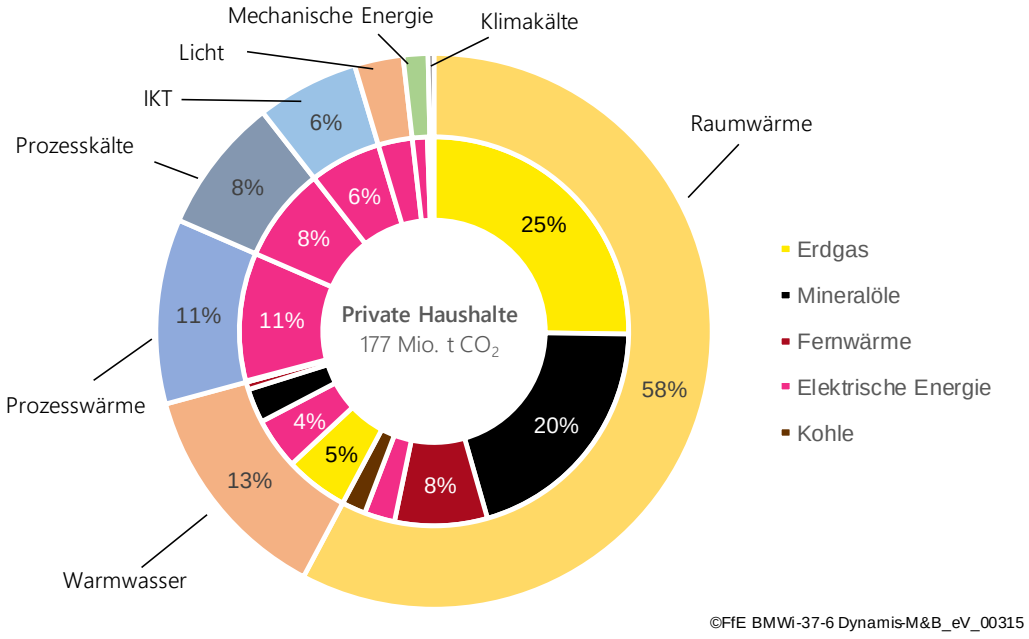


Abbildung 8-1: Temperaturbereinigte und energiebedingte CO_2-Emissionen der Privaten Haushalte nach Anwendungen und Energieträgern im Jahr 2016

Die Wärmeversorgung verursacht mit 81,5 % den Großteil der CO_2-Emissionen. Hierbei sind 87 % auf die Raumwärme- und Warmwasserversorgung zurückzuführen und 13 % auf die Prozesswärme.

Die Energieträger mit den größten Anteilen der Emissionen in privaten Haushalten sind Strom mit 36 %, Erdgas mit 31 %, Heizöl mit 23 %, Fernwärme mit 8 % und Kohle mit 2 %. Der Energieträger Strom wird zu 52 % zur Bereitstellung von Prozesswärme (z. B. Kochen, Aufheizen beim Waschen) und Prozesskälte (z. B. Kühlschrank) verwendet. Weitere 19 % entfallen auf die elektrische Raumwärme- und Warmwasserversorgung. Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und Beleuchtung sind für 25 % der Emissionen des Strombedarfs verantwortlich.

8.2 Potenzialanalyse von CO_2-Verminderungsmaßnahmen

Wie in Kapitel 3.1 beschrieben, wird anhand der nach Anwendung und Energieträger aufgeschlüsselten Emissionsbilanz zunächst eine Vielzahl an CO_2-Verminderungsmaßnahmen in privaten Haushalten identifiziert und anschließend einer Potenzialanalyse unterzogen. In Tabelle 8-1 werden das maximale technische CO_2-Verminderungspotenzial, die Zukunftsfähigkeit sowie die Rückwirkung der Maßnahmen auf den Strombedarf der quantifizierbaren Maßnahmen zusammengefasst. Die der Herleitung des Potenzials und der Zukunftsfähigkeit zugrundeliegenden Quellen und Annahmen sind dem Datenanhang zu entnehmen. Das technische Verminderungspotenzial ist als hypothetische Maximalgrenze zu verstehen, welche nur dann erreicht werden könnte, wenn das gesamte technische Potenzial der Maßnahme unabhängig von anderen Maßnahmen umgesetzt werden würde. Es dient der Einordnung und ersten Beurteilung der Maßnahme. Die in der Tabelle dargestellten Ergebnisse der Voranalyse werden für die darauffolgende Auswahl und Aggregation der Maßnahmen genutzt.

Wie in Abschnitt 8.1 beschrieben, ist die Wärmebereitstellung für den größten Teil der Emissionen verantwortlich. Dementsprechend adressieren die meisten aufgeführten Technologien die Anwendungen Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung. Anhand der Nutzungsdauer und der Restriktion der annähernden Emissionsfreiheit im Jahr 2050 kann der späteste Implementierungszeitpunkt der Technologien berechnet werden. Wärmeerzeuger, welche nicht annähernd emissionsfrei sind, sollten aufgrund der vergleichsweise langen Nutzungsdauern bereits ab dem Jahr 2030 nicht mehr installiert werden. Einige der untersuchten Technologien weisen das Potenzial zur vollständigen Verminderung der Emissionen der Wärmebereitstellung auf. Im Gegensatz dazu gehen die effizienzsteigernden Maßnahmen von elektrischen Geräten mit einem geringen Einsparpotenzial von jeweils unter 1 % der Gesamtemissionen im Jahr 2014 einher.

Ein Potenzial zur Lastverschiebung bieten gemäß /FFE-04 16/ vor allem die elektrischen Heizsysteme. Die Lastflexibilisierung mit Haushaltsgeräten hingegen verfügt über ein geringes Potenzial, was auf die geringen spezifischen Leistungen und die begrenzte Verfügbarkeit zurückzuführen ist.

Tabelle 8-1: Ergebnisse der Potenzialanalyse der CO_2-Verminderungsmaßnahmen in Privaten Haushalten

	Kurzbezeichnung der Maßnahme**	adressierte Anwendung(en)*	energiebedingte CO_2-Emissionen der Anwendung(en) in 2014	min. CO_2-Emissionen der Anwendung(en) bei Umsetzung des techn. Maßnahmenpotenzials	max. techn. CO_2-Verminderungspotenzial der Maßnahme ggü. 2014	Anteil an Gesamtemissionen in 2014	Technologiereife	Zukunftsfähigkeit 2050	Spätester Implementierungszeitpunkt	Auswirkung auf den Strombedarf
			Mio. t CO_2	Mio. t CO_2	Mio. t CO_2	%	TRL	ja/nein	yyyy	+/o/-
1	Solarthermie	RW, WW	130	0	130	17 %	9	ja		o/-
2	Gas-Brennwertkessel + konv. Methan	RW, WW	130	107	23	3 %	9	nein	2020	o/-
3	Gasabsorptionswärmepumpe + konv. Methan	RW, WW	130	64	66	9 %	8	nein	2035	o/-
4	Gasadsorptionswärmepumpe + konv. Methan	RW, WW	130	67	64	8 %	8	nein	2035	o/-
5	Gasmotorwärmepumpe + konv. Methan	RW, WW	130	60	71	9 %	8	nein	2035	o/-
6	Brennstoffzelle + konv. Methan	RW, WW	130	111	19	2 %	8	nein	2035	-
7	Stirlingmotor + konv. Methan	RW, WW	130	118	12	2 %	8	nein	2035	-
8	Ottomotor + konv. Methan	RW, WW	130	111	19	2 %	9	nein	2035	-
9	Öl- und Gaskessel + erneuerbarer Brennstoff	RW, WW	130	0	130	17 %	8	ja		+
10	Gasabsorptionswärmepumpe + erneuerbarer Brennstoff	RW, WW	130	0	130	17 %	8	ja		+
11	Gasadsorptionswärmepumpe + erneuerbarer Brennstoff	RW, WW	130	0	130	17 %	8	ja		+
12	Gasmotorwärmepumpe + erneuerbarer Brennstoff	RW, WW	130	0	130	17 %	8	ja		+
13	Brennstoffzelle + erneuerbarer Brennstoff	RW, WW	130	0	130	17 %	8	ja		+
14	Stirlingmotor + erneuerbarer Brennstoff	RW, WW	130	0	130	17 %	8	ja		+
15	Verbrennungsmotor + erneuerbarer Brennstoff	RW, WW	130	0	130	17 %	9	ja		+
16	Heizstab als Ergänzung + erneuerbarer Strom	RW, WW	130	0	130	17 %	9	ja		+
17	Luftwärmepumpe + erneuerbarer Strom	RW, WW	130	0	130	17 %	9	ja		+
18	Erdwärmepumpe + erneuerbarer Strom	RW, WW	130	0	130	17 %	9	ja		+
19	Anschluss an Fernwärmeversorgung + erneuerbare Fernwärme	RW, WW	130	0	130	17 %	9	ja		-/o/+
20	Hocheffizienzpumpen	RW, WW	130	128	2	0,3 %	9	ja		-
21	Dämmung (Rohrleitungen, Wärmespeicher)	RW, WW	130	126	5	1 %	9	ja		o/-
22	Wärmerückgewinnung	RW	107	95	12	2 %	9	ja		+
23	Reduktion von Infiltrationsverlusten	RW	107	102	5	1 %	9	ja		o/-
24	Flächenheizungen (Solarthermie, Wärmepumpe & Brennwertkessel)	RW	107	105	2	0,2 %	9	ja		o/-
25	Dämmung (Dach, Fassade, Kellerdecke, Fundament, Fenster)	RW	107	0	107	14 %	9	ja		o/-
26	Automatisierungstechnik zur Raumwärmebedarfsreduktion	RW	107	84	23	3 %	9	ja		o/-
27	Effizientere Kühl-/ Gefriergeräte	PK	16	12	4	0,5 %	9	ja		-
28	Effizientere weiße Geräte	PW, ME	26	24	2	0,3 %	9	ja		-
29	Effizientere Elektrokochherde	PW	20	19	1	0,1 %	9	ja		-
30	Effizientere Beleuchtung	B	6	5	1	0,2 %	9	ja		-
31	Effizientere Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)	IKT	12	8	4	0,5 %	9	ja		-

*RW=Raumwärme, WW=Warmwasser, PK=Prozesskälte, PW=Prozesswärme, ME=Mechanische Energie, B=Beleuchtung

**PtH=Power-to-Heat, PtL=Power-to-Liquid, PtG=Power-to-Gas

Neben den in der Tabelle quantifizierten Maßnahmen wurde zudem die Emissionsminderung durch Suffizienz und Verhaltensänderungen betrachtet. Diese Maßnahmen sind aus Kostensicht stets sinnvoll, da ein Verzicht nicht mit Kosten einhergeht und somit zu negativen CO_2-Verminderungskosten führt. Das Potenzial dieser Maßnahmen ist nur schwer quantifizierbar, da dieses weniger durch technische Restriktionen und wirtschaftliche Rahmenbedingungen als vielmehr durch die Akzeptanz begrenzt ist, welche im Rahmen des Energiesystemmodells nicht abgebildet werden kann. Dass diese Maßnahmen für eine Emissionsminderung trotzdem relevant sein können, wird in /UBA-14 16/ gezeigt. So liegt die ausgewiesene Emissionseinsparung der dort untersuchten Maßnahmen im zweistelligen Millionen-Tonnen-Bereich.

Zu den ebenfalls betrachteten aber nicht quantifizierten Maßnahmen zählt auch die Grundwasserwärmepumpe. Hierfür sind die geringe Durchdringung und die mangelnde Datenverfügbarkeit zur Potenzialbestimmung wesentliche Gründe. Nach /BMWI-15 15/ zeigte sich in den vergangenen Jahren ein starker Trend zu einem steigenden Anteil an Luft/Wasserwärmepumpen (im Folgenden Luftwärmepumpen genannt). Die Grundwasser-wärmepumpen hingegen spielen mit einer Anzahl von ca. 47.000 (Stand 2014) in Deutschland eine untergeordnete Rolle.

Im Zuge des Klimawandels wird die Klimakälte an Bedeutung gewinnen. Aktuell ist die Klimakälte mit einem Anteil von < 1 % an den Emissionen der privaten Haushalte von untergeordneter Bedeutung. Maßnahmen wie eine außenliegende Verschattung oder effizientere Klimaanlagen führen deshalb in der Summe aller Haushalte zu keinen nennenswerten Einsparungen. Ein zunehmender Klimatisierungsbedarf aufgrund steigender Komfortansprüche wird im Rahmen des Startszenarios abgebildet.

Eine zielgerichtete Infrarotheizung kann zu einer Wärmebedarfsreduktion führen. In Privaten Haushalten sind die Vorteile der Technologie wie die Reduktion der Luftverwirbelung und die Reduktion des Wärmebedarfs überschaubar. Sie kommen stärker zum Tragen, je größer/höher die Räume sind und je länger die Anwesenheit an einem bestimmten Ort ist, wie z. B. in Industriehallen und Großraumbüros. Des Weiteren kann der Aufenthalt außerhalb des beheizten Bereiches bei einer Reduktion der Raumlufttemperatur als unbehaglich empfunden werden. Aus diesen Gründen wird die Technologie in Dynamis nicht weiter untersucht.

Als weitere Maßnahme lässt sich der hydraulische Abgleich nennen. Dieser kann zu einer Reduktion des Endenergieverbrauchs und damit der Emissionen führen. Die Quantifizierung der Einsparung ist jedoch stark von lokalen Gegebenheiten wie der Rohrlänge und den Rohrdurchmessern abhängig.

Die Ergebnisse der Voranalyse verdeutlichen, dass fast alle Technologieoptionen in privaten Haushalten bereits technisch ausgereift sind. Der Fokus wird demnach im Folgenden auf der Durchdringung bestehender Technologien und weniger auf der Entwicklung neuer Technologien in Privaten Haushalten liegen.

8.3 Maßnahmenauswahl und -aggregation

Die identifizierten CO_2-Verminderungsmaßnahmen werden, wie in Kapitel 3.1 beschrieben, aufbauend auf der Potenzialanalyse einem Aggregations- und Auswahlprozess unterzogen. Dadurch wird gewährleistet, dass die Maßnahmen einen vergleichbaren Detaillierungsgrad aufweisen, eine handhabbare Anzahl an Maßnahmen untersucht wird und die Bearbeitungstiefe den Ergebnissen der Potenzialanalyse Rechnung trägt.

Die Aggregation von Einzelmaßnahmen kann am Beispiel von Gaswärmepumpen erläutert werden. Die Technologien Gasabsorptionswärmepumpe, Gasadsorptionswärmepumpe und Gasmotorwärmepumpe werden zu der Maßnahme „Gaswärmepumpe" aggregiert. Hintergrund der Aggregation ist die gleiche Wirkweise auf das Energiesystem. Alle Einzelmaßnahmen haben gemeinsam, dass sie Raumwärme und Warmwasser bereitstellen und, bei Ersatz einer nicht gasbasierten Technologie, den Gasverbrauch erhöhen. Die Auswirkungen auf den deutschen Gaslastgang sind durch die Bereitstellung des gleichen Anwendungsbereiches sehr ähnlich. Tabelle 8-2 gibt einen Überblick über die ausgewählten und aggregierten Maßnahmen der Privaten Haushalte. Die zweite Spalte zeigt die für die Aggregation zusammengefassten Maßnahmen (vgl. Tabelle 8-1). Die dritte Spalte zeigt die Bearbeitungstiefe der Maßnahme. Alle Bewertungsstufen kleiner gleich der in dieser Spalte genannten Stufe werden untersucht. Die mit Stufe 3 gekennzeichneten Maßnahmen stellen dabei die TOP Maßnahmen nach Kapitel 3.3.3 dar. Die Auswahl der TOP Maßnahmen basiert auf deren Potenzial zur CO_2-Verminderung. Ein weiteres Kriterium ist die Verschiedenartigkeit der Maßnahmenwirkung auf das Energiesystem. Vor diesem Hintergrund wurden die Maßnahmen *Elektrische Wärmepumpe*, *Sanierung* und *Gaswärmepumpe* ausgewählt. Die vierte Spalte gibt eine Begründung der Bearbeitungstiefe, falls die Maßnahme im weiteren Projektverlauf nicht dynamisch bewertet wird.

Es erfolgt eine Auswahl der wichtigsten Maßnahmen bezogen auf die Erreichung der Klimaziele für die die dynamischen Bewertungsmethoden angewandt werden. Zu diesen Maßnahmen zählen z. B. Wärmepumpen und Dämmung (Sanierung).

Tabelle 8-2: Ausgewählte und aggregierte Maßnahmen der privaten Haushalte und deren Bearbeitungstiefe

Aggregierte Maßnahme	zusammengesetzt aus	Bearbeitungstiefe*	Erläuterung der Einordnung**
Solarthermie	1	Stufe 2, fuEL	-
Heizstab (gesteuert/ungesteuert)	16	Stufe 2, fuEL	-
Luftwärmepumpe (gesteuert/ungesteuert)	17	Stufe 3, fuEL	-
Erdwärmepumpe (gesteuert/ungesteuert)	18	Stufe 3, fuEL	-
Anschluss an Fernwärmeversorgung	19	Stufe 3	-
Gas-Brennwertkessel	2	Stufe 2	-
Gaswärmepumpe	3,4,5	Stufe 3	-
Blockheizkraftwerk - BHKW (gesteuert/ungesteuert)	6,7,8,13,14,15	Stufe 2	-
Dämmung (Dach, Fassade, Kellerdecke, Fundament, Fenster)	25	Stufe 3	-
Wärmerückgewinnung	22	Stufe 2, fuEL	-
Gebäudeautomation	26	Stufe 2, fuEL	-
Hocheffizienzpumpen	20	Stufe 1	Das Potenzial ist stark begrenzt. Die einzuhaltende Effizienz von Nassläufer-Umwälzpumpen wird bereits durch die Verordnung (EG) Nr. 641/2009 vorgegeben. /UBA-05 12/
effizientere Haushaltsgeräte	27,28,29,30,31	S	Bereits zahlreiche Maßnahmen zur Umrüstung ergriffen. Zukünftig werden hocheffiziente Geräte der Standard sein.
Flächenheizungen (Solarthermie, Wärmepumpe & Brennwertkessel)	24	S	Eine Flächenheizung ermöglicht niedrigere Vorlauf-Temperaturen und damit eine höhere Effizienz des Wärmeerzeugers. Allerdings ist Energieeffizienz kein Auslöser für die Umsetzung. Der Komfortgewinn steht im Vordergrund.
Reduktion von Infiltrationsverlusten	23	V	Technisches Potenzial konnte abgeschätzt werden. Für tiefergehende Bearbeitungen ist die Datenverfügbarkeit unzureichend.
Dämmung (Rohrleitungen, Wärmespeicher)	21	V	Technisches Potenzial konnte abgeschätzt werden. Für tiefergehende Bearbeitungen ist die Datenverfügbarkeit unzureichend.

* S=Abbildung im Startszenario, V=Berücksichtigung in der Voranalyse, Stufe 1 = statische Bewertung, Stufe 2 = sektordynamische Bewertung, Stufe 3 = systemdynamische Bewertung, fuEL = Bestandteil des Szenarios fuEL

**Es erfolgt eine Erläuterung der Einordung, falls die Maßnahme nicht dynamisch bewertet wird.

8.4 Sektormodell

Die Ziele des Sektormodells der Privaten Haushalte (kurz SoPHa) sind es, die Wechselwirkungen von CO_2-Verminderungsmaßnahmen innerhalb des Sektors und deren Rückwirkungen auf das Energiesystem zu beschreiben und zu bewerten. Hieraus leiten sich folgende Forschungsfragen ab:

- Wie lässt sich der Bestand an Gebäuden bzw. Anlagen und das Nutzerverhalten in Privaten Haushalten modellhaft abbilden?
- Wie lassen sich Rückwirkungen der Maßnahmen auf den Bereitstellungssektor beschreiben und mit welchem Ansatz können diese reduziert werden?
- Wie unterscheiden sich die Ergebnisse aus System- und Akteurssicht?

Im Folgenden wird die Entwicklung und Umsetzung einer Methodik zur Modellierung der Kosten, Emissionen und Lastgänge von CO_2-Verminderungsmaßnahmen im Sektor Private Haushalte beschrieben. Aufgrund des dominierenden Anteils der Beheizung an den Emissionen der Haushalte (vgl. Abschnitt 8.1) fokussieren sich die Untersuchungen auf diesen Bereich. Abbildung 8-2 zeigt einen schematischen Überblick über das SoPHa.

Mit dem SoPHa lassen sich die folgenden vier Maßnahmenkategorien untersuchen:

- energetische Sanierung (z. B. Dämmung des Daches)
- energetische Modernisierung (z. B. Ölkessel wird durch eine Wärmepumpe ersetzt)
- Gebäudeautomation (z. B. automatisch gesteuerte Thermostate)
- Lastflexibilisierung (z. B. zeitliche Verschiebung des Strombezugs von Elektrospeicherheizungen)

Hierfür wird ein sogenannter Stock-and-Flow-Ansatz verfolgt. Der Sektorzustand (Stock) steht hierbei für den Bestand an Gebäuden und Heizsystemen eines Jahres. Aufbauend auf dem Sektorzustand im Jahr 2020 lassen sich die Veränderungen (flow) der Sektorzustände in jahresweisen Simulationen beschreiben. Dabei werden sektorinhärente Wirkzusammenhänge (z. B. die Reduktion der Emissionseinsparung von Wärmepumpen durch die Maßnahme Dämmung) und Limitierungen (z. B. die maximale Sanierungsrate) berücksichtigt. Die detaillierte Beschreibung dieser Methodik ist in Kapitel 8.4.1 zu finden.

Der Einsatz der Heizsysteme innerhalb eines Jahres lässt sich mit dem Sektorzustand, den Außentemperaturverläufen und den Nutzungsgraden der Heizsysteme simulieren. Die Lastgangsynthese wird in Kapitel 8.4.3 erläutert. Das Ergebnis der Simulationen sind Lastgänge, Kosten und Emissionen, welche in Schritten von 5 Jahren an die Modelle des Bereitstellungssektors übertragen werden. Die Ergebnisse dieser Modelle können wiederum dazu verwendet werden, den Lastbezug der elektrischen Heizsysteme zu optimieren.

Das beschriebene Bottom-Up-Sektormodell der Privaten Haushalte (kurz: SoPHa) berechnet Lastgänge, Kosten, Emissionen und Sektorzustände für den Zeitraum von 2020 bis 2050 auf Basis vorgegebener Maßnahmenumsetzungsgrade.

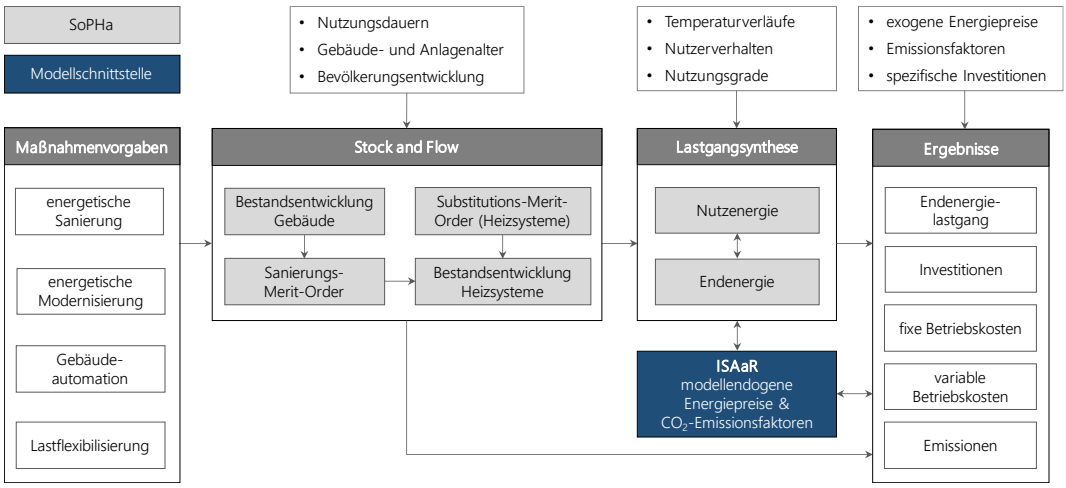


Abbildung 8-2: Überblick über das Sektormodell der Privaten Haushalte

8.4.1 Modellstruktur und Anwendung im Startszenario

Zur Quantifizierung der Maßnahmeneffekte wird die Differenz zwischen den Ergebnissen des Start- und des Maßnahmenszenarios gebildet. Das Startszenario repräsentiert den Pfad des Sektors bis zum Jahr 2050, welcher historische Entwicklungen extrapoliert und mit der aktuellen Gesetzgebung und Transformationsgeschwindigkeit in Einklang steht. Die Mantelzahlen der Strom- und Wärmeversorgung werden dabei im Wesentlichen aus /BMWI-01 14/ abgeleitet. Das Startszenario entspricht somit einem konservativen Pfad, welcher die Klimaziele der Bundesregierung (/BREG-01 18/, /BMU-01 16/) nicht erreicht. Ausgehend von diesem Startszenario werden verschiedene Maßnahmenszenarien vorgegeben, deren Umsetzung und Auswirkungen auf das Energiesystem im Sektormodell simuliert werden. Die Maßnahmenszenarien entsprechen jeweils einer definierten Umsetzung von Einzelmaßnahmen in einem vorgegebenen Zeitraum.

8.4.1.1 Ausgangszustand

Die Bezeichnung *Ausgangszustand* bedeutet, dass es sich um einen Sektorzustand mit Realdaten aus dem Jahr 2015 handelt, der dem Stock-and-Flow-Modell als Input dient. Wie auch alle folgenden Sektorzustände bis zum Jahr 2050, beschreibt er die aus energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten relevanten Elemente und deren Ausprägungen. Zu diesen Elementen zählen Gebäude, elektrische Geräte, Heizsysteme und Nutzer. Letztere spiegeln sich in den Endenergielastgängen (vgl. Abschnitt 8.4.3) wider. Im Folgenden werden diese Elemente näher erläutert.

Gebäude

Das Mengengerüst des Zensus 2011 wird für den Ausgangszustand herangezogen. Die Abbildung der bereits gedämmten Bauteile erfolgt auf Basis mehrerer Studien des Instituts Wohnen und Umwelt.

Da der Nutzenergiebedarf für Raumwärme anhand von repräsentativen Einzelgebäuden simuliert wird, lässt sich das Sektormodell als Bottom-Up-Modell bezeichnen. Der hohe Anteil der Emissionen von Privaten Haushalten an den Gesamtemissionen unterstreicht die Bedeutung eines detailliert abgebildeten Gebäudebestandes. Die umfangreichen Ergebnisse aus /DESTATIS-15 13/, /IWU-01 10/ und /IWU-04 12/ sind eine geeignete Grundlage für die Modellierung des Wohngebäudebestands. Hierbei werden Gebäude desselben Gebäudetyps und Gebäudebaualters jeweils in eine sogenannte Gebäudekategorie zusammengefasst. Die regionale Verteilung dieser Gebäudekategorien erfolgt auf Gemeindeebene mithilfe der Ergebnisse des Zensus 2011. Dieser ist eine Volks-, Gebäude- und Wohnungszählung, welche

mithilfe von Registerauswertungen ergänzt „um Angaben aus Personenerhebungen […] und einer Gebäude- und Wohnungszählung" durchgeführt wird. Die Zensusergebnisse werden gemeindescharf veröffentlicht. Für die nachfolgenden Untersuchungen sind hierbei insbesondere die Anzahl an Wohneinheiten je „Eigentumsverhältnis und Baualtersklasse" und je „Gebäudetyp" bzw. die Anzahl an Gebäuden je „Gebäudetyp und Baualtersklasse" hervorzuheben (siehe Abbildung 8-3). Aus diesen Permutationen der Parameter, einer Abrissrate je Baualtersklasse und der Information über denkmalgeschützte Gebäude wird der Rückbau der Wohngebäude abgeleitet (vgl. Abschnitt 8.4.1.2).

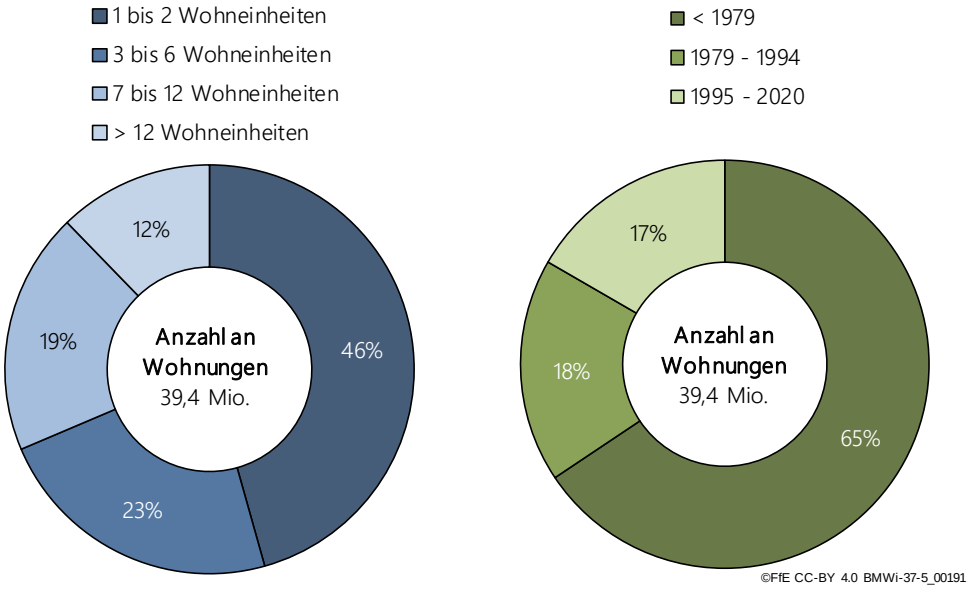


Abbildung 8-3: Anteile der Gebäudetypen (links) und Baualtersklassen (rechts) an allen bewohnten Wohneinheiten im Jahr 2015

Zur Bewertung der Effizienz von Dämmmaßnahmen ist es über die Gebäudetypologie hinaus notwendig, die bauphysikalischen Eigenschaften abzubilden. Da diese Informationen nicht für alle 20 Mio. Gebäude des deutschen Wohngebäudebestandes an einer zentralen Stelle zur Verfügung stehen, werden auch hier repräsentative Gebäudekategorien verwendet. Um sowohl die Heterogenität des Gebäudebestands zu berücksichtigen als auch die Komplexität zu reduzieren, werden jeweils vier Gebäudetypen und Baualtersklassen definiert. Diese 16 Gebäudekategorien sind in Tabelle 8-3 aufgeführt.

Tabelle 8-3: Definition der Dynamis-Gebäudekategorien

Gebäude-kategorie	Gebäudetyp	Baualtersklasse	Anzahl an Wohneinheiten 2015 in Mio.	Anzahl an Gebäuden 2015 in Mio.
1	EZFH*	< 1979	11,2	9,1
2	EZFH	1979 bis 1994	3,4	2,8
3	EZFH	1995 bis 2020	3,4	3,0
4	EZFH	2021 bis 2050	-	-
5	MFH* (3 – 6 Wohneinheiten)	< 1979	6,5	1,6
6	MFH (3 – 6 Wohneinheiten)	1979 bis 1994	1,2	0,31
7	MFH (3 – 6 Wohneinheiten)	1995 bis 2020	1,3	0,33
8	MFH (3 – 6 Wohneinheiten)	2021 bis 2050	-	-
9	MFH (7 – 12 Wohneinheiten)	< 1979	5,1	0,58
10	MFH (7 – 12 Wohneinheiten)	1979 bis 1994	1,4	0,16
11	MFH (7 – 1 2Wohneinheiten)	1995 bis 2020	1,1	0,12
12	MFH (7 – 12 Wohneinheiten)	2021 bis 2050	-	-
13	MFH (>12 Wohneinheiten)	< 1979	3,1	0,13
14	MFH (>12 Wohneinheiten)	1979 bis 1994	1,0	0,05
15	MFH (>12 Wohneinheiten)	1995 bis 2020	0,76	0,03
16	MFH (>12 Wohneinheiten)	2021 bis 2050	-	-

*EZFH steht für Ein- und Zweifamilienhäuser, MFH führ Mehrfamilienhäuser

Darüber hinaus wird für jede Gebäudekategorie ein Sanierungszustand (unsaniert, teilsaniert, vollsaniert) definiert. Daraus ergeben sich theoretisch 48 Kombinationen aus Gebäudekategorie und Sanierungszustand, welche um 16 unlogische Kombinationen – beispielsweise *Vollsanierung eines Gebäudes der Baualtersklasse 2021 bis 2050* – reduziert werden. Für die resultierenden 32 Gebäude wird der zeitlich aufgelöste Raumwärmebedarf simuliert (vgl. Abschnitt 8.4.3.1). Hierzu werden die U-Werte, die Bauteilflächen und die Anteile sanierter bzw. unsanierter Bauteile aus /IWU-01 10/ und /IWU-04 12/ herangezogen.

Anlagen

Die Zuordnung der Heizsysteme zu den Gebäudekategorien erfolgt mithilfe des Mikrozensus 2014.

Die Gebäudecharakteristika stellen die Grundlage für die Berechnung des Nutzenergiebedarfs dar. Mit weiteren Informationen über die Heizsysteme und Haushaltsgeräte - im Folgenden kurz: *Anlagen* genannt - kann daraus der Endenergieverbrauch bestimmt werden. Neben einer Vielzahl an Quellen, die die technoökonomischen Kennwerte der Anlagen (siehe Datenanhang) definieren, wird der Mikrozensus 2014 /DESTATIS-28 16/ für die Anzahl an Heizsystemen und deren Zuordnung zu Gebäuden im Ausgangszustand verwendet. Für die Mikrozensus-Zusatzerhebung 2014 wurden ca. *„1 % der Bevölkerung, d. h. ca. 830.000 Personen in 380.000 Haushalten"* /DESTATIS-28 16/ zu ihrer Wohnsituation und dem Bestand bzw. der Struktur der Wohneinheiten befragt. Sie ergänzt den Zensus 2011 um weitere Informationen wie beispielsweise die Heizsysteme und stellt die Ergebnisse in denselben Baualtersklassen und Gebäudetypen dar. Da für die Abbildung des Gebäudebestands der

Zensus 2011 herangezogen wird, ist eine konsistente Datenbasis gewährleistet. Im Mikrozensus wird zwischen den Kategorien „ausschließlich beheizt mit", „überwiegend beheizt mit", „zusätzlich zur Sammelheizung verwendete Energieart", „mit einer Art Ofenheizung" und „mit zwei verschiedenen Ofenheizungen" unterschieden. Um die Komplexität des Modells zu reduzieren, wird je Gebäude ein zentrales Heizsystem für die Raumwärme- und Trinkwarmwasserversorgung modelliert. Diese Zentralheizung kann optional durch ein ergänzendes System wie eine Solarthermieanlage, einen Holzofen oder einen Heizstab erweitert sein. Durch diesen Ansatz werden Etagenheizungen, Einzelraumheizungen und weitere bivalente[8] Heizsysteme vereinfacht abgebildet. Dabei wird angenommen, dass die höhere Effizienz von zentralen gegenüber dezentralen Heizsystemen die Wärmeverluste der Rohrleitungen kompensiert. Das Ergebnis ist in Abbildung 8-4 dargestellt und stellt den Ausgangszustand für das Stock-and-Flow-Modell dar.

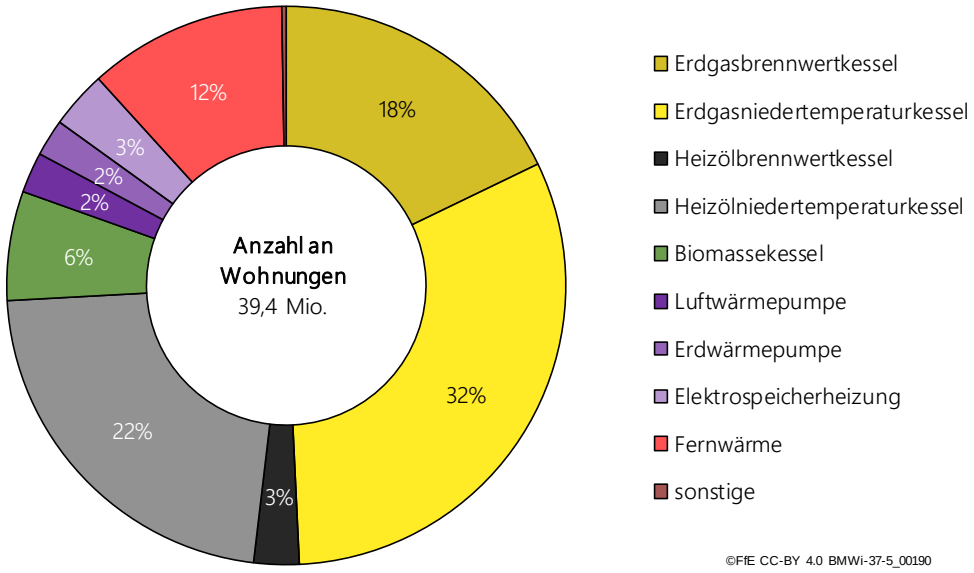


Abbildung 8-4: Anteile der Heizsysteme an den bewohnten Wohnungen im Jahr 2015

8.4.1.2 Entwicklung des Gebäudebestandes bis zum Jahr 2050

Die Entwicklung des Gebäudebestandes wird mittels Rückbau- und Zubauraten für jedes Jahr und jede Gebäudekategorie bestimmt.

Ausgehend vom Ausgangszustand der Gebäude (siehe oben), folgt in diesem Abschnitt die Erläuterung zur Fortschreibung des Wohngebäudebestandes bis zum Jahr 2050. Anhand des Alters der Gebäude nach /DESTATIS-15 13/ kann deren zukünftige Entwicklung in Form einer Sterbelinie abgeleitet werden. Zu diesem Zweck wird eine Abrissrate festgelegt, welche den Anteil der abzureißenden Gebäude am Bestand abhängig vom Baualter beschreibt. Hierfür wird die globale Abrissrate nach /BHF-01 17/, die je nach Stützjahr zwischen 0,14 und 0,41 %/a liegt, auf die einzelnen Baujahre aufgeteilt. Vom Abriss ausgeschlossen sind denkmalgeschützte Gebäude, welche 3,5 % des Gesamtbestands bzw. 5 % der vor 1978 gebauten Gebäude darstellen.

Der (Brutto-)Zubau von Gebäuden berechnet sich aus einer prognostizierten Gebäudeanzahl abzüglich des „Gebäudebestands nach Abriss". Diesbezüglich wird der landkreisscharf prognostizierte Bestand nach /BBR-01 12/ herangezogen. Diese Entwicklung bildet die überregionalen Binnenwanderungen ab. Um den aufgrund von Zu- oder Abzug veränderten

[8] Als „bivalent" werden in diesem Zusammenhang Heizsysteme verstanden, die sich aus zwei Wärmeerzeugern zusammensetzen, z. B. die Kombination aus Gaskessel und Holzofen.

Wohngebäudebestand einer Gemeinde abschätzen zu können, ist es darüber hinaus erforderlich, die Binnenwanderung zwischen den Gemeinden zu bestimmen. Vor diesem Hintergrund erfolgt eine räumliche Disaggregation der Werte auf Gemeindeebene. Hierzu wird die Bevölkerungsentwicklung nach /BBR-01 12/ und /FFE-04 16/ verwendet. Die zugrundeliegende Annahme lautet, dass innerhalb eines Landkreises die Bevölkerungsentwicklung einen linearen Zusammenhang zur Anzahl der Wohneinheiten aufweist. Die Entwicklung der durchschnittlichen Anzahl an Personen je Wohnung wird auf Basis von /BBR-01 12/ auf Landkreisebene berücksichtigt. Um Aussagen über die sich verändernde Zusammensetzung von Gebäudetypen innerhalb von Gemeinden treffen zu können, wird ein funktionaler Zusammenhang zwischen dem Anteil des Gebäudetyps am Gesamtbestand und der Siedlungsdichte einer Gemeinde ermittelt. Die Siedlungsdichte beschreibt dabei die Anzahl an Wohneinheiten pro Siedlungsfläche (Gebäude und zugehörige Freiflächen sowie Verkehrsflächen für Straßen, Wege und Plätze). Nimmt die Siedlungsdichte einer Gemeinde im Vergleich zum vorherigen Simulationsjahr zu, steigt der Anteil der Mehrfamilienhäuser (MFH) und der Anteil der Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH) nimmt ab. Als Grundlage für den funktionalen Zusammenhang dienen der Zensus 2011 /DESTATIS-15 13/ mit der Anzahl an Wohnungen je Gebäudetyp und Gemeinde und die Regionalstatistik /DESTATIS-08 14/ mit der Siedlungsfläche. Liegt die Anzahl der prognostizierten Gebäude unterhalb der Sterbelinie, so wird der Differenzbetrag als Leerstand definiert.

Die Fortschreibung des Gebäudebestandes bis zum Jahr 2050 wird, im Gegensatz zu den Anteilen sanierter und unsanierter Gebäude, in den Szenarien nicht variiert. In Abbildung 8-5 ist die Fortschreibung der Wohneinheiten je Gebäudetyp (links) und je Baualter (rechts) dargestellt. Daraus lassen sich zwei wesentliche Erkenntnisse ableiten:

1. Die zukünftig weiter anhaltende „Landflucht" führt aufgrund der höheren Siedlungsdichten in Städten zu einer geringfügigen Erhöhung des Anteils an Mehrfamilienhäusern.
2. Auch im Jahr 2050 überwiegt mit 71 % der Anteil an Gebäuden, welche vor 1995 und damit vor der dritten Wärmeschutzverordnung errichtet wurden. Bezogen auf die Nutzenergie liegt dieser Anteil aufgrund des geringeren Gebäudestandards noch höher.

Auch im Jahr 2050 überwiegt mit 71 % der Anteil an Gebäuden, welche vor 1995 und damit vor der dritten Wärmeschutzverordnung errichtet wurden. Bezogen auf die Nutzenergie liegt dieser Anteil aufgrund des geringeren Gebäudestandards noch höher.

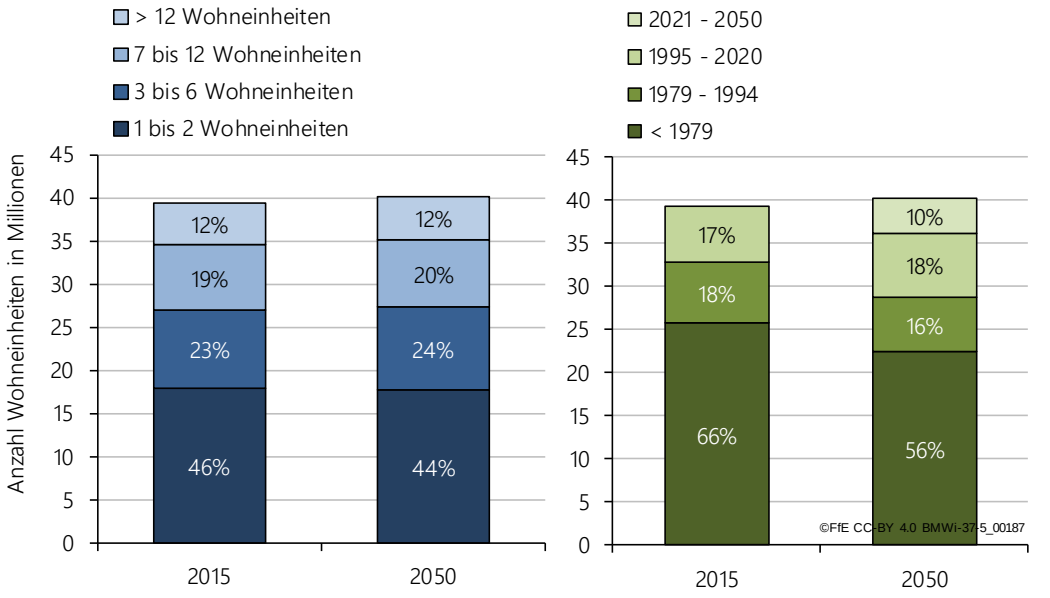


Abbildung 8-5: Entwicklung der Wohneinheiten je Gebäudetyp (links) und je Baualtersklasse (rechts) bis 2050

8.4.1.3 Entwicklung der Wärmeerzeugungstechnologien bis zum Jahr 2050

Die Entwicklung des Bestandes an Wärmeerzeugungstechnologien wird über ein Rück- und Zubaumodell für jedes Jahr abgebildet. Dieses berücksichtigt das Alter und die Nutzungsdauer der Technologien.

Analog zum Gebäudebestand werden für Heizsysteme Zielwerte der Bestandsentwicklung bis zum Jahr 2050 angesetzt, um anhand des modellierten Rückbaus den Zubau zu berechnen. Für den Rückbau werden das Anlagenalter und die Nutzungsdauer der Systeme analysiert. Da der Rückbau von Heizsystemen in einem Jahr von dem Zubau der Anlagen in den vorangegangenen Jahren abhängig ist, wird der Rück- und Zubau in SoPHa jahresweise durchgeführt. Der Bestand im Jahr n berechnet sich demnach wie folgt:

$$B_n = B_{n-1} - R_n + Z_n \quad (8\text{-}1)$$

B_n Bestand im Jahr n
R_n Rückbau von Jahr (n-1) auf Jahr n
Z_n Zubau im Jahr n

Häufig werden die Gauß'sche Normalverteilung oder die Weibullverteilung verwendet, um die Sterbelinie von Technologien abzubilden. Während der Formfaktor der Gauß'schen Normalverteilung die Breite der Verteilung definiert, verschiebt der Erwartungswert die Kurve entlang der Abszisse. Mit historischen Zubauzahlen der Heizsysteme nach /BDH-02 17/, /GZB-01 10/, /BMWI-20 15/, /BMU-07 12/ und /UBA-06 11/ sowie der Gauß'schen Normalverteilung wurde die Altersstruktur der Heizsysteme im Startjahr bestimmt. Die gewählten Parameter konnten für die weit verbreiteten Technologien Öl- und Gasniedertemperaturkessel mit der aktuellen Altersstruktur nach /ZIV-01 16/ kalibriert werden. Diese Altersverteilung wird anschließend auf das Mengengerüst des Mikrozensus /DESTATIS-28 16/ aufgeprägt, welches für alle Heizsysteme die entsprechende Anzahl an Wohneinheiten beinhaltet. In Kombination mit den Nutzungsdauern der Heizungen wird daraus der Rückbau berechnet. Als prognostizierte Bestandsentwicklung des Startszenarios werden die technologiescharfen Trends aus der Energiereferenzprognose /BMWI-01 14/ verwendet. Daraus ergibt sich die in Abbildung 8-6 dargestellte Bestandsentwicklung der Heizsysteme in Privaten Haushalten.

Im Startszenario werden Niedertemperaturkessel durch Brennwertkessel ersetzt. Darüber hinaus erfolgt ein konservativer Ausbau von elektrischen Wärmepumpen.

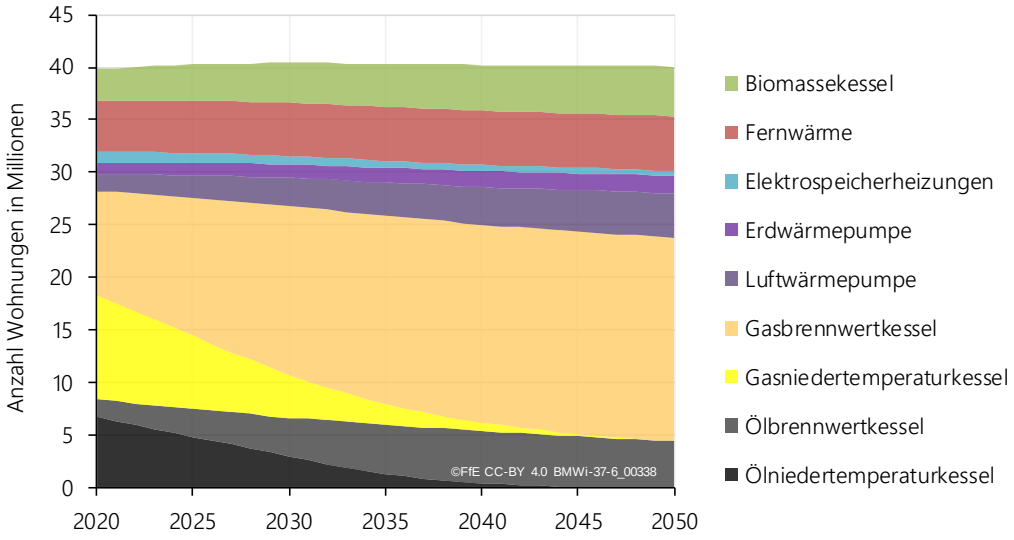


Abbildung 8-6: Bestandsentwicklung der Heizsysteme in Privaten Haushalten im Startszenario

Abbildung 8-6 zeigt, dass Niedertemperaturkessel bereits im Startszenario durch effizientere Brennwertkessel verdrängt werden. Der Anteil fossil beheizter Kessel nimmt aufgrund der

Zunahme von Gasbrennwertkesseln nur moderat ab. Der Ausbau von elektrischen Wärmepumpen auf 5,9 Mio. Wohneinheiten im Jahr 2050 (+130% ggü. 2020) entspricht einem konservativen Trend. Die Zahl der Wohnungen, welche mit Elektrospeicherheizungen versorgt werden, nimmt langsam ab. Die Anzahl der fernwärmeversorgten Wohneinheiten nimmt um 6 % zu, während der damit verbundene Endenergieverbrauch aufgrund von Gebäudesanierung um 10 % abnimmt. Der Endenergieverbrauch von Fernwärme stimmt mit dem in /ÜNB-02 18/ überein. Der Anteil von Biomassekesseln nimmt bis zum Jahr 2050 um 58 % zu.

8.4.2 Maßnahmenumsetzung und Verdrängungslogik

Durch die Umsetzung von Verminderungsmaßnahmen verändert sich der Sektorzustand gegenüber dem Startszenario. Die Maßnahmen können in die Kategorien energetische Sanierung, energetische Modernisierung, Gebäudeautomation und Lastflexibilisierung unterteilt werden. Mit Ausnahme der Lastflexibilisierung, welche in Abschnitt 8.4.3.1 beschrieben ist, werden diese im Folgenden erläutert.

8.4.2.1 Energetische Sanierung

Die zwei Varianten der Sanierung (Teilsanierung und Vollsanierung) bezeichnen die unterschiedlichen Sanierungstiefen.

Die energetische Sanierung umfasst alle Baumaßnahmen an der Gebäudehülle, welche den spezifischen Raumwärmebedarf reduzieren. Diese werden aufgrund unterschiedlich hoher Wärmeverluste und Kosten in die Bauteilkategorien Keller, Decke, Außenwand und Fenster differenziert. Ausgehend vom Status Quo wird die Sanierung der Bauteile in die Varianten Teil- und Vollsanierung unterschieden. Der Status Quo berücksichtigt bereits gedämmte bzw. erneuerte Bauteile, deren Anteile in Abbildung 8-7 nach Gebäudetyp und -alter visualisiert sind. Demnach wurden in der Vergangenheit vor allem Dächer und Fenster, in geringerem Umfang Außenwände und kaum Kellerdecken saniert.

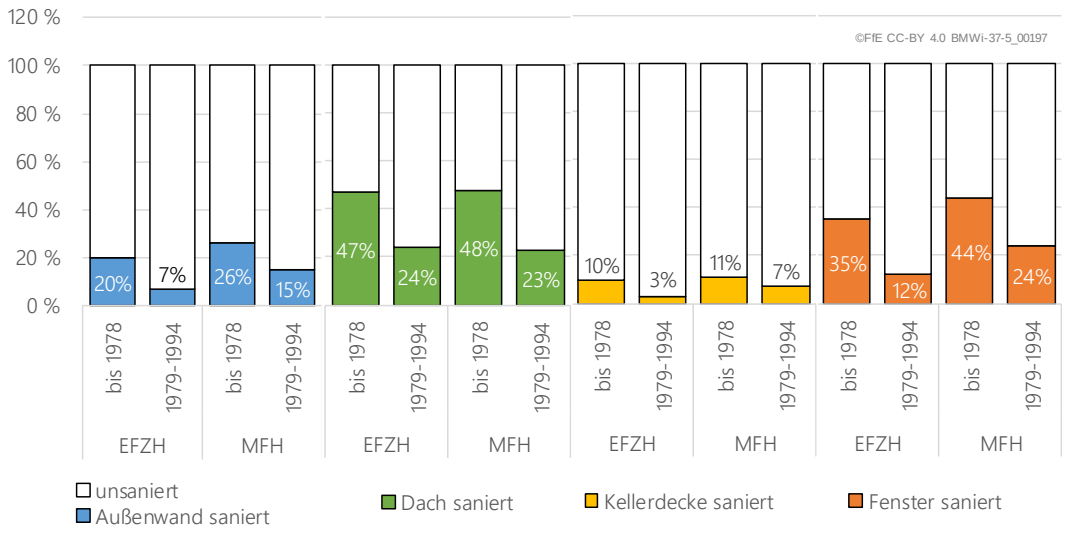


Abbildung 8-7: Aktueller Sanierungszustand von Wohngebäuden nach /IWU 04 12/

Die Teilsanierung bildet eine heute in der Praxis durchschnittliche Gebäudesanierung ab. Entsprechend des höchsten Anteils in Abbildung 8-7 wird bei jeder Teilsanierung das gesamte Dach sowie Teile der anderen Bauteile saniert. Im Mittel ergeben sich für die Teilsanierung die in Tabelle 8-4 dargestellten U-Werte nach /STRAT-01 18/. Die Vollsanierung entspricht einem tiefgreifenden Umbau von Gebäuden auf den energetischen Standard von Neubauten.

Es werden die Anforderungen der EnEV für die Änderung, Erweiterung und den Ausbau von Bestandsgebäuden nach Abschnitt 3 § 9 EnEV 2014 /ENEV-01 14/ eingehalten. Tabelle 8-4 umfasst die U-Werte, Wärmebrückenzuschläge und Luftwechselraten bei Errichtung und nach Teil- bzw. Vollsanierung von Gebäuden.

Tabelle 8-4: U-Werte der Bauteile vor und nach Sanierung in W/(m²*K), Wärmebrückenzuschläge in W/(m²*K) und Luftwechselraten in h^{-1}

Zustand	Gebäudetyp	Baualter	Außen-wände	Dach	Keller-decke	Fenster	Wärmebrücken-zuschlag	Luftwechsel-rate
Errichtung (unsaniert)	EZFH	bis 1978	1,4	1,0	1,2	2,7	0,10	1,0
Errichtung (unsaniert)	EZFH	1979 bis 1994	0,6	0,4	0,7	2,7	0,07	0,8
Errichtung (unsaniert)	MFH	bis 1978	1,4	1,1	1,5	2,7	0,10	1,0
Errichtung (unsaniert)	MFH	1979 bis 1994	0,7	0,5	0,7	2,7	0,07	0,8
teilsaniert	EZFH	bis 1978	0,9	0,2	1,1	1,9	0,07	0,7
teilsaniert	EZFH	1979 bis 1994	0,5	0,2	0,6	2,2	0,05	0,65
teilsaniert	MFH	bis 1978	0,8	0,2	1,2	1,7	0,07	0,7
teilsaniert	MFH	1979 bis 1994	0,4	0,2	0,6	1,6	0,05	0,65
vollsaniert	alle	alle	0,2	0,2	0,3	1,3	0,05	0,6

Die Reihenfolge zur Umsetzung einer Sanierungsvariante in den verschiedenen Gebäudekategorien erfolgt anhand des Verhältnisses aus Kosten und eingesparter Nutzenergie. Gebäude mit geringeren spezifischen Reduktionskosten werden priorisiert erschlossen. Denkmalgeschützte Gebäude sind generell von der Sanierung ausgeschlossen.

Die spezifischen Kosten der Bauteile werden anhand von Funktionen in Abhängigkeit von der äquivalenten Dämmstärke nach /IWU-02 12/ ermittelt (vgl. Tabelle 8-5). Darüber hinaus werden Kosten für die Reduktion von Wärmebrücken und die Erhöhung der Luftdichtheit angesetzt. Da die energetische Sanierung neben der Reduktion des Nutzenergiebedarfs auch weitere Nutzen wie die Steigerung der Behaglichkeit hat, könnten potenziell nur Teile als energetische Kosten ausgewiesen werden. Aufgrund der mangelnden Objektivität dieser Unterscheidung werden in Dynamis die Vollkosten angesetzt.

Tabelle 8-5: Spezifische Kosten der Sanierung, nach /IWU-02 12/

Bauteil	Kostenfunktionen	Kommentar
Wand	$k = 2{,}81 \cdot d_{aq} + 104{,}14$	Kostenfunktion für einschalige Wände (d_{aq} = äquivalente Dämmstärke)
	$k = 22 \cdot A_{Hülle}$	Kostenfunktion der Kerndämmung bei zweischaligen Wänden ($A_{Hülle}$ = Hüllfläche)
Dach	$k = 2{,}89 \cdot d_{aq} + 146{,}79$	setzt sich aus Werten für Flachdach ohne Lichtkuppeln, Steildach und unbeheizten Dachräumen zusammen
Fenster	$325\ bis\ 551\ €/m^2$	diskrete Kostenschritte je nach Fenstertyp
Kellerdecke	$k = 1{,}4 \cdot d_{aq} + 42{,}5$	setzt sich aus Werten ohne und mit Verkleidung zusammen

Sowohl der Prebound- als auch der Rebound-Effekt, die die Einsparung bei Sanierung reduzieren, werden berücksichtigt.

In /STRAT-01 18/ wird der zeitlich aufgelöste Raumwärmebedarf der beschriebenen Sanierungszustände anhand eines Gebäudesimulationsprogramms ermittelt. Um den Gebäudebestand mit repräsentativen Typgebäuden abzubilden, werden Annahmen getroffen. So werden neben Gebäudegeometrie, Dämmstärke, Nachtabsenkung, Anwesenheitszeit und Länge der Heizperiode auch der Prebound- bzw. der Rebound-Effekt berücksichtigt. Diese Effekte beschreiben, dass sich der tatsächliche vom berechneten Raumwärmebedarf unterscheiden kann (vgl. Abbildung 8-8). Der Prebound-Effekt ist bei Bewohnern von schlecht gedämmten Gebäuden zu beobachten. Er führt dazu, dass Bewohner geringere Raumlufttemperaturen akzeptieren und teilweise Räume unbeheizt bleiben, um Heizkosten zu sparen. Der Rebound-Effekt hingegen tritt nach Gebäudesanierungen auf, wenn erhöhte Raumtemperaturen und die Beheizung aller Räume zu einem höheren Wärmebedarf als nach gängigen Berechnungsvorschriften führen.

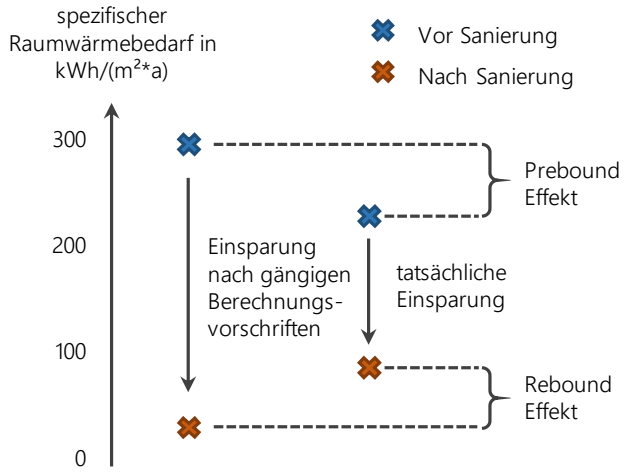


Abbildung 8-8: Pre- und Rebound-Effekt reduziert die Effektivität von Gebäudesanierung

8.4.2.2 Energetische Modernisierung (Anlagentausch)

Im Gegensatz zu der energetischen Sanierung, die die Gebäudehülle betrifft, werden unter der energetischen Modernisierung im folgenden Maßnahmen verstanden, die sich auf die Nutzenergiebereitstellung beziehen. Diesbezüglich werden die folgenden Maßnahmen untersucht:

- Gasbrennwertkessel

- Luftwärmepumpe
- Erdwärmepumpe
- Gaswärmepumpe
- Blockheizkraftwerk
- Ergänzung der Zentralheizung um eine Solarthermieanlage
- Ergänzung der Zentralheizung um einen Heizstab im Wärmespeicher

In einem ersten Schritt wird für jede Technologie eine Reihenfolge definiert, nach welcher die im Startszenario neu installierten Systeme verdrängt werden. Diese Verdrängungs-Merit-Order orientiert sich an dem Energieträger und der Effizienz der verdrängten Heizsysteme. Die Maßnahme „elektrische Wärmepumpe" verdrängt beispielsweise Technologien nach folgender Reihenfolge:

Durch Maßnahmen der energetischen Modernisierung werden Technologien nach definierten Reihenfolgen (Verdrängungs-Merit-Order) verdrängt. Die Reihenfolge orientiert sich an den Emissionen und Kosten der Referenztechnologie und der Umsetzbarkeit der Maßnahmen.

1. Ölniedertemperaturkessel
2. Ölbrennwertkessel
3. Gasniedertemperaturkessel
4. Gasbrennwertkessel
5. Gaswärmepumpe
6. Blockheizkraftwerk

Der Bruttozubau dieser Technologien im Startszenario stellt dabei das Verdrängungspotenzial der Maßnahme dar. Die Umsetzung einer Maßnahme führt zur Erhöhung des Bruttozubaus der Technologie. Hierdurch verändert sich der Sektorzustand im Jahr der Umsetzung und in allen darauffolgenden Jahren. Wird beispielsweise für Gaswärmepumpen ein Investitionsbudget für den Zeitraum von 2021 bis 2035 vorgegeben, so steigt die Anzahl der brutto zugebauten Anlagen in diesen Jahren. Darüber hinaus werden Anlagen, welche im Rahmen der Maßnahmenumsetzung installiert wurden, nach Ablauf der Nutzungsdauer durch gleichartige Anlagen ersetzt. Damit wird angenommen, dass sich Nutzer bewusst für eine Technologie entscheiden und diese Entscheidung später nicht revidieren. Ein Argument für diese Annahme ist beispielsweise der Lock-In-Effekt durch die Investition in einen Gasanschluss. Der Anteil des Bruttozubaus, welcher nicht durch die Maßnahme verdrängt wird, entwickelt sich entsprechend des Startszenarios.

Die elektrische Wärmepumpe weist ein sehr großes theoretisches Potenzial zur CO_2-Verminderung auf, weshalb ihr Zubau und Bestand näher untersucht werden. Im Resultat werden diese durch zwei Faktoren begrenzt. Die maximale jährliche Steigerung des Zubaus wird in den ersten Jahren der Maßnahmenumsetzung limitiert. Als Indikator, wie schnell die Verfügbarkeit von Handwerkern für deren fachgerechte Installation steigen kann und die Vertriebswege ausgebaut werden können, wird vereinfachend die historisch maximale Steigerung des Zubaus von Photovoltaikanlagen herangezogen. Im Ergebnis kann der Bruttozubau innerhalb von fünf Jahren auf die maximale Ausbaugeschwindigkeit gesteigert werden. Zum Vergleich: im Jahr 2018 wurden nach /BDH-01 19/ 84.000 Wärmepumpen und 732.000 Wärmeerzeuger installiert.

Darüber hinaus wird die maximale Marktdurchdringung begrenzt. Für die Technologien Luft- und Erdwärmepumpe wurde hierzu eine Abschätzung der Potenzialgrenzen anhand von GIS-Analysen durchgeführt. Für Luftwärmepumpen wurden Abstände zwischen Gebäuden untersucht, um die Belastung durch Schallimmissionen abzubilden. In Anlehnung an die in /LFU-01 16/ genannten Mindestabstände zwischen Aufstellort der Luftwärmepumpe und „schutzbedürftiger Bebauung" wird angenommen, dass ein Mindestabstand von 13 m zum benachbarten Gebäude eingehalten werden muss. Gleichzeitig bleibt festzuhalten, dass nach

Aufgrund des großen Potenzials wurden für elektrische Wärmepumpen GIS-Analysen zur Eignung der Technologie durchgeführt.

/LFU-01 16/ die aktuell im Bestand befindlichen Luftwärmepumpen mit 60 bis 70 db(A) deutlich höhere Schallleistungspegel verursachen, als moderne Luftwärmepumpen mit 50 dB(A). Da der letztgenannte Wert angesetzt wurde, entspricht die Analyse einer Maximal-abschätzung. In Abbildung 8-9 ist ein Ausschnitt der GIS-Analyse dargestellt. Gebäude mit geeignetem Aufstellort für Luftwärmepumpen sind grün dargestellt. Gebäude, welche aufgrund ihrer unmittelbaren Nähe zur umliegenden Bebauung als ungeeignet eingestuft werden, sind rot eingefärbt. Auffällig ist, dass Reihenhäuser vor dem Hintergrund der Schallimmissionen aufgrund ihrer räumlichen Nähe zueinander i. d. R. nicht für die Aufstellung von Luftwärmepumpen geeignet sind.

Abbildung 8-9: GIS-Analyse zur Eignung von Luftwärmepumpen aufgrund von Schallemissionen

Um das Potenzial der Durchdringung von Erdwärmepumpen zu beurteilen, ist die Flächen-verfügbarkeit für Sonden oder Kollektoren entscheidend. Zu diesem Zweck wird mittels GIS-Analyse die verfügbare Grünfläche abgeschätzt. Diese ergibt sich aus der gesamten Siedlungsfläche abzüglich bebauter bzw. versiegelter Flächen und Verkehrsflächen. Da eine Zuordnung der Grünflächen zu den Grundstücken im Rahmen der Analyse nicht möglich war, wurde angenommen, dass die gesamte Potenzialfläche je Hektar für die Beheizung aller darin befindlichen Gebäude genutzt werden kann. Die mit dieser Annahme ermittelten Flächenpotenziale entsprechen einer Maximalabschätzung. Die Energie, welche aus diesen Grünflächen entzogen werden kann, berechnet sich nach VDI 4640. Durch Erdwärmesonden können im Mittel ca. 65 kWh/a je Meter Sonde entnommen werden. Die durchschnittlich notwendige Grünfläche je Sonde wurde mit den nach VDI 4640 vorgegebenen Abständen zu Bebauung und Nachbargrundstücken berechnet und beträgt 42 m^2. Bei einer typischen Bohrtiefe von 100 m ergibt sich eine Entzugsarbeit von maximal 150 kWh/a je Quadratmeter Grünfläche. Für Erdkollektoren wird nach VDI 4640 abhängig von der Bodenart und der Klimazone eine mittlere Entzugsarbeit von 50 kWh/(m^2*a) ermittelt. Die potenzielle Entzugsarbeit je Hektar wird mit dem räumlich aufgelösten Wärmebedarf der Wohngebäude nach /FFE-146 17/ verschnitten, um deren maximale Deckung zu berechnen. Gebäude, welche

die beschriebenen Kriterien zur Eignung für Wärmepumpen nicht erfüllen, werden vom Potenzial ausgeschlossen. Auf diese Weise lassen sich die maximalen Potenziale unterteilt nach Luft- und Erdwärmepumpe bzw. EZFH und MFH bestimmen (vgl. Tabelle 8-6).

Tabelle 8-6: Anteil der Gebäude, die sich für elektrische Wärmepumpen nach den Kriterien der GIS-Analysen eignen

Gebäude	Luftwärme-pumpe	Erdwärme-pumpe	Gesamt
EZFH	65 %	74 %	89 %
MFH	67 %	49 %	80 %

Ein Teil des Gebäudebestandes eignet sich für die Installation sowohl von Luft- als auch von Erdwärmepumpen. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass beide Technologien vor allem in weniger dicht besiedelten Gebieten geeignet sind. Aufgrund dieser Überschneidungen wird neben den Einzelpotenzialen auch das gesamte Potenzial ausgewiesen. Zur Verdeutlichung des Begriffs Gesamtpotenzial ist dieser in Abbildung 8-10 schematisch dargestellt.

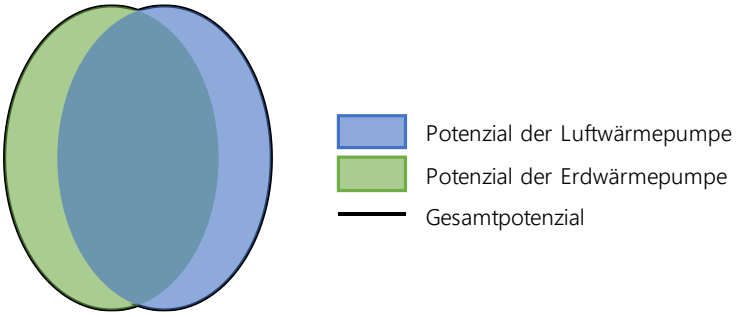


Abbildung 8-10: Schematische Erläuterung des Potenzials elektrischer Wärmepumpen

8.4.2.3 Gebäudeautomation

Vor dem Hintergrund der CO_2-Verminderung werden in der Kategorie Gebäudeautomation intelligente Thermostate und dezentrale Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung untersucht.

Es werden steuerbare Thermostate und dezentrale Lüftungs-anlagen mit Wärmerück-gewinnung untersucht.

Intelligente Thermostate ermöglichen eine automatisierte Einzelraumregelung der Heizung. Dadurch kann die Wärmebereitstellung der Raumnutzung angepasst werden. Die Nutzeranwesenheit kann dabei je nach Gerät manuell eingegeben oder per App erfasst werden. Die Einsparung ergibt sich durch die Absenkung der Raumtemperatur bei Abwesenheit. Bei Berücksichtigung von Wetterprognosen kann darüber hinaus die Behaglichkeit gesteigert und der Nutzenergiebedarf reduziert werden. So lassen sich Situationen von zu hoher Raumlufttemperatur vermeiden, wenn prognostizierter Solarstrahlung durch eine Reduktion der Wärmeabgabe zuvorgekommen wird. Die Einsparung des Nutzenergiebedarfs beträgt nach /ÖKO-03 12/, /IBP-04 13/ und /HLH-01 09/ im Durchschnitt 22 %. Als Kosten werden 500 € pro Wohneinheit angesetzt.

Die Maßnahme „Dezentrale Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung", nachfolgend mit dem Begriff „Wärmerückgewinnung" abgekürzt, ist eine Möglichkeit, die energetischen Vorteile einer Lüftungsanlage zu nutzen, ohne dabei Lüftungskanäle im Wohnraum verlegen zu müssen. Dazu wird die Lüftungsanlage mittels Wanddurchbruch in der Außenwand installiert. Sie regelt gleichzeitig den Zu- und den Abluftvolumenstrom. Dabei können je nach

Variante die Raumlufttemperatur bzw. –feuchtigkeit sowie der CO_2-Gehalt in der Raumluft als Regelgrößen dienen. Die Raumwärme wird durch Wärmetauscher zu 80 % (Mittelwert aus /UCB-01 13/ und eigenen Messungen /FFE-48 17/) von der Abluft zur Vorwärmung an die Zuluft abgegeben. Eine unkontrollierte Lüftung durch Undichtheiten reduziert den Grad der Wärmerückgewinnung.

Da die Umsetzung einer Maßnahme das Potenzial der anderen beschränkt, werden die beiden beschriebenen Maßnahmen in unterschiedlichen Gebäudekategorien umgesetzt. Aufgrund des Aufwandes für Wanddurchbrüche bei dezentralen Lüftungsanlagen und den Undichtheiten in alten Gebäuden werden diese nur in vollsanierten und neugebauten Gebäuden eingesetzt. Für beide Maßnahmen gilt, dass sich mit dem Investitionsbudget und den Investitionen pro Einheit eine Anzahl an Gebäuden bestimmten lässt. Diese durch die Maßnahme adressierte Erhöhung des Anteils der Gebäudeautomation und Wärmerückgewinnung am Gebäudebestand führt zu einer Reduktion des Nutzenergiebedarfs und wird auf alle Gebäudetypen und Heizsysteme gleichverteilt.

8.4.3 Lastgangmodellierung

Zur Abbildung dynamischer CO_2-Verminderungskosten werden neben der Bestandsveränderung von Gebäuden, Heizsystemen und Haushaltsgeräten auch Einflüsse auf den zeitlichen Verlauf des Endenergiebedarfs (Lastgangs) von Fernwärme, Strom und Gas berücksichtigt. Änderungen der Endenergielastgänge wirken sich auf den Anlageneinsatz im Bereitstellungssektor und somit die Emissionen aus. Lastgänge lassen sich in die drei Anwendungsbereiche: Raumwärme, Trinkwarmwasser und Haushaltsgeräte unterteilen. Im Folgenden wird das Vorgehen der Lastgangsynthese dieser Anwendungsbereiche beschrieben. Da die Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor und nicht die Auswirkungen auf das Stromnetz im Fokus der Studie stehen, werden die Lastgänge räumlich auf Bundesebene aggregiert.

8.4.3.1 Raumwärme

Die Raumwärmelastgänge werden mithilfe von TRNSYS für die 32 definierten Typgebäude simuliert. Um alternative Temperaturverläufe berücksichtigen zu können, erfolgt darauf aufbauend eine Regressionsanalyse.

Für die zeitliche Auflösung des Raumwärmebedarfs werden die Außentemperatur, die Struktur des Gebäudebestands und die energetische Qualität der Gebäudehülle berücksichtigt. Zur Abbildung dieser Effekte wird der Gebäudebestand anhand von 16 Gebäudekategorien und drei Dämmstandards analysiert. Der stündliche Nutzenergiebedarf jedes dieser Typgebäude wurde in /STRAT-01 18/ unter Annahme gebäudetypischer Charakteristika für die Dauer eines Jahres mittels Gebäudesimulationsprogramm berechnet. Die angesetzten Wetterbedingungen entsprechen dabei dem langjährigen Mittel (Testreferenzjahr) des Deutschen Wetterdienstes. Um alternative Temperaturverläufe berücksichtigen zu können, erfolgt darauf aufbauend eine Regressionsanalyse. Hierzu wird mit der Außentemperatur eingangs eine geeignete Bezugsgröße definiert, welche in Relation zur Höhe des Wärmebedarfs steht. Da Gebäude durch ihre große Masse eine Trägheit aufweisen, ist die aktuelle stündliche Außenlufttemperatur jedoch nur bedingt geeignet. Untersuchungen haben gezeigt, dass die Korrelation zwischen den beiden Variablen steigt, wenn anstatt der aktuellen Außentemperatur der über 72 Stunden linear gewichtete gleitende Mittelwert verwendet wird. Dieser berechnet sich nach folgender Gleichung:

$$T_{72} = \frac{\sum_{i=1}^{72} T_i \cdot i}{\sum_{i=1}^{72} i} = \frac{\sum_{i=1}^{72} T_i \cdot i}{2628} \tag{8-2}$$

T_{72} 72 Stunden linear gewichteter gleitender Mittelwert der Außentemperatur

T_i Außentemperatur zur Stunde i
i Stunde (1 = vor 72 Stunden bzw. 72 = aktuelle Stunde)

Mit diesen Bezugstemperaturen werden jeweils Regressionsanalysen für die Gebäudekategorien, die Stunden eines Tages und die zwei Typtage (Werktag bzw. Wochenende) durchgeführt. Die Aufteilung ist auf die unterschiedliche Charakteristik der Heizlast für diese Kategorien zurückzuführen.

Die entstandene Punktewolke lässt sich anhand verschiedener Funktionen beschreiben (vgl. Abbildung 8-11). In Dynamis wird die Treppenfunktion (Mittelwerte des Wärmebedarfs je Kelvin) verwendet. Potenzielle Alternativen und weitere Details zur Regressionsanalyse sind in /GREIF-01 18/ beschrieben.

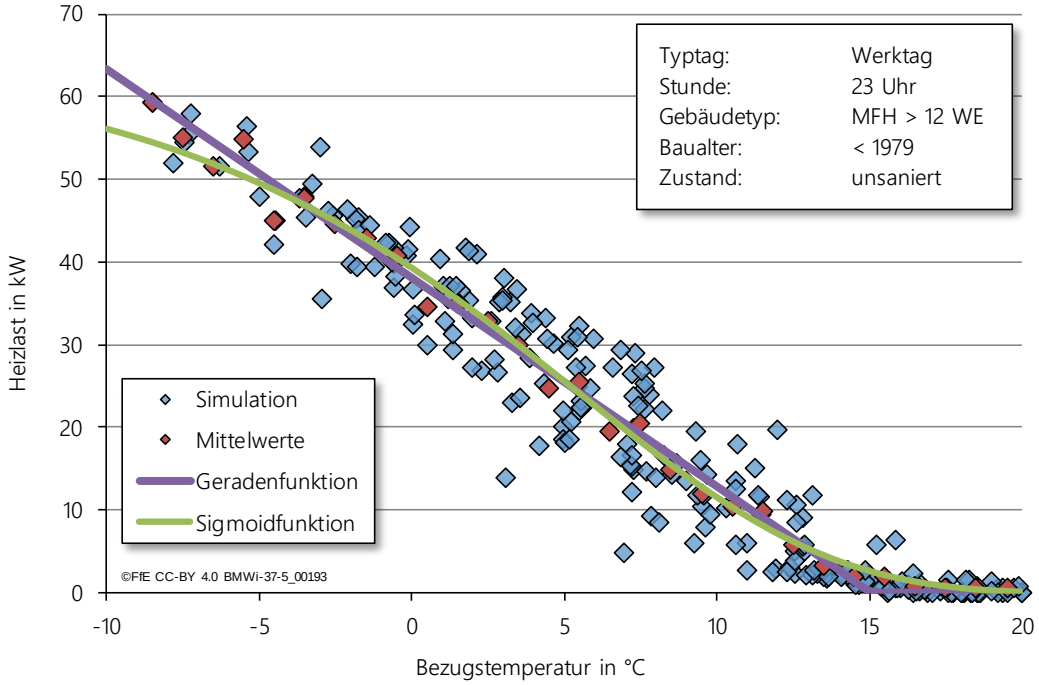


Abbildung 8-11: Beispielhafte Regressionsanalyse des Raumwärmelastgangs

Um die klimatische Gleichzeitigkeit zu berücksichtigen, erfolgt die Berechnung der Wärmelastgänge der 32 Typgebäude auf Basis landkreisscharfer Temperaturverläufe nach /DWD-01 14/. Die Multiplikation dieser Raumwärmelastgänge mit der jeweiligen Anzahl des Gebäudebestands (vgl. Tabelle 8-3) ergibt den Summenlastgang für Raumwärme in Deutschland. Aufbauend auf diesem Nutzenergielastgang kann mittels Verteilverlusten nach /CORR-01 13/ und Anlagennutzungsgraden (siehe Datenanhang) der Endenergielastgang je Heizsystem und Gebäudekategorie ermittelt werden.

Da der zeitliche Verlauf des Energiebezugs v. a. bei elektrischen Heizsystemen starke Rückwirkungen im Energiesystem verursachen kann, werden diese genauer untersucht. Die Effizienz von Wärmepumpen ist im Wesentlichen von der Quell- und der Zieltemperatur abhängig, welche teilweise starke saisonale Schwankungen aufweisen. Deshalb werden für elektrische Wärmepumpen stündliche Leistungszahlen ermittelt. Grundlage hierfür ist der reziproke Carnot-Faktor, welcher die theoretisch maximale Leistungszahl beschreibt. Um realitätsnahe Arbeitszahlen zu erhalten, werden diese mit Werten aus umfangreichen Feldtests nach /ISE-03 10/ und /ISE-07 14/ kalibriert und der Einfluss des Heizstabes bei bivalenten Wärmepumpen untersucht. Das Ergebnis sind landkreisscharfe Leistungszahlen für jede

Die Methodik zur Erstellung zeitlich hochaufgelöster Leistungszahlen von elektrischen Wärmepumpen ist in /FFE-19 19/ ausführlich beschrieben.

Technologie in stündlicher Auflösung. Eine ausführliche Beschreibung der Methodik ist in /FFE-19 19/ zu finden.

Der Strombezug von Elektrospeicherheizungen ist durch den großen Wärmespeicher vom Wärmebedarf zeitlich entkoppelt. Deshalb werden für Elektrospeicherheizungen, abweichend zur oben beschriebenen Methodik, temperaturabhängige Lastprofile herangezogen, wie sie von Bilanzkreisverantwortlichen zur Prognose der elektrischen Last verwendet werden.

In Szenarien mit hohen Anteilen elektrischer Heizsysteme können sehr große Lastspitzen entstehen, die einem aus Systemsicht kostengünstigen Ergebnis entgegenstehen. Vor diesem Hintergrund kann in SoPHa eine Flexibilisierung der elektrischen Heizsysteme durch lineare Optimierung erfolgen. Unter den Begriff der elektrischen Heizsysteme fallen in Dynamis Luft- und Erdwärmepumpen, Elektrospeicherheizungen sowie Heizstäbe in Kombination mit Gas- oder Biomassekesseln. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Wärmegestehungskosten. Als Nebenbedingung muss für jeden Zeitschritt die Bereitstellung des Wärmebedarfs sichergestellt sein. Um einen realitätsnahen und aus Systemsicht sinnvollen flexibilisierten Lastgang zu berechnen, werden mehrere Methoden zur Lastglättung eingesetzt. Zum einen werden große Amplituden der Last vermieden, in dem die Abweichung des flexibilisierten Lastgangs zum unflexibilisierten Lastgang begrenzt wird. Zum anderen werden Lastgradienten durch eine Pönalisierung in der Optimierung reduziert.

8.4.3.2 Trinkwarmwasser

Im Gegensatz zum Raumwärmebedarf spielt der Trinkwarmwasserbedarf aufgrund des geringeren Nutzenergiebedarfs eine untergeordnete Rolle, weshalb dieser vereinfacht mit einem Lastprofil abgebildet wird. Der Trinkwarmwasserbedarf ist nur in geringem Maß von der Außentemperatur abhängig, er zeigt aber eine signifikante Abhängigkeit von den Anwesenheitszeiten und dem Verhalten der Bewohner. Die Ermittlung des normierten Lastprofils erfolgt in Anlehnung an die VDI 6002. Darüber hinaus wird die Varianz der Abwesenheitszeiten berücksichtigt. Diesbezüglich erfolgt eine anteilige Verschiebung des Lastprofils mittels Gauß'scher Normalverteilung. Nach /STATI-01 15/ liegt der durchschnittliche Zeitraum, in dem die Befragten zur Arbeit gingen, zwischen 6 und 10 Uhr morgens. Die Gaußverteilung wird deshalb mit einer Abweichung von zwei Stunden um den Erwartungswert von 8 Uhr definiert. Die normierten Lastprofile werden abschließend mit dem Trinkwarmwasserbedarf der Gebäude skaliert. Nach /FfE-05 02/ beträgt dieser 774 kWh pro Person und Jahr. Mit der Anzahl der Personen je Gebäudekategorie nach /DESTATIS-15 13/ kann daraus der jeweilige Trinkwarmwasserlastgang ermittelt werden. Auch dieser Nutzenergielastgang wird mit Verteilverlusten und Nutzungsgraden in Endenergie umgerechnet (siehe Raumwärmelastgang).

8.4.3.3 Haushaltslast

Der Stromverbrauch der Haushaltsgeräte sinkt trotz zunehmender Anzahl an Endgeräten aufgrund steigender Effizienz.

Neben dem Endenergiebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser wird in Haushalten durch eine Vielzahl an Geräten Strom verbraucht. Diese wird im Folgenden vereinfacht als Haushaltslast bezeichnet. Die zeitliche Auflösung dieses Strombedarfs erfolgt im Modell über normierte Lastprofile je Gerätekategorie, Typtag und Jahreszeit nach /FFE-45 17/ und /FFE-05 18/. Das Verhältnis des Strombedarfs der Anwendungen nach /BMWI-01 14/ und der absolute Strombedarf für Haushaltsgeräte nach /BMWI-03 18/ (vgl. Abbildung 8-12) dienen der Skalierung der normierten Lastprofile auf den Bilanzraum Deutschland. Unter dem Begriff „sonstige Anwendungen" werden in diesem Zusammenhang neben den Elektrogeräten, die

nicht in die anderen Kategorien fallen (z. B. Fön, Staubsauger etc.) auch der Stromverbrauch für Klimatisierung, mechanische Lüftungsanlagen und Hilfsenergie (Pumpen) subsummiert. Die Summe dieser Lastgänge ergibt den Haushaltsstromlastgang. Wird der Stromverbrauch einzelner Anwendungen durch Maßnahmen reduziert, so verändert sich auch der Lastgang entsprechend. Im Modell führt der Ausbau von LED-Beleuchtung bspw. zu einer reduzierten Last durch Beleuchtung. Da es sich hierbei um effizientere Leuchtmittel mit den gleichen Einsatzzeiten handelt, kann der Lastgang direkt mit dem Verhältnis der Wirkungsgrade skaliert werden.

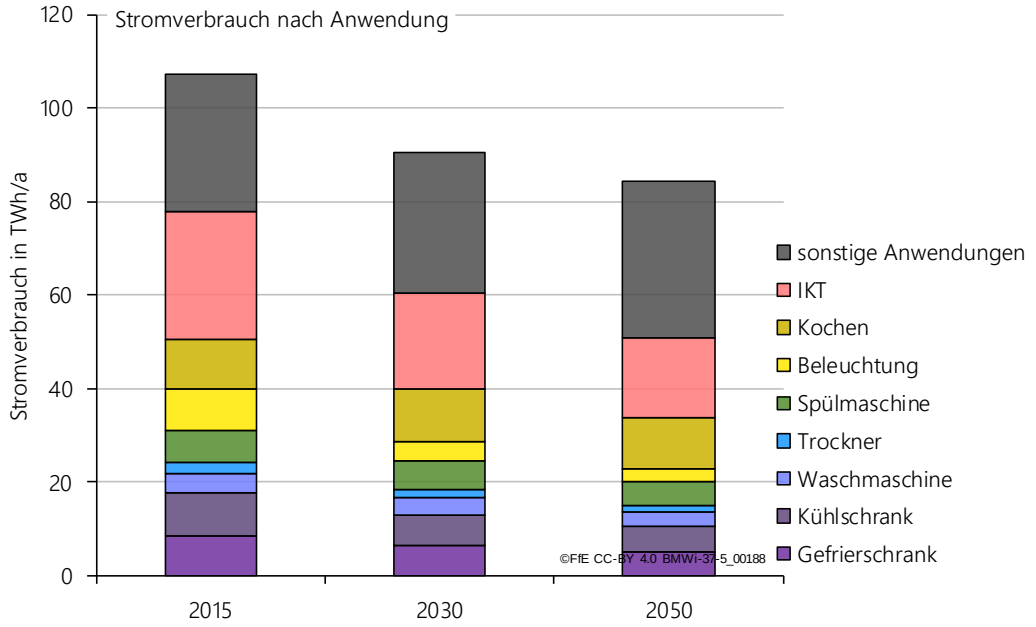


Abbildung 8-12: Haushaltsstromverbrauch Privater Haushalte je Anwendungsbereich (exkl. Raumwärme- & Trinkwarmwasserbereitstellung) nach /BMWI-01 14/

Aufgrund des im Vergleich zu den Maßnahmen der Wärmebereitstellung geringen Potenzials, wird die Entwicklung der elektrischen Last der Haushaltsgeräte in allen Szenarien gleich angenommen. In Abbildung 8-13 ist diese als mittleres Tagesprofil im Jahr 2015 dargestellt.

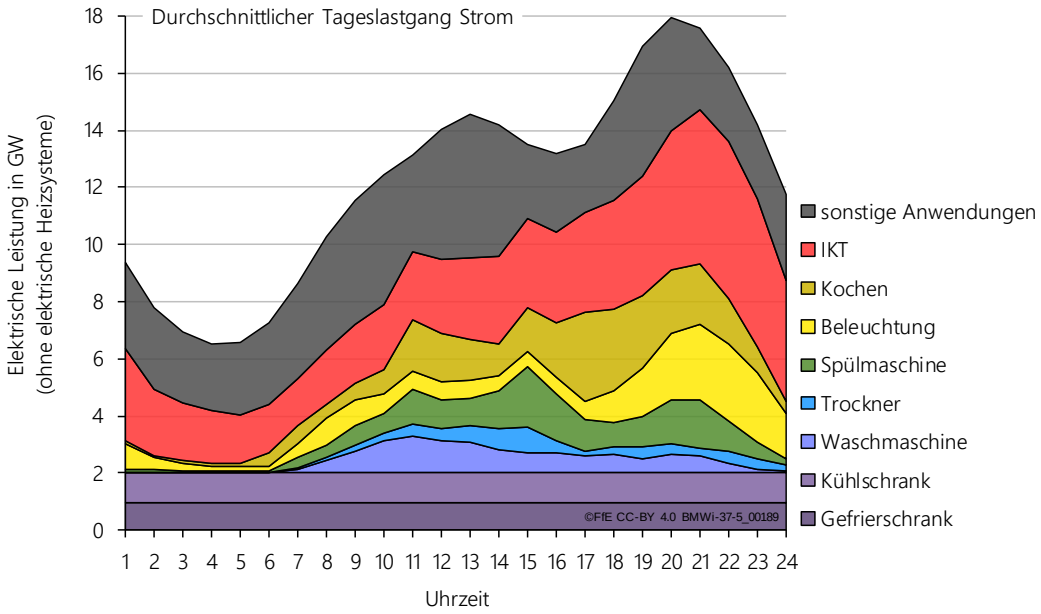


Abbildung 8-13: Mittlerer Tageslastgang elektrischer Haushaltsgeräte (exklusive Heizungen) im Jahr 2015

8.4.3.4 Anwendungsübergreifender Endenergieverbrauch

Der Endenergieverbrauch der Privaten Haushalte sinkt im Startszenario aufgrund von effizienteren Anlagen und Sanierung moderat.

Für das Startszenario ergibt sich anhand der oben beschriebenen Annahmen und Entwicklungen der in Abbildung 8-14 dargestellte Endenergieverbrauch je Energieträger. Bis zum Jahr 2050 reduziert sich der gesamte Endenergieverbrauch um 20 % gegenüber 2020. Ein Großteil davon ist auf die Reduktion von Öl (-72 TWh) und Gas (-45 TWh) zurückzuführen. Diese ist wiederum mit dem Tausch von Niedertemperatur- durch Brennwertkessel und der Substitution von Ölkesseln zu erklären. Der Stromverbrauch für die Beheizung der Gebäude bleibt in erster Näherung konstant, da ineffiziente Elektrospeicherheizungen substituiert und zeitgleich mehr neue Wärmepumpen installiert werden.

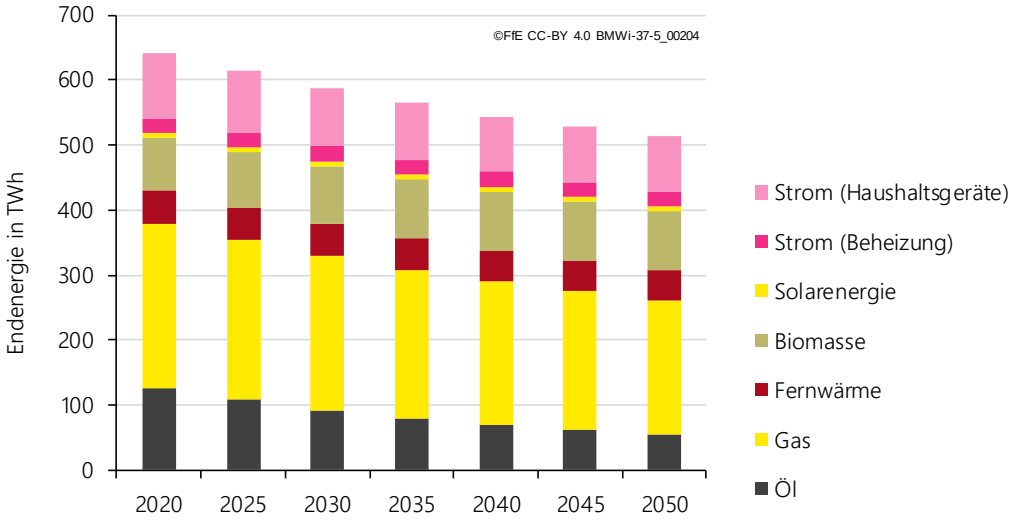


Abbildung 8-14: Entwicklung des Endenergieverbrauchs Privater Haushalte im Startszenario

9 Industrie

In diesem Abschnitt wird die Identifikation, Auswahl und Modellierung von Treibhausgasverminderungsmaßnahmen im Sektor Industrie beschrieben. In Abschnitt 9.1 erfolgt auf Basis der sektoralen Emissionsbilanz die Auswahl der Wirtschaftszweige, für die eine detaillierte Maßnahmenerhebung und –modellierung durchgeführt wird. Der Industriesektor wird hierzu in die in der Statistik aufgeführten 14 Wirtschaftszweige (WZ) untergliedert /DESTATIS-07 08/. Die Detailbetrachtung erfolgt für die unter absoluten und relativen Gesichtspunkten emissionsintensivsten WZ. In den Abschnitten 9.2 und 9.3 wird die Identifikation und Aufbereitung der Maßnahmen zur Treibhausgasverminderung beschrieben. Zum einen findet eine branchen- und prozessbasierte Maßnahmenerhebung statt. Zum anderen werden Maßnahmen für branchenunabhängige Querschnittstechnologien (QST) identifiziert. Unter die QST fallen die Anwendungen Beleuchtung, Druckluft, elektrische Antriebe, Kälteerzeugung und -verteilung, Niedertemperatur (NT) Wärmeerzeugung und -verteilung und Lüftung. Die Maßnahmen, welche die industrielle Eigenerzeugung betreffen, werden im Bereitstellungssektor betrachtet. In Abschnitt 9.4 wird der Aufbau des Sektormodells Industrie (SmInd) erläutert. Die Bewertung der industriellen Verminderungsmaßnahmen und die Auswertung des Szenarios fuEL für den Industriesektor können den Abschnitten 11.3 und 12.4.3 entnommen werden.[9]

9.1 Emissionsbilanz

Da im Sektor Industrie sowohl anwendungs- als auch branchen- und prozessspezifische CO_2-Verminderungsmaßnahmen identifiziert werden, erfolgt die Bilanzierung der Emissionen nach Branchen, Prozessen und Anwendungsarten.

Im Jahr 2016 belaufen sich die gesamten energiebedingten CO_2-Emissionen im Industriesektor auf 265 Mio. t CO_2. Hiervon entfallen 125 Mio. t CO_2 auf direkte Emissionen aus der Nutzung von Brennstoffen. Dabei werden 35 % der direkten Emissionen durch die Verbrennung von Erdgas verursacht. Die indirekten Emissionen aus der Nutzung von Strom und Fernwärme betragen 140 Mio. t CO_2. In etwa ein Viertel dieser Emissionen wird durch die Verwendung von Strom aus industrieeigenen Wärmekraftwerken verursacht. Ca. 13 Mio. t CO_2 sind auf die Nutzung von Fernwärme zurückzuführen.

Abbildung 9-1 zeigt die Auswahl der in Dynamis analysierten Industriebranchen. Auswahlkriterien sind sowohl die absolute Höhe der Emissionen in den einzelnen Branchen sowie die Emissionsintensität, gemessen in t CO_2 je Euro Bruttowertschöpfung /GUM-01 17/.

[9] Die Emissionsbilanz und die Potenzialanalyse zur Identifikation der „großen Stellhebel" wurden zu Beginn des Projekts auf Basis der Werte des Jahres 2014 durchgeführt. Die Emissionsbilanzen wurden zum Ende des Projekts aktualisiert und werden in diesem Kapitel vorgestellt. Die Ergebnisse beider Jahre werden im Anhang in Tabelle 15-1 und Tabelle 15-2 gegenübergestellt. Da die grundsätzlichen Aussagen hinsichtlich der „großen Stellhebel" auch bei Verwendung der Werte des Jahres 2014 Bestand haben, wurde an dieser Stelle auf eine Aktualisierung der Potenzialanalyse verzichtet.

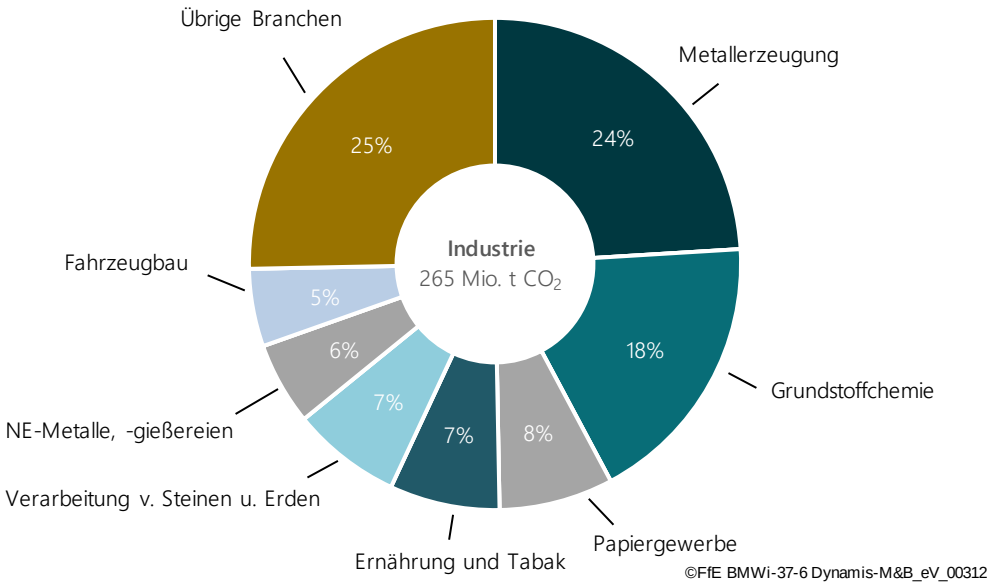


Abbildung 9-1: Energiebedingte CO_2-Emissionen der Industrie nach Branchen im Jahr 2016

Die Analyse der Emissionen auf Ebene der Wirtschaftszweige ergibt, dass die Metallerzeugung mit 24 % und die Grundstoffchemie mit 18 % der gesamten energiebedingten Emissionen die größten Emittenten des Industriesektors darstellen. Jede der in Abbildung 9-1 aufgezeigten Branchen umfasst eine Vielzahl von Prozessen. Eine exakte Zuordnung der Prozesse zu den Branchen ist durch den Vergleich der Anwendungsbilanzen /ISI-02 16/ und der Wirtschaftszweigzuordnung /DESTATIS-07 08/ möglich. Hierdurch wird die Grundlage für die Disaggregation der Emissionen von der Branchenebene auf die Prozess- und Prozessschrittebene geschaffen. Die Ausweisung der Emissionen auf Prozess- und Prozessschrittebene erfolgt basierend auf Literaturwerten und Expertengesprächen.

Der Vergleich der beiden Quellen zeigt z. B., dass die Emissionen der Metallerzeugung ihren Ursprung in der Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen haben. Etwa drei Viertel der Emissionen der Grundstoffchemie entfallen auf die Herstellung von Ethylen, Chlor, Industrieruß, Ammoniak und Methanol /ISI-05 13/. Aufgrund der Heterogenität und Komplexität der Produktionsprozesse im Industriesektor ist die Betrachtung der Emissionen auf Prozess- und/oder Prozessschrittebene eine Grundvoraussetzung für die genaue Quantifizierung von Treibhausgasverminderungsmaßnahmen (s. Abschnitt 9.2). Für die aus CO_2-Verminderungssicht relevantesten Prozesse einer jeden Branche wurden folglich Emissionsbilanzen auf Prozessschrittebene erstellt. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine exemplarische Emissionsbilanz auf Prozessschrittebene für die Metallerzeugung. Weitere Auswertungsergebnisse anderer Industrien/Branchen können dem Datenanhang entnommen werden.

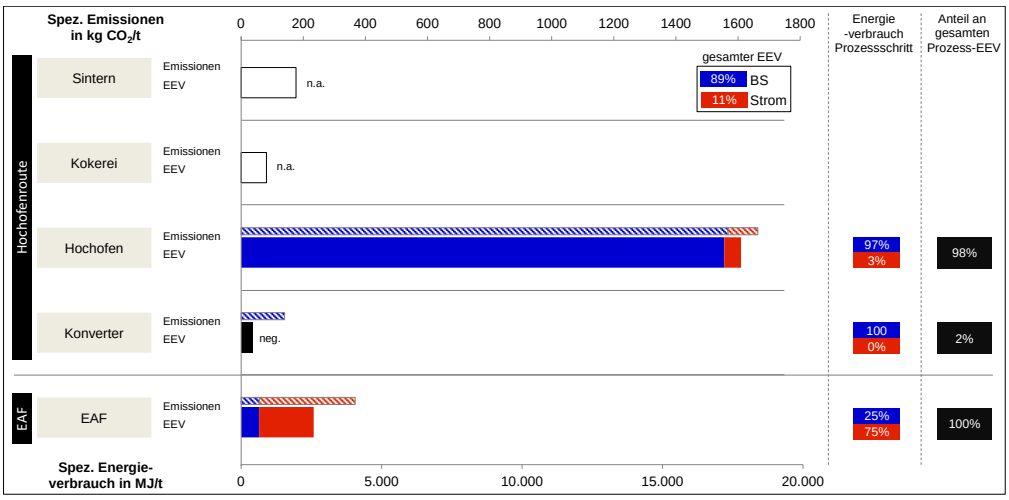


Abbildung 9-2: Spezifischer Energieverbrauch in MJ/t und spezifische CO_2-Emission in kg CO_2/t der Metallerzeugung je Prozessschritt[10]

Neben der Bilanzierung der Emissionen nach Branchen wird, wie in Kapitel 3.1.2 beschrieben, zudem eine Bilanzierung der Emissionen nach Anwendungsarten als Grundlage für die Quantifizierung der Verminderungspotenziale im Bereich der QST durchgeführt. Diese ist in Abbildung 9-3 dargestellt.

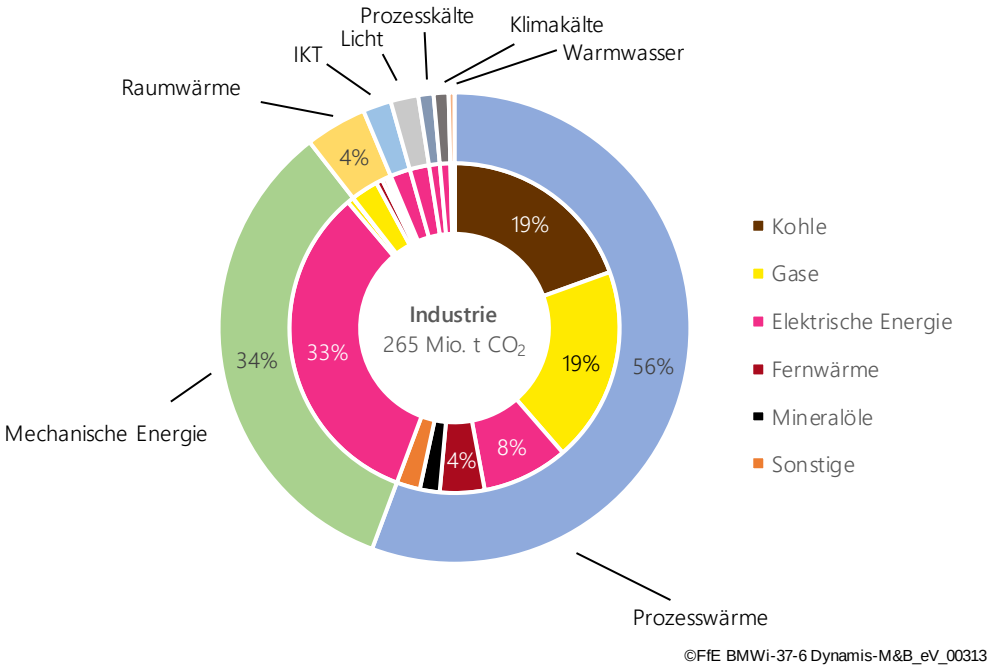


Abbildung 9-3: Energiebedingte CO_2-Emissionen der Industrie nach Anwendungsarten und Energieträgern[11]

[10] Eigene Darstellung in Anlehnung an /FFE-36 17/, /REH-01 16/, /BLESL-01 13/, /IETD-01 17/ branchenspezifischer Emissionsfaktor für fossilen Brennstoffeinsatz von 91,4 tCO_2/TJ /AGEB-04 16/; Emissionsfaktor für Strombezug von 191 tCO_2/TJ. Nicht-energetische (prozessbedingte) Emissionen sind in dieser Abbildung nicht enthalten.

[11] Der Energieträger „Gase" umfasst Erdgas, Grubengas, Gicht- und Konvertergas, Kokereigas sowie sonstige Gase.

Abbildung 9-3 zeigt, dass 56 % (ca. 147 Mio. t CO_2) der Emissionen in der Industrie durch die Erzeugung von Prozesswärme entstehen. Der Großteil dieser Emissionen (73 %) wird durch die direkte Verbrennung der fossilen Energieträger Kohle, Gas und Mineralöl verursacht. Nach der Prozesswärme ist die Bereitstellung von mechanischer Energie mit 89 Mio. t CO_2 die Anwendung mit den zweitmeisten Emissionen. 98 % der hier entstehenden Emissionen sind indirekte Emissionen für die Deckung des Strombedarfs.

Zur Vermeidung von Doppelbilanzierungen zwischen prozessspezifischen Maßnahmen und QST Maßnahmen müssen die Emissionen für die Niedertemperatur Prozesswärmebereitstellung (< 240 °C) und für die Lüftung aus den Emissionen der Prozesswärmebereitstellung und der mechanischen Energie herausgerechnet werden. Da diese Anwendungen in den Anwendungsbilanzen der Industrie nicht aufgeführt werden, geschieht dies näherungsweise basierend auf /BLESL-01 13/ und /FFE-31 14/. Die Emissionen aus der NT-Prozesswärme belaufen sich auf ca. 22 Mio. t CO_2. Die Emissionen für Lüftung und Ventilatoren liegen bei ca. 14 Mio. t CO_2.

9.2 Potenzialanalyse der CO_2-Verminderungsmaßnahmen

Wie in Kapitel 9.1 beschrieben, wird anhand der nach Branchen, Prozessen, Anwendungen und Energieträgern aufgeschlüsselten Emissionsbilanz im Industriesektor zunächst eine Vielzahl an CO_2-Verminderungsmaßnahmen identifiziert und anschließend einer Potenzialanalyse unterzogen. In Tabelle 9-1 sind die Ergebnisse der Potenzialanalyse zusammengefasst. Die Herleitung des Potenzials und der Zukunftsfähigkeit sowie die zugrundeliegenden Quellen und Annahmen können dem Datenanhang entnommen werden. Das technische Verminderungspotenzial ist als hypothetische Maximalgrenze zu verstehen, welche nur dann erreicht werden könnte, wenn das gesamte technische Potenzial der Maßnahme unabhängig von anderen Maßnahmen umgesetzt werden würde. Es dient der Einordnung und ersten Beurteilung der Maßnahme. Die in der Tabelle dargestellten Ergebnisse der Voranalyse werden für die darauffolgende Auswahl und Aggregation der Maßnahmen genutzt.

Die Potenzialanalyse im Industriesektor erfolgt „bottom-up" durch Analyse der Einsparpotenziale auf Technologieebene und separat für QST und Prozesse. Basierend auf der Auswertung von Literaturquellen und Expertenschätzungen wird für jede quantifizierte Maßnahme ein Anwendungsfaktor (AWF) geschätzt (s. Anhang).[12] Der Anwendungsfaktor gibt an, für welchen Anteil des Energieverbrauchs der jeweiligen Anwendung das Verminderungspotenzial einer Maßnahme noch erzielt werden kann. Bei prozessspezifischen Maßnahmen wird der AWF auf die Produktionsmenge bezogen. Im Bereich der QST gibt der AWF den Anteil der Betriebe an, für welche die Maßnahme noch umgesetzt werden kann. Der AWF bildet somit die Grundlage für die Hochrechnung der CO_2-Verminderung je Technologie/Anwendung auf das technische Verminderungspotenzial der Maßnahme in Deutschland. Durch den AWF wird z. B. berücksichtigt, dass eine Maßnahme bereits an einem Teil der Anlagen umgesetzt wurde oder für bestimmte Anlagen aufgrund technischer Restriktion nicht in Frage kommt.

In beiden Analysesträngen (prozessspezifische und QST-Maßnahmen) werden sowohl Energieeffizienzmaßnahmen als auch Maßnahmen zum Energieträgerwechsel betrachtet.

[12] Es wurden sowohl externe als auch interne Expertenschätzungen durchgeführt. Die FfE GmbH konnte hierfür auf Daten, Erfahrungen und Kontakte zurückgreifen, die in zahlreichen Energieaudits und im Rahmen der Lernenden Energieeffizienz Netzwerke aufgebaut wurden.

Letztere beinhalten die Elektrifizierung von Wärmeanwendungen und die Substitution fossiler Energieträger durch Green Fuels. Für die Prozesse Zement und Stahl wurden zudem Maßnahmen zur CO_2-Abscheidung untersucht. Suffizienzmaßnahmen sind von der Betrachtung ausgeschlossen.

Die für den Bereich der QST aufgeführten Maßnahmen und die dazugehörigen technischen Umsetzungspotenziale basieren auf der Auswertung von Realdaten aus den Lernenden Energieeffizienz Netzwerken (LEEN) und den Energieaudits der FfE /FFE-31 14/. Den in Tabelle 9-1 dargestellten Ergebnissen, der Potenzialanalyse im Bereich der QST, liegen Daten von ca. 2.500 identifizierten und bewerteten Energieeffizienzmaßnahmen zugrunde. Die Ergebnisse wurden mittels Literaturrecherche validiert /DENA-06 13/. Tabelle 9-1 zeigt eine Übersicht der im Bereich der QST identifizierten Verminderungsmaßnahmen und die Ergebnisse der Potenzialanalyse.

Tabelle 9-1: Ergebnisse der Potenzialanalyse der CO_2-Verminderungsmaßnahmen im Industriesektor für den Bereich der QST[13]

Potenzialanalyse
im Sektor: Industrie

	Kurzbezeichnung der Maßnahme**	adressierte Anwendung(en)*	energiebedingte CO_2-Emissionen der Anwendung(en) in 2014	min. CO_2-Emissionen der Anwendung(en) bei Umsetzung des techn. Maßnahmenpotenzials	max. techn. CO_2-Verminderungspotenzial der Maßnahme ggü. 2014	Anteil an Gesamtemissionen in 2014	Technologiereife	Zukunftsfähigkeit 2050	Auswirkung auf den Strombedarf
			Mio. t CO_2	Mio. t CO_2	Mio. t CO_2	%	TRL	ja/nein	+/o/-
1	Tausch Hochdruckentladungslampen gegen LED	B	6	5	1	0,1 %	9	ja	-
2	Tausch Leuchtstoffröhren gegen LED	B	6	4	2	0,2 %	9	ja	-
3	Beleuchtung - Steuerungstechnische Optimierung	B	6	4	2	0,2 %	9	ja	-
4	Druckluft – WRG	D	18	17	1	0,1 %	9	ja	-
5	Absenkung des Druckniveaus	D	10	9	0	<0,1%	9	ja	-
6	Behebung von Druckluftleckagen	D	10	9	0	0,1 %	9	ja	-
7	Druckluft - Steuerungstechnische Optimierung	D	10	9	0	0,1 %	9	ja	-
8	Effizientere Druckluftkompressoren	D	10	9	1	0,1 %	9	ja	-
9	Hocheffiziente Antriebe (alle nichtgenannten)	ME	67	62	5	1 %	9	ja	-
10	Effizientere Kraftübertragung (alle nichtgenannten)	ME	67	67	1	0,1 %	9	ja	-
11	Elektrische Antriebe (alle nichtgenannten) – Steuerungstechnische Optimierung (inkl. FU)	ME	67	63	4	1 %	9	ja	-
12	Servervirtualisierung	IKT	5	4	2	0,2 %	9	ja	-
13	Effizientere EDV-Geräte	IKT	5	5	0	<0,1%	9	ja	-
14	Effizientere Kompressionskältemaschine (inkl. Freie Kühlung, ggf. mit FU)	PK, KK	6	5	1	0,1 %	9	ja	-
15	Kälte – WRG	PK, KK	18	18	0	<0,1%	9	ja	o
16	Optimierte Kälteverteilung	PK, KK	6	5	1	0,1 %	9	ja	-
17	Lüftung – Steuerungstechnische Optimierung	L	14	13	1	0,2 %	9	ja	-
18	Lüftung – effizientere Antriebe	L	14	13	1	0,1 %	9	ja	-
19	Lüftung – effizientere Kraftübertragung	L	14	14	0	<0,1%	9	ja	-
20	Lüftung – WRG	L	10	10	1	0 %	9	ja	o
21	Kompletterneuerung der Lüftungsanlage	L	14	13	2	0,2 %	9	ja	-
22	Dämmung Wärmeverteilung	RW, WW, PW	32	32	0	<0,1%	9	ja	o
23	(NT <100°C) Energieträgerwechsel Biomasse	RW, WW	25	0	25	3 %	9	ja	o
24	(NT 100°C bis 240°C) Energieträgerwechsel Biomasse	PW	7	0	7	1 %	9	ja	o
25	(NT 100°C bis 240°C) Energieträgerwechsel Elektrodenkessel	PW	7	0	7	1 %	9	ja	+
26	(NT <100°C) Energieträgerwechsel Wärmepumpen	RW, WW, PW	25	0	25	3 %	9	ja	+
27	Effizienterer fossiler Wärmeerzeuger (kein Energieträgerwechsel)	RW, WW, PW	32	30	1	0 %	9	ja	o
28	WRG NT-Wärmeerzeugung	RW, WW, PW	32	31	1	0,1 %	9	Nein	o

*RW=Raumwärme, WW=Warmwasser, PW=Prozesswärme, KK=Klimakälte, PK=Prozesskälte, ME=Mechanische Energie, B=Beleuchtung, WRG=Wärmerückgewinnung, D=Druckluft, P=Pumpen, IKT=Informations- und Kommunikationstechnik, L=Lüftung, NT=Niedertemperatur, FU=Frequenzumrichter

Die Ergebnisse zeigen, dass Energieeffizienzmaßnahmen im Bereich industrieller Querschnittstechnologien, zu einer Reduktion der energiebedingten Emissionen des Industriesektors um 10 % beitragen können. Die nachfolgende Abbildung fasst die Beiträge der Effizienzmaßnahmen im Bereich der Querschnittstechnologien zusammen.

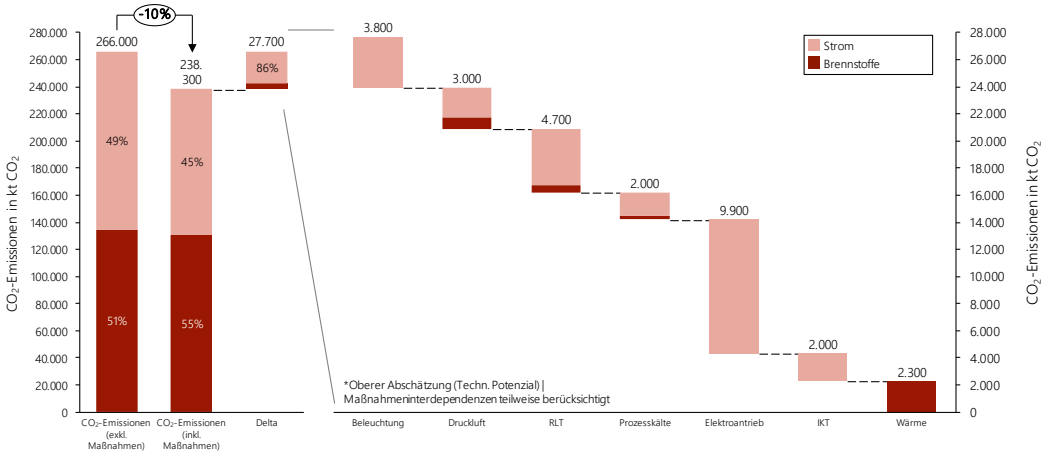


Abbildung 9-4: Zusammenfassung der Ergebnisse der Voranalyse für Effizienzmaßnahmen im Bereich der Querschnittstechnologien

Den Effizienzmaßnahmen steht die Maßnahme des Energieträgerwechsels im Bereich der Bereitstellung für Raumwärme (RW), Warmwasser (WW) und NT-Prozesswärme (PW) im Bereich kleiner 240 °C gegenüber. Der Wechsel von einem fossilen Energieträger zu einem emissionsfreien Energieträger ist für diese Anwendungen technisch möglich und birgt somit ein erhebliches Verminderungspotenzial i.H.v. 32 Mio. t CO_2.[14]

Zusätzlich zu den in der Tabelle quantifizierten Maßnahmen wurde die Emissionsminderung durch Mitarbeitersensibilisierung betrachtet. Das Potenzial dieser Maßnahme ist nur schwer quantifizierbar, da es weniger durch technische Restriktionen und wirtschaftliche Rahmenbedingungen als vielmehr durch die Akzeptanz begrenzt ist. Diese und weitere vergleichbare Maßnahmen sind von der Betrachtung ausgeschlossen.

Verfahrensroutenwechsel und Energieträgerwechsel mit bzw. ohne Technologiewechsel unterteilt. Bei Maßnahmen der Kategorie Verfahrensroutenwechsel erfolgt der Energieträgerwechsel durch Herstellung des Industriegutes mittels einer alternativen Verfahrensroute. Dieser ist abzugrenzen vom Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel, bei dem lediglich kleinere Veränderungen wie z. B. ein Brennertausch durchgeführt werden, um den Energieträgerwechsel zu ermöglichen /FFE-08 19/. Der Energieträgerwechsel ohne Technologiewechsel bezieht sich auf die Substitution des fossilen Energieträgers durch einen erneuerbaren Brennstoff mit identischer chemischer Zusammensetzung. Die Identifikation und Quantifizierung der Maßnahmen basiert auf der in Abbildung 9-5 dargestellten Methodik.[15]

[14] Dem liegt die Annahme zugrunde, dass die Wärmebereitstellung für die Anwendungen WW, RW und NT-PW prozessunabhängig ist und folglich die Substitution der Wärmebereitstellung ohne Auswirkung auf vor- und nachgelagerte Prozessschritte erfolgen kann. Nicht berücksichtigt wurde, dass ein Teil des NT-Wärmeverbrauchs durch KWK Anlagen bestimmt wird.

[15] Die Maßnahmen zu CO_2-Abscheidung basieren ausschließlich auf einer Literaturrecherche.

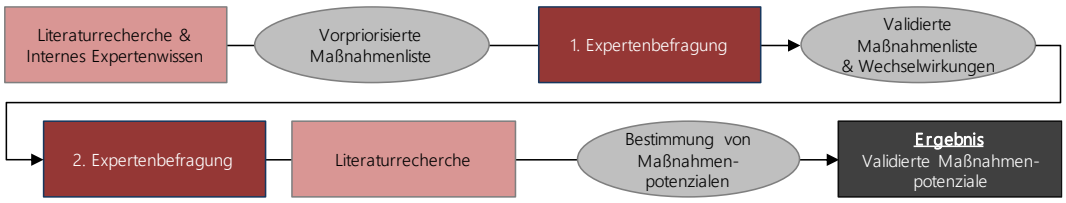


Abbildung 9-5: Methodik zur Identifizierung der Potenziale von CO_2-Verminderungsmaßnahmen

Insgesamt wurden 98 Effizienzmaßnahmen in der Voranalyse berücksichtigt. Die Ergebnistabellen der Voranalyse können dem Datenanhang entnommen werden. Abbildung 9-6 fasst die kumulierten Effizienzpotenziale je analysiertem Prozess zusammen. Dabei enthält diese Darstellung nur die Maßnahmen, die sich gegenseitig nicht ausschließen. Tabelle 9-2 zeigt die Potenziale der betrachteten Verfahrensroutenwechsel und der Optionen zur Abscheidung von CO_2 und Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel.

Es zeigt sich, dass die in Abbildung 9-6 aufgeführten aggregierten Effizienzpotenziale in der Summe mit einem technischen Potenzial zur CO_2-Verminderung von ca. 20 Mio. t CO_2 einhergehen. Die analysierten Branchen (ohne QST) stehen für ca. 35 % der energiebedingten CO_2-Emissionen des Industriesektors. Mittels der untersuchten Effizienzmaßnahmen kann somit bei vollständiger Umsetzung des technischen Potenzials eine CO_2-Verminderung von 7 %, gemessen an den gesamten energiebedingten CO_2-Emissionen der Industrie, erzielt werden.

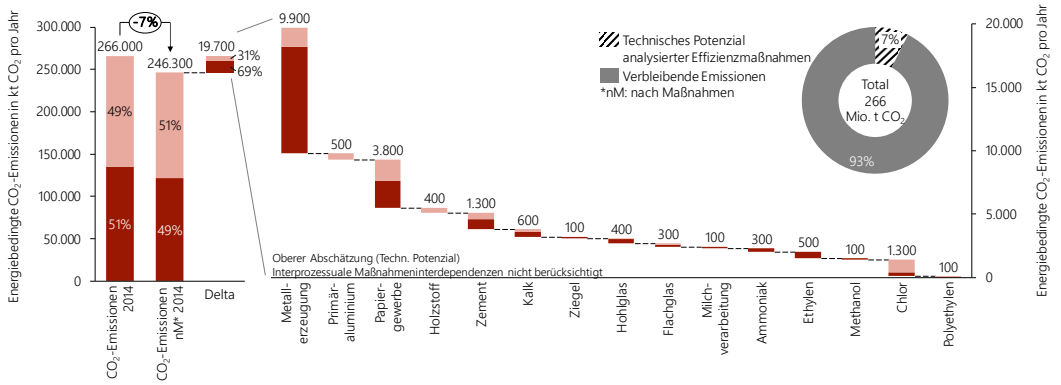


Abbildung 9-6: Zusammenfassung der Ergebnisse der Voranalyse für Effizienzmaßnahmen im Bereich der Querschnittstechnologien[16]

Tabelle 9-2 zeigt ausgewählte Einsatzmöglichkeiten für den Energieträgerwechsel und die CO_2-Abscheidung in den untersuchten Branchen.[17] Vor dem Hintergrund, dass die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen nur einen Teil der Emissionen des Industriesektors vermindern kann, kommt dem Energieträgerwechsel in Zukunft eine hohe Bedeutung zu. Insbesondere im Bereich der Hochtemperaturprozesse ist jedoch unklar, bis zu welchem Grad ein Umstieg auf strombasierte Technologien (aus Akteurs- und Systemkostenperspektive) sinnvoll und in der Praxis umsetzbar ist und welche Anwendungen

[16] Entspricht nicht der Summen aus den Tabellen der Voranalyse, da hier bereits berücksichtigt wurde, dass konkurrierende Maßnahmen nicht gemeinsam umgesetzt werden können. Hier wurde stets die Maßnahme mit dem höheren Potenzial umgesetzt.

[17] Für bereits elektrisch oder erneuerbar betriebene Prozesse (z. B. Elektrolichtbogenofen) werden keine Substitutionsmaßnahmen analysiert.

durch Erneuerbare Brennstoffe gespeist werden sollten.[18] Nicht aufgeführt ist die grundsätzliche Möglichkeit, fossile Brennstoffe durch erneuerbare Brennstoffe mit ähnlichen Eigenschaften zu substituieren, da dies prozessunabhängig erfolgen und theoretisch zu einer vollständigen Verminderung der Treibhausgase führen kann.

Tabelle 9-2: Ergebnisse der Potenzialanalyse der CO_2-Verminderungsmaßnahmen im Industriesektor für die Bereiche Verfahrensroutenwechsel, CO_2-Abscheidung und Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel[19]

	Kurzbezeichnung der Maßnahme	adressierte Anwendung(en)	energie- und prozessbedingte CO_2-Emissionen der Anwendung(en) in 2014	min. CO_2-Emissionen der Anwendung(en) bei Umsetzung des techn. Maßnahmenpotenzials	max. techn. CO_2-Verminderungspotenzial der Maßnahme ggü. 2014	Anteil an Gesamtemissionen in 2014	Technologiereife	Zukunftsfähigkeit	Auswirkung auf den Strombedarf
			Mio. t CO_2	Mio. t CO_2	Mio. t CO_2	%	TRL	ja/nein	+/o/-
1	Verfahrensroutenwechsel Primär- zu Sekundärstahl	Prozesswärme	66	49	17	2,2 %	9	ja	-
2	Verfahrensroutenwechsel Primär- zu Direktreduktionsstahl		66	5	61	8,0 %	9	ja	-
3	Verfahrensroutenwechsel Hohlglas		3	1	2	0,3 %	9	ja	-
4	Verfahrensroutenwechsel Flachglas		2	0	2	0,2 %	9	ja	-
5	Post-combustion CO2-Abscheidung Stahl		72	52	20	3 %	9	ja	-
6	Post-combustion CO2-Abscheidung Zement		23	6	17	2,2 %	9	ja	-
7	Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel Zement		23	13	10	1,3 %	9	ja	o
8	Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel Kalk		8	5	3	0,4 %	9	ja	-

Die Umstellung der Primärstahl- hin zur Sekundärstahlroute ist durch die globale Schrottverfügbarkeit begrenzt. Das ausgewiesene technische Maßnahmenpotenzial basiert auf der Annahme, dass maximal 50 % der heutigen Stahlproduktionsmenge in Deutschland bis zum Jahr 2050 in der Sekundärroute hergestellt werden kann.[20] Der Wechsel hin zur Produktion von Stahl mittels Direktreduktion von Eisenerzen und anschließender Weiterverarbeitung im Elektrolichtbogenofen könnte jedoch theoretisch zu einer vollständigen Emissionsreduktion führen, sofern die benötigten Energieträger Strom, Erdgas und Wasserstoff emissionsfrei bereitgestellt werden (Gas auch). Mit Blick auf die Herstellung von Hohl- und Flachglas ist eine Elektrifizierung technisch möglich (wirtschaftliche und praktische Hemmnisse bleiben an dieser Stelle unberücksichtigt) /FFE-18 19/. Wird emissionsfreier Strom bereitgestellt, so ist eine vollständige Emissionsreduktion denkbar.

[18] In /FFE-46 19/ werden die Grenzen der Elektrifizierung für ausgewählte Anwendungen analysiert.

[19] Siehe Anhang für Details zu den Einzelmaßnahmen. Die Potenzialanalyse wurde basierend auf Energie- und Emissionsdaten aus dem Jahr 2014 erstellt.

[20] Hergeleitet aus /BCG-01 13/.

Im Rahmen von Dynamis werden ausschließlich die CO_2-Abscheidung bei Stahl und Zement berücksichtigt /FFE-08 19/.[21] Dabei können mittels Post-Combustion-Verfahren Abscheideraten von 31 % der Emissionen in der Stahlherstellung und 80 % der Emissionen in der Zementherstellung erzielt werden. Der Rechnung liegt die Annahme zugrunde, dass der zusätzliche Energiebedarf, der durch die CO_2-Abscheidung auftritt, emissionsfrei bereitgestellt wird.

Die Maßnahmen „Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel Zement" und „Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel Kalk" beinhalten den Austausch von Brennern in Drehrohr- und Schachtöfen, welche die Nutzung von Erdgas zur Bereitstellung der Prozesswärme ermöglichen /FFE-08 19/. Unter der Annahme, dass emissionsfreies Methan (synthetisch oder aus Biomasse) zur Verfügung steht, ist durch die Anpassung der Brenner eine vollständige Emissionsverminderung möglich /FFE-21 18/.

9.3 Maßnahmenauswahl und -aggregation

In diesem Abschnitt wird der Prozess der Maßnahmenauswahl- und -aggregation beschrieben. Wie in Abschnitt 3.1 erläutert, werden dabei die Ergebnisse der Potenzialanalyse so aufbereitet, dass diese in der anschließenden Modellierung des Industriesektors genutzt werden können.

Im Sektor Industrie fließen mit Ausnahme einiger konkurrierender Energieeffizienzmaßnahmen sämtliche Maßnahmen der Potenzialanalyse in die anschließende Modellierung des Sektors ein. Die im Rahmen der Potenzialanalyse erhobene Maßnahmenliste für den Bereich der Energieeffizienz wird hierfür um konkurrierende Maßnahmen bereinigt, sodass im Rahmen der Modellierung keine Maßnahmen zum Einsatz kommen können, die sich gegenseitig ausschließen. Bei der Maßnahmenaggregation werden zudem Maßnahmeninterdependenzen berücksichtigt. So wird z. B. bei der Quantifizierung der Maßnahmen im Bereich der Querschnittstechnologien berücksichtigt, dass die steuerungstechnische Optimierung der Beleuchtung ein geringeres technisches Potenzial aufweist, wenn zuvor bereits ein Tausch veralteter Leuchten hin zu LED stattgefunden hat. Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmenkategorien QST- und Prozessenergieeffizienz, Verfahrensroutenwechsel, Energieträgerwechsel mit/ohne Technologiewechsel und CO_2-Abscheidung werden bei der Modellierungslogik berücksichtigt /FFE-78 19/.

Die Aggregation der Maßnahmen im Industriesektor variiert in Abhängigkeit von der Bewertungsstufe. Im **S**ektor**m**odell **Ind**ustrie (SmInd) können sowohl Maßnahmenbündel als auch Einzelmaßnahmen ausgewertet werden (s. Abschnitt 9.4). Wie in Abschnitt 3 beschrieben, erfolgen Maßnahmenbewertungen im Projekt Dynamis für die Bewertungsstufen eins bis drei sowie im Rahmen der Modellierung des Klimaschutzszenarios fuEL. Werden Einzelmaßnahmen aggregiert, so erfolgt dies stets im Rahmen der Modellberechnungen und nicht durch vorherige Aufbereitung der Eingangsdaten. Tabelle 9-3 zeigt die Aggregationsebene je Bewertungsstufe.

[21] Die Maßnahmen zur CO_2-Abscheidung wurden basierend auf den Angaben in /ISI-07 17/ parametrisiert.

Tabelle 9-3: Aggregationsebene der Maßnahmen im Industriesektor je Bewertungsstufe

Bewertungsstufe	Aggregationsebene
Stufe 1: Statische Bewertung	Einzelmaßnahmenauswertung
Stufe 2: Sektordynamische Bewertung	Maßnahmenbündel
Stufe 3: Systemdynamische Bewertung	Maßnahmenbündel
Klimaschutzszenario fuEL	Bewertung von Einzelmaßnahmen Im Bericht ausgewiesen: aggregierte Effekte je Maßnahmenkategorie

Die Maßnahmenauswahl und -aggregation ermöglicht es, die Ergebnisse der detaillierten Bottom-up-Erhebung und Quantifizierung der Einzelmaßnahmen auf einer Detailebene zusammenzufassen, die für den jeweiligen Auswertungsfall zielführend ist (s. Abschnitt 3.1). Für die Maßnahmenbewertung auf Stufe zwei und drei werden TOP-Maßnahmen definiert, die aus Einzelmaßnahmen zusammengesetzt werden. Im Klimaschutzszenario fuEL erfolgt eine Einzelmaßnahmenumsetzung. Im Rahmen dieses Berichtes werden die Effekte der Einzelmaßnahmen aggregiert und je Maßnahmenkategorie ausgewiesen. Tabelle 9-4 zeigt die Maßnahmenkategorien, die im Rahmen von Dynamis ausgewiesen werden. Eine feingliedrigere Ausweisung der Maßnahmen, z. B. nach Wirtschaftszweigen oder Anwendungsbereichen, ist für das Szenario fuEL und die Stufe-1-Bewertung möglich (s. /FFE-78 19/).

Tabelle 9-4: Maßnahmenkategorien des Industriesektors

Maßnahmenkategorie	zusammengesetzt aus	Bearbeitungs-tiefe*	Erläuterung der Einordnung
Energieeffizienz - analysierte Prozesse	Einzelmaßnahmen (s. Datenanhang)	Stufe 1, 2, 3, fuEL	Auswertung ausgewählter Einzelmaßnahmen in Stufe 1. Auswertung des Maßnahmenbündels „Prozesseffizienz" als TOP-Maßnahme in Stufe 2 und 3
Energieeffizienz - Wirtschaftszweige ohne oder teilweise Prozessabbildung	Abgeleitet aus Einzelmaßnahmen (s. Abschnitt 9.4.3)	Stufe 2, 3, fuEL	Teil der TOP-Maßnahme „Prozesseffizienz" und folglich Auswertung auf Stufe 2 und 3.
Energieeffizienz - Querschnittstechnologien	Maßnahmen aus Tabelle 9-1 (nicht 4, 15, 20, 22 - 28)	Stufe 1, fuEL	Auswertung ausgewählter Einzelmaßnahmen in Stufe 1. Keine Stufe 2 und 3 Bewertung, da ähnliche Effekte zu erwarten sind wie bei der Maßnahme „Prozesseffizienz"
Verfahrensroutenwechsel	Maßnahmen 1, 2, 3 und 4 aus Tabelle 9-2	Stufe 1, 2, 3, fuEL	Auswertung ausgewählter Einzelmaßnahmen in Stufe 1. Auswertung des Maßnahmenbündels „Verfahrensroutenwechsel" als TOP-Maßnahme in Stufe 2 und 3
Niedertemperatur-Elektrifizierung	Maßnahmen 25, 26 aus Tabelle 9-1	Stufe 1, fuEL	Auswertung ausgewählter Einzelmaßnahmen in Stufe 1. Keine Stufe 2 und 3 Bewertung, da ähnliche Effekte zu erwarten sind wie bei der Maßnahme „Verfahrensroutenwechsel"
Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel	Maßnahmen 7, 8 aus Tabelle 9-2	Stufe 1, fuEL	Auswertung ausgewählter Einzelmaßnahmen in Stufe 1.
Energieträgerwechsel ohne Technologiewechsel	-	fuEL	-
CO_2-Abscheidung	Maßnahmen 5, 6 aus Tabelle 9-2	Stufe 1, 2, 3 (fuEL)	Auswertung der Einzelmaßnahmen in Stufe 1. Auswertung des Maßnahmenbündels „CO_2-Abscheidung" als TOP-Maßnahme in Stufe 2 und 3. Indirekte Berücksichtigung in fuEL.

* Stufe 1 = statische Bewertung, Stufe 2 = sektordynamische Bewertung, Stufe 3 = systemdynamische Bewertung, fuEL = Bestandteil des Szenarios fuEL

Die Maßnahmenbündel „Energieeffizienz - Wirtschaftszweige ohne oder teilweise Prozessabbildung" und „Energieträgerstellwechsel ohne Technologiewechsel" stellen einen industriespezifischen Sonderfall dar. Aufgrund der hohen Anzahl und der Heterogenität industrieller Produktionsprozesse ist es nicht möglich, diesen gänzlich durch Bottom-up erhobene Maßnahmen abzubilden. In der Modellierung des Industriesektors wird für die Wirtschaftszweige, die teilweise oder gar nicht betrachtet werden, eine generische Maßnahmenumsetzung angenommen. Generische Energieeffizienzmaßnahmen werden aus den Effizienzpotenzialen und Kosten der erhobenen Maßnahmen abgeleitet (s. Abschnitt 9.4.3). Der „Energieträgerwechsel ohne Technologiewechsel" stellt eine Querschnittsmaßnahme dar, mittels derer fossile Brennstoffe durch Green Fuels substituiert

werden. Die Maßnahme ermöglicht die Verminderung der Treibhausgase in den Bereichen, in denen auch nach vollständiger Maßnahmenumsetzung noch fossile Brennstoffe verbleiben.[22]

Für das Startszenario erfolgt keine Maßnahmenumsetzung in SmInd (s. Abschnitt 9.4.1). Da einige der betrachteten Energieeffizienzmaßnahmen für QST und Prozesse bereits heute umgesetzt werden, finden sich diese Maßnahmen bereits zum Teil im Startszenario wieder. Es wird folglich davon ausgegangen, dass ein Teil des technischen Potenzials bereits ohne zusätzliche Anreize von der Industrie umgesetzt wird. Für die Modellierung der TOP-Maßnahme „Prozesseffizienz" und das Szenario fuEL wird das Potenzial dieser Maßnahmen folglich reduziert (s. Abschnitt 9.4.3).

Eine detaillierte Aufschlüsselung der technoökonomischen Kennwerte, die zur Bewertung der Maßnahmen notwendig sind, kann dem Datenanhang entnommen werden.

9.4 Sektormodell Industrie (SmInd)

Ziel des Sektormodells Industrie (SmInd) ist es, die Wirkung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen zu quantifizieren und zu bewerten. Hierzu wird der Zustand des Sektors nach Maßnahmenumsetzung mit dem Zustand des Sektors im Startszenario verglichen. Die sich daraus ergebenden Deltakosten, -emissionen und -energieverbräuche werden zur Bewertung der Maßnahmen herangezogen. Im Fokus stehen vor allem die aus der Maßnahmenumsetzung resultierenden Wechselwirkungen zwischen Industrie- und Bereitstellungssektor. In diesem Abschnitt wird die grundlegende Funktionsweise von SmInd erläutert. Detaillierte und formalisierte Beschreibungen der Funktionsweise von SmInd können den Publikationen /FFE-78 19/, /FFE-35 19/ und /FFE-08 19/ entnommen werden.

Abbildung 9-7 zeigt die Input- und Outputparameter des SmInd und dessen Einbindung in die Modelllandschaft der FfE.

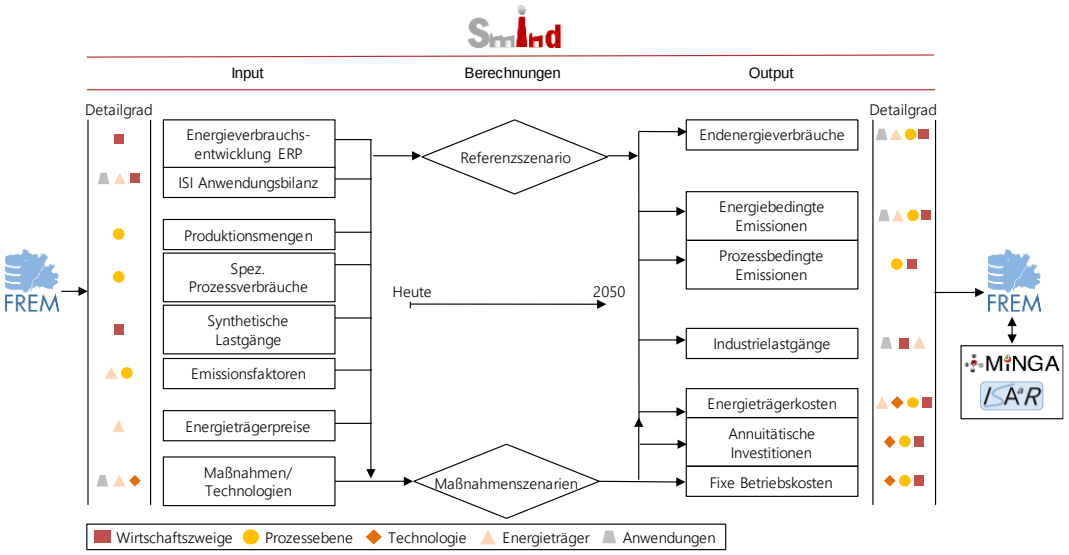


Abbildung 9-7: Input- und Outputparameter des SmInd und dessen Einbindung in die Modelllandschaft der FfE /FFE-78 19/

Grundlage für die Bewertung der Maßnahmen (s. Abschnitte 9.2 und 9.3) im Industriesektor und die anschließende Analyse der Wechselwirkungen zwischen Industrie- und Bereitstellungssektor ist die modellhafte Abbildung der Grundstrukturen des Sektors. In

[22] Für diese Maßnahme werden keine Investitionen veranschlagt.

Abschnitt 9.4.1 wird folglich erläutert, wie die Berechnung der Energieverbräuche, Emissionen und Kosten in SmInd erfolgt. Zur Berechnung der Systemrückwirkungen wird für jedes Stützjahr ein Industrielastgang für Strom und Methan an die Modelle ISAaR und MInGa übergeben. Diese setzen sich aus wirtschaftszweigspezifischen Verbraucherlastprofilen zusammen, die durch eine Lastgangsynthese aus Realdaten erzeugt werden (s. Abschnitt 9.4.2). Ausgehend vom Startszenario werden in SmInd Maßnahmen umgesetzt, die zu einer Veränderung des Sektorzustands führen. Welche Veränderungen stattfinden ist abhängig von Art, Umfang und Zeitpunkt der umgesetzten Maßnahmen. In Abschnitt 9.4.3 wird die Maßnahmenumsetzung und –Verdrängungslogik für die verschiedenen Auswertungsfälle beschrieben.

9.4.1 Modellstruktur und Abbildung des Startszenarios

In diesem Abschnitt wird zunächst die grundlegende Modellstruktur von SmInd erläutert. Im Anschluss wird die Erstellung des Startszenarios in Anlehnung an die Energiereferenzprognose (ERP) /BMWI-01 14/ erklärt.

9.4.1.1 Grundlegende Modellstruktur – Energieverbräuche, Emissionen und Kosten

In SmInd werden normierte und wirtschaftszweigscharfe Lastprofile mit Energieverbräuchen skaliert, um stündlich aufgelöste Lastgänge zu erhalten. Diese werden mit Emissionsfaktoren und Energieträgerpreisen multipliziert, um die im Sektor anfallenden Energieträgerkosten und energiebedingten Emissionen zu berechnen. Zur Bestimmung der sektoralen Gesamtkosten werden zudem Investitionen und fixe Betriebskoten, die für die Umsetzung von Verminderungsmaßnahmen anfallen, berücksichtigt. Für die Berechnung der jährlichen Gesamtemissionen werden zudem die im Industriesektor anfallenden prozessbedingten Emissionen bilanziert. SmInd rechnet in Jahresschritten. Der Betrachtungshorizont ist 2015 – 2050. Das Modell ist in Matlab umgesetzt.

Bestimmung der Energieverbräuche

In SmInd erfolgt zunächst die Berechnung der Verbräuche für das Startszenario. Ausgehend davon werden Maßnahmen zur Treibhausgasverminderung umgesetzt, die zu einer Veränderung der Verbräuche aus dem Startszenario führen (s. Abschnitt 9.4.3).

Die Berechnung der Energieverbräuche erfolgt sowohl bottom-up als auch top-down. Dieser hybride Modellierungsansatz wurde gewählt, um die umfassende Abbildung des Sektors zu ermöglichen und gleichzeitig die für Dynamis relevanten Prozesse detailliert adressieren zu können. Prozessverbräuche werden hierbei über Produktionsmengen und spezifische Energieverbräuche bottom-up berechnet. Im Startszenario sind beide Größen exogene Parameter. Die Umsetzung von Verminderungsmaßnahmen kann jedoch zu einer Veränderung der Produktionsmengen und spezifischen Verbräuche je Prozess führen. Da die in Dynamis untersuchten Prozesse nur einen Teil des industriellen Endenergieverbrauchs darstellen, wird im Rahmen der Modellierung des Startszenarios der Gesamtverbrauch je Wirtschaftszweig exogen vorgegeben. Dies wird als Top-down-Modellierung bezeichnet. Ausgehend von den Verbräuchen im Startszenario werden Verminderungsmaßnahmen umgesetzt, die zu einer Veränderung der Verbräuche führen. Die Funktionsweise der Maßnahmen wird in Abschnitt 9.3 näher erläutert.

Für jeden Wirtschaftszweig wird der Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungsarten jährlich für den Zeitraum 2015 bis 2050 berechnet. Hierzu werden Anwendungs-Energieträger-Matrizen (AnEM) je WZ und Jahr erstellt. Es wird zwischen

Brennstoff- und Strommatrizen unterschieden. Abbildung 9-8 zeigt beispielhaft die AnEM für den Brennstoffverbrauch im Papiergewerbe im Jahr 2015.

$$\mathrm{AnEM}_{\mathrm{BS,PG,2015}} = \begin{array}{c} (\%) \\ \textit{Kohlen} \\ \textit{Öle} \\ \textit{Gase} \\ \textit{NE-BS} \\ \textit{Fernw.} \\ \textit{E-BS} \\ H_2 \\ \textit{Syngas} \end{array} \begin{bmatrix} Mech & PW100 & PW500 & PW500+ & RW/WW \\ 0{,}0 & 1{,}8 & 6{,}9 & 0{,}0 & 0{,}2 \\ 0{,}0 & 0{,}1 & 0{,}5 & 0{,}0 & 0{,}0 \\ 1{,}0 & 10{,}4 & 39{,}0 & 0{,}0 & 1{,}4 \\ 0{,}0 & 0{,}4 & 1{,}4 & 0{,}0 & 0{,}0 \\ 0{,}0 & 3{,}9 & 14{,}7 & 0{,}0 & 0{,}6 \\ 0{,}0 & 3{,}6 & 13{,}5 & 0{,}0 & 0{,}5 \\ 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 \\ 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 & 0{,}0 \end{bmatrix}$$

AnEM:	Anwendungs-Energieträger-Matrix	Mech:	Mechanische Energie
BS:	Brennstoff	PW100:	Prozesswärme bis 100°C
PG:	Papiergewerbe	PW500:	Prozesswärme zwischen 100°C und 500°C
NE-BS:	Nicht erneuerbare Brennstoffe	PW500+:	Prozesswärme über 500°C
E-BS:	Erneuerbare Brennstoffe	RW/WW:	Raumwärme und Warmwasser

Abbildung 9-8: Beispielhafte Anwendungs-Energieträger-Matrix für den Brennstoffverbrauch im Papiergewerbe im Jahr 2015

Ausgangspunkt für die Erstellung der AnEM sind die Anwendungsbilanzen aus /ISI-02 16/ für das Jahr 2015. Auf Basis der Anwendungsbilanz für 2015 wird für jeden WZ der Anteil der Energieträger je Anwendungsart am Gesamtverbrauch ermittelt. Dabei ergibt die Summe der Anteile innerhalb einer Matrix zu jedem Zeitpunkt eins.

Im Startszenario wird der Endenergieverbrauch je Anwendungsart, Stützjahr und Wirtschaftszweig durch Skalierung der AnEM mit dem Brennstoff- oder Stromverbrauch je Wirtschaftszweig im entsprechenden Jahr ermittelt. Zur Vermeidung von Doppelbilanzierungen wird der Prozessenergieverbrauch zu Beginn eines jeden Jahres vom Verbrauch des entsprechenden Wirtschaftszweiges abgezogen. Da sowohl die Verbräuche der Wirtschaftszweige als auch die Produktionsmengen zur Bestimmung der Prozessverbräuche modellexogene Parameter sind, wird der spezifische Prozessenergieverbrauch an die Entwicklung im jeweiligen Wirtschaftszweig angepasst. Hierdurch wird vermieden, dass der Energieverbrauch eines Prozesses den des Wirtschaftszweigs übersteigt. Im Startszenario sind je Wirtschaftszweig die Anteile der Anwendungen innerhalb der Strom- und Brennstoffmatrizen konstant. Bei der Umsetzung von Maßnahmen im Rahmen des Szenarios fuEL ist dies nicht der Fall: Maßnahmen können sowohl einzelne Energieträger als auch Anwendungsbereiche ansprechen.

Abbildung 9-8 zeigt, dass der Brennstoffverbrauch für die industrielle Prozesswärme im SmInd nach Temperaturniveaus gegliedert ist. Die Unterteilung des Prozesswärmeverbrauchs nach Temperaturniveaus ermöglicht die generische Anwendung von Elektrifizierungsmaßnahmen im Temperaturbereich bis 100 °C und zwischen 100 °C und 500 °C. In den Anwendungsbilanzen aus /ISI-02 16/ wird keine Unterteilung des Prozesswärmebedarfs nach Temperaturniveaus unternommen. Es existieren eine Reihe von Temperaturverteilungen für den Industriesektor (z. B. /LEE-01 02/, /IER-03 02/, /BLESL-01 13/, /IER-02 17/). Je nach Quelle werden unterschiedliche Temperaturintervalle und Brancheneinteilungen getroffen. SmInd greift auf die Temperaturverteilung aus /LEE-01 02/ zurück, da hier die Einteilung der Wirtschaftszweige denen aus der amtlichen Statistik entspricht. Dies hat den Vorteil, dass für jeden WZ der Anteil des Prozesswärmeverbrauchs je Temperaturniveau ohne Zwischenschritt mit dem Prozesswärmeverbrauch aus /ISI-02 16/ verrechnet werden kann.

Durch die Verwendung der AnEM können Energieverbräuche in SmInd anwendungs- und energieträgerscharf je Prozess und Wirtschaftszweig ausgewiesen werden.

Bestimmung der sektoralen Emissionen und Kosten

Die Gesamtemissionen im Industriesektor ergeben sich aus der Summe der energie- und prozessbedingten Emissionen. Die ausgewiesenen Gesamtkosten des Sektors beinhalten Energieträgerkosten, Investitionen und fixe Betriebskosten, die aufgrund der Maßnahmenumsetzung anfallen.

Zur Bestimmung der energiebedingten Emissionen und Energiekosten werden zunächst die jährlichen Strom- und Brennstoffverbräuche je Wirtschaftszweig durch Skalierung mit wirtschaftszweigscharfen Strom- und Wärmelastprofilen auf stündliche Werte heruntergebrochen. Dabei nutzt SmInd die synthetischen Lastprofile, die für das Jahr 2016 berechnet werden (s. Abschnitt 9.4.2), für den gesamten Simulationszeitraum bis 2050.[23] Die stündlichen Verbrauchswerte werden mit stündlichen Emissionsfaktoren und Energieträgerpreisen (s. Abschnitt 5.8) multipliziert. In einem letzten Schritt werden daraus jährliche Energiekosten und energiebedingte Emissionen berechnet.

Zur Berechnung der Gesamtemissionen des Sektors werden den jährlichen energiebedingten Emissionen die prozessbedingten Emissionen hinzugefügt /FFE-08 19/, /FFE-78 19/. In SmInd erfolgt die Berechnung der prozessbedingten Emissionen sowohl top-down als auch bottom-up. Für die abgebildeten Prozesse (z. B. Zement und Stahl) werden prozessbedingte Emissionen durch Multiplikation der jährlichen Produktionsmenge mit einem jährlichen Prozessemissionsfaktor bestimmt. Da nicht alle Prozesse bottom-up abgebildet werden, erfolgt zudem eine top-down Verteilung der Prozessemissionen auf die Wirtschaftszweige, basierend auf dem Nationalen Inventarbericht /UBA-03 16/.

Die ausgewiesenen jährlichen Gesamtkosten des Sektors ergeben sich aus den Kosten der Maßnahmenumsetzung sowie den Kosten für den Energieträgereinsatz. Die aufgrund der Umsetzung von Verminderungsmaßnahmen anfallenden jährlichen fixen Betriebskosten und Investitionen werden durch Multiplikation der spezifischen Werte in €/$t_{Produkt}$ mit der betroffenen Produktionsmenge berechnet. Die Investitionen werden über den Annuitätenfaktor annualisiert. Fixe Betriebskosten und Energieträgerkosten werden als jährliche Werte behandelt. Die Summe der Kosten über alle Energieträger und umgesetzten Maßnahmen ergibt die Gesamtkosten des Sektors.

9.4.1.2 Abbildung des Startszenarios in SmInd

Das Dynamis-Startszenario für den Industriesektor basiert auf dem Referenzszenario der Energiereferenzprognose /BMWI-01 14/. Da der Fokus von Dynamis insbesondere auf der Analyse der Maßnahmen zur Erreichung der Emissionsminderung von 95 % bis 2050 ggü. 1990 basiert, erfolgt die Darstellung des Startszenarios in SmInd durch Skalierung der Strom- und Brennstoff-AnEM je WZ mit dem Endenergieverbrauch für Strom und Brennstoffe aus der ERP. Die Höhe des Endenergieverbrauchs je Wirtschaftszweig im Startszenario ist folglich eine exogene Größe. Zur Bestimmung der Verbräuche einzelner Industrieprozesse werden die Produktionsmengen aus /BMWI-01 14/ und dem Referenzszenario aus /BMUB-06 15/ sowie spezifische Strom- und Brennstoffprozessverbräuche (in kWh/$t_{Produkt}$) aus diversen Literaturquellen herangezogen. Abbildung 9-9 zeigt die Entwicklung der Energieträgerverbräuche des Startszenarios.

[23] Der Einfluss von Verminderungsmaßnahmen auf den Lastverlauf innerhalb eines Wirtschaftszweigs wird nicht berücksichtigt.

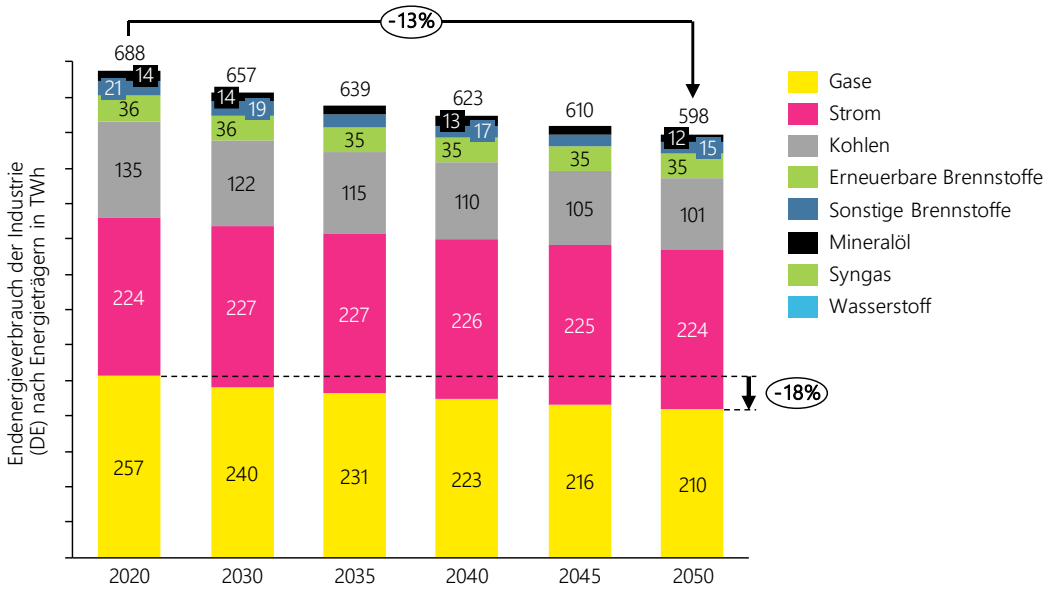


Abbildung 9-9: Entwicklung des Endenergieverbrauchs je Energieträger in der Industrie bis 2050 im Startszenario /BMWI-01 14/

Die Abbildung zeigt, dass es sich um ein auf Energieeffizienzmaßnahmen basierendes Szenario handelt. Es werden kaum sektorkoppelnde Maßnahmen umgesetzt. Die Abnahme des Stromverbrauchs aufgrund der Umsetzung von Stromeffizienzmaßnahmen wird durch die zunehmende Elektrifizierung industrieller Prozesswärme ausgeglichen, was zu einem höheren Anteil von Strom am Endenergieverbrauch im Jahr 2050 ggü. 2020 führt. Der Rückgang des Kohleverbrauchs ist überwiegend auf die geringere Primärstahlproduktion zurückzuführen /BMWI-01 14/.

In der ERP werden keine Daten ausgewiesen, die eine Verschiebung der Strom-, Brennstoff- und Anwendungsanteile innerhalb eines WZ ausweisen. Es wird folglich davon ausgegangen, dass über den gesamten Simulationszeitraum für jeden WZ die AnEM aus dem Startjahr 2015 gilt (s. Abschnitt 9.4.1). Die Anteile je Energieträger und Anwendung innerhalb eines WZ werden folglich im Zeitverlauf als konstant angenommen. Abbildung 9-10 zeigt den Endenergieverbrauch je Wirtschaftszweig im Zeitraum 2020 bis 2050. Die Veränderungen der Verbräuche je Wirtschaftszweig zeigen, dass Effizienzverbesserungen im Zeitraum bis 2050 auftreten. Da nicht exakt bestimmt werden kann, welche Effizienzmaßnahmen zu der Verbrauchsveränderung führen, wird davon ausgegangen, dass 40 % des technischen Potenzials der erhobenen Effizienzmaßnahmen in jedem Wirtschaftszweig bereits im Startszenario umgesetzt wurden.[24]

[24] Die Annahme wurde aus /BCG-01 18/ abgeleitet. In /BCG-01 18/ werden im Basisszenario 30 - 50 % des technischen Maßnahmenpotenzials für Energieeffizienz umgesetzt.

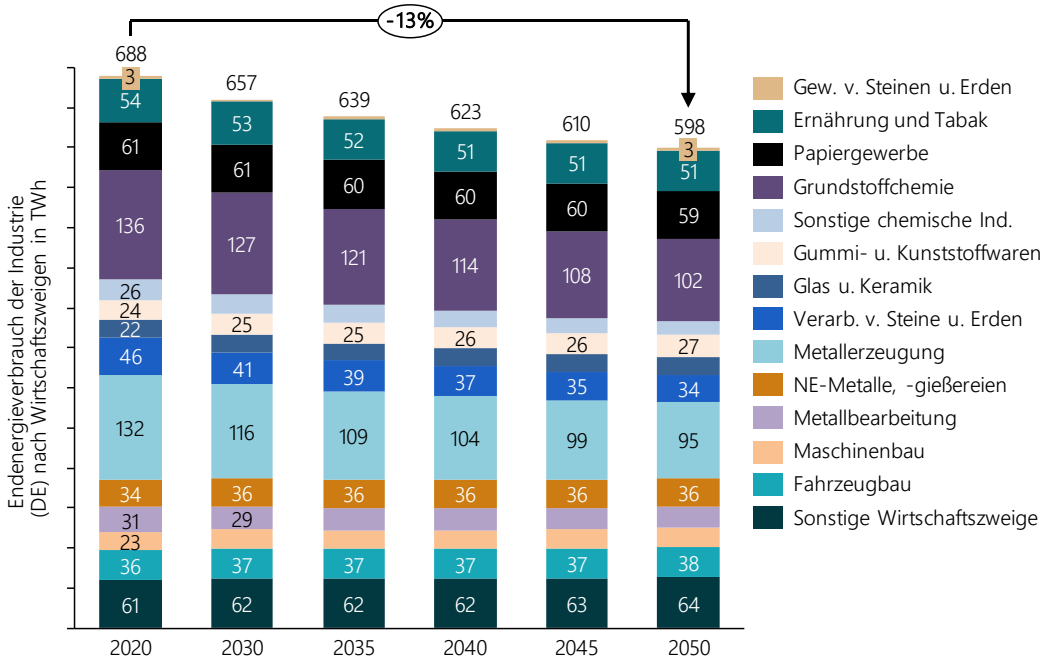


Abbildung 9-10 Entwicklung des Endenergieverbrauchs je Wirtschaftszweig in der Industrie bis 2050 im Startszenario /BMWI-01 14/

Die Last im Startszenario wird durch die Skalierung der normierten, wirtschaftszweigspezifischen Strom- und Brennstofflastprofile mit den entsprechenden Verbräuchen abgebildet. Zur Berechnung der Systemrückwirkungen werden die wirtschaftszweigspezifischen Strom- und Brennstofflastgänge aggregiert und an die ISAaR übergeben. Da die aus dem Bereitstellungssektor resultierenden Emissionsfaktoren und spezifischen Energieträgerpreise auch von den Verbräuchen der anderen Endenergiesektoren abhängen, werden die sektoralen Emissionen und Energieträgerpreise im Startszenario übergeordnet in Abschnitt 5.8 dargestellt. Im nachfolgenden Abschnitt wird die Erstellung der synthetischen Lastprofile beschrieben.[25]

9.4.2 Lastgangmodellierung

Um die ermittelten Energiemengen je WZ, Energieträger und Anwendung (s. Abschnitt 9.4.1) über das Jahr zu verteilen, werden in diesem Abschnitt synthetische Wirtschaftszweiglastgänge für Strom und Brennstoffe in stündlicher Auflösung erzeugt.

Die Synthetisierung von Lastgängen ermöglicht eine Zusammenfassung von Verbraucherlastgängen aus unterschiedlichen Jahren in einem Wirtschaftszweig und Referenzjahr anhand ausgewählter Parameter. Ihr geht eine Regressionsanalyse voraus, in der die Abhängigkeit der zeitlich aufgelösten Verbrauchswerte von definierten Regressionsparametern ermittelt wird. Zur Ermittlung wirtschaftszweigscharfer Verbraucherlastgänge werden reale Lastgänge von Industriebetrieben verwendet, die aus den Energieeffizienzberatungen der Lernenden Energieeffizienz-Netzwerke (LEEN) der FfE stammen /FFE-31 14/. Die zugrundeliegenden realen Lastgänge besitzen stromseitig eine viertelstündliche und brennstoffseitig (Erdgas) eine stündliche Auflösung. Die Methodik für

[25] Da im Sektor Industrie im Startszenario keine Einzelmaßnahmenumsetzung durchgeführt wird, liegen lediglich Energieträgerkosten vor. Für die TOP-Maßnahmen und das Szenario fuEL erfolgt die Bewertung der Maßnahmen und des Sektorzustands stets als Deltabetrachtung im Vergleich zum Startszenario.

die Erstellung der Verbraucherlastgänge auf Ebene der WZ ist in Abbildung 9-11 dargestellt und in die Schritte „Aufbereitung" und „Berechnung" gegliedert. Die tatsächliche Berechnung findet im Zuge der Regression statt, die die nötigen Kennwerte für die anschließende Synthese liefert.

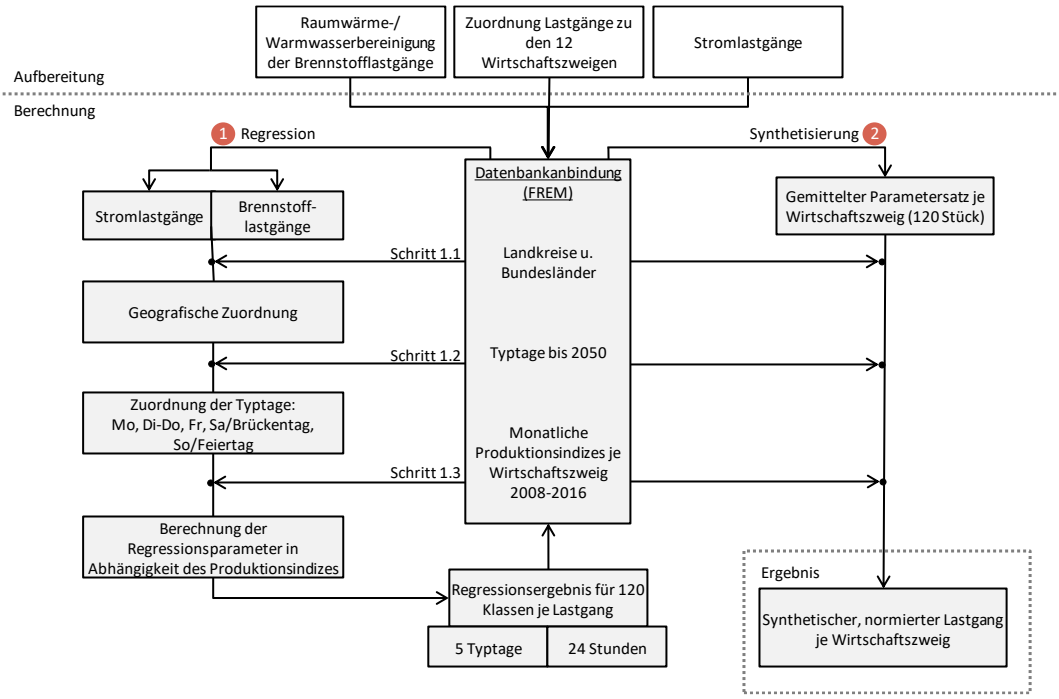


Abbildung 9-11: Vorgehensweise zur Erstellung synthetischer Verbraucherlastgänge im Industriesektor

Zu Beginn werden die Eingangslastgänge für die Verwendung in der Regressionsanalyse plausibilisiert und validiert. Dies ist notwendig, da die Reallastgänge oftmals fehlende Messwerte oder signifikante Datenfehler enthalten. Die Regressionsanalyse (1.) ermittelt für jeden WZ Regressionsergebnisse, die wiederum in der Datenbank abgespeichert werden und für die anschließende Synthetisierung bereitgestellt werden (2.). Im Zuge der Synthese werden unter Zunahme der Regressionsergebnisse und weiterer Parameter normierte Lastgänge für jeden WZ generiert, die im weiteren Verlauf in SmInd verwendet werden können.

9.4.2.1 Aufbereitung

Im Zuge der Aufbereitungsphase wird ein für alle WZ übergeordneter RW&WW-Lastgang aus 12 realen Eingangslastgängen von Betrieben, deren Brennstoffbedarf vollständig auf die RW&WW-Bereitstellung zurückzuführen ist, gebildet. Die RW&WW-Eingangslastgänge stammen aus den Jahren 2011 bis 2016 und aus Betrieben unterschiedlicher WZ. Dieser Lastgang bildet gleichzeitig den normierten Lastgang zur Darstellung der brennstoffseitigen QST-Verbräuche je WZ.

Im nächsten Schritt werden die in die Regressionsanalyse eingehenden Gesamtlastgänge der Betriebe um den RW&WW bereinigt. Hierzu wird der absolute RW&WW-Verbrauch eines Betriebes mit dem zuvor erstellten RW&WW-Lastprofil skaliert. Der resultierende RW&WW-Lastgang wird im Anschluss aus dem Gesamtlastgang herausgerechnet. Es wird angenommen, dass der daraus resultierende Brennstofflastgang ausschließlich den zur Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzten Brennstoffbedarf des Betriebs enthält. Die durch dieses Verfahren aufbereiteten Prozesslastgänge bilden die Grundlage für die

Regressionsanalyse und anschließende Synthetisierung brennstoffbasierter Prozesswärmelastgänge der Industrie.

9.4.2.2 Regression und Synthetisierung

In der Regressionsanalyse und anschließenden Synthetisierung wurde den Prozesswärme- und Stromlastgängen ausschließlich eine Abhängigkeit von den monatlichen, auf WZ-Ebene vorliegenden Produktionsindizes unterstellt. Der Produktionsindex ist ein Indikator für die monatlich erzielte Leistung bzw. die konjunkturelle Entwicklung einer Branche des Verarbeitenden Gewerbes und bezieht Betriebe mit 20 und mehr Beschäftigten ein /DESTATIS-06 18/.[26]

Zu Beginn der Regression erfolgt für jeden Lastgang eine Zuordnung zum entsprechenden Bundesland und Landkreis (Schritt 1.1 in Abbildung 9-11) um diesen im nächsten Schritt die bundeslandabhängigen Typtage zuweisen zu können. Hierzu werden regionale Feier- und Kalendertage der entsprechenden Jahre genutzt. Diese wurden geringfügig angepasst bzw. erweitert und separat für die Einbindung in die Regression und Synthese in SmInd abgespeichert. Dies ermöglicht die Verwendung von Typtagen (Schritt 1.2). Jedem Stundenwert eines Lastgangs wird somit eine „Tagart" zugeordnet, wobei zwischen den fünf Typtagen „Montag", „Dienstag bis Donnerstag", „Freitag", „Samstag (Brückentag)" und „Sonntag (Feiertag)" unterschieden wird. Für jede Stunde jedes Typtags wird in Abhängigkeit vom monatlichen Produktionsindex ein Regressionsergebnis berechnet, welches für die Synthese verwendet wird (Schritt 1.3). Je Lastgang werden somit fünf Typtage mit je 24 Stunden erstellt, denen eine Konstante und das Bestimmtheitsmaß zugeordnet wird.

Falls mehrere Lastgänge je Betrieb vorliegen, werden die Regressionswerte zunächst gemittelt um jeweils nur einen Referenzlastgang je Betrieb zu erhalten. Im Anschluss daran erfolgt eine Mittelung der Parameter über alle Betriebe, die einem WZ zugeteilt werden. Daraus ergibt sich ein Parametersatz je Wirtschaftszweig. Nachdem für jeden Wirtschaftszweig eine Rohversion des synthetischen Lastgangs erstellt wurde, indem der stündliche Regressionswert mit dem monatlichen, saison- und kalenderbereinigten Produktionsindex multipliziert und den mittels Regressionsanalyse bestimmten Konstanten addiert wurde, muss das Ergebnis renormiert werden. Dazu wird der Anteil jeder Stunde an der Gesamtsumme des Lastgangs berechnet. Die Summe der relativen Anteile muss demnach eins ergeben.

Mit dem Regressions-Synthesetool kann nun für jedes Jahr bis einschließlich 2050 und für jede der 402 Regionen bzw. Landkreise in Deutschland ein synthetischer, normierter Lastgang je WZ generiert werden. Diese können als WZ-scharfe Standardlastprofile verwendet werden. Sie bilden die Grundlage für die Erstellung der Verbraucherlastgänge, die in SmInd verwendet werden.

9.4.2.3 Ergebnisse

Abbildung 9-12 und Abbildung 9-13 zeigen die Brennstoffprozesswärmelastgänge je WZ und den Strom-Gesamtlastgang für eine ausgewählte Januarwoche im Jahr 2015. Die dargestellten

[26] Wetterparameter wurden nach anfänglicher Betrachtung als Regressionsparameter ausgeschlossen, da für diese kein eindeutiger Bezug festgestellt wurde. Dies ist vermutlich auf die unregelmäßige und heterogene Erdgasverwendung in den einzelnen Betrieben zurückzuführen.

Lastgänge sind bereits mit den jeweiligen Verbrauchswerten aus dem Startszenario skaliert. Der brennstoffbedingte Gesamtlastgang setzt sich aus dem Prozesswärmelastgang und dem RW/WW-Lastgang zusammen.

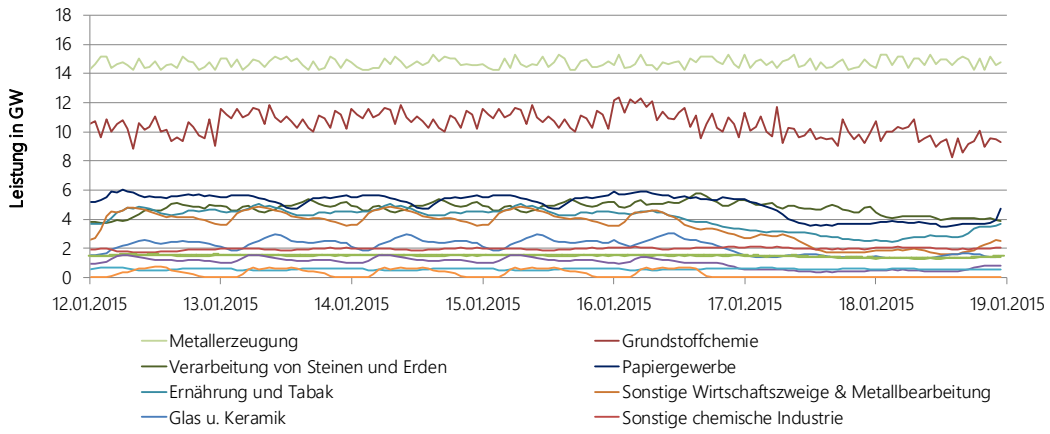


Abbildung 9-12: Synthetische Brennstoffprozesswärmelastgänge nach Wirtschaftszweigen für eine Januarwoche im Jahr 2015 in GW

Die Metallerzeugung weist den höchsten absoluten Brennstoffbedarf des Industriesektors auf und dominiert damit die Ausprägung des Gesamtlastgangs. Mit einer durchgehenden Grundlast des WZ von etwa 15 GW ist dieser durchgängig für mindestens 27 % (Werktage) und maximal 35 % (Wochenende) der industriellen Gesamtleistung verantwortlich. Die WZ Metallerzeugung, Grundstoffchemie und Verarbeitung von Steinen und Erden weisen zusammengenommen eine Grundlast von etwa 30 GW auf. Deren Verläufe sind nahezu unabhängig von den genannten Typtagen. Das Papiergewerbe und speziell der WZ Sonstige Wirtschaftszweige & Metallbearbeitung geben dem Gesamtverlauf eine zunehmend vom Grundlastverhalten abweichende Struktur, die sich in der niedrigeren Last an den Wochenenden und den Leistungsspitzen an den Werktagen widerspiegelt. Der Sonntag weist beim Übergang zum Montag bereits aufgrund beginnender Schichtarbeiten in den Abend- und Nachtstunden eine geringe Zunahme auf. Insgesamt ergibt sich eine Grundlast für brennstoffbedingte Prozesswärmeanwendungen von 42 GW an den Wochenenden und über 50 GW an den Wochentagen.

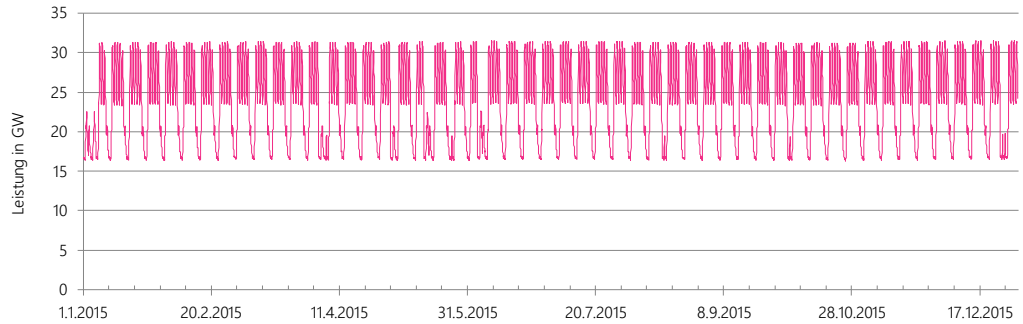


Abbildung 9-13: Synthetischer industrieller Stromlastgang für Jahr 2015 in GW

Abbildung 9-13 zeigt den synthetischen industriellen Stromlastgang für eine Januarwoche im Jahr 2015. Die Grundstoffchemie als größter Stromverbraucher der energieintensiven WZ bildet die industrielle Grundlast von 5 GW. Zweitgrößter Stromverbraucher mit ähnlich großem Stromverbrauch stellt der WZ Sonstige Wirtschaftszweige & Maschinenbau dar. Das

Papiergewerbe bestimmt als viertgrößter Stromverbraucher zunächst den Gesamtverlauf des Lastgangs. Die übrigen WZ, wie beispielweise Ernährung und Tabak sowie Gummi und Kunststoff, verstärken zunehmend den typischen Verlauf, der den ausgewiesenen Arbeitsturnus beschreibt. Insgesamt resultiert in der abgebildeten Januarwoche eine Grundlast von etwa 17 GW an den Wochenenden und 25 GW an den Werktagen mit Leistungsspitzen von 34 GW.

9.4.3 Maßnahmenumsetzung und Verdrängungslogik

Aufbauend auf dem Startszenario werden in SmInd Verminderungsmaßnahmen umgesetzt, die zu einer Veränderung der Energieverbräuche und Emissionen führt. In diesem Abschnitt wird die Maßnahmenumsetzungs- und Verdrängungslogik für die unterschiedlichen Maßnahmenkategorien und Bewertungsstufen in SmInd erläutert. Zunächst wird die grundlegende Umsetzungslogik je Maßnahmenkategorie erklärt (s. Abschnitt 9.4.3.1). Im Anschluss daran wird die Maßnahmenumsetzung zur Berechnung der TOP-Maßnahmen (Abschnitt 9.4.3.2) und des Szenarios fuEL (Abschnitt 13.4) beschrieben. Dabei wird die Detailtiefe der Modellierung an die Anforderungen der jeweiligen Auswertungsstufe angepasst.

9.4.3.1 Umsetzungslogik je Maßnahmenkategorie

Tabelle 9-5 zeigt die in Abschnitt 9.3 definierten Maßnahmenkategorien, welche Inputparameter durch diese adressiert werden sowie die grundsätzliche Logik der Maßnahmenumsetzung. Detaillierte Beschreibungen der einzelnen Maßnahmenkategorien können /FFE-78 19/, /FFE-35 19/ und /FFE-08 19/ entnommen werden.

Grundsätzlich gilt, dass Verminderungsmaßnahmen in SmInd am Ende der technischen Lebensdauer der existierenden Technologie umgesetzt werden. Da für die meisten industriellen Produktionsprozesse die Altersstruktur der heute existierenden Anlagen nicht vorliegt, wird die Austauschrate als Kehrwert der Lebensdauer definiert. So wird z. B. angenommen, dass bei einer Industrieanlage mit einer technischen Lebensdauer von 20 Jahren jedes Jahr 1/20 des maximalen Maßnahmenpotenzials umgesetzt werden kann.[27]

Die Kosten der Maßnahmenumsetzung ergeben sich durch Multiplikation der spezifischen Investition je Maßnahme mit der im jeweiligen Jahr betroffenen Produktionsmenge (Prozessmaßnahmen) oder Anzahl der Betriebe (QST-Maßnahmen). Für den Verfahrensroutenwechsel und die Niedertemperaturelektrifizierung werden hierfür spezifische Deltainvestitionskosten (Kosten der Maßnahme minus Kosten der Referenz) herangezogen. Für die Maßnahmenkategorie „Energieeffizienz - Wirtschaftszweige ohne oder mit teilweiser Prozessabbildung“ erfolgt die Kostenberechnung basierend auf den Kosten der quantifizierten Maßnahmen. Lediglich für den „Energieträgerwechsel ohne Technologiewechsel“ fallen keine Investitionen an, da für diese Maßnahme kein konkreter Technologiebezug hergestellt werden konnte.

[27] Die Austauschrate ist abzugrenzen vom Anwendungsfaktor. Letzterer definiert für welchen Anteil der Betriebe bzw. der Produktionsmenge eine Maßnahme noch umgesetzt werden kann. Der Anwendungsfaktor schränkt folglich das Maßnahmenpotenzial ein, die Austauschrate bestimmt mit welcher Geschwindigkeit das Potenzial umgesetzt werden kann.

Tabelle 9-5: Übersicht zu Maßnahmenkategorien und deren Umsetzungslogik

Maßnahmenkategorie	Adressierte Inputparameter	Umsetzungslogik
Energieeffizienz - analysierte Prozesse	spezifische Verbräuche für Strom und Brennstoffe	In Abhängigkeit vom Anwendungsfaktor und der Austauschrate wird jedes Jahr ein Teil der Produktionsmenge des jeweiligen Prozesses mit einem geringeren spezifischen Energieverbrauch hergestellt.
Energieeffizienz - Wirtschaftszweige ohne oder mit teilweiser Prozessabbildung	absolute Strom- und Brennstoffverbräuche je Wirtschaftszweig für Prozesswärme	Für Wirtschaftszweige die teilweise oder nicht bottom-up modelliert werden, werden mehrere durchschnittliche Effizienzmaßnahmen definiert. Hierzu werden durchschnittliche Parameter für die Anwendungsfaktoren, Austauschraten, spezifischen Einsparungen und Kosten berechnet. Da für diese Prozesse/Wirtschaftszweige keine Produktionsmengen vorliegen, wird der jeweilige absolute Energieträgerverbrauch durch die Maßnahme adressiert.
Energieeffizienz - Querschnittstechnologien	absolute Strom- und Brennstoffverbräuche je Anwendung	In Abhängigkeit von der spezifischen Einsparung, dem Anwendungsfaktor, der Austauschrate und der Anzahl der Betriebe wird eine absolute Veränderung des Strom- und/oder Brennstoffverbrauchs für die jeweilige Anwendung bestimmt.
Verfahrensroutenwechsel	Produktionsmengen	In Abhängigkeit vom Anwendungsfaktor und der Austauschrate kommt es zu einer Verschiebung der jährlichen Produktionsmengen zwischen mindestens zwei Verfahren. Die jährliche Gesamtproduktionsmenge wird durch die Maßnahmenumsetzung nicht verändert.
Niedertemperatur-Elektrifizierung	absolute Strom- und Brennstoffverbräuche je Anwendung	Die Umsetzungslogik entspricht der Maßnahmenkategorie „Energieeffizienz – Querschnittstechnologien". Bei der Niedertemperaturelektrifizierung kommt es zu einer Reduktion des Brennstoffverbrauchs und einem Anstieg des Stromverbrauchs für das betroffene Prozesswärmetemperaturniveau.
Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel	Verhältnis der Energieträgerverbräuche für Prozesswärme je Prozess	Diese Maßnahme ermöglicht es existierenden Industrieanlagen, durch Anpassung oder Neuinstallation eines Brenners anderen Brennstoff zur Wärmebereitstellung zu nutzen. In der Brennstoff-AnEM wird hierzu das Verhältnis der Energieträger zur Bereitstellung der Prozesswärme verändert.
Energieträgerwechsel ohne Technologiewechsel	absoluter Energieträgerverbrauch	Die fossilen Energieträger Erdgas und Kohle werden durch synthetisches Methan und feste Biomasse substituiert. Die Austauschrate basiert auf internen Expertenschätzungen.
CO_2-Abscheidung	spezifische Strom- und Brennstoffverbräuche und gesamte prozessbedingte Emissionen je Wirtschaftszweig	In Abhängigkeit vom Anwendungsfaktor, von der Abscheiderate und der Austauschrate kommt es zu einer Erhöhung der spezifischen Strom- und Brennstoffverbräuche und einer Verringerung der absoluten prozessbedingten Emissionen je Prozess. Die Umsetzung der Maßnahme erfolgt auf Basis der Produktionsmengen des jeweiligen Prozesses.

9.4.3.2 Berechnung der TOP Maßnahmen in SmInd

In diesem Abschnitt wird die Umsetzungslogik der TOP-Maßnahmen für den Industriesektor beschrieben. Analog zu den Endenergiesektoren Verkehr, Haushalte und GHD wurden drei

Maßnahmenbündel ausgewählt, die mit Blick auf die Verminderung der Emissionen im Industriesektor von besonderer Relevanz sind und sich in Ihrer Wirkungsweise grundlegend voneinander unterscheiden. Die sektor- und systemdynamischen Bewertungen der TOP-Maßnahmen können den Abschnitten 11.3.2 und 11.5 entnommen werden. Tabelle 9-6 zeigt die TOP-Maßnahmen des Industriesektors und deren Umsetzungslogiken.

Die Modellierung der TOP-Maßnahmen erfolgt durch Bildung von Maßnahmenbündeln. Die hierin enthaltenen Maßnahmencluster und Einzelmaßnahmen basieren auf den Verminderungsmaßnahmen der Abschnitte 9.2 und 9.3. Die grundsätzliche Umsetzungslogik der Maßnahmen folgt den Erklärungen in Tabelle 9-5.

Für die Bewertung der TOP-Maßnahmen erfolgt zunächst eine Mittelung der relevanten Einzelmaßnahmenparameter: Investitionen, spezifische Einsparungen, Lebensdauer und Anwendungsfaktor. Hieraus ergibt sich das Maßnahmenbündel. Die Bündelung der Maßnahmen ist an dieser Stelle zulässig, da der Fokus der TOP-Maßnahmenbewertung auf dem Vergleich zwischen den Ergebnissen der sektor- (Stufe 2) und systemdynamischen Ergebnisse (Stufe 3) liegt. Hierfür relevant sind vor allem die Gesamtkosten und -emissionen nach Maßnahmenumsetzung, nicht jedoch die Interdependenzen zwischen den Einzelmaßnahmen. Zudem enthalten die TOP-Maßnahmen nur Maßnahmenbündel, die sich in ihrer Parametrisierung, Umsetzungslogik und Wirkungsweise ähneln. Die Maßnahmenbündel werden folglich aus Einzelmaßnahmen mit gleicher Wirkweise gebildet. Wie auch in den anderen Sektoren erfolgt die Maßnahmenumsetzung im Zeitraum zwischen 2021 und 2035 mit einem jährlich zur Verfügung stehenden Investitionsbudget von 5 Mrd. €. Dabei kann die max. Austauschrate der Maßnahmen jedoch dazu führen, dass nur ein Teil des zur Verfügung stehenden Betrags eingesetzt wird.

Tabelle 9-6: Zusammenfassung der Umsetzungslogik der TOP-Maßnahmen im Sektor Industrie

TOP Maßnahme	Erklärung der Maßnahmenumsetzung
Prozesseffizienz	Die TOP-Maßnahme setzt sich aus den Maßnahmenclustern „Energieeffizienz – analysierte Prozesse“ und „Energieeffizienz - Wirtschaftszweige ohne oder mit teilweiser Prozessabbildung“ zusammen. Da zur Umsetzung der Maßnahme eine jährliche Budgetrestriktion vorliegt, werden zuerst bottom-up abgebildete Prozesse unter Berücksichtigung der jeweiligen Austauschraten umgesetzt. Zunächst wird die Effizienzsteigerung der durch erhobene Maßnahmen angesprochenen Prozesse berechnet (z. B. Primärstahlproduktion). Aus den erhobenen Einzelmaßnahmen je Prozess wird hierzu eine durchschnittliche Effizienzmaßnahme je Prozess berechnet. Dies erfolgt durch Mittelung der Austauschrate (Lebensdauer), des Anwendungsfaktors, sowie der spez. Investitionen, fixen Betriebskosten und Einsparungen für Strom und Brennstoffe. Für Wirtschaftszweige, die nur zum Teil abgebildet sind, werden die Einsparungen für Strom und Brennstoffe aus denen der abgebildeten Prozesse abgeleitet. Hierzu wird das Verhältnis von Einsparungen zu Verbräuchen der abgebildeten Prozesse proportional auf den restlichen Wirtschaftszweigverbrauch umgelegt. Es wird zudem ein Kostenfaktor für die Kosten je Prozent eingesparter Energie berechnet, der auf den übrigen WZ-Verbrauch angewendet wird. Die Berechnung erfolgt getrennt nach Strom und Brennstoffen. Für WZ, in denen keine Maßnahmen abgebildet werden, wird ein ähnliches Vorgehen gewählt. Grundlage hierfür sind Kosten und Veränderungen der Verbräuche in den Wirtschaftszweigen, die gänzlich oder zum Teil bottom-up abgebildet wurden. Die max. Effizienzsteigerung in nicht abgebildeten WZ ist auf 0.8 % pro Jahr begrenzt.
Verfahrensroutenwechsel Stahl	In der TOP-Maßnahme erfolgt eine Verschiebung der Produktionsmengen von Primärstahl hin zu Sekundärstahl und Direktreduktionsstahl. Die Maßnahme basiert auf den Einzelmaßnahmen „Verfahrensroutenwechsel Primär- zu Sekundärstahl“ und „Verfahrensroutenwechsel Primär- zu Direktreduktionsstahl“. Für die Berechnung der TOP-Maßnahmen wird die mittlere Austauschrate basierend auf der mittleren Lebensdauer sowie der mittlere Anwendungsfaktor aus den Einzelmaßnahmen berechnet. Die durch die Maßnahmen verringerte Produktionsmenge an Primärstahl (unabhängig von der exogen vorgegebenen Gesamtproduktionsmenge für Stahl) wird im Verhältnis 1:1 auf die Sekundär- und Direktreduktionsroute aufgeteilt. Im Rahmen der Studie wird angenommen, dass maximal 50 % der gesamten Stahlproduktionsmenge aus dem Startjahr 2015 bis zum Jahr 2050 über die Sekundärroute hergestellt werden kann. Für die Kostenberechnung wird der Neubau von Kapazitäten bei Sekundär- und Direktreduktionsstahl den Retrofitkosten der Primärstahlherstellung gegenübergestellt. Die Berücksichtigung der prozessbedingten Emissionen in der Stahlherstellung erfolgt durch Multiplikation der Produktionsmengen je Verfahrensroute mit den entsprechenden prozessspezifischen Prozessemissionsfaktoren.
CO_2-Abscheidung	Die TOP-Maßnahme betrifft die Veränderung der prozess- und energiebedingten Emissionen durch die CO_2-Abscheidung bei Stahl- und Zementherstellung. Für beide Prozesse wird das post-combustion Verfahren angenommen. Es erfolgt zunächst die Berechnung einer mittleren Austauschrate und eines mittleren Anwendungsfaktors. In Abhängigkeit des vorgegebenen Budgets, der max. Austauschrate und des Anwendungsfaktors wird die jährliche prozessspezifische Produktionsmenge berechnet, für die die CO_2-Abscheidung erfolgt. Die zusätzlichen Strom- und Brennstoffverbräuche sowie die Reduktion der prozessbedingten Emissionen werden berücksichtigt. Dabei wird durch die Definition der Abscheiderate berücksichtigt, dass nur ein Teil der prozessbedingten Emissionen abgeschieden werden kann.

9.4.3.3 Modellierung des Technologiemix Szenario fuEL

Nachfolgend wird die methodische und umsetzungsorientierte Erweiterung von SmInd um ein Technologiemixmodul dargelegt, in dem alle verfügbaren THG-Verminderungsmaßnahmen des Modells kombiniert und Interdependenzen zwischen den Maßnahmen berücksichtigt werden. Die vollständigen Modellierungsmethodik des Technologiemixmoduls von SmInd ist in /FFE-78 19/ verfügbar.

Vorbereitende Berechnungen und Maßnahmenaufbereitung

Im Technologiemixmodul werden sowohl prozessspezifische, als auch prozessunspezifische THG-Verminderungsmaßnahmen miteinander kombiniert. Prozessunspezifische THG-Verminderungsmaßnahmen werden als Querschnittsmaßnahmen bezeichnet. Querschnittsmaßnahmen beziehen sich auf Anwendungen wie die industrielle Beleuchtung oder den Gasverbrauch des gesamten Industriesektors, wohingegen prozessspezifische THG-Verminderungsmaßnahmen stets einem bestimmten Prozess, wie beispielsweise der Stahlerzeugung, zugeordnet sind. Die Zuordnung der Technologieabbildung zu den Maßnahmenkategorien im Technologiemixmodul ist in Abbildung 9-14 zusammengefasst.

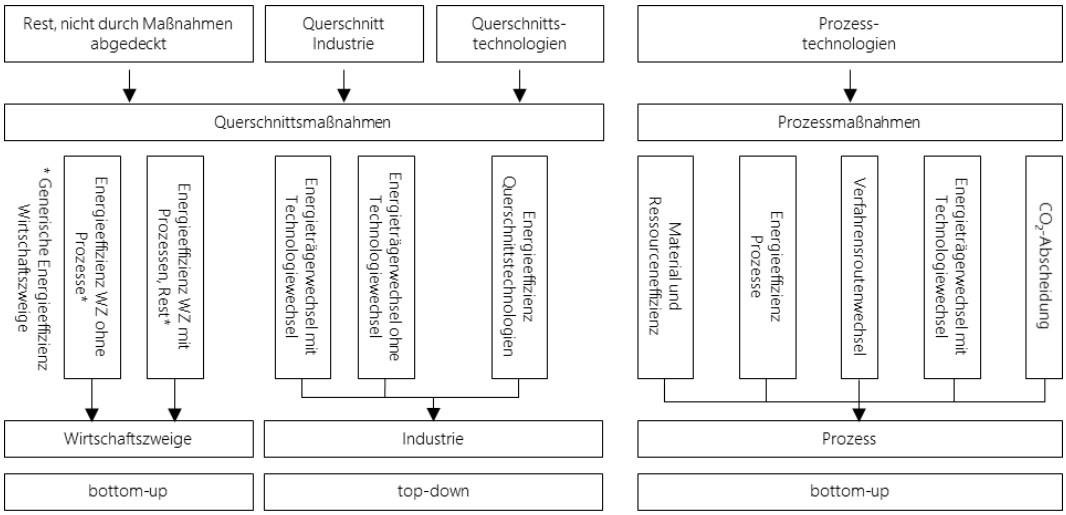


Abbildung 9-14: Zuordnung modellierter Technologien zu den Maßnahmenkategorien und zur Wirkungsebene

Prozessmaßnahmen sind im Technologiemixmodul in fünf Maßnahmenkategorien unterteilt /FFE-78 19/ und wirken auf die hinterlegten Produktionsprozesse sowie die damit verbundenen industriellen Produktionsanlagen[28]. Effizienzmaßnahmen senken den Energieverbrauch der Prozesse. Der Verfahrensroutenwechsel beschreibt die Umstellung konventioneller auf neuartige Produktionsprozesse zur Herstellung desselben Produkts. Im Technologiemixmodul ist es möglich, von einer Referenz- auf beliebig viele Substitutionsverfahren zu wechseln. Der Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel auf Prozessebene beschreibt die Umrüstung bestehender Anlagen, um den Wechsel hin zu klimaneutralen Energieträgern zu erreichen. Durch die CO_2-Abscheidung ist es im Modell möglich, sowohl energie- als auch prozessbedingte Emissionen bei ausgewählten industriellen Produktionsprozessen zu vermindern. Eine Einspeicherung erfolgt nicht, da die CO_2-Punktquellen im Bereitstellungssektor zur Erzeugung synthetischen Methans genutzt werden. Die Material- und Ressourceneffizienz ist indirekt über die Entwicklung der Produktionsmengen und des spezifischen Prozessverbrauchs im Modell berücksichtigt und

[28] Öfen, Elektrolyseure, Mühlen und weitere industrielle Produktionsanlagen

wird dementsprechend in der folgenden Maßnahmenumsetzung und Auswertung nicht näher beschrieben. Prozessmaßnahmen sind stets mit den Aktivitätsgrößen des Produktionsprozesses verknüpft. Eine detaillierte Beschreibung der Maßnahmenkategorien ist /FFE-08 19/ und /FFE-35 19/ zu entnehmen.

Im Technologiemixmodul werden weiterhin fünf Querschnittsmaßnahmenkategorien unterschieden /FFE-78 19/. Zunehmend effizientere Querschnittstechnologien[29] reduzieren den Energieverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario. Der Einsatz von Industriewärmepumpen und Elektrodenheizkesseln infolge des Energieträgerwechsels mit Technologiewechsel auf Querschnittsebene erlaubt es zudem, Brennstoffanwendungen in der Niedertemperaturwärme zu elektrifizieren. Überdies werden Energieträgerwechsel ohne Technologiewechsel implementiert, durch die branchenübergreifend Erdgas durch synthetisches Gas bzw. Kohle durch Biomasse substituiert wird. Verbleibt am Ende des Szenarios Kohle in der Industrie, ist es außerdem möglich, den Restkohleverbrauch über einen Zeitraum von fünf Jahren ex-post durch einen klimaneutralen Festbrennstoff zu ersetzen.

Durch Effizienzmaßnahmen auf Prozess- und Querschnittsebene sind für den Großteil des industriellen Energieverbrauchs Effizienzsteigerungen hinterlegt. Um ein konsistentes Technologiemixszenario zu modellieren, müssen weiterhin sowohl die Restverbräuche der Wirtschaftszweige mit Prozessen, als auch die Wirtschaftszweige ohne Prozesseffizienz mit einem generischen Effizienzfortschritt belegt werden /FFE-78 19/. Bei Wirtschaftszweigen, die energie- und emissionsintensive Prozesse mit relevanten Effizienzmaßnahmen beinhalten, werden die notwendigen Parameter zur Bildung einer generischen wirtschaftszweigspezifischen Einzelmaßnahme anhand der bestehenden Prozessmaßnahmen berechnet. Hierzu werden Durchschnittswerte der relevanten Parameter gebildet. Durchschnittliche Strom- und Brennstoffeinsparungen sowie die dafür notwendigen CAPEX und OPEX bilden das Grundgerüst der generischen Effizienzmaßnahme. Da kein Bezug zur Produktionsmenge energieintensiver Prozesse oder der Betriebsanzahl bei Querschnittstechnologien möglich ist, richtet sich die Umsetzungsgeschwindigkeit der Effizienzsteigerung ebenfalls nach dem Durchschnitt der hinterlegten Effizienzmaßnahmen. Bei generischen Effizienzmaßnahmen wird demgemäß von den spezifischen Werten der Prozess- und sonstigen Querschnittsmaßnahmen abgewichen und die absolute Änderung des Strom- und Brennstoffverbrauchs in der Maßnahmenmatrix hinterlegt (kWh) /FFE-08 19/. Je eingesparter Kilowattstunde infolge der Umsetzung generischer Effizienz auf Wirtschaftszweigebene fallen CAPEX und OPEX an (€/kWh). Die beschriebene Methodik der generischen Energieeffizienz gilt analog für Wirtschaftszweige ohne prozessspezifische Abbildung. In diesem Fall werden jedoch die wirtschaftsübergreifenden durchschnittlichen Parameter aller relevanten Prozesseffizienzmaßnahmen gebildet, um generische, wirtschaftszweigspezifische Energieeffizienzmaßnahmen zu erzeugen. Die berechnete generische maximale Effizienzsteigerung je Wirtschaftszweig wird durch die durchschnittliche Lebensdauer der relevanten Prozesseffizienzmaßnahmen dividiert. Auf diese Weise werden jährliche Werte relevanter Parameter der generischen Energieeffizienzmaßnahme generiert. Die generischen Effizienzmaßnahmen auf Wirtschaftszweigebene werden in der Maßnahmenmatrix wie gewöhnliche Effizienzmaßnahmen behandelt.

Um einzelne THG-Verminderungsmaßnahmen in der Industrie zu modellieren und in einem Technologiemixmodul zu kombinieren, ist die bestehende Modellstruktur von der Umsetzung zusammengefasster Maßnahmenbündel auf einzelne THG-Verminderungsmaßnahmen vorzunehmen. Hierzu wird eine prozess- und wirtschaftszweigübergreifende

[29] Beleuchtung, elektrische Antriebe, Kessel zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser und weitere Querschnittstechnologien

Gesamtmaßnahmenmatrix erstellt. Im Technologiemixmodul wird die originäre Maßnahmenmatrix /FFE-08 19/ um zusätzliche Parameter erweitert. Zum einen ist der Beginn des Hochlaufs je Einzelmaßnahme zu hinterlegen. Zum anderen besteht die Möglichkeit, das Ende des Maßnahmenhochlaufs exogen in die Maßnahmenmatrix aufzunehmen. Die volkswirtschaftlichen Auswirkungen in der Industrie durch politische Eingriffe und Wechsel in der politischen Ausrichtung können auf diese Weise einzelmaßnahmenscharf simuliert werden. Neben den bisher verwendeten Transformationsgeschwindigkeiten auf der Basis natürlicher Reinvestitionszyklen je Einzelmaßnahme ist es darüber hinaus im Technologiemixmodul möglich, einen nichtlinearen Maßnahmenhochlauf auf der Basis beliebiger Kurvenverläufe vorzunehmen. Auf diese Weise ist die Simulation eines individuellen, realen Maßnahmenhochlaufs je Einzelmaßnahme möglich, falls geeignet parametrierte Kurven je Einzelmaßnahme verfügbar sind /FFE-78 19/.

Die entstehende Gesamtmaßnahmenmatrix enthält je THG-Verminderungsmaßnahme 27 Parameter, die zur Umsetzung und der Kombination erforderlich sind. Im Technologiemixmodul werden 117 Einzelmaßnahmen zur THG-Verminderung miteinander kombiniert, die neun Maßnahmenkategorien zugeordnet werden können. Demgemäß sind im Technologiemixmodul bis zu neun verschiedene Umsetzungs- und Auswertungslogiken in Abhängigkeit von der Maßnahmenkategorie erforderlich, die jedoch häufig auf selbige Grundfunktionalität zurückzuführen sind /FFE-78 19/.

Um die Wirkung einzelner THG-Verminderungsmaßnahmen oder Maßnahmenkategorien im Technologiemixmodul eruieren zu können, sind im Technologiemixmodul Filtermechanismen zur Auswahl individueller Maßnahmen oder Kategorien verfügbar. Auf diese Weise wird es möglich, Effekte einzelner THG-Verminderungsmaßnahmen oder -kategorien auf den Energieverbrauch, die Emissionen und die Kosten einzelner Prozesse, Wirtschaftszweige oder die Gesamtindustrie zu berechnen und zu analysieren /FFE-78 19/.

Infolge der initialen Berechnungen ergeben sich nach Maßnahmen gefilterte, jahresspezifische Matrizen mit kleinteiligen THG-Verminderungsmaßnahmen, die als Grundlage der temporal gebundenen Maßnahmenumsetzung im Technologiemixmodul Verwendung finden /FFE-78 19/.

Maßnahmenumsetzung

Zu Beginn der Maßnahmenumsetzung ist im Technologiemixmodul für jedes zu simulierende Jahr eine individuelle Maßnahmenmatrix verfügbar, die alle jahresspezifisch relevanten THG-Verminderungsmaßnahmen enthält /FFE-78 19/.

Im Technologiemixmodul ist es möglich, die Maßnahmenumsetzung mit grundlegend unterschiedlichen Umsetzungslogiken durchzuführen. Derzeit sind zwei Umsetzungslogiken im Modell implementiert:

- Umsetzung der THG-Verminderungsmaßnahmen infolge einer nach Experteneinschätzung vorgegebenen Reihung
- Umsetzung der Maßnahmen nach jährlichen, statischen THG-Verminderungskosten

Nachfolgend wird die im Technologiemixmodul Methodik der Umsetzung mit nach jährlichen, statischen THG-Verminderungskosten priorisierter Maßnahmenmatrix verfolgt /FFE-78 19/. Die Berechnung der jahresspezifischen, statischen THG-Verminderungskosten je Maßnahme im Modell erfolgt in Abhängigkeit von der jeweiligen Maßnahmenkategorie. Je nach Maßnahmenkategorie müssen verschiedene Parameter miteinbezogen werden. Dabei werden zur Berechnung der THG-Verminderungskosten nicht die Vollkosten genutzt, sondern

lediglich die veränderten Kosten berechnet, die durch die Umsetzung der THG-Verminderungsmaßnahme entstehen.

Die vollständige Maßnahmenmatrix wird anschließend nach den berechneten THG-Verminderungskosten priorisiert. Maßnahmen mit niedrigeren THG-Verminderungskosten werden dementsprechend bevorzugt umgesetzt.

Die priorisierte Maßnahmenmatrix wird in jährlichem Turnus durchlaufen. Die jahresspezifische Umsetzung jeder einzelnen THG-Verminderungsmaßnahme hängt in SmInd bisher von folgenden zwei grundlegenden Restriktionen ab:

- Vollständige Umsetzung der Maßnahme
- Budgetrestriktion

Um die erste Restriktion einhalten zu können, sind Kriterien zu beachten, die die vollständige Umsetzung einer THG-Verminderungsmaßnahme beschreiben. Für jede Einzelmaßnahme wird eine individuelle, jährliche Maßnahmenimplementierungsmenge berechnet. Unabhängig von der Maßnahmenkategorie basiert die Berechnung der Maßnahmenimplementierungsmenge auf der jährlichen Austauschrate /FFE-35 19/. Dabei liegt jeder THG-Verminderungsmaßnahme eine Lebensdauer zugrunde, mit der die Austauschrate der Technologien berechnet wird. Es wird folglich davon ausgegangen, dass die Technologien am Ende ihrer Lebensdauer erneuert werden. Die natürliche Austauschrate pro Jahr beschreibt die natürlichen Reinvestitionszyklen über die Lebensdauer der Anlage. Der Maßnahmenkategorie „Energieträgerwechsel ohne Technologiewechsel" liegt keine Technologielebensdauer zugrunde. Auf der Basis interner Expertenschätzung, die auf Entwicklungen im Bereitstellungssektor fußen, wird festgelegt, mit welcher Transformationsgeschwindigkeit der Energieträgerwechsel ohne Technologiewechsel vollzogen werden kann.

Der Anwendungsfaktor ist ebenso zur Berechnung der Maßnahmenimplementierung erforderlich wie die natürliche Austauschrate /FFE-35 19/. Anwendungsfaktoren spiegeln Limitationen hinsichtlich der Marktpenetration und der damit konnotierten, bereits bestehenden Ausstattung industrieller Produktionsprozesse wieder /GUM-01 17/. Die Anwendungsfaktoren der THG-Verminderungsmaßnahmen stammen aus der Literatur oder werden von Industrieexperten abgeschätzt /GUM-01 17/.

Die Berechnungsmethodik der Maßnahmenimplementierungsmenge unterscheidet sich je Maßnahmenkategorie. Für Prozessmaßnahmen wird die Produktionsmenge des Produktionsprozesses zugrunde gelegt /FFE-35 19/, um die Maßnahmen-implementierungsmenge zu berechnen. Querschnittsmaßnahmen beziehen sich auf gesamtindustrielle Parameter, die Umsetzung ist demgemäß nicht an die Produktionsmenge eines Prozesses gekoppelt. Die Umsetzung richtet sich vielmehr nach der eingangsdatenseitig erhobenen Betriebsanzahl, bei der die THG-Verminderungsmaßnahme angewendet werden kann. Für die generische Energieeffizienz ist die Umsetzung der Maßnahme an die durchschnittliche Lebensdauer anderer Effizienzmaßnahmen gekoppelt. Die Replacement-Rate ist dementsprechend bereits durch die jahresgebundene Aufnahme der Maßnahme in die Maßnahmenmatrix selbst berücksichtigt. Es wird zudem kein wirkungsmindernder Anwendungsfaktor angenommen. Die Kriterien zur vollständigen Umsetzung einer Maßnahme unterscheiden sich ebenfalls hinsichtlich der Maßnahmenkategorie. Prozessmaßnahmen gelten als vollständig implementiert, sobald die gesamte Produktionsmenge mit oder unterstützend durch die Technologie produziert wird. Die

vollständige Umsetzung der Querschnittsmaßnahmen basiert auf der jahresspezifischen Betriebsanzahl, bei der die Maßnahme implementiert wird. Ist diese erreicht, endet die Maßnahmenumsetzung im Szenario fuEL. Die vollständige Maßnahmenumsetzung der generischen Energieeffizienz wird abweichend bestimmt. Dabei wird das Maßnahmenpotenzial anhand der bereits erfolgten Maßnahmenimplementierung, der Lebensdauer und des eingeschränkten Maßnahmenpotenzials infolge der bereits erhöhten Effizienz im Referenzszenario eingebunden.

Ist eine THG-Verminderungsmaßnahme vollständig implementiert, wird diese jahresspezifisch von den nachfolgenden Maßnahmenmatrizen entfernt. Neben der Implementierung dienen die Gleichungen auch der Explementierung, also der Rückbildung von Maßnahmen. Hierzu wird eine fiktive, negative Produktionsmenge bzw. Betriebsanzahl verwendet, die von der Maßnahmenimplementierungsmenge abgezogen wird. Gerade bei Szenarien mit Zeithorizont bis 2050 ist die Explementierung ein relevantes Instrument zur Abbildung von Brückentechnologien.

Neben der vollständigen Umsetzung einer Maßnahme ist die Budgetrestriktion einzuhalten /FFE 35-19/. Die Budgetrestriktion beschreibt in SmInd die jahresspezifische Vorgabe eines Gesamtbudgets für den Industriesektor, die die jährliche Maßnahmenumsetzung begrenzt. Zunächst sind die durch die THG-Verminderungsmaßnahmen entstehenden Kosten zu berechnen. Die Maßnahmenkosten unterteilen sich in Investitionen und fixe Betriebskosten. Die veränderten variablen Betriebskosten, die maßgeblich durch die Veränderung des Energieverbrauchs und der Energieträgerpreise entstehen, werden beim Budgetansatz nicht berücksichtigt. Außerdem werden die fixen Betriebskosten der Technologien berücksichtigt. Diese wirken nicht annuitätisch. Fixe Betriebskosten subsumieren vor allem operative Kosten für Wartung und Reparatur. Die gesamten Maßnahmenkosten je Einzelmaßnahme ergeben sich aus der Summe von CAPEX und OPEX. Die jahresspezifische Maßnahmenumsetzung endet, wenn das Jahresbudget aufgebraucht ist. Das Budget wird zu Beginn der Simulation exogen vorgegeben. Unter Berücksichtigung der Restriktionen wird zum Abschluss der Maßnahmenumsetzung eine jahresspezifische Maßnahmenmatrix erstellt, die die umgesetzten Maßnahmen mit nachfolgend notwendigen Parametern beinhaltet. Hierzu wird die Maßnahmenmatrix um die statischen Verminderungskosten, die annuitätischen Maßnahmenkosten, die nicht annuitätischen fixen Betriebskosten, die annuitätischen Gesamtmaßnahmenkosten sowie die jährliche und kumulierte Maßnahmen-implementierungsmenge erweitert.

Effekte der Maßnahmenumsetzung

Die Auswirkungen der Maßnahmenumsetzung auf die Output-Parameter des Modells werden in einem separaten Auswertungsmodul bestimmt, dessen grundsätzliche Funktionalität in Abbildung 9-15 dargestellt ist. Im Technologiemixmodul wird die Maßnahmen-implementierungsmenge folglich nicht durch den veränderten Energieverbrauch und die Emissionen beeinflusst.

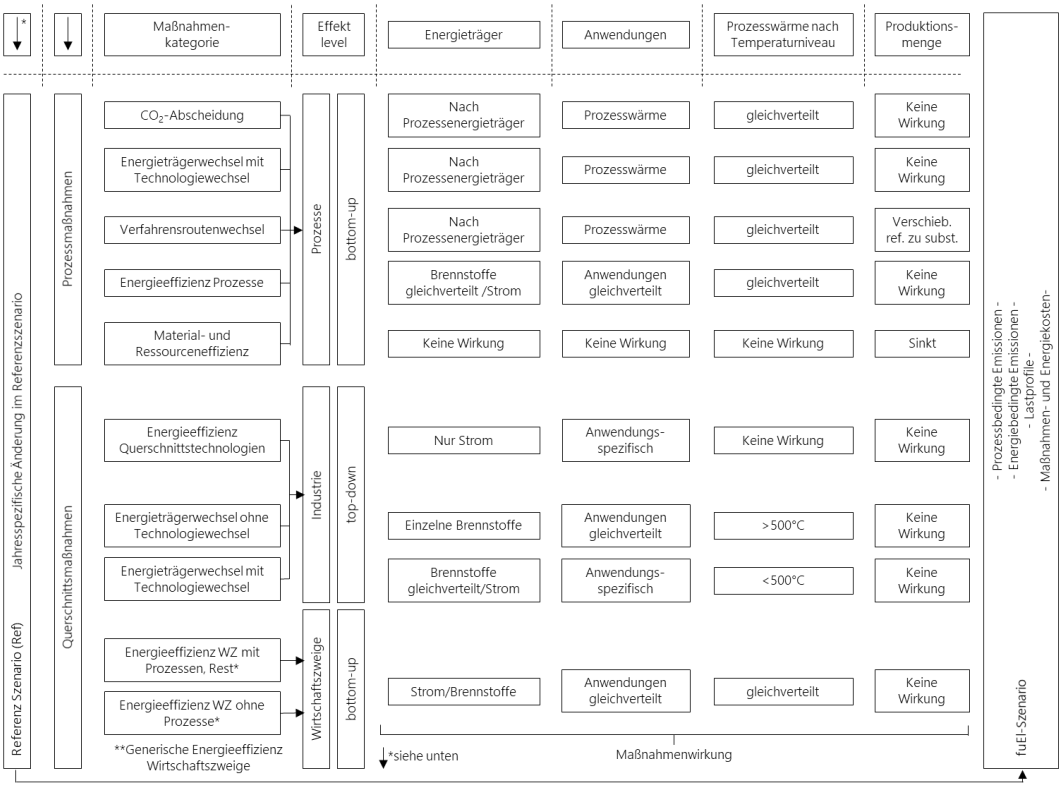


Abbildung 9-15: Funktionalität des Auswertemoduls im Technologiemixmodul

Um möglichst generische und homogene Funktionen im Auswertungsmodul nutzen zu können, wirken die heterogenen THG-Verminderungsmaßnahmen stets auf die Parameterebene mit höchstem Detailgrad. Eine prozessspezifische THG-Verminderungsmaßnahme wirkt demgemäß nicht auf den Gesamtenergieverbrauch der Industrie, sondern auf den Energieverbrauch des jeweiligen Prozesses. Der veränderte Energieverbrauch wird anschließend bottom-up auf eine höhere Parameterebene aggregiert. Die Wirkung der Maßnahmenkategorien auf die jeweilige Parameterebene ist in Abbildung 9-15 dargestellt.

Um auf dem Referenzszenario aufzubauen, ist zudem zu klären, wie mit den bereits hinterlegten jahresspezifischen Änderungen im Referenzfall umgegangen wird. Die Referenzveränderung muss für alle Parameter berechnet werden, auf die die Maßnahmenumsetzung auf niedrigster Ebene wirkt.

Obwohl THG-Verminderungsmaßnahmen auch auf Parameter der Gesamtindustrie wirken, muss deren Referenzentwicklung nicht in das Technologiemixmodul eingebracht werden. Veränderte Parameter auf Industrieebene werden im Technologiemixmodul stets top-down auf die Prozesse, Querschnittstechnologien und Wirtschaftszweige aufgeteilt. Anschließend erfolgt eine Aggregation der Energieverbräuche auf höher gelegene Ebenen.

Weiterhin muss festgelegt werden, *wie* die jahresspezifische Referenzänderung im Technologiemixmodul berücksichtigt wird. Prinzipiell sind zwei Methoden denkbar: Bei der ersten Option wirkt die *Referenzveränderung prozentual* auf die Parameter des Technologiemixmoduls. Inkonsistenzen, wie sie durch etwaige negative Parameter infolge der absoluten Referenzveränderung entstehen könnten, werden dadurch vermieden. Jedoch würde die Referenzveränderung zunehmend abgeschwächt, da die meisten Parameter infolge der THG-Verminderungsmaßnahmen sinken und die prozentualen Referenzveränderungen dementsprechend zunehmend auf der Basis niedrigerer Ausgangswerte im

Technologiemixmodul berechnet werden würde. Aus diesem Grund wird nachfolgend die zweite Option durchgeführt, bei der die *absolute Referenzveränderung* auf die Parameter des Technologiemixmoduls bezogen wird. Auf diese Weise wird ein äquikonstanter Abstand zwischen Referenzänderung und der auf die Referenzänderung zurückzuführende Änderung im Technologiemixmodul gewahrt.

Der Maßnahmeneffekt unterscheidet sich je nach Einzelmaßnahme und wirkt auf unterschiedliche Parameter je Maßnahmenkategorie. Generell gilt für die Auswertung des Technologiemixmoduls: Jede THG-Verminderungsmaßnahme wirkt stets individuell und wird demgemäß separat implementiert. Wechselwirkungen der einzelnen Maßnahmen finden auf diese Weise Berücksichtigung. Demgemäß spielt die zuvor nach den THG Verminderungskosten festgelegte Reihung und Umsetzung der Maßnahmen eine entscheidende Rolle bei der Maßnahmenwirkung.

Zunächst wird im Auswertungsmodul die Änderung des Strom- und Brennstoffverbrauchs. Die Wirkung der einzelnen THG-Verminderungsmaßnahmen auf Parameter und Parameterebene hängt von der jeweiligen Maßnahmenkategorie ab. Da die Produktionsprozesse die Wirtschaftszweige nicht vollständig abdecken und dementsprechend eine Aggregation von Prozess- auf Wirtschaftszweigebene nicht möglich ist, wirken Prozessmaßnahmen sowohl auf den Strom- und Brennstoffverbrauch des Prozesses selbst, als auch die AnEm des Wirtschaftszweiges. Weiterhin ergeben sich endogene Änderungen der Prozessproduktionsmenge bei Verfahrensroutenwechselmaßnahmen. Die Wirkungsebene ist in Abbildung 9-15 verfügbar /FFE-78 19/. Ist die individuelle Wirkung der einzelnen THG-Verminderungsmaßnahme implementiert, erfolgen funktionsbasiert drei Aggregationsschritte, unabhängig davon, ob es sich um eine Querschnitts- oder Prozessmaßnahme handelt.

- Die Energieträgeranwendungsmatrizen werden von Wirtschaftszweig- auf Industrieebene aggregiert.
- Sowohl auf Wirtschaftszweig-, als auch auf Industrieebene werden die Energieträgeranwendungsmatrizen anschließend um die Dimension der Anwendungen reduziert. Der Energieverbrauch liegt folglich aggregiert nach Energieträger vor.
- Die energieträgerscharfen Vektoren werden anschließend zum Strom-, Brennstoff- und Gesamtenergieverbrauch je Wirtschaftszweig und der Gesamtindustrie aggregiert.

Auf Basis der Energieverbräuche im Technologiemixmodul werden die im Modell enthaltenen, nach realen Daten synthetisierten, normierten Lastgänge /FFE-35 19/ mit dem energieträgerscharfen Wirtschaftszweigverbrauch multipliziert

Zur Berechnung der prozessbedingten Emissionen werden prozessspezifische Prozessemissionsfaktoren verwendet. Durch den Einsatz der CO_2-Abscheidung im Produktionsprozess erhöht sich meist sowohl der Strom- als auch der Brennstoffverbrauch /ISI-07 17/. Hierdurch entstehen zunächst zusätzliche energiebedingte Emissionen. Ein Teil der zusätzlichen direkten energiebedingten Emissionen kann jedoch wiederum in Abhängigkeit von der Abscheiderate durch die CO_2-Abscheidung vermindert werden. Zudem ist durch die CO_2-Abscheidung ebenfalls in Abhängigkeit von der Abscheiderate die Verminderung sonst nur schwer zu verringernder prozessbedingter Emissionen möglich. Die gesamten energiebedingten Emissionen im Technolgiemixmodul in SmInd ergeben sich aus der

Multiplikation des Endenergieverbrauchs und des energieträgerscharfen Emissionsfaktors. Die sich ergebenden Emissionen werden um die abgeschiedenen energiebedingten CO_2-Emissionen vermindert.

Zur Berechnung der veränderten Energieträgerkosten infolge der Maßnahmenumsetzung werden die energieträgerscharfen Energieverbräuche auf Wirtschaftszweigebene mit den spezifischen Energieträgerpreisen multipliziert. Die wirtschaftszweigscharfen Energieträgerkosten werden anschließend auf Industrieebene aggregiert.

Mehrere Module aggregieren darüber hinaus Energieverbräuche, Lastgänge, energie- und prozessbedingte Emissionen sowie Energieträger- und Maßnahmenkosten auf eine höhere Parameterebene im Modell. Beispielsweise werden Maßnahmenkosten von Wirtschaftszweig- auf Industrieebene aggregiert. Anschließend werden die Ergebnisse des Technologiemixmoduls an die weiteren Modelle des Bereitstellungssektors übergeben. Hierzu sind die Ergebnisse für die Datenbank in einem Ergebnismodul aufzubereiten, das den jeweiligen Ergebnissen Identifikationsnummern zuweist. Anschließend werden Lastgänge, energie- und prozessbedingte Emissionen, die Menge an abgeschiedenem CO_2, Maßnahmen- und Energieträgerkosten, sowie Produktionsmengen in der Datenbank abgelegt.

Ein szenarienunabhängiges Auswertungsmodul bereitet die Ergebnisse nachfolgend für die grafische Darstellung auf. Hierbei werden die Ergebnisse in Tabellen überführt. Zudem werden neue Sekundärdaten durch die Kombination von Primärdaten erzeugt. Abschließend ist es im Modell möglich, die Energieverbräuche des Referenz- und Technologiemixmoduls auf NUTS-3 Ebene zu regionalisieren. Eine genaue Beschreibung der Regionalisierungsmethodik ist in /FFE-76 19/ verfügbar.

10 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

Maßgebendes Ziel des Teilprojekts *Dynamis GHD* ist die umfassende Erhebung sowie Modellierung des Endenergieverbrauchs des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Im Fokus der Berechnungen steht der für die Erreichung der deutschen Klimaziele besonders relevante Zeitraum zwischen den Jahren 2020 und 2050.

Grundlage für die Berechnung des zukünftigen Endenergieverbrauchs sowie die Erstellung der Endenergiebilanzen bilden die Nutzenergieprognose sowie die historisch gewachsene, heute bestehende Nutzenergieinfrastruktur. Für die Nutzenergieprognosen werden dabei aus den für Deutschland erwarteten sozioökonomischen, politischen aber auch technologischen sowie demographischen Entwicklungen auf den GHD Sektor maßgeschneiderte Szenarioannahmen abgeleitet. Aus den so entwickelten Szenarioannahmen kann anschließend, auf Basis der Analyse historischer Wirkzusammenhänge zwischen Nutzenergiebedarfen und Szenarioparametern der Nutzenergiebedarf modellbasiert und szenarioscharf aus historischen Bedarfserhebungen fortgeschrieben werden. Darüber hinaus dient die genaue Kenntnis des historischen als auch des aktuellen Anlagenbestands der Nutzenergieinfrastruktur zur Abbildung des heutigen Nutz- als auch Endenergieverbrauchs sowie zur Kalibrierung des Modells zur Berechnung künftiger Energiebedarfe.

Auf dieser Datengrundlage basierend wird der Endenergieverbrauch des Sektors GHD mittels einer „bottom-up" Modellierung unter Berücksichtigung der historischen Sektorentwicklung als auch der szenariobeschreibenden Entwicklungsparameter für die Zukunft berechnet.

Die Emissionsbilanz und die Potenzialanalyse zur Identifikation der „großen Stellhebel" wurden zu Beginn des Projekts auf Basis der Werte des Jahres 2014 durchgeführt. Die Emissionsbilanzen wurden zum Ende des Projekts mit den aktuellsten verfügbaren Zahlen des Jahres 2016 aktualisiert und werden in diesem Kapitel vorgestellt. Die Ergebnisse beider Jahre werden im Anhang in Tabelle 15-1 und Tabelle 15-2 gegenübergestellt. Da die grundsätzlichen Aussagen hinsichtlich der „großen Stellhebel" auch bei Verwendung der Werte des Jahres 2014 Bestand haben, wurde an dieser Stelle auf eine Aktualisierung der Potenzialanalyse verzichtet.

10.1 Emissionsbilanz

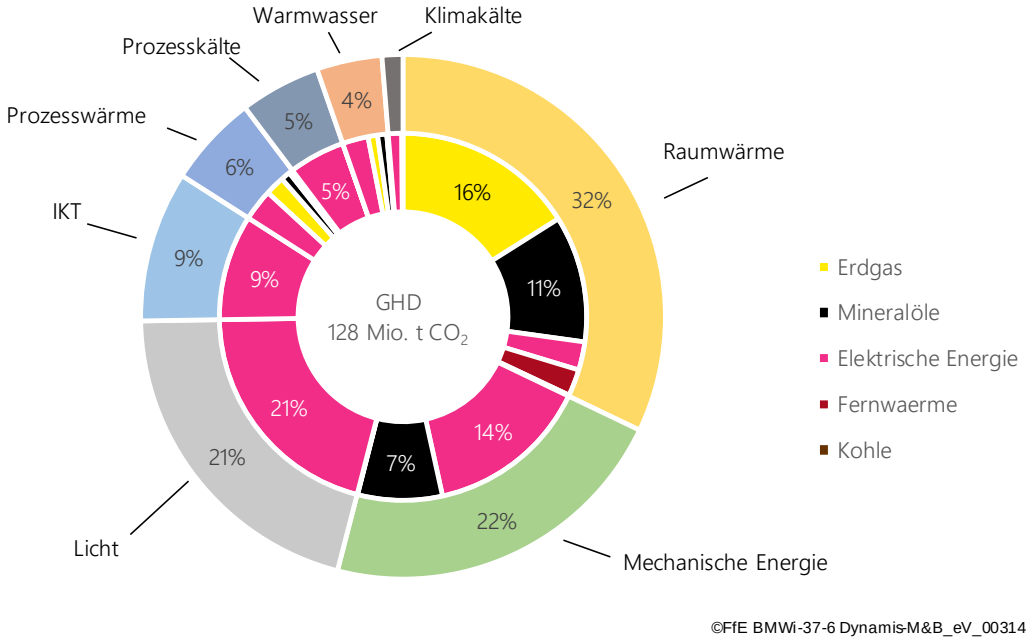


Abbildung 10-1 Energiebedingte CO_2-Emissionen des GHD-Sektors nach Anwendungen und Energieträgern im Jahr 2016 (Raumwärme temperaturbereinigt)

Die direkten und indirekten energiebedingten CO_2-Emissionen des GHD-Sektors lagen im Jahr 2016 bei 128 Mio. t CO_2 (vgl. Abbildung 10-1). Der überwiegende Anteil (rund 75 %), der Emissionen wird von den drei Anwendungsbereichen Raumwärme, mechanische Energie und Beleuchtung verursacht. Mit 32 % verursacht die Bereitstellung der Raumwärme den größten Anteil der sektoralen CO_2-Emissionen. Der überwiegende Anteil davon (rund 85 %) entsteht durch die Verbrennung von Erdgas und Mineralölen. Die Deckung des Nutzenergiebedarfs an mechanischer Energie verursacht mit 28 Mio. t CO_2 den zweitgrößten Anteil, gefolgt von der Beleuchtung mit 27 Mio. t CO_2. Diese zwei Anwendungsbereiche unterscheiden sich dahingehend, dass die Beleuchtung ausschließlich elektrische Energie für die Bereitstellung von Licht nutzt und somit in diesem Bereich nur indirekte Emissionen anfallen. Im Gegensatz dazu liegt der Anteil der elektrischen Energie an der Bereitstellung mechanischer Energie bei lediglich 66 %. Der Großteil der verbleibenden 34 % ist auf die Verbrennung von Mineralölen zurückzuführen.

10.2 Maßnahmenauswahl

Ziel des Verbundprojekts Dynamis ist es, kosteneffiziente Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Energiesystems aufzuzeigen und in ihren jeweiligen Stärken sowie Schwächen zu bewerten. Das Arbeitspaket II – Maßnahmenidentifikation des Teilprojekts Dynamis GHD wurde daher der Identifikation und Auswahl möglicher zukünftiger CO_2-Minderungsmaßnahmen im GHD-Sektor gewidmet.

Zur Strukturierung, wurden die Maßnahmen dabei nach den acht Energieanwendungsarten der Energiebilanz aufgeschlüsselt erarbeitet. Innerhalb jeder dieser Anwendungsarten wurden die Maßnahmen überdies entsprechend ihrer Hauptwirkweise unterteilt. Die betrachteten Kategorien waren dabei: Bereitstellung, Effizienzoptimierung sowie Bedarf- und Nutzverhalten

unterteilt. Der zur Maßnahmenidentifikation benutze Strukturbaum ist in Abbildung 10-2 dargestellt.

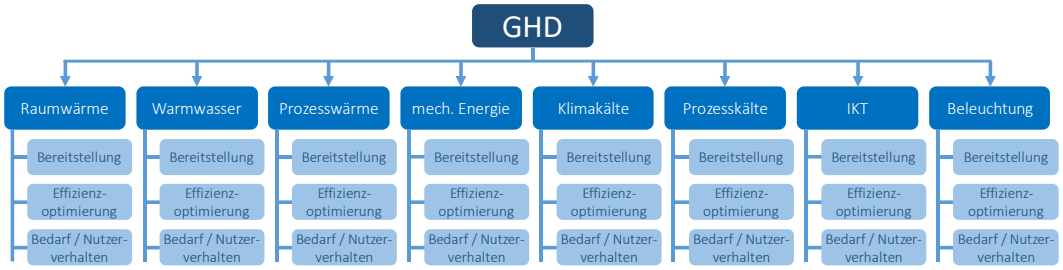


Abbildung 10-2: Strukturbaum der Maßnahmenidentifikation im GHD-Sektor

Im Rahmen der Maßnahmenidentifikation wurden insgesamt über 60 Maßnahmen erhoben, welche, bei Umsetzung, zur Dekarbonisierung des GHD-Sektors beitragen könnten (siehe Abbildung 10-4). Zur Evaluation der möglichen Wirkungsbreite der erarbeiteten Maßnahmen wurde eine Emissionsbilanz des Sektors erstellt (siehe Abbildung 10-3). Diese, nach Anwendungsarten aufgeschlüsselte Darstellung, gibt nicht nur Aufschluss über die Gesamtemissionsentwicklung, sondern auch darüber, welche Anwendungsbereiche besonders wirkungsvoll durch Dekarbonisierungsmaßnahmen beeinflusst werden können.

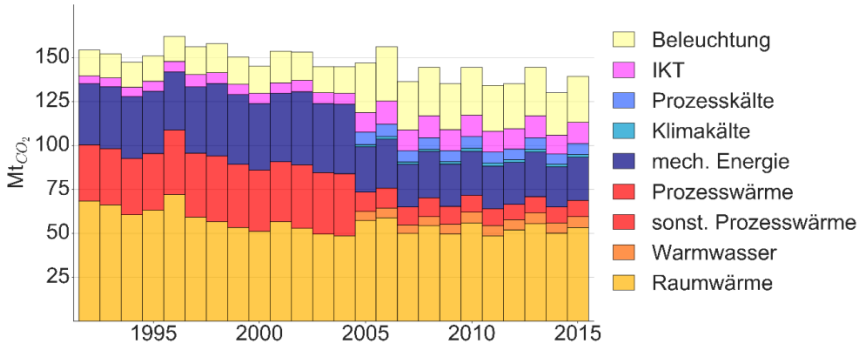


Abbildung 10-3: Historische Entwicklung der CO_2-Emissionen des GHD-Sektors in Deutschland nach Anwendungsarten in Mio. t CO_2

Die Emissionsquellenanalyse zeigt, dass bei der Maßnahmenidentifikation besonderer Fokus auf Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Raumwärmebereitstellung gelegt werden muss, da mittels effizienter Dekarbonisierungsmaßnahmen aus diesem Bereich bis zu 35 % der CO_2-Emissionen des Sektors vermieden werden könnten. Außerdem deutet die Emissionszeitreihe in Abbildung 10-3 darauf hin, dass die Bereiche IKT, Beleuchtung und Klimakälte in Zukunft einen größeren Anteil an den Gesamtemissionen des Sektors tragen werden, da sie im Gegensatz zu den anderen Bereichen in der Vergangenheit angestiegen sind während alle anderen reduziert werden konnten.

Basierend auf den Ergebnissen der Emissionsquellanalyse sowie der Maßnahmen-kategorisierung, als auch auf einer im Rahmen des Verbundprojekts mit den Projektpartnern entwickelten Kriterien-Matrix, wurden anschließend an die Maßnahmenerhebung die 25 relevantesten Maßnahmen identifiziert. Diese 25 Hauptmaßnahmen wurden in die Modellierung miteinbezogen. Die identifizierten Maßnahmen sind in Abbildung 10-4 nach den acht Energieanwendungsarten der Energiebilanz aufgeschlüsselt und nach Umsetzbarkeit im Modell geclustert. Die für die Modellierung relevanten Maßnahmen sind in der Tabelle blau hinterlegt.

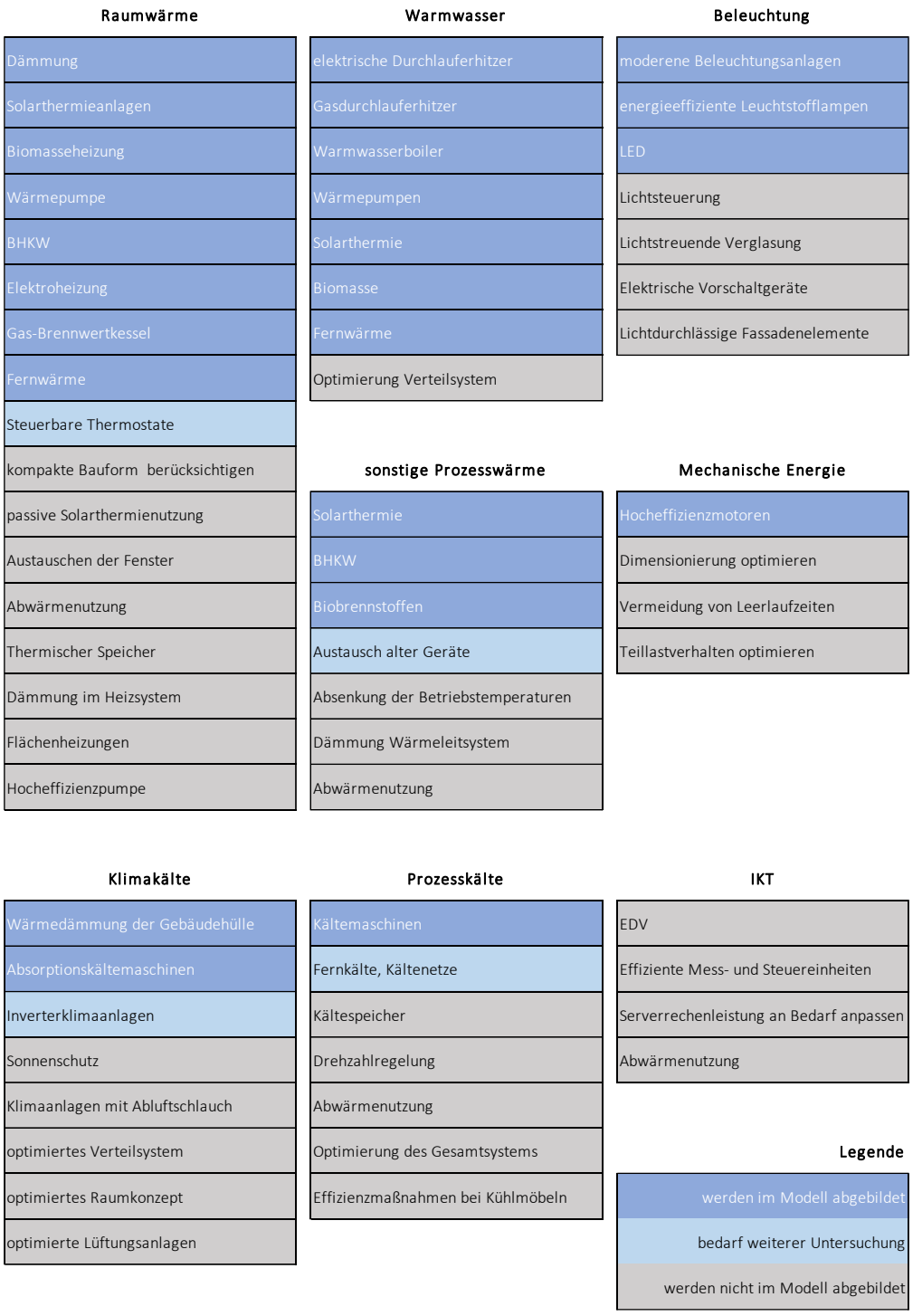


Abbildung 10-4: Identifizierte und ausgewählte Dekarbonisierungsmaßnahmen aus dem GHD-Sektor

10.3 Sektormodell GHD

Das Framework zur Modellierung des GHD-Sektors entwickelt szenariobasierte Nutzenergieprognosen (Nutzenergie-Forecast), berechnet den optimalen Technologieausbau und Endenergieeinsatz (MESSAGEix-Dynamis) und modelliert die resultierenden Lastgänge im Zeitraum von 2020 bis 2050.

Während es sich beim Nutzenergie-Forcast um ein regressives Simulationsmodell handelt, basiert das Kernmodell MESSAGEix-Dynamis auf einem linearen Optimierungsmodell welches unter gegebenen Rahmenbedingungen aus einem vordefinierten Technologiebestand die kostenoptimale Technologieauswahl zur Deckung des vorgegebenen Nutzenergiebedarfs ermittelt. Zu den Rahmenbedingungen zählen unter anderem Steuern für Treibhaugas-emissionen, Subventionierung von Technologien, Entwicklungen von Brennstoffkosten, sowie die Abbildung der historisch beobachteten Technologiewechselträgheit des Sektors.

Dem in diesem Projekt entwickelten Framework der Modellierung des heterogenen GHD Sektors und der Erzeugung der Lastgänge liegen folgende Anforderungen zugrunde:

1. eine möglichst einfache und transparente Übersetzung von qualitativen Szenarionarrativen in quantitative Szenarioannahmen über eine so gering wie mögliche Anzahl an Parametern.
2. eine möglichst direkte und anschauliche Darstellung der Auswirkungen einzelner Szenarioannahmen auf die Entwicklung des Energiebedarfs.
3. die Modellierung sowie die Anbindung an die Modelllandschaft (Koppelung an die Modelle der Energiebereitstellungssektoren) zu automatisieren, um eine dynamische Modellierung konsistenter Szenarios im Projektverbund zu ermöglichen.

10.3.1 Modellstruktur

Die entwickelte Modellstruktur (siehe Abbildung 10-5) erlaubt die strikte strukturelle Trennung zwischen historischen Erhebungsdaten, Szenarioannahmen und mathematischer Modellbeschreibung. Die Entflechtung der einzelnen Modellteile zeichnet sich dadurch aus, dass dies die Transparenz und Übersichtlichkeit der Modellarchitektur sowie der Ergebnisse trotz der zugrundeliegenden Komplexität steigert.

Im Folgenden werden die einzelnen Teilmodelle der Modellarchitektur in Datenflussrichtung präsentiert und der Modellablauf vorgestellt.

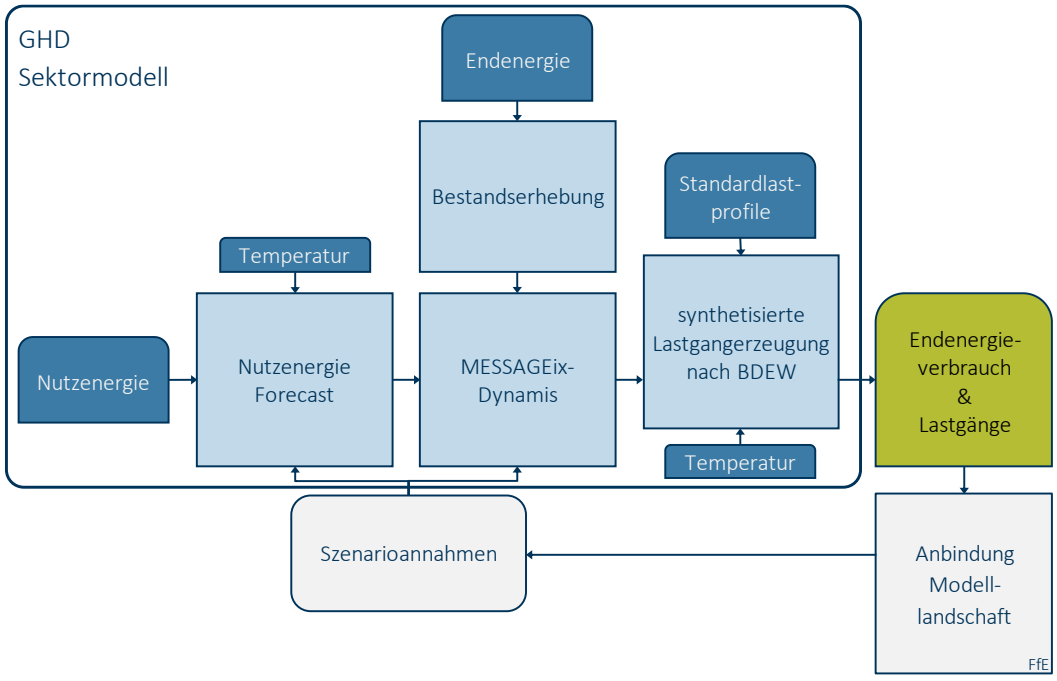


Abbildung 10-5: Modellarchitektur des entwickelten Modellierungsframeworks

Nutzenergie Forecast

Der Nutzenergie Forcast berechnet szenariobasiert den zukünftigen Nutzenergiebedarf und damit die Grundlage für das lineare Optimierungsmodell MESSAGEix-Dynamis, welches diesen Bedarf kostenoptimal mit den zur Verfügung stehenden Technologien deckt.

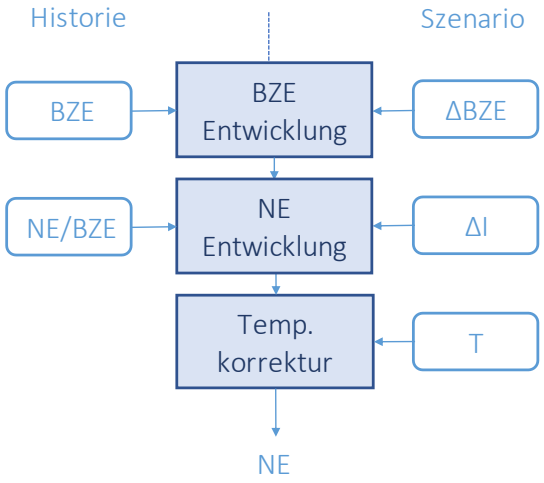


Abbildung 10-6: Darstellung des funktionalen Zusammenhangs des Teilmoduls „Nutzenergie Forecast"

Die grundlegende Funktionsweise des Teilmoduls „Nutzenergie Forecast" ist in Abbildung 10-6 dargestellt. Die Methodik der Fortschreibung des Nutzenergiebedarfs fundiert auf den historischen Bezugseinheiten (kurz: BZE, vgl. Tabelle 10-1) und den spezifischen Nutzenergieverbräuche je Gruppe, Anwendungsart des GHD-Sektors und dem Kalenderjahr. Die historischen Bezugseinheiten werden aus den Erwerbstätigen- und Spezialstatistiken berechnet. Die Nutzenergieverbräuche des GHD-Sektors stammen aus wiederholten Betriebsbegehungen und Breitenbefragungen, welche vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik durchgeführt wurden.

Tabelle 10-1: Bezugseinheiten zur Berechnung des Nutzenergiebedarfs der Gruppen des Sektors GHD

Gruppe	Bezugseinheit
Baugewerbe, Büroähnliche- & Herstellungsbetriebe, Handel, Nahrungsmittelgewerbe, Wäschereien, Landwirtschaft, Gartenbau, Textil, Bekleidung, Spedition, Übrige und nicht über Gruppen erfasste Betriebe	Erwerbstätige
Krankenhäuser	Planbett
Schulen	Schüler und Studenten
Bäder	m^2 beheizte Beckenfläche
Flughafen	Verkehrsflugeinheit

Auch für die Zukunft berechnet sich der Nutzenergiebedarf aus Bezugseinheiten, spezifischem Bedarf und der Entwicklung der Außentemperatur. Anhand von diesen Parametern werden externe zukünftige veränderte Rahmenbedingungen (technisch, ökonomisch, sozio-demographisch, politisch), welche den sektoralen Nutzenergiebedarf beeinflussen, im Simulationsmodell der Vorhersage des Bedarfs abgebildet. Der identifizierte

Nutzenergiebedarf für Raumwärme wird, als energetisch besonders relevante Anwendungsart für den Sektor GHD, temperaturkorrigiert.

Durch diese Methodik kann die Anzahl der zu treffenden Annahmen auf die drei wesentlichsten Einflussparameter – die Bezugseinheiten, den spezifische Energiebedarf je Anwendungsart und Bezugseinheit, sowie die Temperatur – reduziert und die Sektorentwicklung je Szenario und Gruppe stringent quantitativ abgebildet werden.

Bestandserhebung

Zur Modellierung des zukünftigen Endenergieverbrauchs und damit der realistischen Abbildung der Entwicklung des Technologiebestandes ist es notwendig, für jeden Technologietyp die installierte Kapazität sowie die Altersstruktur der installierten Bestände zu kennen. Aufgrund der Heterogenität des Sektors GHD und der teilweise unvollständigen Informationen bezüglich des Technologiebestands wurden allgemeine Annahmen wie z. B. sektorübergreifende Wirkungsgrade und Volllaststunden getroffen. Im Zuge dieses Projekts wurden die einzelnen Gruppen des Sektors der Vereinfachung halber zusammengefasst.

Für einige Anwendungsarten und Gruppen sind die notwendigen Daten in der Literatur weitestgehend verfügbar. So wurden zum Beispiel in den am Lehrstuhl durchgeführten Breitenbefragungen genaue Daten zu den Beleuchtungsanlagen erhoben und statistisch aufbereitet. Für andere Anwendungsarten ist die Datenlage weniger genau. So können aus /BDEW-05 15/ sehr hochaufgelöste Daten zum Heizungsbestand in deutschen Haushalten entnommen werden. Für den bisher in der Literatur wenig betrachteten GHD Sektor liefert die Studie dabei aber keine Auskunft. Daher werden für solche Anwendungsarten die aus der Literatur verfügbaren Daten um Annahmen zu Technologiewirkungsgraden, Volllaststunden und Bautrends ergänzt, um daraus den installierten Bestand der Technologien berechnen zu können. Die so abgeschätzten Kapazitäten der Wärmebereitstellung sind in Abbildung 10-7 dargestellt.

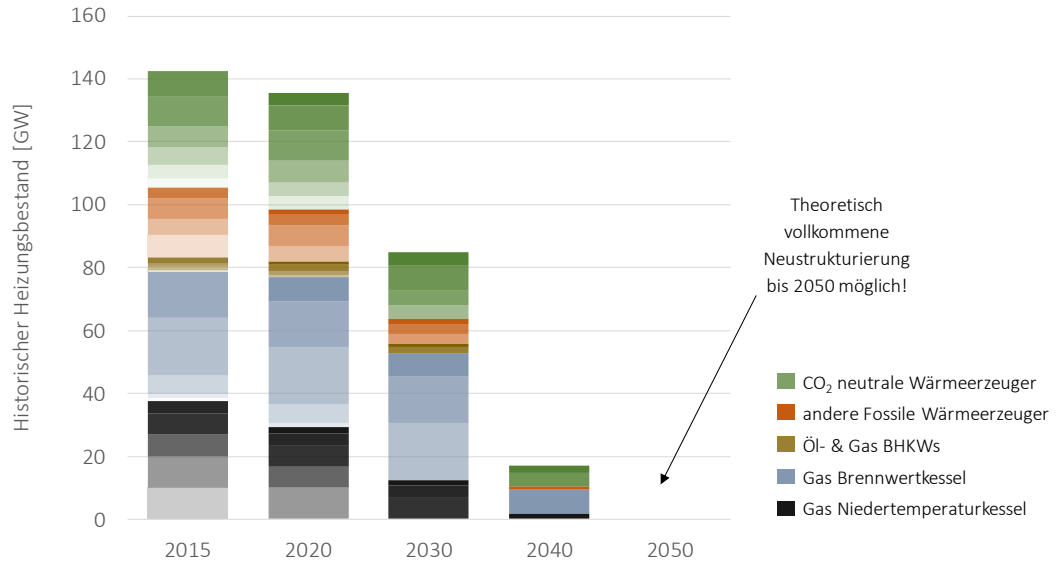


Abbildung 10-7: Historischer Bestand der installierten Leistung der Raumwärmebereitstellung in GW

Die Aufbereitung des Technologiebestands für den Sektor GHD erfolgte im Rahmen der betreuten Masterarbeit von Nils Birkner „Entwicklung eines Datensatzes für den Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor zur Modellierung mit MESSAGE“[30].

MESSAGEix-Dynamis

MESSAGEix-Dynamis ist ein lineares Optimierungsmodell welches unter gegebenen Rahmenbedingungen aus einem vordefinierten Technologiepool die kostenoptimale Technologieauswahl zur Befriedigung eines vorgegebenen Nutzenergiebedarfs trifft. Zu den Rahmenbedingungen zählen unter anderem die mögliche Besteuerung von Treibhausgasemissionen, die Subventionierung verschiedener Technologien, die Entwicklungsszenarien der Brennstoffkosten, sowie die Abbildung der historisch beobachteten Technologiewechselträgheit des GHD Sektors. Eine Technologie wird dem Technologiepool durch eine ausführliche Beschreibung aller Technologieparameter sowie der zugehörigen Kosten hinzugefügt. Diese dynamische Technologiebasis sowie die integrierte Einsatz- und Ausbauplanung erlauben, dass die Dekarbonisierungsmaßnahmen kostenoptimal vom Modell eingesetzt werden können.

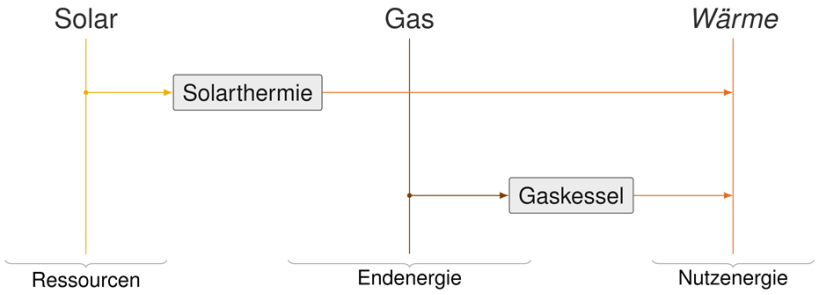


Abbildung 10-8: Beispielhaftes Energiereferenzsystem, welches die Grundlage von MESSAGE bildet

MESSAGEix-Dynamis basiert auf dem bereits lange etablierten integrierten Energiesystemmodell MESSAGE und der neu entwickelten Modellierungsplattform MESSAGEix31 des Internationalen Institutes für Angewandte Systemanalyse (IIASA). Zur übersichtlicheren Darstellung der Vielzahl an Eingangsdaten und der benötigten Parameter zur Kalibrierung der Technologien sowie der Rahmenbedingungen wurde auf das eigens als MESSAGE add-on entwickelte Open Source Python Package „d2ix“ zurückgegriffen32.

Das Modell bildet den Sektor GHD als einen Knoten im Modell mit sieben unterschiedlichen Bedarfen ab. Die Bedarfe orientieren sich an den Anwendungsarten in Abbildung 10-1. Die Kalibrierung erfolgt anhand der historischen Daten für das Modelljahr 2015. Die unterschiedlichen Maßnahmen der Dekarbonisierung können im Betrachtungszeitraum zwischen 2020 und 2050 bezüglich der CO_2-Einsparungen untersucht werden.

10.3.2 Lastgangmodellierung

MESSAGEix-Dynamis berechnet für ein vordefiniertes Szenario den optimalen Einsatz der verschiedenen Technologien auf Basis der Jahresenergiemengen. Für die weitere Anbindung der GHD-Modellarchitektur an die Modelllandschaft des Verbundprojekts muss der

[30] Birkner 2018, Entwicklung eines Datensatzes für den Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor zur Modellierung mit MESSAGE
[31] https://github.com/iiasa/message_ix
[32] https://doi.org/10.3390/en12081483

Jahresbedarf für Strom in stündlicher Auflösung und der Gasverbrauch nach Tageswerten für die Stützjahre in fünf Jahresschritten ab 2020 bis 2050 bereitgestellt werden. Abbildung 10-9 zeigt das Konzept der Lastgangberechnung nach BDEW und die Integration dieser in die Modelllandschaft des Verbundprojekts Dynamis.

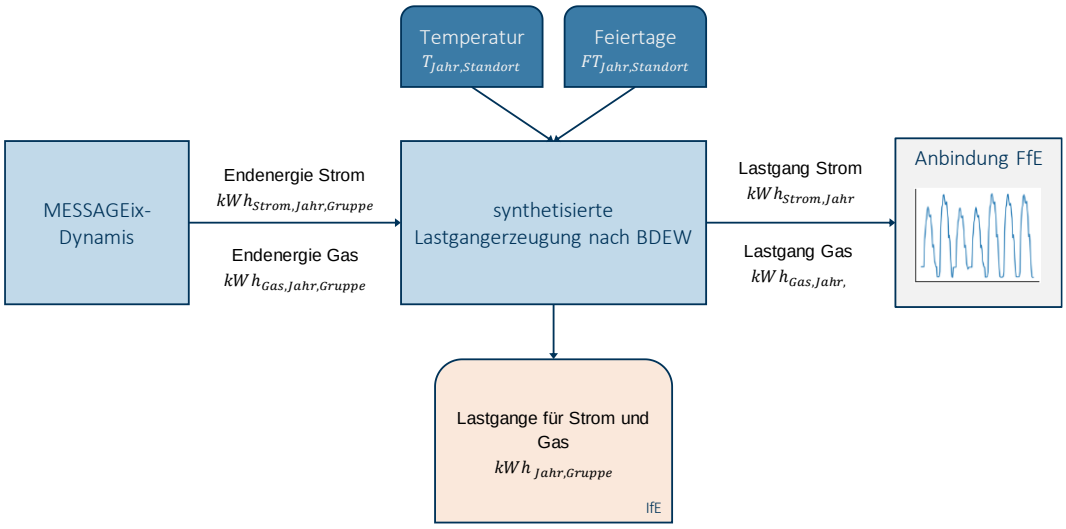


Abbildung 10-9: Konzept zur Berechnung des Lastgangs

Die Grundlage für die Lastgangberechnung nach BDEW liefert das Open Source Python Package „demandlib"33. Dieses Berechnungsverfahren wurde für die Technologie der Wärmepumpe aufgrund der Bedeutung als Dekarbonisierungmaßnahme erweitert. Die synthetischen Lastprofile der Wärmepumpe wurden nach „Lastprofil Wärmepumpe" der SWM Infrastruktur berechnet (s. /SWM-01 18/). Abbildung 10-10 zeigt das Ergebnis des elektrischen Lastgangs für den gesamten Sektor GHD in einer Beispielwoche im Winter basierend auf der Berechnungsmethodik des vorgestellten Verfahrens.

[33] https://github.com/oemof/demandlib

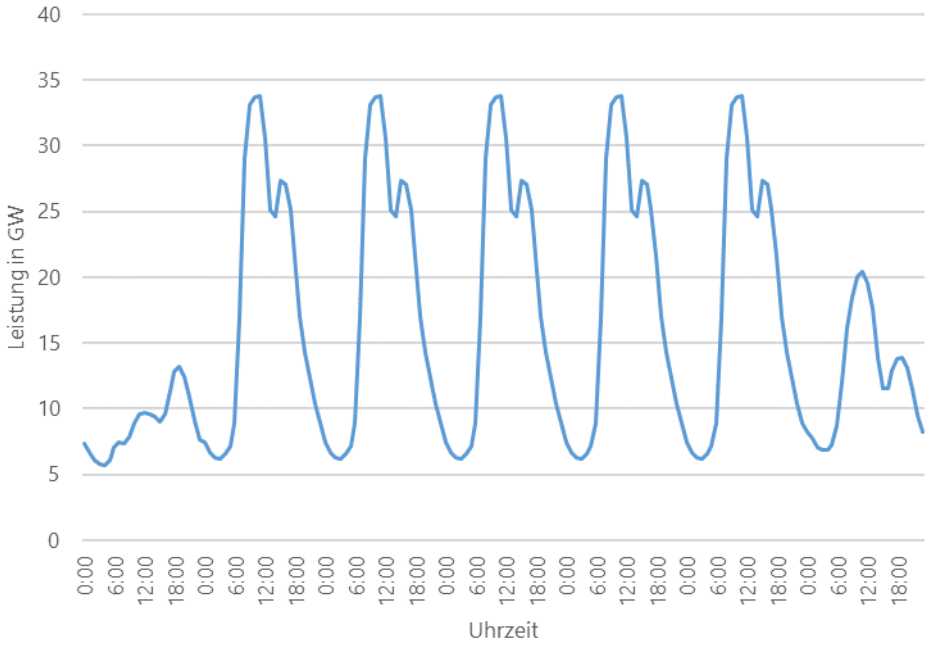


Abbildung 10-10: Ergebnis der Lastgangberechnung für den Energieträger Strom einer beispielhaften Woche

10.3.3 Startszenario

Das Startszenario des GHD-Sektors basiert auf dem Trendszenario der Energiereferenzprognose /BMWI-01 14/. Die in dieser Studie veröffentlichten Informationen bezüglich der Veränderung des Nutzenergiebedarfs und der Beschäftigten des GHD-Sektors sind in Abbildung 10-11 zusammengefasst. Anhand dieser sektoralen Daten wird das Simulationsmodell „Nutzenergie Forecast" für die Berechnung des zukünftigen Nutzenergiebedarfs nach Anwendungsarten im Startszenario parametrisiert.

Die größte Veränderung des zukünftigen Nutzenergiebedarfs liegt im Bereich der Klimatisierung. Diese steigt im Betrachtungszeitraum aufgrund eines erhöhten Komfortbedarfs. Ein Anstieg wird auch im Bereich der Prozesskälte erwartet. Diese Veränderung wird durch strukturelle Veränderungen und ein verändertes Produktportfolio bedingt. Der Raumwärmebedarf sinkt im Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2050. Dieser Annahme des Rückgangs des Bedarfs unterliegt, dass der Gebäudestandard steigt und Effizienzmaßname in Form von Dämmung vorangetrieben werden.

Tabelle 10-2 Parametrisierung des Nutzenergie Forecast

Startszenario	Anwendungsart	Auswirkung	[%]
Entwicklung der Beschäftigten von 2016 bis 2050	-	Bezugseinheit	-0,3
spez. Raumwärme von 2016 bis 2030	Raumwärme	Energieintensität	-1,8
spez. Raumwärme von 2031 bis 2030	Raumwärme	Energieintensität	-1,0
spez. Klimatisierung von 2016 bis 2050	Klimatisierung	Energieintensität	3,5
spez. Prozesskälte von 2016 bis 2050	Prozesskälte	Energieintensität	3,5

Die für die kommenden Dekaden erwartete Entwicklung der Beschäftigen ist in Tabelle 10-2 dargestellt. Abbildung 10-11 zeigt, dass die Beschäftigtenzahlen im Sektor GHD in Zukunft, aufgrund einer geringeren Gesamtbevölkerung in Deutschland, rückläufig sind. Die größte Veränderung ist im Bereich der Bürobetriebe, Handwerk und Landwirtschaft zu erwarten.

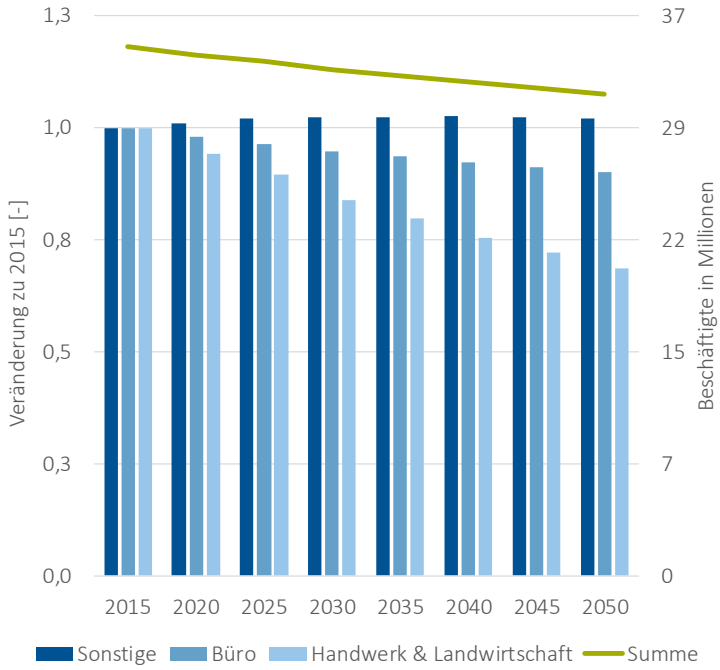


Abbildung 10-11: Entwicklung der Beschäftigen des Sektors-GHD

11 Maßnahmenbewertung

In diesem Kapitel erfolgt die statische, sektordynamische und systemdynamische Maßnahmenbewertung für die in der Voranalyse ausgewählten Verminderungsmaßnahmen. Dabei wird die stufenweise Bewertung der Maßnahmen in den Endenergiesektoren und im Bereitstellungssektor dargestellt und ein Fazit aus den Ergebnissen gezogen.

11.1 Verkehr

Die in der Voranalyse ausgewählten und aggregierten Verminderungsmaßnahmen des Verkehrssektors (vgl. Tabelle 7-2) werden in diesem Kapitel nun hinsichtlich ihrer Verminderungskosten der ersten beiden im Methodikkapitel eingeführten Stufen bewertet (vgl. Kapitel 3.2 und 3.3). Die Auswertungen der Stufe drei (vgl. Kapitel3.4) werden in Kapitel 11.5 sektorübergreifend für die Maßnahmen der vier Endenergiesektoren vorgestellt. Für die zur Zeit kontrovers diskutierten Maßnahmen des Sektors Elektro-Pkw, Brennstoffzellen-Pkw sowie Elektro-Leichte-Nutzfahrzeuge und Oberleitungs-Lkw wird außerdem eine Detailanalyse in Kapitel 11.1.2.2 vorgestellt und weitere relevante Zusammenhänge herausgearbeitet.

11.1.1 Stufe 1: Statische Bewertung

Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, werden im Zuge der statischen Bewertung der Maßnahmen System- und Akteurssicht miteinander verglichen und diese in den Kontext ihrer spezifischen Kosten- und Emissionsdifferenz zur Referenz gestellt. Da dabei der Bezug zur funktionellen Einheit (im Verkehrssektor pkm bzw. tkm) hergestellt wird, wird dabei zwischen Personen- und Güterverkehr unterschieden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 11-1 und Abbildung 11-2 zu sehen. Es sei darauf hingewiesen, dass es sich dabei jeweils um die Basisvariante handelt, in der die Bereitstellung der Energieträger dem Startszenario entnommen wird.

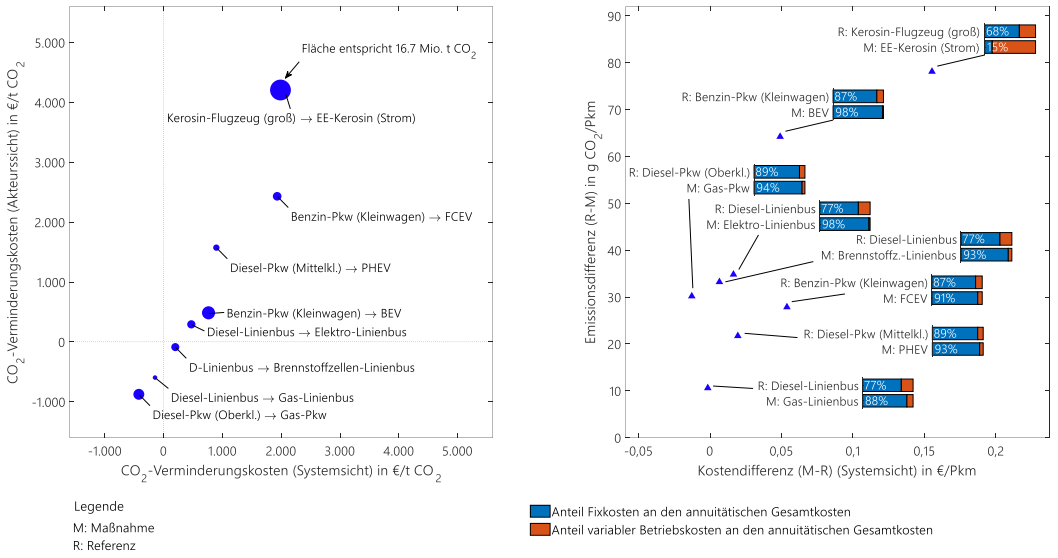


Abbildung 11-1: CO_2-Verminderungskosten der Basisvarianten verschiedener Maßnahmen im Personenverkehr in 2020 aus System- und Akteurssicht (links), spezifische Kosten- und Emissionsdifferenz sowie die Anteile von Fixkosten und variablen Betriebskosten je Technologie für verschiedene Maßnahmen im Personenverkehr in 2020 (rechts)

Im Personenverkehr sticht in erster Linie die Maßnahme der Gas-Fahrzeuge hervor. Diese sind bereits in 2020 sowohl aus Akteurs- wie auch aus Systemsicht kostengünstiger als die Referenz. Jedoch kann man der rechten Darstellung entnehmen, dass der hohe absolute Wert für die CO_2-Verminderungskosten nicht aus hohen Kosteneinsparungen resultiert. Vielmehr führen die geringen Emissionseinsparungen zu negativeren CO_2-Verminderungskosten. Grundsätzlich ist hervorzuheben, dass die annuitätischen Gesamtkosten aller Maßnahmen sehr hohe Fixkostenanteile haben. Die CAPEX-Anteile sind – mit Ausnahme der Nutzung von EE-Kerosin im Flugverkehr – in den Maßnahmentechnologien immer höher als die der Referenztechnologien. Dies ist auf eine höhere Energieeffizienz der Maßnahmentechnologien sowie auf den Wechsel hin zu günstigeren Energieträgern zurückzuführen. Im Flugverkehr resultieren die sehr hohen Treibstoffkosten des EE-Kerosin und die sehr hohe Auslastung der Flugzeuge hingegen in entsprechend hohen OPEX-Anteilen. Die beschriebenen Kostenstrukturen führen dazu, dass sich alle Maßnahmen bis auf den Flugverkehr im Bereich der Winkelhalbierenden befinden. Für den Fall des OPEX-lastigen Flugverkehrs sind die CO_2-Verminderungskosten aus Akteurssicht jedoch sehr viel höher als jene aus Systemsicht, da sich die zusätzlichen Energieträgerpreisbestandteile stärker auswirken. Abbildung 11-2 zeigt die analogen Auswertungen für die Maßnahmen im Güterverkehr.

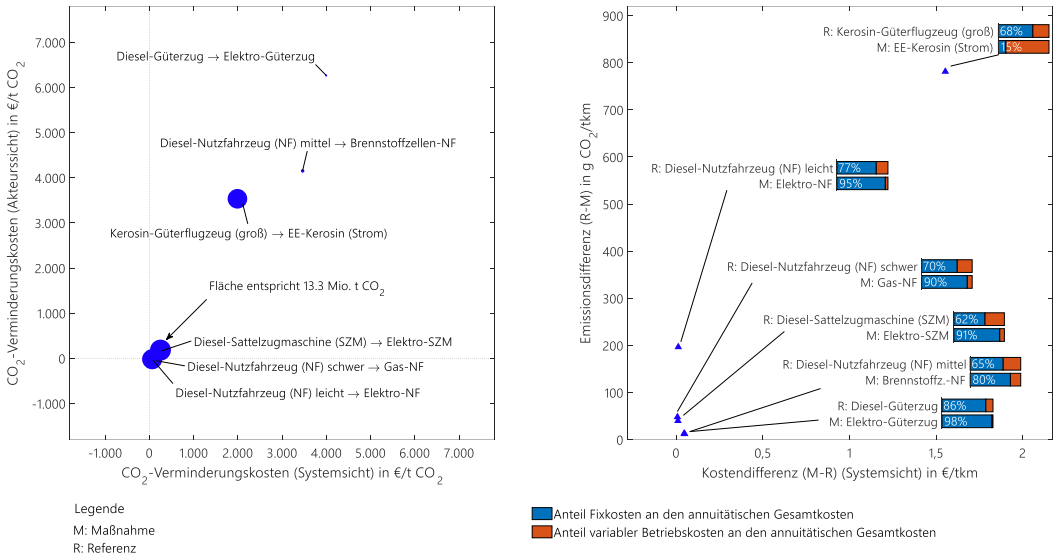
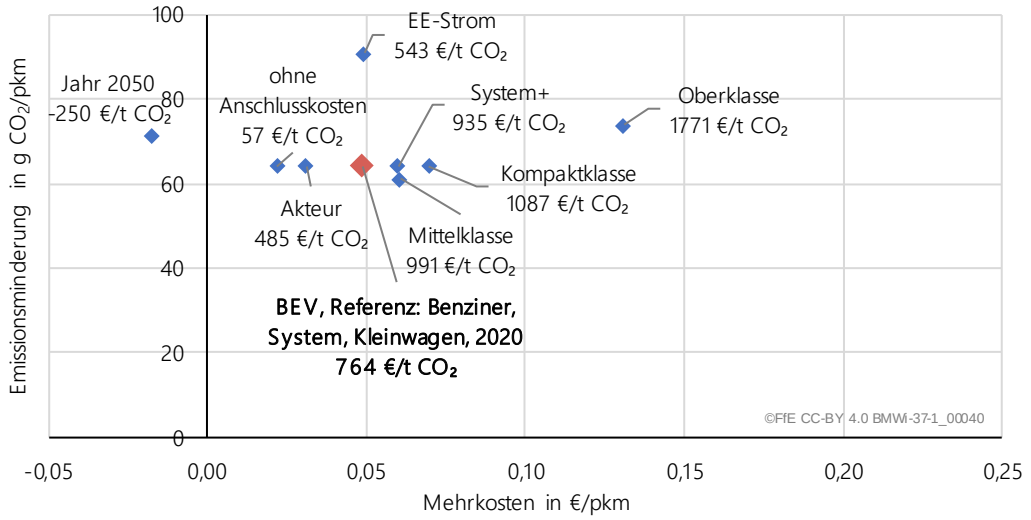


Abbildung 11-2: CO_2-Verminderungskosten der Basisvarianten verschiedener Maßnahmen im Güterverkehr in 2020 aus System- und Akteurssicht (links), spezifische Kosten- und Emissionsdifferenz sowie die Anteile von Fixkosten und variablen Betriebskosten je Technologie für verschiedene Maßnahmen im Güterverkehr in 2020 (rechts)

Bereits an dieser Stelle wird deutlich, dass die Emissionsminderungspotenziale der Maßnahmen im Straßengüterverkehr sehr hoch sind. Beim Vergleich der dieselbetriebenen Sattelzugmaschinen zu den vorher betrachteten konventionellen Pkw-Technologien wird zudem deutlich, dass die Anteile variabler Betriebskosten wesentlich höher sind. Bei dem Wechsel zu alternativen Technologien wie einer batterieelektrischen oder brennstoffzellenelektrischen Sattelzugmaschine werden die Anteile der variablen Betriebskosten niedriger. Dies ist auf eine bessere Energieeffizienz sowie günstigeren Energieträgerpreise zurückzuführen.

Die Betrachtung der Basisvarianten ermöglicht zwar den Vergleich von vielen Maßnahmen, ist aber stark von einzelnen Annahmen abhängig. Um ein umfassenderes Bild von den Maßnahmen zu gewinnen, werden im Folgenden Sensitivitäten einzelner Maßnahmen betrachtet. Dabei wird speziell auf die Maßnahmen Elektro-Pkw (Abbildung 11-3) und Brennstoffzellen-Pkw (Abbildung 11-4) eingegangen.



Interpretationshilfe

Der rote Punkt stellt die Mehrkosten, Emissionsminderung und Verminderungskosten der **Referenzmaßnahme** dar.

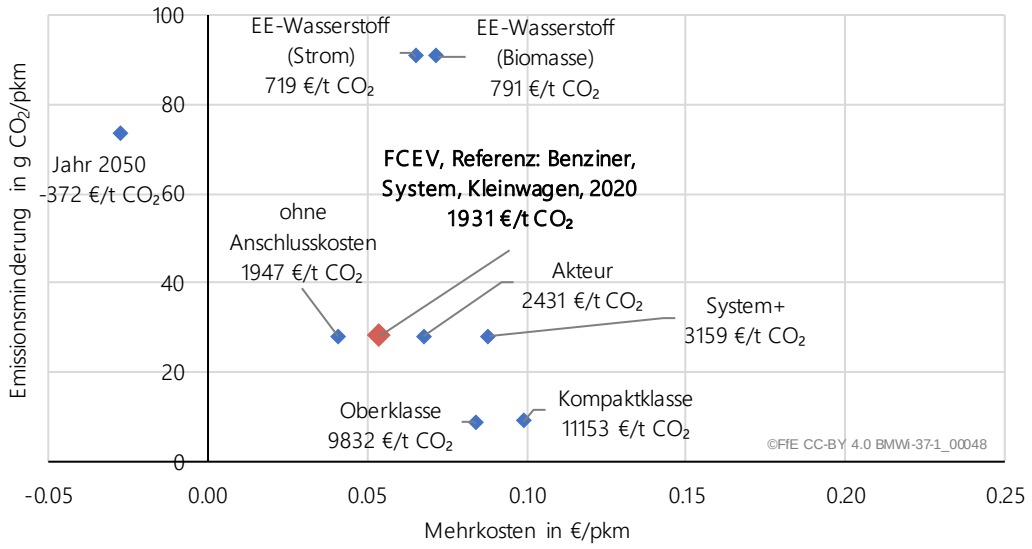
Hier: Ein BEV-Kleinwagen ersetzt im Jahr 2020 ein Benzinfahrzeug der gleichen Klasse. Die Bewertung geschieht aus Systemsicht.

Die blauen Punkte stellen die Emissions- und Kostendifferenz sowie Verminderungskosten dar, die sich ergeben wenn nur der in der Abbildung genannte Parameter variiert wird. Der Rest der Annahmen bleibt gleich und entspricht der **Referenzmaßnahme**.

Beispiel: „EE-Strom": Das Elektrofahrzeug tankt statt dem Strommix ausschließlich EE-Strom.

Abbildung 11-3: Sensitivitäten der statischen Verminderungskosten von Elektro-Pkw (BEV)

Die Basisvariante der Bewertung der statischen Verminderungskosten des Elektro-Pkw ist die Verdrängung eines Benzin-Fahrzeugs der Kleinwagenklasse im Jahr 2020 aus Systemsicht. Bereits hier ist zu erkennen, dass die Wahl der Fahrzeugklasse einen starken Einfluss auf die CO_2-Verminderungskosten hat. Die Oberklasse besitzt hier die größten Fahrzeugbatterien. Da diese die wichtigste Komponente in Bezug auf die Kosten darstellt sind die CO_2-Verminderungskosten in dieser Klasse sehr hoch. Eine genaue Nutzenabwägung bei der Auslegung der Reichweite und somit der Batteriegröße bei zukünftigen Fahrzeugen wäre hier von Vorteil. Hervorzuheben ist die Verringerung der CO_2-Verminderungskosten der Maßnahme bei Verwendung von EE-Strom. Dies liegt an den wesentlich höheren Emissionseinsparungen im Vergleich zum Strommix in 2020 bei in etwa gleichen Stromgestehungskosten des Strommix und Erneuerbaren Energien. Somit wirken beide Maßnahmen sehr gut zusammen. Auch bei einem Wechsel der Referenz zu einem Dieselfahrzeug sinken die CO_2-Verminderungskosten. Die teureren Dieselfahrzeuge führen zu stark sinkenden Mehrkosten, die die geringeren Emissionseinsparungen überlagern. Die stärkste positive Auswirkung in Bezug auf die Kosteneffizienz der Maßnahme hat das Umsetzungsjahr. In 2050 profitiert die Maßnahme sowohl von einem niedrigeren Emissionsfaktor des Stroms als auch von den günstigeren Fahrzeugkosten, die die Kostenparität bereits überschritten haben.



Interpretationshilfe

Der rote Punkt stellt die Mehrkosten, Emissionsminderung und Verminderungskosten der **Referenzmaßnahme** dar.

Hier: Ein FCEV-Kleinwagen ersetzt im Jahr 2020 ein Benzinfahrzeug der gleichen Klasse. Die Bewertung geschieht aus Systemsicht.

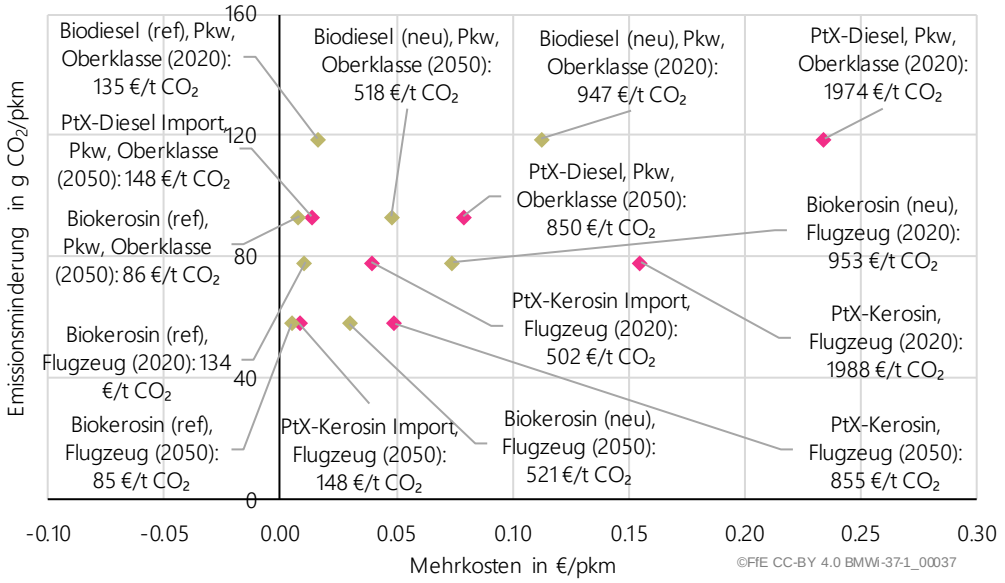
Die blauen Punkte stellen die Emissions- und Kostendifferenz sowie Verminderungskosten dar, die sich ergeben wenn nur der in der Abbildung genannte Parameter variiert wird. Der Rest der Annahmen bleibt gleich und entspricht der **Referenzmaßnahme**.

Beispiel: „ohne Anschlusskosten": Die Anschlusskosten (hier: die Wasserstoffinfrastruktur) wird nicht berücksichtigt

Abbildung 11-4: Sensitivitäten der statischen Verminderungskosten von Brennstoffzellen-Pkw (FCEV)

Auch im Fall des Brennstoffzellen-Pkw wurde als Referenzklasse der Kleinwagen verwendet. Die Variation der Fahrzeugklassen führt hier zu besonders großen Variationen. Dies liegt daran, dass die Emissionseinsparungen in 2020 durch Brennstoffzellen-Pkw sehr gering sind und damit der Quotient der CO_2-Verminderungkosten sehr hoch werden kann. Dies ist für die Beispiele der Kompakt- und Oberklasse zu sehen. Im Falle der Mittelklasse überlagern der höhere Emissionsfaktor des Wasserstoffs im Vergleich zur Referenz die Energieeinsparung durch die Verwendung der effizienteren Brennstoffzellentechnologie in dem Maße, dass die Emissionseinsparung negativ ist. Damit ist sie laut Definition keine Maßnahme und nicht in Abbildung 11-4 aufgeführt. Analog zu den batterieelektrischen Fahrzeugen kann auch hier kann die Verwendung von EE-Wasserstoff zu signifikanten Verbesserungen in den CO_2-Verminderungkosten führen. Für das Jahr 2050 zeigt sich ein stark verändertes Bild. Die negativen CO_2-Kosten zeigt bereits in dieser Stufe das mittel- bis langfristige Potenzial für Brennstoffzellenfahrzeugen.

Eine weitere Möglichkeit zur CO_2-Verminderung im Verkehrssektor ist die Verwendung von Green Fuels. Diese können in allen Anwendungen eingesetzt werden und sind in manchen Bereichen wie dem Flugverkehr nach aktuellen Einschätzungen alternativlos. In Abbildung 11-5 ist die Emissions- und Kostendifferenz von Green Fuels (sowohl PtX als auch BtX) aufgetragen. Bei den BtL-Kraftstoffen wird zwischen konventionellen Biokraftstoffen (ref) und innovativen Biokraftstoffen (neu) unterschieden (vgl. Kapitel 11.6.2).



Interpretationshilfe	
Die pinken Punkte stellen die Mehrkosten, Emissionsminderung und Verminderungskosten für den Einsatz strombasierter Kraftstoffe in konventionellen Verbrennungsmaschinen dar. Es wird dabei nur die Produktion aus reinem EE-Strom betrachtet.	Die grünen Punkte stellen die Emissions- und Kostendifferenz sowie Verminderungskosten für den Einsatz von biomassebasierten Kraftstoffen in konventionellen Verbrennungsmaschinen dar. Dabei wird zwischen Biokraftstoffen der ersten Generation (ref) und der zweiten Generation unterschieden (neu).

Abbildung 11-5: Statische CO_2-Verminderungskosten von Green Fuels in ausgewählten Bereichen im Verkehrssektor, Maßnahmen mit gleichem Anwendungsbereich und Jahr haben die gleiche Emissionsdifferenz

National produzierte PtX-Kraftstoffe sind in allen Betrachtungen teurer als die jeweiligen biogenen Varianten. Dabei wird nur die Verwendung von EE-Strom für die Produktion betrachtet. Eine Produktion aus dem Strommix würde auch hier in 2020 zu einer negativen Emissionseinsparung führen und gilt damit nicht als CO_2-Verminderungsmaßnahme. Die in Kapitel 11.6.2 dargestellten Annahmen zur Kostenentwicklung von importierten PTX-Kraftstoffen führt an dieser Stelle zur einer deutlichen Reduktion der resultierenden Verminderungskosten und Mehrkosten der jeweiligen Maßnahmen. Bei den biogenen Kraftstoffen sind die konventionellen Biokraftstoffe jeweils günstiger als die innovative Alternative. Diese konventionellen Biokraftstoffe der ersten Generation wie Biodiesel und Bioethanol werden bereits heute in etablierten, großtechnischen Verfahren bereitgestellt und konventionellen Kraftstoffen beigemischt. Deren Potenzial ist jedoch bereits zu großen Teilen ausgeschöpft. Aus diesem Grund wird die Entwicklung von Biokraftstoffen der zweiten Generation vorangetrieben. Diese Prozesse basieren u. a. auf einer Pyrolyse bzw. Vergasung der Rohbiomasse mit anschließender Fischer-Tropsch-Synthese und erreichen auf diese Weise gegenüber den Biokraftstoffen erster Generation eine 3- bis 4-fache Kohlenstoffausbeute. Diese Biokraftstoffe sind zwar teurer, bieten aber aufgrund der höheren Kohlenstoffausbeute weiteres Potenzial und können auch als Drop-In-Kraftstoffe eingesetzt werden. Weitere Informationen zu Gestehungskosten von Green Fuels werden in Kapitel 11.6.2 vorgestellt.

Im Zuge des Projekts wurden für alle Maßnahmen in Abbildung 11-1 und Abbildung 11-2 die Sensitivitäten untersucht. Für die Maßnahmen, die im Folgenden sektordynamisch untersucht werden sind die Wertebereiche der statischen CO_2-Verminderungskosten für die Jahre 2021 bis 2035 zur Einordnung in Abbildung 11-6 dargestellt.

11.1.2 Stufe 2: Sektordynamische Bewertung

In der sektordynamischen Bewertung werden der Bilanzraum erweitert und Dynamiken in den Endenergiesektoren berücksichtigt. Somit können zeitliche Interdependenzen und Verdrängungseffekte und damit einige wesentliche Kritikpunkte an der „klassischen", statischen Bewertung von Maßnahmen adressiert werden. Um eine sektorübergreifende Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen, wird ein einheitlicher Umsetzungsgrad von 5 Milliarden € pro Jahr über einen Zeitraum von 15 Jahren von 2021 bis 2025 umgesetzt. Die sektordynamischen Verminderungskosten werden aus dem Vergleich von kumulierten Kosten und Emissionen des daraus resultierenden Maßnahmenszenarios mit dem Startszenario abgeleitet. Für eine genaue Darstellung der Methodik sei an dieser Stelle auf Kapitel 2.3.3 verwiesen.

11.1.2.1 Maßnahmenübersicht

In Abbildung 11-6 sind die Verminderungskosten aller dynamisch zu bewertenden Maßnahmen aufgetragen. Dabei werden sowohl die Bereiche statischer Verminderungskosten als auch sektordynamische CO_2-Verminderungskosten gezeigt. Bei den statischen Verminderungskosten fallen jene Maßnahmen aus der Bewertung, die eine negative CO_2-Verminderung bewirken. Wie bereits in Kapitel 11.1.1 erwähnt können sehr geringe Emissionseinsparungen zu enorm großen CO_2-Verminderungskosten führen, diese jedoch nur eine begrenzte Aussagekraft besitzen. Dies ist der Fall bei Brennstoffzellen-Pkw. Aus diesem Grund wird das Maximum der statischen CO_2-Verminderungskosten von 13.002 €/t CO_2 in der Grafik nicht dargestellt. Bei den sektordynamischen Verminderungskosten wird dabei jeweils die Maßnahme mit 5 Milliarden € jährlich im Maßnahmenzeitraum zwischen 2021 und 2035 umgesetzt (Erläuterung siehe Kapitel 3.3).

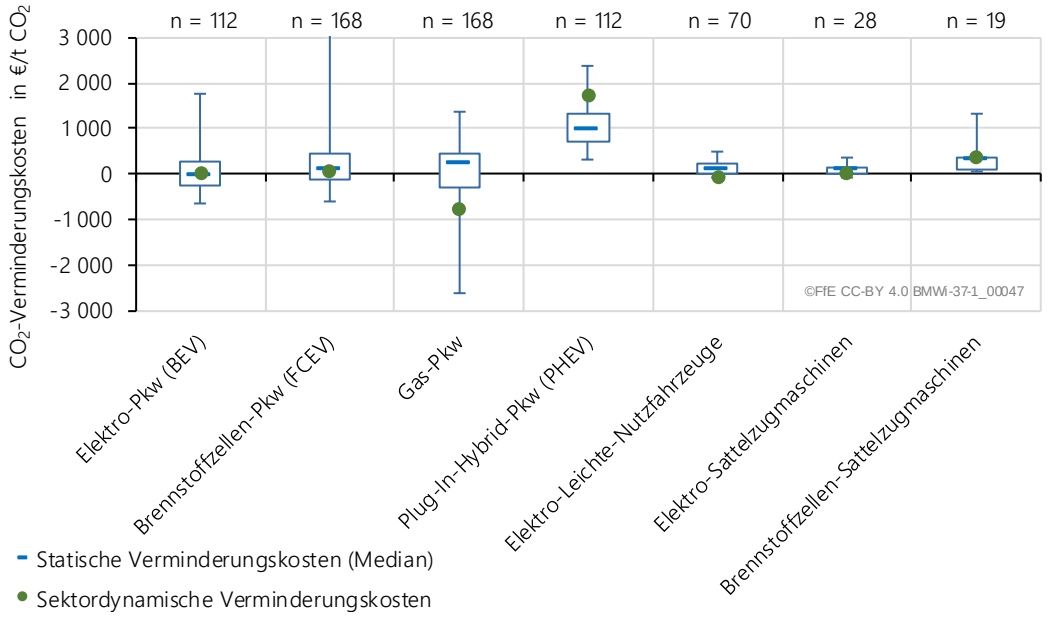


Abbildung 11-6: Bereiche aller statischen Verminderungskosten im Verkehr sowie beispielhafte Bewertung der sektordynamischen Verminderungskosten bei einer Maßnahmenumsetzung von 5 Milliarden € jährlich in den Jahren 2021 bis 2035

Die wesentlichen Unterschiede zwischen der statischen und der sektordynamischen Bewertung im Verkehr ergeben sich neben der zeitlichen Auflösung der Lastgänge aus der Verdrängungslogik sowie der Fortführung der Maßnahmen bis über den Maßnahmenzeitraum hinaus. Daraus ergibt sich auch eine von der Anzahl der Neuzulassungen und somit der Lebensdauer abhängige maximale Transformationsgeschwindigkeit. Verdrängt werden bei elektrischen bzw. wasserstoffelektrischen Antrieben jeweils alle Verbrennertechnologien (Diesel, Benzin, Hybrid, Erdgas, Autogas) mit Ausnahme der Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge. Bei der Umsetzung von Erdgasfahrzeugen werden jeweils alle anderen Verbrennertechnologien ersetzt. Zusätzlich zu den Umsetzungen der Maßnahmen während der Maßnahmenzeiträume werden Maßnahmentechnologien, die aus dem Bestand gehen würden, auch wieder mit der gleichen Technologie ersetzt. So würde beispielsweise ein durch eine Maßnahme in das System eingebrachtes Elektrofahrzeug nach Ende von dessen Lebensdauer wieder durch ein Elektrofahrzeug ersetzt (siehe Kapitel 7.4.2).

11.1.2.2 Detailanalyse TOP-Maßnahmen

Von den zuvor aufgeführten Maßnahmen werden nun im Weiteren vier genauer untersucht. Für Elektro-Pkw, Brennstoffzellen-Pkw sowie Elektro-Leichte-Nutzfahrzeuge und Oberleitungs-Lkw (aus Elektro-Sattelzugmaschinen) werden Variationen der Maßnahmenzeiträume durchgeführt. Des Weiteren wird für die Maßnahmen im Pkw-Bereich untersucht, inwiefern die Fahrzeugklasse für die Ergebnisse ausschlaggebend ist.

In Abbildung 11-7 sind die kumulierten Mehrkosten und Emissionseinsparungen über den gesamten Simulationszeitraum für die vier Maßnahmen aufgetragen. Neben der Basisvariante des Umsetzungszeitraums von 2021 bis 2036 wurden jeweils drei weitere Zeiträume ausgewertet. Betrachtet man zunächst die Basisvarianten, so wird ersichtlich, dass für batterieelektrische leichte Nutzfahrzeuge bereits hier negative CO_2-Verminderungskosten in Höhe von -59 €/t CO_2 auftreten. Das heißt, dass die aktive Erhöhung der Fahrzeuge im Zeitraum zwischen 2021 und 2036 zu einer Kosteneinsparung über den gesamten Simulationszeitraum (2020 bis 2050) führt. Dies ist auf geringe Investitionskostendifferenz und einer großen Energiekosteneinsparung zurückzuführen. Mit 26 €/t CO_2 ist die Maßnahme der batterieelektrischen Pkw im Vergleich zu Brennstoffzellen-Pkw mit 55 €/t CO_2 kosteneffizienter in der frühestmöglichen Umsetzung. Aufgrund sehr großer Emissionseinsparungen über den gesamten Simulationszeitraum ist der Oberleitungs-Lkw in der Basisvariante kosteneffizienter als beide Pkw-Maßnahmen.

Generell können mit den Maßnahmen im Güterverkehr größere Mengen CO_2 eingespart werden. Dies hängt mit den höheren Jahresfahrleistungen und Energieverbräuchen zusammen. Wenngleich die Investitionskosten höher sind, führt dieser Zusammenhang schließlich zu geringen Mehrkosten.

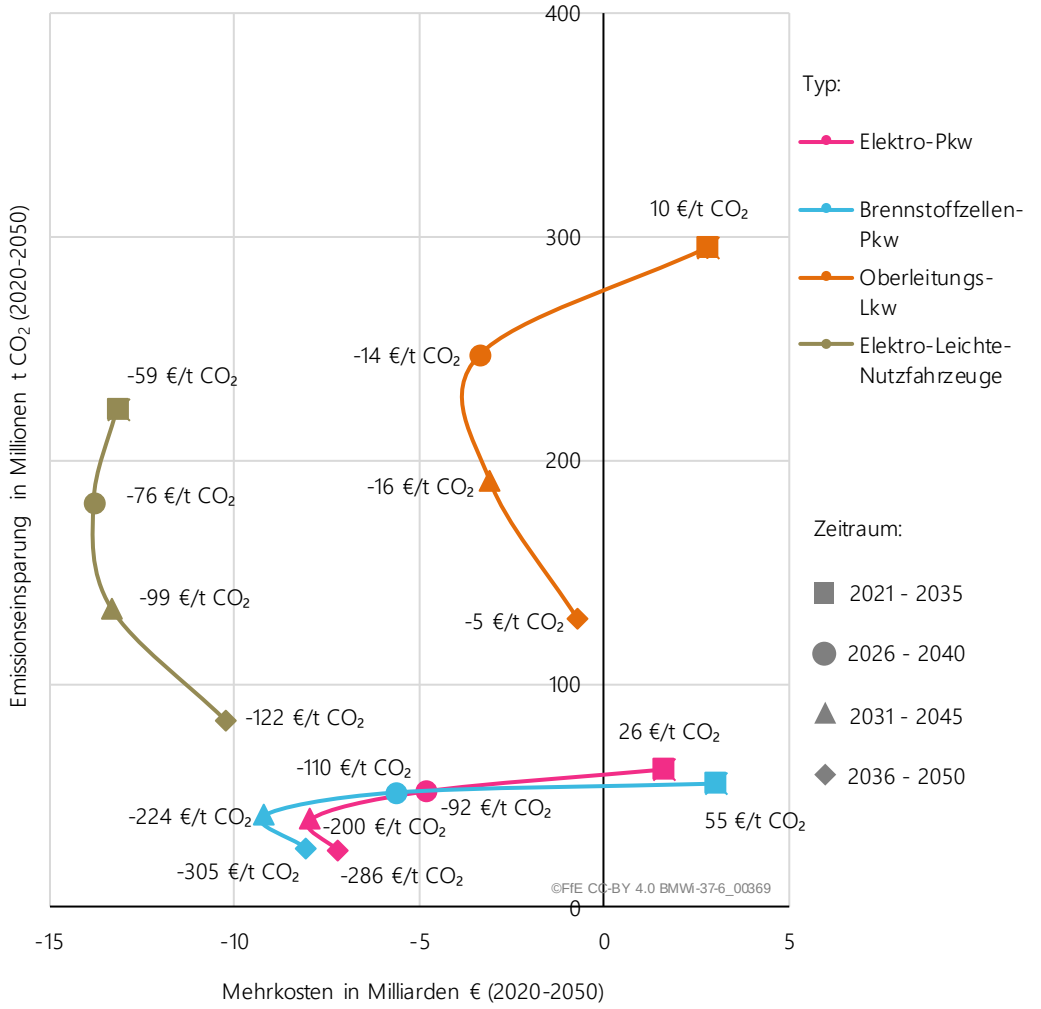


Abbildung 11-7: Kumulierte Mehrkosten, Emissionseinsparungen und Verminderungskosten im gesamten Simulationszeitraum unter Variation des Maßnahmenzeitraums

Bei zeitlicher Verschiebung der Maßnahmen in Abbildung 11-7 wird ersichtlich, dass eine spätere Maßnahmenumsetzung immer zu geringeren kumulierten Emissionseinsparungen führt. Außerdem geht eine spätere Umsetzung oftmals mit geringeren Kosten einher. Dies ist nicht der Fall, wenn die jeweilige Maßnahme bereits in den dem Maßnahmenzeitraum vorangegangenen Jahren in Bezug auf die Gesamtkosten günstiger ist als die zu verdrängenden Technologien. Beispielhaft ist dies für den Brennstoffzellen-Pkw beim Vergleich der Maßnahmenumsetzungszeiträume 2031 bis 2045 und 2036 bis 2050 nachzuvollziehen. Eine analoge Entwicklung zeigt sich bei den Elektro-Pkw. Weiter ist nachvollziehen, dass zwar bei frühestmöglicher Umsetzung batterieelektrische Pkw im Vergleich zu Brennstoffzellen-Pkw kosteneffizienter sind, dieser Vergleich sich jedoch für spätere Umsetzungszeitpunkte umkehrt. Dies ist auf die noch sehr teuren Brennstoffzellen-Pkw zurückzuführen, die über die Jahre hinweg – vor allem in der Oberklasse – günstiger werden als die batterieelektrische Alternative. Grundsätzlich hängen die tatsächlichen Kostenentwicklungen der Fahrzeuge und auch die damit verbundenen Aussagen zur Maßnahmenbewertung vom tatsächlichen Markthochlauf und insbesondere auch von der Entwicklung der internationalen Märkte ab.

Die beiden Pkw-Maßnahmen sollen nun für den Maßnahmenzeitraum 2021 bis 2035 genauer untersucht werden. Dafür wird die Maßnahme neben der Umsetzung für die gesamte Pkw-Flotte für verschiedene Fahrzeugklassen untersucht. Das Ergebnis ist in Abbildung 11-8 dargestellt.

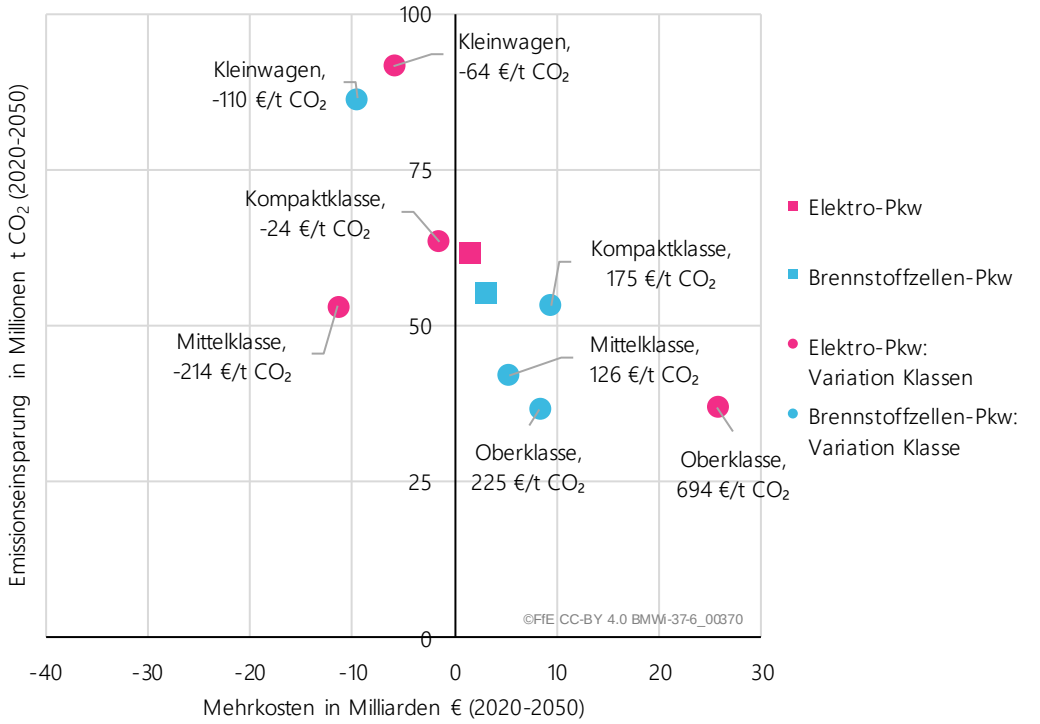


Abbildung 11-8: Kumulierte Mehrkosten, Emissionseinsparungen und Verminderungskosten im gesamten Simulationszeitraum unter Variation der Pkw-Klassen

Die Auswertung zeigt, dass, je nachdem welche Fahrzeugklasse betrachtet wird, sowohl Elektro-Pkw als auch Brennstoffzellen-Pkw Vorteile in Bezug auf die Kosteneffizienz bieten können. So ist beispielsweise im Mittelkasse-Segment der Elektro-Pkw sowohl bei höherer Emissionseinsparung kostengünstiger, während in der Oberklasse der Brennstoffzellen-Pkw Vorteile in Bezug auf Kosten bei in etwa gleicher Emissionseinsparung aufweist und damit kosteneffizienter als der Elektro-Pkw ist. Die Ergebnisse der Elektro-Pkw sind dabei stark sensitiv auf das Verhältnis der Batteriekosten zu den Fahrzeugkosten. Die Batteriekosten sind wiederum auf die Auslegung der Batterie und deren Reichweite zurückzuführen und somit für zukünftige Jahre stark abhängig von Annahmen. Ein Vergleich und eine daraus folgende Entscheidung für eine der beiden Technologien kann somit nur unter Berücksichtigung aller Bewertungsstufen sowie der tatsächlichen Funktion des Fahrzeugs geschehen.

11.1.3 Besonderheiten des Sektors

Im Vergleich zu anderen Sektoren haben die Fahrzeuge im Verkehrssektor und speziell im Straßenverkehr sehr geringe Lebensdauern. Dies hat auf der einen Seite sehr hohe, theoretisch mögliche Transformationsgeschwindigkeit des Sektors und auf der anderen sehr hohe annuitätische Kosten zur Folge. Die hohe Transformationsgeschwindigkeit erlaubt zumindest in der Theorie eine schnelle Umstellung des Sektors auf andere Technologien wie beispielsweise Elektrofahrzeuge oder Brennstoffzellenfahrzeuge. So können auch kurzfristige sektorale Ziele schnell erreicht werden. Es wäre jedoch ein er theoretisch hohen Transformationsgeschwindigkeit die Umstellung des Verkehrssektors auf CO_2-arme

Antriebsarten zu verzögern. Im Hinblick auf eine Begrenzung des Klimawandels sind die kumulierten Emissionen entscheidend, sodass auch hier eine möglichst zeitnahe Transformation anzustreben ist. Zudem gehen mit Technologiewechseln oftmals Infrastrukturanpassungen einher, die zwar nicht im Fokus dieser Studie liegen aber dennoch zu erwähnen ist, dass damit umfassenden Planungsprozessen und Genehmigungsverfahren verbunden sind. Folglich ist es sehr wichtig zeitnah die relevanten Entscheidungen zu fällen und rechtzeitig die Weichen für eine erfolgreiche Verkehrswende zu stellen.

11.2 Private Haushalte

Für die in Kapitel 8.3 ausgewählten Maßnahmen erfolgt in diesem Abschnitt die statische und die sektordynamische Bewertung. Neben der Bewertung der CO_2-Verminderungskosten aus System- und Akteurssicht erfolgen im Rahmen der statischen Bewertung auch Sensitivitätsanalysen für die Maßnahmen Erdwärmepumpe und Sanierung. In der sektordynamischen Bewertung wird der Fokus dann auf Verdrängungseffekte, Zeitabhängigkeiten und Wechselwirkungen von Maßnahmen untereinander gelegt.

11.2.1 Stufe 1: Statische Bewertung

Wie in Kapitel 3.2.1 beschrieben, werden im Zuge der statischen Bewertung der Maßnahmen System- und Akteurssicht verglichen und diese in den Kontext ihrer spezifischen Kosten- und Emissionsdifferenz zur Referenz gestellt (vgl. Abbildung 11-9). Die funktionelle Einheit, die diesen Vergleich ermöglicht, entspricht dabei der Wärmeversorgung eines Gebäudes. Die Bezeichnung *EZFH neu* bedeutet in diesem Zusammenhang beispielsweise, dass es sich um die Gebäudekategorie der Ein- und Zweifamilienhäuser der Baualtersklasse 1995 bis 2020 handelt. Mit *alt* werden Gebäude bezeichnet, die vor 1995 errichtet wurden. Die Mehrfamilienhäuser (MFH) werden in die drei Größen klein (3 bis 7 Wohneinheiten), mittel (7 bis 12 Wohneinheiten) und groß (mehr als 12 Wohneinheiten) unterteilt. Der Anteil der Fixkosten in der rechten Abbildung entspricht dem Anteil der Investition und den fixen Betriebskosten an den Gesamtkosten.

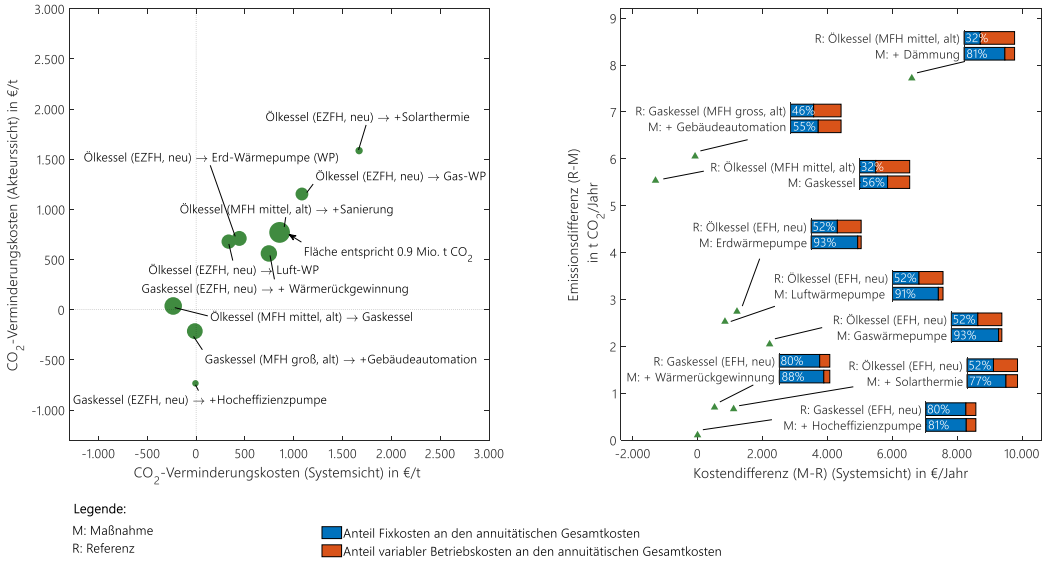


Abbildung 11-9: CO_2-Verminderungskosten der Basisvarianten verschiedener Maßnahmen in 2020 aus System- und Akteurssicht (links), spezifische Kosten- und Emissionsdifferenz sowie die Anteile von Fixkosten und

variablen Betriebskosten je Technologie für verschiedene Maßnahmen in 2020 (rechts)

Die dargestellten Maßnahmen entsprechen den in Kapitel 8.3 ausgewählten Maßnahmen. Im linken Diagramm stellt die Winkelhalbierende ein Gleichgewicht zwischen System- und Akteurssicht dar. Die Maßnahme mit dem größten Ungleichgewicht stellt die Hocheffizienzpumpe dar, die eine konventionelle Umwälzpumpe ersetzt. Für den Akteur stellt sich ein großer Nutzen durch die Reduktion der Strombezugskosten ein. Darüber hinaus lässt sich auch ohne die Berücksichtigung von Steuern und Abgaben eine Kostenreduktion bei gleichzeitiger Emissionsminderung aus Systemsicht konstatieren. Der Einsatz von effizienten Nassläufer-Umwälzpumpen wird bereits durch die Verordnung (EG) Nr. 641/2009 im Rahmen der Ökodesign-Richtlinie vorgeschrieben.

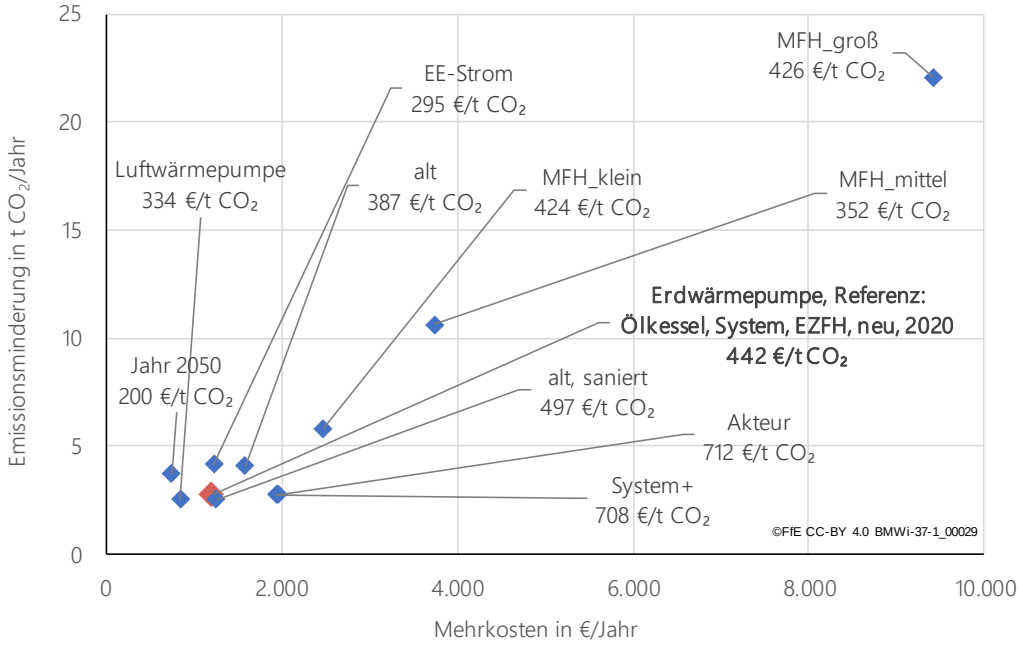
Ist die Gebäudeautomation nicht mit einem Rebound-Effekt verbunden, führt sie unabhängig vom Betrachtungsjahr durch die Reduktion des Nutzenergiebedarfs und die vergleichsweise kleinen Investitionen zu geringeren Kosten bei gleichzeitig großer Emissionsminderung. Diese Maßnahme kann somit als No-Regret-Maßnahme eingestuft werden.

Das Potenzial, welches durch die Fläche der Kreise abgebildet wird, ist für die Maßnahmen in alten EZFH und MFH aufgrund des höheren Nutzenergiebedarfs und der größeren Anteile am Gebäudebestand deutlich größer als in neuen Gebäuden.

Die Sanierung der Gebäudehülle ist mit hohen Kosten, aber auch mit einem großen Potenzial verbunden. Die Maßnahmen Wärmepumpe, Sanierung und Wärmerückgewinnung führen zu den höchsten Anteilen der Fixkosten an den Gesamtkosten. Dies stellt insbesondere in der Umsetzung eine hohe Hürde dar. Im starken Kontrast dazu stehen die geringen Fixkosten der konventionellen Alternativen.

Die Maßnahmen BHKW und Fernwärme sind nicht dargestellt, da diese für die ausgewählten Fälle zu höheren Emissionen führen. Der Emissionsfaktor der Fernwärme liegt im Jahr 2020 geringfügig höher als der für die Referenz (Gas). Dies ändert sich sowohl bei Betrachtung zukünftiger Jahre, wenn sich der Emissionsfaktor der Fernwärme reduziert als auch bei einem Ölkessel als Referenz.

Aufgrund des großen Potenzials erfolgt für die Maßnahmen elektrische Wärmepumpe und Sanierung nachfolgend eine Sensitivitätsanalyse, in der einzelne Parameter variiert werden, während alle anderen dem Standardfall entsprechen.



Interpretationshilfe

Der rote Punkt stellt die Mehrkosten, Emissionsminderung und Verminderungskosten der **Referenzmaßnahme** dar.

Hier: Eine Erdwärmepumpe ersetzt in einem Haus der Kategorie EZFH (Ein- und Zweifamilienhäuser) der Baualtersklasse „neu" im Jahr 2020 einen Ölkessel. Die Bewertung geschieht aus Systemsicht.

Die blauen Punkte stellen die Emissions- und Kostendifferenz sowie Verminderungskosten dar, die sich ergeben wenn nur der in der Abbildung genannte Parameter variiert wird. Der Rest der Annahmen bleibt gleich und entspricht der **Referenzmaßnahme**.
Beispiel: „MFH_klein": Gleiche Maßnahmenumsetzung in einem Gebäude der Kategorie „Mehrfamilienhaus klein"

Abbildung 11-10: Sensitivität der CO_2-Verminderungskosten in €/t CO_2 für Erdwärmepumpen ausgehend von der Basisvariante (rot) bei Variation verschiedener Parameter (blau)

Der in Abbildung 11-10 rot dargestellte Standardfall entspricht der Erdwärmepumpe, die im Ein- und Zweifamilienhaus der Baualtersklasse nach 1994 im Jahr 2020 einen Ölkessel ersetzt. Im Vergleich dazu reduziert sich die Emissionsdifferenz aufgrund des Emissionsfaktors, wenn die Referenz ein Gaskessel ist. Die Variation des Gebäudetyps führt dazu, dass die Emissions- und auch die Kostendifferenz mit steigendem Wärmebedarf steigen.

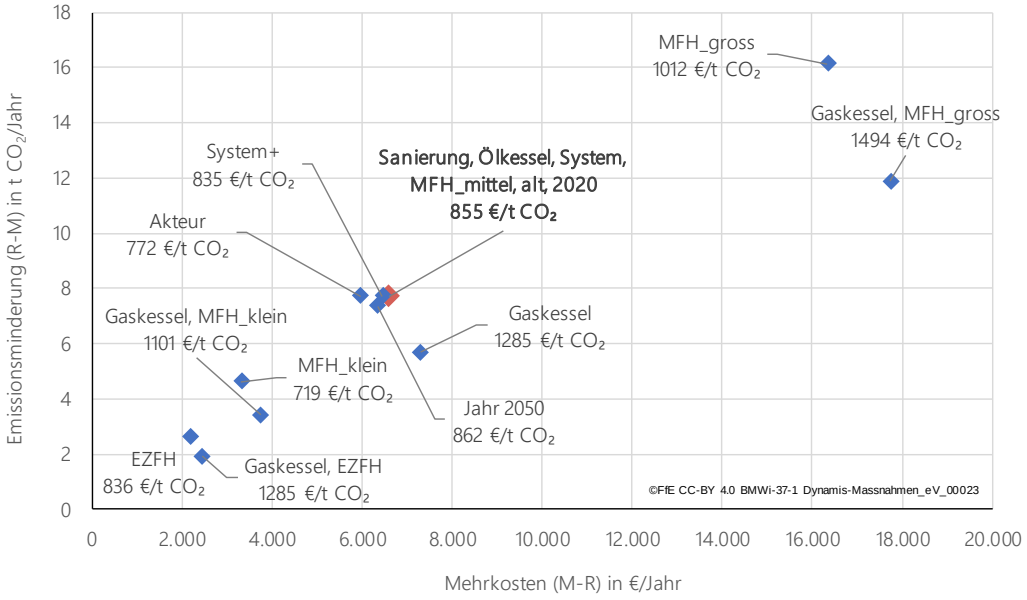
Hervorzuheben ist, dass die Erdwärmepumpe im alten Gebäude trotz der höheren Vorlauftemperaturen und der damit verbundenen niedrigeren Arbeitszahl zu niedrigeren CO_2-Verminderungskosten (387 €/t CO_2) führt als der Standardfall (442 €/t CO_2). Dies ist auf niedrigere spezifische Investitionen aufgrund von Skaleneffekten und auf höhere Volllaststunden im alten Gebäude zurückzuführen. Ebenso führt die Luftwärmepumpe trotz geringerer Effizienz aufgrund der niedrigeren Investitionen zu niedrigeren CO_2-Verminderungskosten als die Erdwärmepumpe. Hohe Lastspitzen bei kalten Temperaturen insbesondere bei älteren Gebäuden werden hier noch vernachlässigt, sind aber Bestandteil der systemdynamischen Bewertung in Abschnitt 11.5.

Des Weiteren ist aus der Variation des Betrachtungsjahres ersichtlich, dass sich die Bewertung der Wärmepumpe für zukünftige Jahre aus vielerlei Hinsicht positiver darstellt. Zum einen sinkt der Emissionsfaktor des Strombezugs, wodurch die Emissionsdifferenz steigt. Außerdem

führen die angenommene Reduktion der spezifischen Investitionen bis 2050 sowie die sinkenden Strompreise zu einer Reduktion der Kostendifferenz. Im Gegensatz zur statischen Bewertung wird in der sektordynamischen Bewertung in Abschnitt 11.2.2.2 der stündliche Strompreis dem Lastgang zugeordnet. Da der Strombezug der elektrischen Heizsysteme einen ausgeprägten jahreszeitlichen Charakter hat, kann sich dadurch ein anderer durchschnittlicher Strompreis einstellen.

Die Bewertung der Maßnahme Erdwärmepumpe stellt sich aus Akteurssicht weniger attraktiv dar als aus Systemsicht. Dies ist auf die hohen Anteile der Steuern und Abgaben am Strompreis der Privaten Haushalte zurückzuführen.

Wird der Strombedarf der Erdwärmepumpe aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt, so reduzieren sich die CO_2-Verminderungskosten deutlich auf 295 €/t CO_2. Da dieser Variante starke Vereinfachungen hinsichtlich des Anlageneinsatzes im Bereitstellungssektor zugrunde liegen, wird die Rückwirkung des zusätzlichen Strombezugs von elektrischen Wärmepumpen in der systemdynamischen Bewertung in Abschnitt 11.5 genauer untersucht.



Interpretationshilfe	
Der rote Punkt stellt die Mehrkosten, Emissionsminderung und Verminderungskosten der **Referenzmaßnahme** dar.	Die blauen Punkte stellen die Emissions- und Kostendifferenz sowie Verminderungskosten dar, die sich ergeben wenn nur der in der Abbildung genannte Parameter variiert wird. Der Rest der Annahmen bleibt gleich und entspricht der **Referenzmaßnahme**.
Hier: Ein Gebäude der Kategorie MFH_mittel (Mehrfamilienhaus) der Baualtersklasse „alt" mit einem Ölkessel wird im Jahr 2020 saniert. Die Bewertung geschieht aus Systemsicht.	**Beispiel:** „Akteur": Gleiche Maßnahmenumsetzung aber aus „Akteurssicht"

Abbildung 11-11: Sensitivität der CO_2-Verminderungskosten in €/t CO_2 für die Sanierung, ausgehend von der Basisvariante (rot) bei Variation verschiedener Parameter (blau)

In Abbildung 11-11 ist die Sensitivitätsanalyse der Maßnahme Sanierung dargestellt. Für die Bewertung der Maßnahme lassen sich folgende wesentliche Einflussfaktoren identifizieren, die durch die gezeigten Sensitivitäten adressiert werden:

- Oberflächen zu Volumen Verhältnis (größer bei EZFH)
- Ausgangszustand (MFH haben einen höheren Anteil bereits sanierter Bauteile)

- Anteil der Bauteile (ein höherer Anteil von investitionsintensiven Bauteilen führt zu höheren Kosten)
- Pre- und Reboundeffekt bzw. Innenlufttemperaturen (unterschiedlich stark je nach spezifischem Raumwärmebedarf vor und nach der Sanierung; siehe Kapitel 8.4.2.1)
- das der Simulation zugrundeliegende Wetterjahr
- Energieträgerpreis und Emissionsfaktor des von der Sanierung betroffenen Heizsystems

Aus den aufgeführten Einflussfaktoren lässt sich keine allgemeingültige Bewertung der CO_2-Verminderungskosten von unterschiedlichen Gebäudetypen ableiten. Die Emissions- und Kostendifferenzen steigen mit dem Wärmebedarf des untersuchten Gebäudetyps. Die CO_2-Verminderungskosten zeigen aufgrund der genannten Einflussfaktoren, die in beide Richtungen wirken, keinen eindeutigen Trend, liegen jedoch mit 700 bis 1000 €/t CO_2 in einer ähnlichen Größenordnung.

Hervorzuheben ist, dass die Variation mit Gaskessel zu vergleichbaren Kosten, jedoch aufgrund des Emissionsfaktors zu niedrigeren Emissionseinsparungen führt. Infolgedessen steigen die CO_2-Verminderungskosten gegenüber dem Standardfall.

Die Sanierung ist für den Akteur vorteilhafter, da die finanziellen Einsparungen durch die zusätzlichen Steuern und Abgaben höher ausfallen. Da die Maßnahme mit hohen Investitionen verbunden ist, sinken die CO_2-Verminderungskosten hierdurch nur moderat.

Die Variation des Betrachtungsjahres führt für das gezeigte Beispiel zu keiner nennenswerten Veränderung. Dies ist auf mehrere Gründe zurückzuführen. Zum einen wird angenommen, dass sich die Kosten der Sanierung aufgrund der langjährigen Marktreife nicht weiter reduzieren lassen und zum anderen verursacht die Referenz in diesem Beispiel auch noch im Jahr 2050 die gleichen Emissionen, da es im Startszenario zu keiner Beimischung von Green Fuels im Erdgas kommt. Wird anstatt eines Hauses mit Gaskessel ein mit einer Wärmepumpe ausgestattetes Haus gedämmt, dann ist das Jahr von besonderer Relevanz, da die Emissionsfaktoren des Strombezugs auch im Startszenario stark sinken.

11.2.2 Stufe 2: Sektordynamische Bewertung

In der sektordynamischen Bewertung werden der Bilanzraum erweitert und Dynamiken in den Endenergiesektoren berücksichtigt. Somit können zeitliche Interdependenzen und Verdrängungseffekte und damit einige wesentliche Kritikpunkte an der „klassischen", statischen Bewertung von Maßnahmen adressiert werden. Um eine sektorübergreifende Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen, wird ein einheitlicher Umsetzungsgrad von 5 Milliarden € pro Jahr über einen Zeitraum von 15 Jahren von 2021 bis 2035 umgesetzt. Die sektordynamischen Verminderungskosten werden aus dem Vergleich von kumulierten Kosten und Emissionen des daraus resultierenden Maßnahmenszenarios mit dem Startszenario abgeleitet. Für eine genaue Darstellung der Methodik sei an dieser Stelle auf Kapitel 8.4.2 verwiesen.

11.2.2.1 Maßnahmenübersicht

In Abbildung 11-12 sind die CO_2-Verminderungskosten der Maßnahmen aufgetragen, für die in diesem und im nächstem Abschnitt dynamische Bewertungen erfolgen. Die als Boxplot dargestellten Spannbreiten der statischen CO_2-Verminderungskosten ergeben sich durch die Variation der Parameter Gebäudekategorie, Sanierungszustand, Jahr, Referenztechnologie und der Bereitstellung aus EE. Ergänzend sind in Grün die sektordynamischen CO_2-Verminderungskosten dargestellt. Die sektordynamischen Verminderungskosten

basieren auf einem Investitionsbudget von 5 Mrd. € jährlich je Maßnahme über den Maßnahmenzeitraum von 2021 bis 2035 (vgl. Kapitel 3.3).

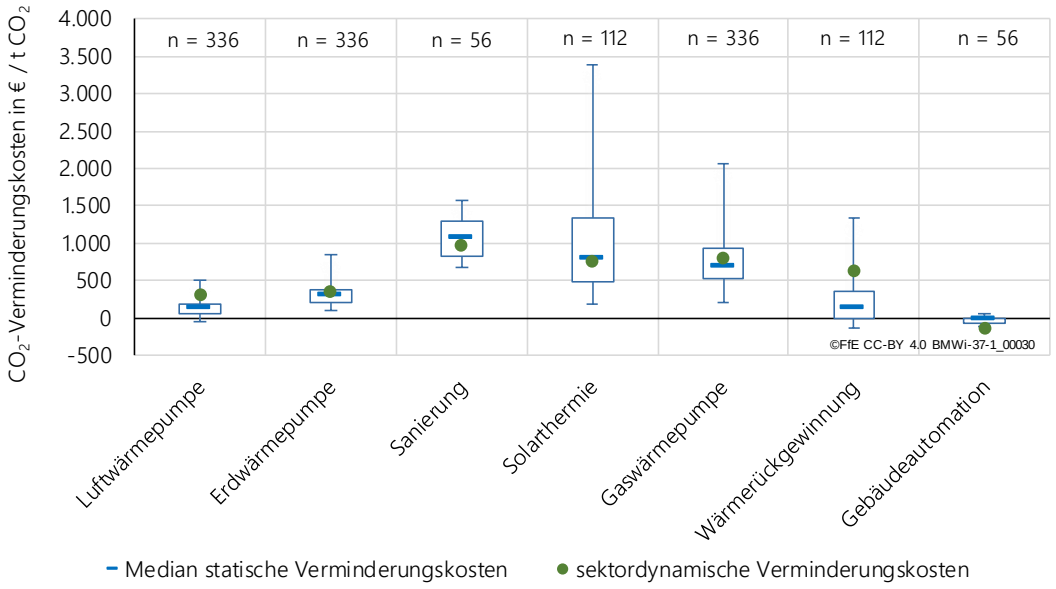


Abbildung 11-12: Bereiche aller statischen Verminderungskosten der Privaten Haushalte sowie beispielhafte Bewertung der sektordynamischen Verminderungskosten bei einer Maßnahmenumsetzung mit einem Investitionsbudget von 5 Mrd. € jährlich in den Jahren 2021 bis 2035

Die sektordynamischen CO_2-Verminderungskosten unterscheiden sich aufgrund mehrerer Faktoren von den statischen. Hierzu zählen die stündliche Auflösung der Preis- und Emissionszeitreihen, die Verdrängungslogik bzw. der Verdrängungsmix, der Maßnahmenumsetzungszeitraum und die Berücksichtigung bivalenter Heizsysteme. Daraus ergibt sich eine vom Bruttozubau abhängige maximale Transformationsgeschwindigkeit. Der Bruttozubau von Heizsystemen liegt abhängig von der Nutzungsdauer der Anlagen und deren Alter bzw. Anteilen im Bestand zwischen 0,7 und 1,1 Mio. Anlagen pro Jahr. Die Verdrängung erfolgt nach der in Abschnitt 8.4.2 beschriebenen Verdrängungslogik.

Die sektordynamischen CO_2-Verminderungskosten der Wärmerückgewinnung weichen besonders stark vom Median der statischen Bewertung der Maßnahme ab. Für Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung wurde die Annahme getroffen, dass diese aufgrund der baulichen Eingriffe lediglich im Neubau und im Zuge einer Sanierung umgesetzt werden. Der Median der CO_2-Verminderungskosten berücksichtigt jedoch auch eine Umsetzung in alten Gebäuden, die eine größere Nutzenergieeinsparung bewirkt und damit zu niedrigeren CO_2-Verminderungskosten führt. Das sind zwei Beispiele dafür, wie die Einschränkungen bei der praktischen Umsetzung einer Maßnahme in der sektordynamischen Bewertung berücksichtigt werden.

11.2.2.2 Detailanalyse TOP-Maßnahmen

Für die in Abschnitt 8.3 definierten TOP-Maßnahmen erfolgt hier eine Detailanalyse hinsichtlich unterschiedlicher Umsetzungszeiträume und der elektrischen Lastgänge.

In Abbildung 11-13 sind die kumulierten Mehrkosten und Emissionseinsparungen über den gesamten Simulationszeitraum für die vier Maßnahmen aufgetragen. Neben der Basisvariante des Umsetzungszeitraums von 2021 bis 2035 wurden jeweils drei weitere Zeiträume

ausgewertet. Aus dem Diagramm ist ersichtlich, dass im Gegensatz zum Verkehr keine der Maßnahmen aufgrund negativer Kostendifferenzen zu negativen CO_2-Verminderungskosten führt. Die elektrischen Luftwärmepumpen weisen die größte Emissionseinsparung und gleichzeitig mit 300 bis 340 €/t CO_2 die niedrigsten CO_2-Verminderungskosten auf. Die Sanierung führt mit 960 bis 1030 €/t CO_2 zu deutlich höheren CO_2-Verminderungskosten als die elektrischen Wärmepumpen. Eine Teilsanierung führt zu noch höheren Verminderungskosten.

Den dargestellten Maßnahmen ist – mit Ausnahme der Gaswärmepumpe – gemein, dass die CO_2-Verminderungskosten annähernd konstant bleiben, wenngleich sowohl die Emissionsminderung als auch die Kostendifferenz mit späteren Maßnahmenzeiträumen sinken. Dies ist auf mehrere Faktoren zurückzuführen. Der dominierende Einflussfaktor auf die Emissionseinsparung und die Mehrkosten ist der Wirkzeitraum der Maßnahme. Je kürzer der Zeitraum ist, in dem die Maßnahme ihre Wirkung entfalten kann, desto kleiner sind diese Werte. Je früher die Maßnahme umgesetzt wird, desto länger ist deren Wirkzeitraum. Hintergrund ist die im Modell getroffene Annahme, dass die durch die Maßnahme zusätzlich installierte Technologie nach deren Nutzungsdauer durch die gleiche Technologie ersetzt wird. Darüber hinaus sinken die spezifischen Kosten der Wärmepumpen und die Referenztechnologien werden über den Betrachtungszeitraum effizienter, was zu einer weiteren Reduktion der Mehrkosten und der Emissionsminderung bei späterer Umsetzung führt. Diesen Faktoren, die den Kurvenverlauf in Abbildung 11-13 erklären, steht ein Einflussfaktor mit umgekehrter Wirkweise entgegen. Denn die Emissionsfaktoren der elektrischen Wärmepumpen im Startszenario sinken für zukünftige Jahre stark (vgl. Kapitel 5.8.2), wodurch sich die Emissionseinsparung gegenüber den Referenztechnologien erhöht. Dieser Effekt wird jedoch von der Summe der oben beschriebenen Einflussfaktoren deutlich überkompensiert. Es lässt sich festhalten, dass eine spätere Umsetzung der betrachteten Maßnahmen nicht zu niedrigeren CO_2-Verminderungskosten führt, wenn wie hier Folgeeffekte berücksichtigt werden.

Für die Maßnahme Gaswärmepumpe sinkt die Emissionsminderung mit einer späteren Umsetzung überproportional zu den Mehrkosten, da diese zunehmend auch elektrische Wärmepumpen, welche in steigender Anzahl im Startszenario ausgebaut werden, verdrängen. Die CO_2-Verminderungskosten haben in diesem Fall keine Aussagekraft, da es sich nicht um eine Verminderungsmaßnahme handelt (vgl. Kapitel 3).

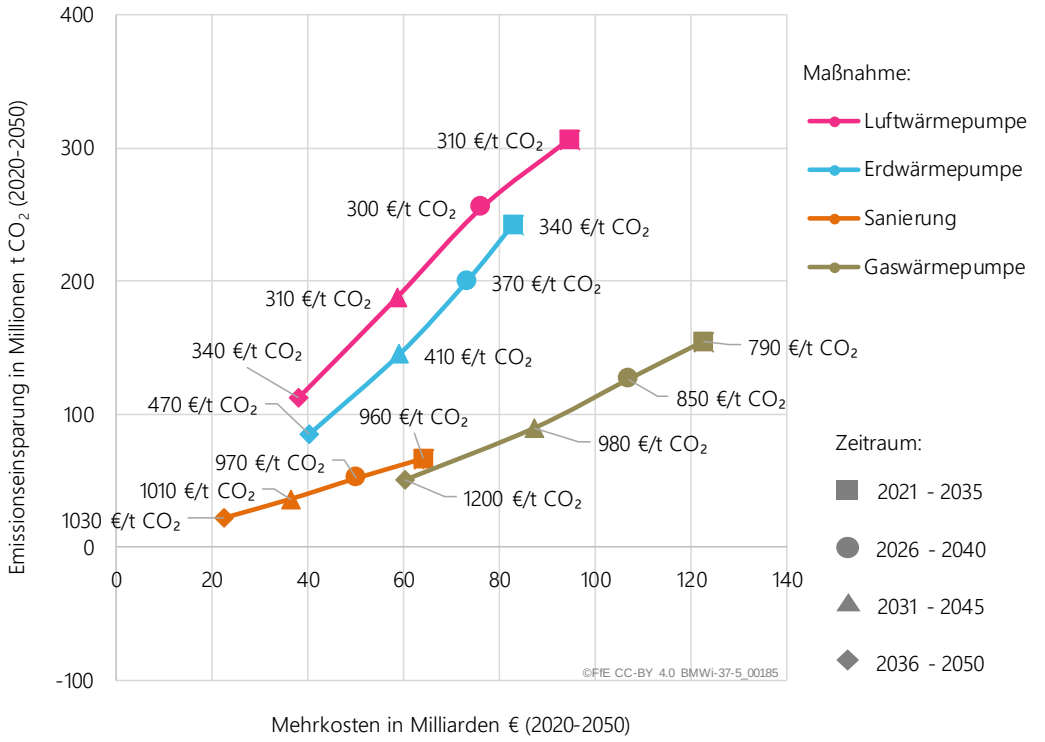


Abbildung 11-13: Kumulierte Mehrkosten, Emissionseinsparungen und CO_2-Verminderungskosten im gesamten Simulationszeitraum unter Variation des Maßnahmenzeitraums der TOP-Maßnahmen

Neben den Kosten und Emissionen stellen die Endenergielastgänge ein zentrales Ergebnis der Simulationen dar. In Abbildung 11-14 sind diese für die Luft- (blau) und Erdwärmepumpe (rot) für das Simulationsjahr 2035 aufgetragen. Es zeigt sich, dass die Luftwärmepumpen, aufgrund der Außenlufttemperaturabhängigkeit und des zusätzlichen Heizstabeinsatzes an kalten Tagen deutlich größere Amplituden aufweisen als die Erdwärmepumpen. Darüber hinaus ist die Leistungszahl[34] von Luftwärmepumpen aus den zuvor genannten Gründen im Winter niedriger und im Sommer höher als die von Erdwärmepumpen. Da die Jahresarbeitszahl[35] der Luftwärmepumpen um 12 bis 15 % niedriger ist, ist der jährliche Stromverbrauch entsprechend höher. Bezogen auf den gleichen Stromverbrauch ist die Maximallast der Luftwärmepumpen um 28 % höher. Der Heizstab macht mit 3 bis 6 % zwar nur einen geringen Teil des jährlichen Strombedarfs, an kalten Tagen jedoch einen großen Teil des Leistungsbezugs von Luftwärmepumpen aus. Mit dem Einsatz des Heizstabes sinkt die Leistungszahl des Luftwärmepumpensystems (vgl. Abbildung 11-14).

[34] Leistungszahl (engl: COP, coeffient of performance) von elektrischen Wärmepumpen ist definiert als: erzeugte Wärmeleistung / elektrische Last.

[35] Die Jahresarbeitszahl von elektrischen Wärmepumpen ist definiert als: erzeugte jährliche Wärme / verbrauchte jährliche elektrische Energie.

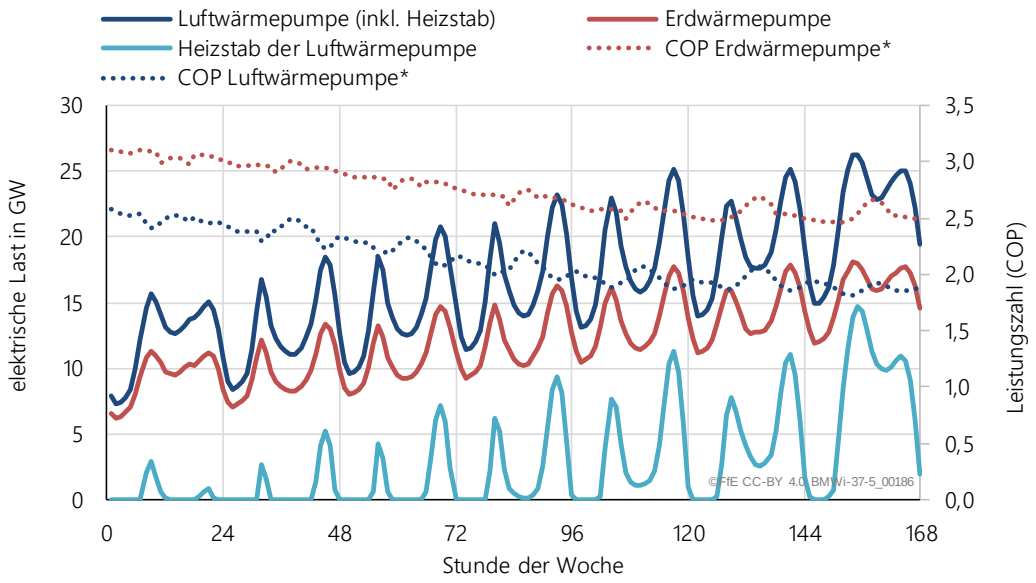


Abbildung 11-14: Elektrische Last und Leistungszahlen (COP) der Szenarien Luft- und Erdwärmepumpe für die fünfte Woche des Simulationsjahres 2035 (Wetterjahr 2012)

Die beschriebenen Effekte werden in den untersuchten Maßnahmenszenarien dadurch verstärkt, dass bei gleichem Investitionsbudget aufgrund der niedrigeren spezifischen Anlagenkosten mehr Luftwärmepumpen als Erdwärmepumpen installiert werden. Die Maximallast von Luftwärmepumpen ist dadurch sogar 42 % höher im Vergleich zu Erdwärmepumpen. Die hohe Maximallast und die starken Gradienten werden in der Definition des Szenarios fuEL durch eine Flexibilisierung der Last adressiert (vgl. Abschnitt 12.4.2).

11.2.2.3 Maßnahmenkombinationen

Die in den vorigen Abschnitten dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die Sanierung eine Maßnahme mit großem Potenzial zur CO_2-Verminderung darstellt, aber auch mit verhältnismäßig hohen Kosten verbunden ist. Ein wichtiger Aspekt der Sanierung ist die Reduktion der Heizlast des Gebäudes. Heizsysteme, die nach einer Sanierung installiert werden, können mit kleineren Nennleistungen ausgelegt werden als solche, die vor der Sanierung installiert werden. Die Bewertung der Maßnahme Sanierung in Abschnitt 11.2.2.2 berücksichtigt diesen Effekt bereits für die Technologien des Startszenarios. Da die Beheizung im Startszenario überwiegend durch günstige, fossil beheizte Kessel erfolgt, reduziert dieser Effekt die kumulierten Gesamtkosten lediglich um 4 %. Die Kombination der Sanierung mit einem Ausbau von Wärmepumpen kann jedoch potenziell zu einer erhöhten Kosteneinsparung führen, da die spezifischen Kosten der Wärmepumpen deutlich über denen der konventionellen Alternativen liegen.

Neben den oben beschriebenen Einzelmaßnahmen werden in diesem Abschnitt deshalb zwei weitere Szenarien untersucht, in denen die Reihenfolge der Maßnahmenumsetzung variiert wird. Im Szenario „WPSan" werden Wärmepumpen mit einem Investitionsbudget von 6 Mrd. €/a über den Zeitraum von 2021 bis 2035 ausgebaut. Anschließend erfolgt eine Sanierung von 2036 bis 2050 mit einem Investitionsbudget von 50 Mrd. €/a. In einem weiteren Szenario „SanWP" werden die Umsetzungszeiträume getauscht, d .h. es erfolgt zunächst eine forcierte Sanierung mit 50 Mrd. €/a und anschließend der Ausbau von Wärmepumpen mit 6 Mrd. €/a. Die Investitionsbudgets wurden so gewählt, dass die Anzahl an zusätzlichen

Wärmepumpen im Jahr 2050 annähernd gleich der zusätzlichen Anzahl von sanierten Gebäuden mit Wärmepumpen ist. Die unterschiedliche Höhe des Investitionsbudgets lässt sich im Wesentlichen durch zwei Faktoren erklären. Zum einen sind dies die deutlich höheren Investitionen je saniertem Gebäude gegenüber den Investitionen für die Installation einer Wärmepumpe. Zum anderen verursacht die Sanierung im Gegensatz zur Wärmepumpe keine über die Investition hinausgehenden fixen und variablen Betriebskosten. Der Szenariendefinition liegt außerdem die Annahme zugrunde, dass die Wärmepumpen im Szenario SanWP kleiner ausgelegt werden und deshalb für das gleiche Investitionsbudget mehr Anlagen installiert werden können.

Tatsächlich zeigt sich, dass im Szenario SanWP mit 6,9 Mio. Wärmepumpen im Jahr 2050 über 300 Tsd. Anlagen mehr installiert werden als im Szenario WPSan. Dennoch führt das Szenario SanWP mit 1.500 €/t CO_2 zu höheren kumulierten CO_2-Verminderungskosten als das Szenario WPSan mit 800 €/t CO_2. Der wesentliche Grund hierfür liegt im Wirkzeitraum der untersuchten Maßnahmen. Je länger der Wirkzeitraum der Maßnahme Wärmepumpe ist, desto geringer sind die CO_2-Verminderungskosten des Szenarios. Hintergrund sind die in Abschnitt 11.2.2.2 dargestellten, deutlich niedrigeren CO_2-Verminderungskosten im Vergleich zur Sanierung.

Ein weiterer Effekt, der den Einfluss der kleineren Nennleistungen der Wärmepumpen im Szenario SanWP auf die CO_2-Verminderungskosten überkompensiert, betrifft die substituierten Technologien. Im Startszenario werden über den Zeitraum von 2021 bis 2035 aufgrund des hohen Anlagenalters im Startjahr 1,7 Mio. Ölbrennwertkessel zugebaut (brutto), wohingegen es im Zeitraum von 2036 bis 2050 lediglich 600 Tsd. Ölkessel sind. Das bedeutet, dass die Wärmepumpen im Szenario WPSan mehr emissionsintensive Ölkessel verdrängen als im Szenario SanWP. Daraus folgt, dass auch die CO_2-Verminderung je Anlage im Szenario WPSan größer ist.

Aus Sicht des Regulators lässt sich aus diesen Analysen ableiten, dass der Anreiz für einen verstärkten Wärmepumpenausbau nicht erst nach einer umfassenden Gebäudesanierung erfolgen sollte, da dies zu höheren CO_2-Verminderungskosten führt. Dem Nutzen eines prioritären Förderprogramms für Gebäudesanierung und des in der Energiewirtschaft gängigen Konzepts von „Efficiency First" steht das Risiko eines zu späten Ausbaus der Wärmepumpen gegenüber. Aus Sicht des Entscheidungsträgers eines Gebäudes kann sich jedoch ein anderes Bild ergeben. Wenn beide Maßnahmen (Sanierung und Wärmepumpe) geplant sind, dann sollte die Wärmepumpe immer auf die Heizlast nach der Sanierung ausgelegt werden.

11.2.3 Besonderheiten des Sektors

Der Sektor der Privaten Haushalte zeichnet sich insbesondere durch die niedrige Transformationsgeschwindigkeit aus. Diese betrifft sowohl die Gebäude, als auch die Technologien zur Wärmeerzeugung. Der Neubau und die energetische Sanierung von Gebäuden ist bereits stark reguliert weshalb der Gebäudebestand auch in Zukunft den Großteil des Nutzenergiebedarfs ausmachen wird. Im Jahr 2050 verursachen Gebäude, die vor 1995 errichtet wurden, noch immer 81 % des Wärmebedarfs. Durch die langen Nutzungsdauern der Wärmeerzeuger bleiben, selbst bei vollständiger Verdrängung des Bruttozubaus ab dem Jahr 2021, bis zum Jahr 2050 Restbestände an Öl- und Gaskesseln vorhanden.

Diese Beispiele verdeutlichen einerseits die Notwendigkeit möglichst schnell CO_2-Verminderungsmaßnahmen zu ergreifen und andererseits den Fokus des Handelns auf den

Gebäudebestand zu richten. Die hohen Investitionen der Maßnahmen stellen Herausforderungen zur Umsetzung selbiger dar. Gleichzeitig bieten Maßnahmen wie die Sanierung nicht quantifizierbare Zusatznutzen. Zu diesen zählen beispielsweise die gesteigerte Behaglichkeit und der geringere Ausbaubedarf an EE-Anlagen. Letzterer kann auch zu mehr Akzeptanz in der Bevölkerung führen.

11.3 Industrie

In diesem Abschnitt werden statische und sektordynamische Maßnahmen zur Treibhausgasverminderung im Industriesektor analysiert. Dabei werden in der statischen Bewertung ausgewählte prozessspezifische Maßnahmen sowie Maßnahmen aus dem Bereich der Querschnittstechnologie diskutiert. Im Anschluss daran erfolgt die sektordynamische Bewertung der TOP-Maßnahmen „Prozesseffizienz", „Verfahrensroutenwechsel Stahl" und „CO_2-Abscheidung".

11.3.1 Stufe 1: Statische Bewertung

In diesem Abschnitt erfolgt die statische Bewertung von ausgewählten Maßnahmen im Industriesektor, basierend auf der in Kapitel 3.2 beschriebenen Methodik. Dabei werden die Maßnahmen aus System- und Akteurssicht verglichen und diese in den Kontext ihrer spezifischen Kosten- und Emissionsdifferenz zur Referenz gestellt (vgl. Abbildung 11-15 und Abbildung 11-16).

Abbildung 11-15 zeigt die Bewertung für ausgewählte prozessspezifische Treibhausgasverminderungsmaßnahmen. Als funktionelle Einheit werden für den Maßnahmenvergleich in der rechten Bildhälfte Kosten- und Emissionsdifferenzen je Tonne produziertes Industriegut (z. B. Rohstahl oder Zement) ausgewiesen. Dargestellt sind sieben der insgesamt 90 prozessspezifischen Verminderungsmaßnahmen in der Industrie. Details zu den zugrundeliegenden maßnahmenspezifischen Annahmen können dem Datenanhang entnommen werden. Dargestellt sind Maßnahmen aus den Maßnahmenclustern Prozesseffizienz, Verfahrensroutenwechsel und CO_2-Abscheidung.

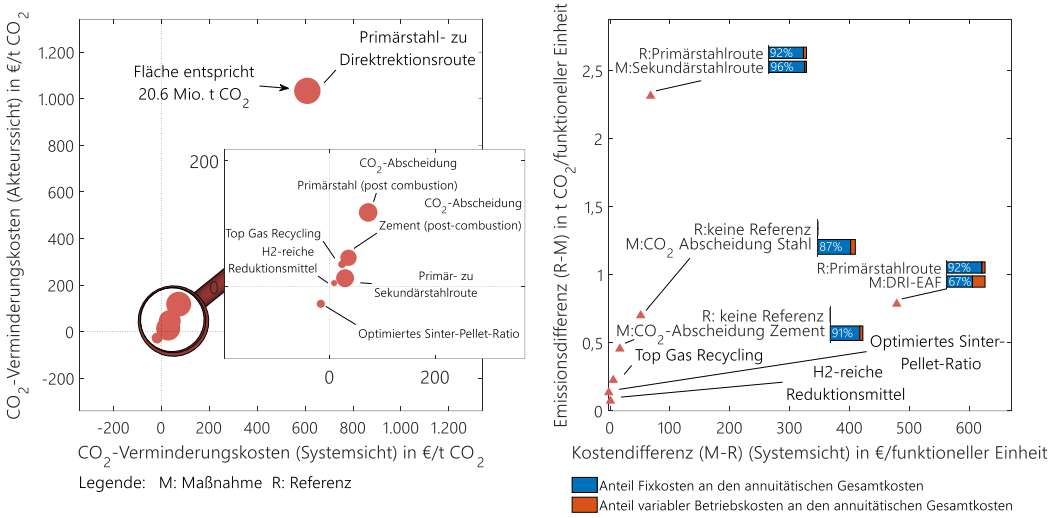


Abbildung 11-15: CO_2-Verminderungskosten ausgewählter prozessspezifischer Verminderungsmaßnahmen in 2020 aus System- und Akteurssicht (links), spezifische Kosten- und Emissionsdifferenz sowie die Anteile von Fixkosten und variablen Betriebskosten je Technologie für verschiedene Maßnahmen in 2020 (rechts) [36]

Die Fläche der Blasen auf der linken Seite des Diagramms zeigt, dass insbesondere der Verfahrensroutenwechsel von Primär- zu Sekundär- oder Direktreduktionsstahl zu einer starken Reduktion der Treibhausgase führen kann. Aus System- und Akteurssicht weisen beide Maßnahmen positive Verminderungskosten auf. Für den Verfahrensroutenwechsel Primär- zu Sekundärstahl liegen diese jedoch nahe null. Für beide Verminderungsmaßnahmen werden die Kosten für einen Retrofit des Primärstahlwerkes angenommen. Werden hier die Kosten für den Neubau eines Primärstahlwerkes angesetzt, führt dies zu einer deutlichen Verringerung der Verminderungskosten der beiden Maßnahmen.

Abbildung 11-15 zeigt zudem Ergebnisse für Maßnahmen aus dem Cluster der Prozesseffizienz. Für klassische Effizienzmaßnahmen wurde eine „null"-Referenz definiert, da die Umsetzung einer Effizienzmaßnahme nicht zwangsläufig zur Verdrängung einer Referenztechnologie führt. CAPEX/OPEX-Anteile werden nicht ausgewiesen, da Effizienzmaßnahmen zu einer Reduktion des Energieverbrauchs führen und somit lediglich variable Betriebskosten vermieden werden. Die hier aufgeführten Maßnahmenbeispiele „Top Gas Recycling", „Optimiertes Sinter-Pellet Verhältnis" und „H_2-reiche Reduktionsmittel" betreffen den Energieverbrauch und die prozessbedingten Emissionen in der Primärstahlproduktion und sind aus allen untersuchten Effizienzmaßnahmen die mit dem höchsten absoluten Treibhausgasverminderungspotenzial im Jahr 2020.

Das dritte Maßnahmencluster „CO_2-Abscheidung" weist eine besondere Relevanz für den Industriesektor auf, da es eine der wenigen Möglichkeiten ist, um prozessbedingte Emissionen in Branchen wie der Stahl- und Zementindustrie zu vermindern. Die Ergebnisse zeigen, dass das Post-Combustion-Verfahren sowohl für Stahl als auch Zement mit Mehrkosten aus System- und Akteurssicht verbunden ist. Die Verminderungskosten der CO_2-Abscheidung am

[36] Für die Primärstahlroute wurden retrofit Investitionen zugrunde gelegt /BCG-01 13/. Hinweis: Flächen der Kreise in der Diagrammvergrößerung in der linken Diagrammhälfte nicht im Verhältnis dargestellt.

Drehrohrofen sind geringer als die der CO_2-Abscheidung am Hochofen aufgrund eines geringeren Strom- und Brennstoffverbrauchs sowie einer höheren CO_2-Abscheiderate je ausgestoßener Tonne CO_2 (80 % vs. 31 %).

Abbildung 11-16 zeigt sieben der 26 erhobenen Maßnahmen aus dem Bereich der Querschnittstechnologien. Um einen Maßnahmenvergleich zu ermöglichen, beziehen sich die Kosten- und Emissionsdifferenzen auf der rechten Diagrammseite auf einen durchschnittlichen Betrieb. Hierbei wurde berücksichtigt, dass nicht alle Maßnahmen für jeden Betrieb in Deutschland relevant sind. Dargestellte Maßnahmen weisen entweder ein hohes Potenzial zur THG-Verminderung auf (s. Energieträgerwechsel) und/oder sind für einen Industriebetrieb aufgrund einer geringen Investitionsbarriere mit besonders geringen Amortisationszeiten verbunden (z. B. „Druckniveau absenken" oder „Leckage beheben"). Einzige Ausnahme bildet die Maßnahme „Austausch EDV" (z. B. effizientere Bildschirme oder PCs), die aufgrund ihrer geringen spezifischen Effizienzverbesserung durch sehr hohe Treibhausgasverminderungskosten auffällt.

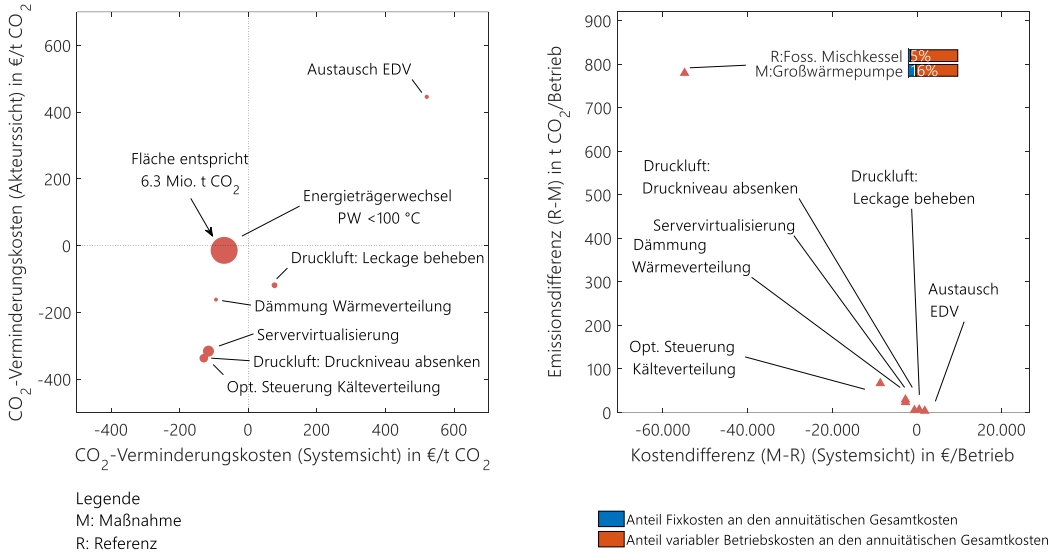


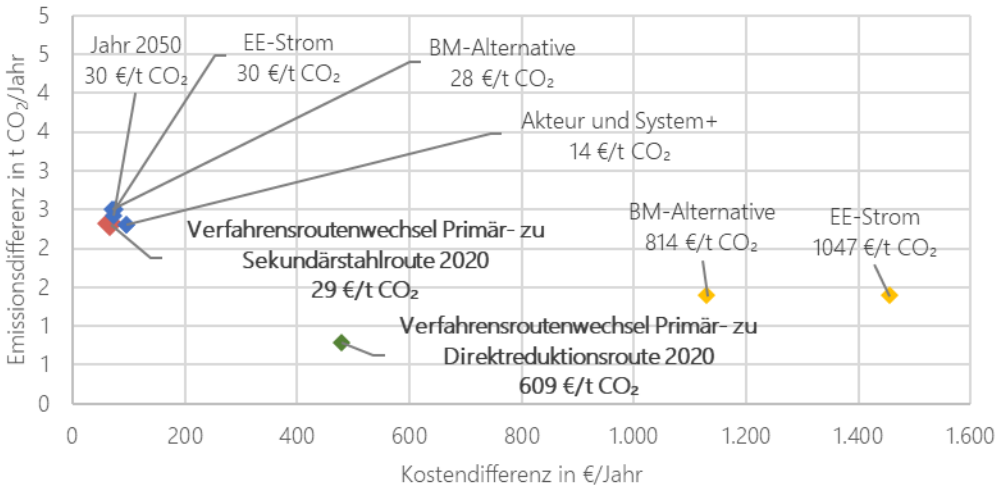
Abbildung 11-16: CO_2-Verminderungskosten ausgewählter Effizienz- und Energieträgerwechselmaßnahmen von Querschnittstechnologien in 2020 aus System- und Akteurssicht (links), spezifische Kosten- und Emissionsdifferenz sowie die Anteile von Fixkosten und variablen Betriebskosten je Technologie für verschiedene Maßnahmen in 2020 (rechts)[37]

Die Elektrifizierung der Niedertemperatur-Prozesswärme <100 °C weist im Jahr 2020 ein Verminderungspotenzial von ca. 6 Mio. t CO_2 auf. Der Effizienzvorteil der Wärmepumpe gegenüber einem durchschnittlichen, fossil befeuerten Referenzkessel, führt sowohl zu einer Emissionsreduktion als auch einem Kostenvorteil aus System- und Akteurssicht. Hierbei zeigt insbesondere die Kostenstruktur in der rechten Bildhälfte, dass die Maßnahme sensibel auf Veränderungen der variablen Betriebskosten reagiert, da die Anfangsinvestition gemessen an den annuitätischen Gesamtkosten der Maßnahme mit 16 % sehr gering ist. Aus dem Bereich

[37] Annahme: klassische Effizienzmaßnahmen haben keine Referenztechnologie und variable Betriebskosten. In der rechten Bildhälfte sind für diese Maßnahmen daher keine Balkendiagramme dargestellt. Der CAPEX Anteil der Maßnahme beträgt 100 %.

der klassischen Effizienzmaßnahmen kann je Betrieb insbesondere die „Optimierung der Kälteverteilung" zu hohen Kosteneinsparungen führen.

Abbildung 11-15 und Abbildung 11-16 zeigen einen Ausschnitt der Maßnahmen zur THG-Verminderung mit dem höchsten Potenzial. Sowohl für die prozessspezifischen Maßnahmen als auch die Querschnittstechnologien weisen diejenigen Maßnahmen, die zu einer Substitution fossiler durch potenziell treibhausgasneutrale Energieträger führen, die höchsten Verminderungspotenziale aus. Abbildung 11-17 und Abbildung 11-18 zeigen folglich für den Verfahrensroutenwechsel in der Stahlproduktion und die Elektrifizierung der Niedertemperaturprozesswärme Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse, bei der verschiedene Parameter variiert wurden.



Interpretationshilfe

Der rote/grüne Punkt stellt die Mehrkosten, Emissionsminderung und Verminderungskosten der **Referenzmaßnahme** dar.

Hier: Verfahrensroutenwechsel (VRW) in der Stahlproduktion von Primär- zu Sekundärstahlroute. Die Bewertung geschieht aus Systemsicht.

Hier: VRW in der Stahlproduktion von Primär- zu Direktreduktionsroute. Die Bewertung geschieht aus Systemsicht.

Die blauen/orangen Punkte stellen die Emissions- und Kostendifferenz sowie Verminderungskosten dar, die sich ergeben wenn nur der in der Abbildung genannte Parameter variiert wird. Der Rest der Annahmen bleibt gleich und entspricht der **Referenzmaßnahme**.
Beispiel: „EE-Strom": Gleiche Maßnahmenumsetzung aber Einsatz von EE-Strom statt dem Strommix.

Referenz: VRW Primär- zu Sekundärstahlroute

Referenz: VRW Primär- zu Direktreduktionsroute

Abbildung 11-17: Sensitivität der CO_2-Verminderungskosten aus Systemsicht in €/t CO_2 für den Verfahrensroutenwechsel in der Stahlherstellung ausgehend von der Basisvariante (rot/grün) bei Variation verschiedener Parameter (blau/orange)

Die Basisvariante des Verfahrensroutenwechsels wird in Abbildung 11-17 durch den roten Punkt dargestellt (Verfahrensroutenwechsel Primär- zu Sekundärroute). In der „EE-Strom" Variante wird emissionsfreier Strom und synthetisch produziertes Methan im Elektrolichtbogenofen eingesetzt. Hierdurch entstehen Mehrkosten im Vergleich zum Referenzfall, es wird jedoch auch eine Emissionsreduktion erzielt. Es kommt folglich ggü. der

Basisvariante zu einem Anstieg der Verminderungskosten.[38] Gleiches gilt für die Biomassevariante, bei der biomassebasiertes CH_4 und Mineralöl zum Einsatz kommt.

Der Vergleich zwischen System- und Akteurssicht zeigt, dass die Mehrwert- und Energiesteuer nur einen geringen Einfluss auf die Verminderungskosten für den Verfahrensroutenwechsel haben. Grund hierfür ist, dass aus Sicht des Industriebetriebes keine Mehrwertsteuer bezahlt werden muss, da diese zurückerstattet wird. Zudem werden Industriebetriebe weitestgehend von der Energiesteuer befreit. Ein weiterer Grund ist der hohe Anteil der CAPEX an den Gesamtkosten. Kleinere Veränderungen bei den Energieträgerpreisen werden daher nicht sofort sichtbar in den Verminderungskosten.

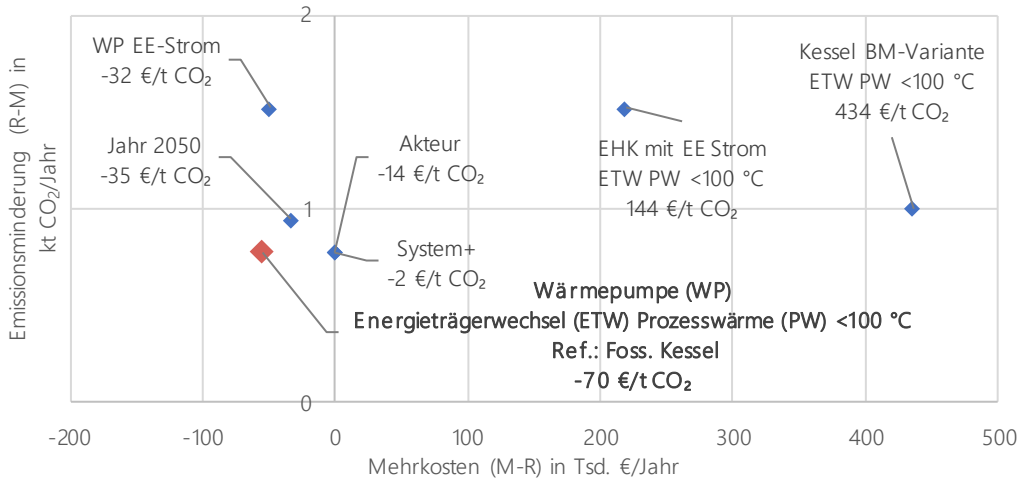
Abbildung 11-17 zeigt weiterhin, dass die EE-Strom- und BM-Alternativen (gelbe Punkte) der Direktreduktionsroute (grüner Punkt) höhere Verminderungskosten aufweisen als die gleichen Varianten der Sekundärstahlproduktion. Hauptgrund für diese Entwicklung ist die aufwendigere H_2-Produktion. Die strom- und biomassebasierte Herstellung von Wasserstoff führt zu dem Anstieg der Verminderungskosten, im Vergleich zu der Ausgangsvariante, bei der H_2 aus der Dampfreformierung gewonnen wird.

Aufgrund hoher Investitionshürden beim Verfahrensroutenwechsel wird in Abbildung 11-17 zudem gezeigt welche Verminderungskosten eintreten, wenn die bisher dominanten Stahlproduktionsrouten (Primär- und Sekundärroute) lediglich mit den auf Biomasse oder EE-Strom basierenden Energieträgern betrieben werden. In beiden Fällen treten hohe Verminderungskosten auf, da die Emissionsdifferenz im Vergleich zu den diskutierten Verfahrensroutenwechseln deutlich geringer ist und hohe Energieträgerkosten anfallen.[39]

Die nachfolgende Grafik verdeutlicht die Sensitivitäten des Energieträgerwechsels in der Niedertemperatur-Prozesswärme. Ausgangspunkt der Analyse ist die Substitution des fossilen Mischkessels durch eine Großwärmepumpe im Prozesswärmebereich <100 °C (roter Punkt) und einen Elektrodenheizkessel (EHK) im Prozesswärmebereich zwischen 100 – 240 °C (violetter Punkt).

[38] Für die statische Bewertung wurden vereinfachend Misch-Brennstofffaktoren gebildet, die je Stützjahr verwendet werden um je Prozess Mischemissionsfaktoren und –preise für den Brennstoffverbrauch zu bilden.

[39] Für die Bewertung der Biomassealternative sinkt der Mischemissionsfaktor für Brennstoffe nicht auf null, da nur ein Teil der benötigten Brennstoffe durch Biomasse substituiert wird.



Interpretationshilfe	
Der **rote** Punkt stellt die Mehrkosten, Emissionsminderung und Verminderungskosten der **Referenzmaßnahme** dar. ◆ **Hier**: Wärmepumpe ersetzt in der Niedertemperaturprozesswärme einen fossilen Kessel. Die Bewertung geschieht aus Systemsicht.	Die **blauen** Punkte stellen die Emissions- und Kostendifferenz sowie Verminderungskosten dar, die sich ergeben wenn nur der in der Abbildung genannte Parameter variiert wird oder eine andere Technologie zum Einsatz kommt. Die **Referenzmaßnahme** ist immer der fossile Kessel. **Beispiel:** „EE-Strom": Gleiche Maßnahmenumsetzung aber Einsatz von EE-Strom statt dem Strommix. ◆

Abbildung 11-18: Sensitivität der CO_2-Verminderungskosten in €/t CO_2 für den Energieträgerwechsel in der Niedertemperaturprozesswärme ausgehend von der Basisvariante (rot) bei Variation verschiedener Parameter (blau)[40]

Abbildung 11-18 verdeutlicht, dass steigende Strompreise im Zeitraum zwischen 2020 und 2050 zu einer Erhöhung der Verminderungskosten führen. Dieser Effekt wird dadurch verstärkt, dass aufgrund des geringeren Emissionsfaktors von Strom im Jahr 2050 der Energieträgerwechsel zu einer stärkeren Emissionsreduktion führt.[41] Der gleiche Effekt führt zu höheren Verminderungskosten in der EE-Strom Variante, mit dem Unterschied, dass EE-Strom im Jahr 2020 günstiger ist als Graustrom im Jahr 2050.[42]

In Kombination mit Abbildung 11-16 wird ersichtlich, dass eine veränderte Energieträgerpreiszusammensetzung in der System- und der Akteurssicht aufgrund des hohen OPEX-Anteils an den Gesamtkosten zu einer sichtbaren Veränderung (in diesem Fall Verteuerung) der Wärmepumpe im Vergleich zu der gewählten Referenztechnologie führt. Die Nutzung eines EHK führt im Jahr 2020 zu einer Erhöhung der CO_2-Emissionen. Wird der EHK in Kombination mit EE-Strom verwendet, so wird eine Emissionsminderung aus Systemsicht erzielt (ca. 140 €/t CO_2). Letztlich können Emissionen auch dadurch vermieden

[40] WP = Wärmepumpe; EHK = Elektrodenheizkessel; ET = Energieträge; NT = Niedertemperatur; PW = Prozesswärme

[41] Die Emissionsreduktion steht bei der Berechnung der Verminderungskosten im Nenner. Eine Erhöhung der Emissionsreduktion führt, ceteris paribus, folglich zu einer Reduktion der Verminderungskosten. Dies ist unabhängig davon, ob Verminderungskosten positiv oder negativ sind. In diesem Fall führt der Effekt zu Verminderungskosten die „weniger negativ" sind.

[42] Bis 2050 kommt es im Startszenario zu einem starken Anstieg fossiler Energieträgerpreise und somit auch zu einer Erhöhung des Strompreises.

werden, dass die aktuell fossilen Energieträger Erdgas und Mineralöl durch biomassebasierte Alternativen ersetzt werden. Die Verminderungskosten für diesen Fall liegen bei 434 €/t CO_2.[43]

11.3.2 Stufe 2: Sektordynamische Bewertung

In der sektordynamischen Bewertung werden zeitliche Interdependenzen und Verdrängungseffekte und damit einige wesentliche Kritikpunkte an der „klassischen", statischen Bewertung von Maßnahmen adressiert. Um eine sektorübergreifende Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen, werden einheitlich über die Sektoren für 5 Milliarden € pro Jahr Maßnahmen über einen Zeitraum von 15 Jahren von 2021 bis 2035 umgesetzt. Die sektordynamischen Verminderungskosten werden aus dem Vergleich von kumulierten Kosten und Emissionen des daraus resultierenden Maßnahmenszenarios mit dem Startszenario abgeleitet. Für eine genaue Darstellung der Methodik sei an dieser Stelle auf Kapitel 3.3 verwiesen. Die Details der TOP-Maßnahmenumsetzung im Industriesektor können Abschnitt 9.3 entnommen werden.

11.3.2.1 Maßnahmenübersicht

In Abbildung 11-19 sind die CO_2-Verminderungskosten der Maßnahmen aufgetragen, für die in diesem Abschnitt statische und im nächstem dynamische Bewertungen erfolgen: „Prozesseffizienz", „Verfahrensroutenwechsel Stahl" und „CO_2-Abscheidung". Die als Boxplot dargestellten Spannbreiten der statischen CO_2-Verminderungskosten ergeben sich durch die Variation der Parameter Jahr, Referenztechnologie und der Bereitstellung aus EE und Biomasse, die bereits in der Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 11.3.1 erläutert wurden. Ergänzend sind in Grün die sektordynamischen CO_2-Verminderungskosten dargestellt. Die sektordynamischen Verminderungskosten basieren auf einem Investitionsbudget von 5 Mrd. € jährlich je Maßnahme über den Maßnahmenzeitraum von 2021 bis 2035 (vgl. Kapitel 9.4.3.2). Die TOP-Maßnahmen im Industriesektor sind Maßnahmenkombinationen und betreffen jeweils unterschiedliche Wirtschaftszweige.

Die TOP-Maßnahme „Prozesseffizienz" besteht aus einer Kombination prozessspezifischer Einzelmaßnahmen (s. Kapitel 9.4.3.2). Dabei werden Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen bei der Aufbereitung der Eingangsdaten berücksichtigt, sodass es zu keiner Überschätzung der Energieverbrauchsreduktion kommt. Für die Maßnahme Verfahrensroutenwechsel Stahl wird die Primärstahlproduktion durch eine Kombination der Sekundär- und Direktreduktionsroute substituiert. Dabei wird jede substituierte Tonne Primärstahl unter Berücksichtigung der maximalen Transformationsgeschwindigkeit und dem Investitionsbudget durch Sekundär- bzw. Direktreduktionsstahl im Verhältnis 1:1 ersetzt. Die TOP-Maßnahme CO_2-Abscheidung beinhaltet post-combustion CO_2-Abscheidung für die Stahl- und Zementproduktion.

Die sektordynamischen CO_2-Verminderungskosten unterscheiden sich aufgrund mehrerer Faktoren von den statischen. Hierzu zählen die stündliche Auflösung der Preis- und Emissionszeitreihen, die Verdrängungslogik und der Maßnahmenumsetzungszeitraum.

[43] Die Referenztechnologie ist ein fossiler Mischkessel. In der Rechnung werden nicht alle fossilen Energieträger, die in der NT-Prozesswärme zum Einsatz kommen, biomassebasiert hergestellt. Das Potenzial der Maßnahme liegt somit niedriger als der gesamte fossile Referenzverbrauch.

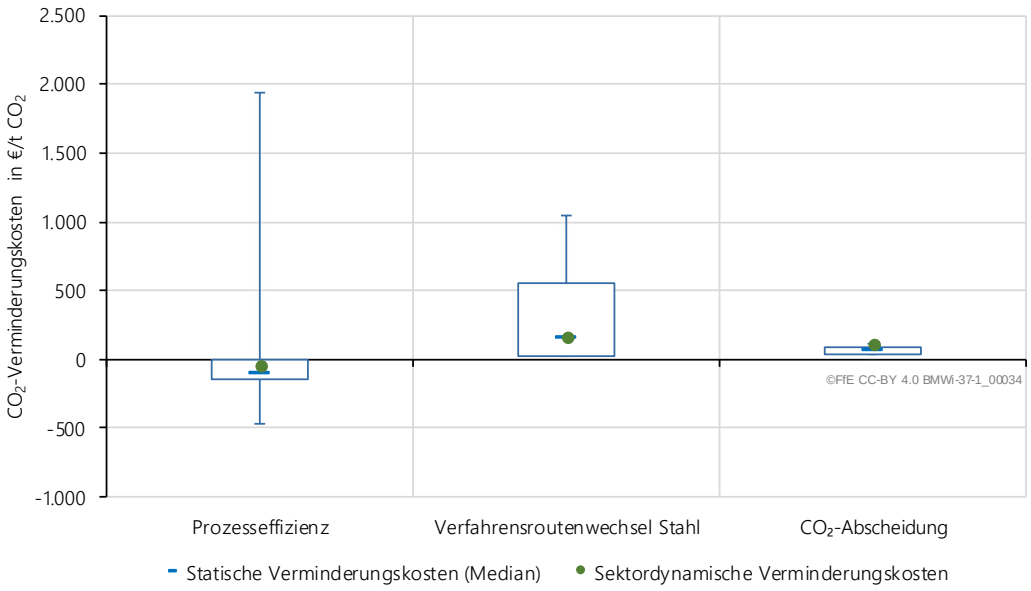


Abbildung 11-19: Bereiche der statischen Verminderungskosten für die TOP-Maßnahmen im Sektor Industrie sowie beispielhafte Bewertung der sektordynamischen Verminderungskosten bei einer Maßnahmenumsetzung mit einem Investitionsbudget von 5 Mrd. € jährlich in den Jahren 2021 bis 2035

Abbildung 11-19 zeigt, dass für alle Maßnahmen die sektordynamischen Verminderungskosten über dem Median der statischen Kosten liegen. Für die Maßnahmen CO_2-Abscheidung und Verfahrensroutenwechsel-Stahl hängt dies vor allem damit zusammen, dass sinkende Produktionsmengen bei den Prozessen Primärstahlproduktion und Zement dazu führen, dass ggü. der Referenzentwicklung weniger Emissionen vermieden werden, je später die Maßnahmenumsetzung beginnt. Da die sektordynamischen Verminderungskosten die kumulierten Emissionsminderungen und Kosten berücksichtigen, wird dieser Umstand in den Kosten reflektiert. Bei der statischen Bewertung wirkt sich die Produktionsmenge zunächst nur auf das Verminderungspotenzial aus, nicht jedoch auf die spezifischen Verminderungskosten.

Für die Maßnahme Prozesseffizienz liegt der Median der statischen Kosten ebenfalls unter den sektordynamischen Kosten. Dies resultiert aus der Definition des Investitionsbudgets von 5 Mrd. €. Dieses Budget steht in der sektordynamischen Modellierung je Jahr für die Umsetzung der Effizienzmaßnahmen zur Verfügung. Für die Maßnahme der Prozesseffizienz reicht das Budget aus, um die maximale Transformationsgeschwindigkeit der Maßnahmenumsetzung zu erreichen. Der Großteil der Effizienzpotenziale wird bereits vor dem Ende des Umsetzungszeitraums gehoben. Da die Verminderungskosten der Effizienzmaßnahmen sinken, je später sie umgesetzt werden, treten in der sektordynamischen Bewertung höhere Kosten auf als im Median der statischen Kosten.[44]

[44] Sinkende Verminderungskosten der Effizienzmaßnahmen, da v. a. bei Maßnahmen der Stromeffizienz in Zukunft aufgrund des sinkenden Stromemissionsfaktors geringere Emissionsverminderungen erzielt werden können. Gleichzeitig steigen die Energieträgerpreise und führen somit bei vielen Maßnahmen dazu, dass bereits negative Verminderungskosten noch weiter sinken.

11.3.2.2 Detailanalyse TOP3-Maßnahmen

Abbildung 11-20 zeigt die sektordynamischen Verminderungskosten sowie Emissions-und Kostendifferenzen der TOP-Maßnahmen „Prozesseffizienz", „Verfahrensroutenwechsel Stahl" (VRW) und „CO_2-Abscheidung" im Industriesektor. Wie in den Sektoren Verkehr und Private Haushalte zeigt die Abbildung die Veränderung der Verminderungskosten-, Emissions- und Kostendifferenzen, die sich durch die Variation des Startzeitpunkts der Maßnahmenumsetzung ergeben. Auch hier wurde ein Investitionsbudget von 5 Mrd. € je Jahr vorgegeben.

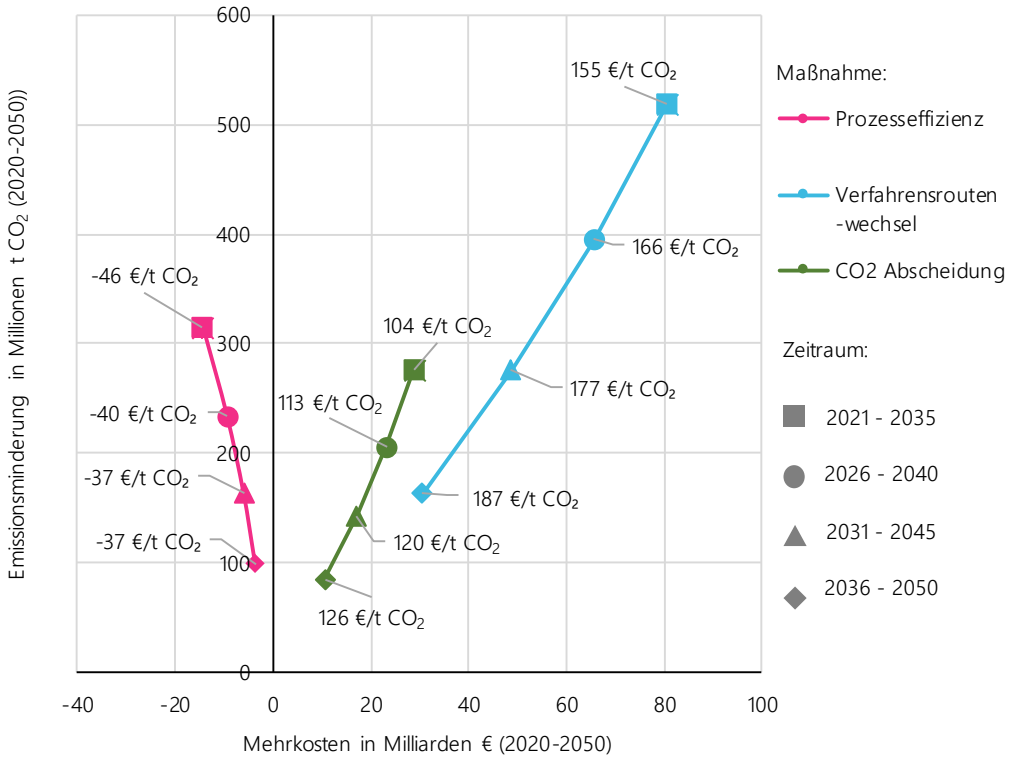


Abbildung 11-20: Kumulierte Mehrkosten, Emissionseinsparungen und CO_2-Verminderungskosten im gesamten Simulationszeitraum unter Variation des Maßnahmenzeitraums der TOP-Maßnahmen im Sektor Industrie

Die Ergebnisse in Abbildung 11-20 zeigen, dass es zu höheren Verminderungskosten im betrachteten Zeitraum kommt, je später mit der Maßnahmenumsetzung begonnen wird. So kommt bei der Maßnahme „Prozesseffizienz" zu einer Spannbreite der Verminderungskosten von -37 €/t CO_2 im Zeitraum 2036 - 2050 und 46 €/t CO_2 im Zeitraum 2021 - 2035. Das gewählte Investitionsbudget von 5 Mrd. € ist dabei ausreichend, um die maximal zulässige Transformationsgeschwindigkeit je Jahr in den jeweiligen Umsetzungsperioden zu erreichen. Je später Stromeffizienzmaßnahmen in diesem Szenario umgesetzt werden, desto geringer ist deren Beitrag zur kumulierten Verminderung der Treibhausgase. Grund hierfür ist, dass die CO_2-Intensität im deutschen Strommix bis 2050 stetig abnimmt und somit Stromeinsparungen zukünftig zu geringeren CO_2-Verminderungen führen. Gleichzeitig führen steigende Strompreise zu höheren Kosteneinsparungen bzw. geringen Mehrkosten ggü. der Referenz. Wie in Abschnitt 10.3.1 diskutiert, betreffen die Effizienzmaßnahmen mit dem höchsten Verminderungspotenzial in erster Linie den Brennstoffverbrauch in der Primärstahlherstellung. Auf diese Maßnahmen hat der Umsetzungszeitpunkt geringen Einfluss, da der Emissionsfaktor für fossile Energieträger zeitkonstant ist und die Preise der

Hauptenergieträger der Primärstahlherstellung Steinkohle, Kokskohle, Kokerei-, Gicht- und Erdgas bis 2050 nur geringfügig ansteigen.

Abbildung 11-20 zeigt, dass sich für den Verfahrensroutenwechsel abhängig vom Umsetzungszeitpunkt Verminderungskosten zwischen 155 €/t CO_2 und 187 €/t CO_2 ergeben. Grundsätzlich gilt dabei: je später der Verfahrensroutenwechsel umgesetzt wird, desto höher sind die Preise für die Energieträger Strom und Wasserstoff. Zudem führt die spätere Maßnahmenumsetzung zu einer höheren Emissionsreduktion aufgrund eines geringeren Stromemissionsfaktors. Es kommt folglich zu einer Verringerung der Emissionen und einer Erhöhung der Kosten in der Primärstahlerzeugung. Eine spätere Substitution durch die Sekundär- und Direktreduktionsroute führt folglich zu geringeren Mehrkosten und einer niedrigeren Emissionsdifferenz. Gleichzeitig führt der angenommene Rückgang der Primärstahlproduktionsmenge dazu, dass bei späterer Maßnahmenumsetzung weniger Prozessemissionen vermieden werden können. Da die Transformationsgeschwindigkeit in diesem Szenario an die technische Lebensdauer der Primärstahlproduktion gebunden ist, führt eine Umsetzung nach 2025 auch dazu, dass nicht die gesamte Primärstahlproduktion substituiert werden kann.

Die TOP-Maßnahme CO_2-Abscheidung weist ein ähnliches Verhalten auf wie der Verfahrensroutenwechsel Stahl: spätere Maßnahmenumsetzung führt zu geringeren Mehrkosten und niedrigerer Emissionsverminderung und in Summe zu erhöhten Verminderungskosten. Dabei führt eine Abnahme der Zement- und Stahlproduktionsmengen dazu, dass absolut weniger Emissionen vermieden werden je später die CO_2 -Abscheidung umgesetzt wird (weniger prozess– und brennstoffbedingte Emissionen entstehen in der Referenz).

11.4 Gewerbe, Handel und Dienstleistung

In der sektordynamischen Bewertung werden der Bilanzraum erweitert und Dynamiken in den Endenergiesektoren berücksichtigt. Somit können zeitliche Interdependenzen und Verdrängungseffekte und damit einige wesentliche Kritikpunkte an der „klassischen", statischen Bewertung von Maßnahmen adressiert werden. Um eine sektorübergreifende Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen, wird ein einheitlicher Umsetzungsgrad von 5 Milliarden € pro Jahr über einen Zeitraum von 15 Jahren von 2021 bis 2025 umgesetzt. Die sektordynamischen Verminderungskosten werden aus dem Vergleich von kumulierten Kosten und Emissionen des daraus resultierenden Maßnahmenszenarios mit dem Startszenario abgeleitet. Für eine genaue Darstellung der Methodik sei an dieser Stelle auf Kapitel 3.3.3 verwiesen.

Mögliche zukünftige Dekarbonisierungspfade für den Sektors GHD wurden für eine Vielzahl von Maßnahmen untersucht. In der sektordynamischen Bewertung wird das Startszenario des GHD-Sektors mit einem Maßnahmenszenario „Wärmepumpe" und „Dämmung" verglichen. Die Annahmen des Startszenarios beruhen auf den zur Verfügung stehenden Daten bezüglich des GHD-Sektors aus dem Trendszenario der Energiereferenzprognose. Die Maßnahmenszenarien „Wärmepumpe" und „Dämmung" weichen vom Startszenario dahingehend ab, dass im Zeitraum zwischen 2021 und 2035 jährlich Maßnahmen im Wert von 5 Milliarden Euro umgesetzt werden. Im Szenario „Wärmepumpe" werden um diesen Gesamtbetrag die Luftwärmepumpe und die Erdwärmepumpe gefördert. Im Dämmungs-Szenario werden die Gelder in flächendeckende Gebäudedämmung investiert.

Die Entwicklung des resultierenden Nutzenergiebedarfs ist für die drei Szenarien in Abbildung 11-21 dargestellt. Der Nutzenergiebedarf des Sektors GHD ist für die Startszenarios und dem Wärmepumpenszenario identisch, da die Maßnahme diesen nicht beeinflusst. Der Nutzenergiebedarf des Szenarios „Dämmung" hingegen sinkt im Vergleich zum Startszenario um 9 % im Jahr 2050. Die Reduktion des Nutzenergiebedarfs von 13 TWh wird durch den veränderten Bedarf im Bereich der Raumwärme und Klimatisierung erreicht. Der Einfluss der Maßnahme „Dämmung" ist für die Anwendungsbereiche im Jahr 2050 in Abbildung 11-22 aufgezeigt. Der Raumwärmebedarf sinkt im Jahr 2050 im Vergleich zum Startszenario 12 TWh von 115 TWh auf 102 TWh. Eine geringere Veränderung zeigt der Bedarf an Klimatisierung im GHD-Sektor mit 1 TWh von 93 TWh auf 92 TWh.

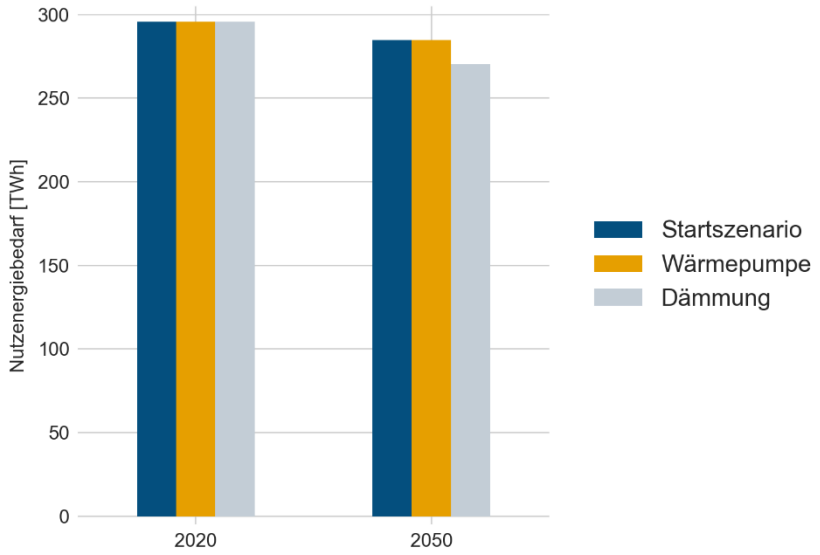


Abbildung 11-21: Nutzenergiebedarf der betrachteten Szenarios im Jahr 2020 und 2050

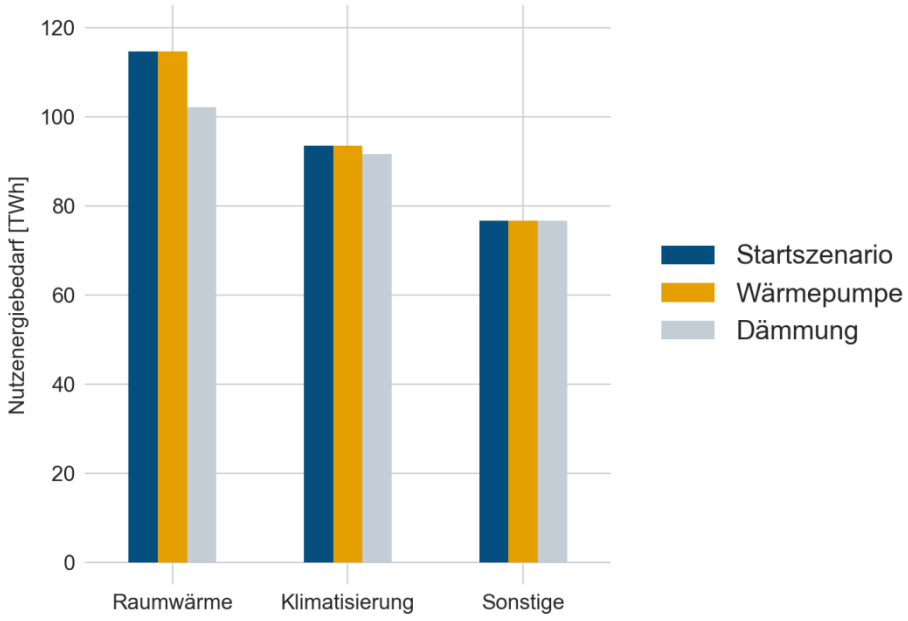


Abbildung 11-22: Nutenergiebedarf nach Anwendungsarten im Jahr 2050

Die resultierende, modellierte Entwicklung der Endenergie ist in Abbildung 11-24 und Abbildung 11-25 für den GHD Sektor im Betrachtungszeitraum von 2020 und 2050 dargestellt. Der Endenergiebedarf im Jahr 2050 reduziert sich im „Startszenario“ um 23 %, „Wärmepumpe“ um 26 % und „Dämmung“ um 27 % gegenüber dem Jahr 2020. Somit wird die größte Effizienzsteigerung im Bereich der Endenergie im Jahr 2050 mit einem Prozentpunkt unterschied im Dämmungsszenario erreicht. Die Veränderung der Energieträger im Jahr 2050 ist für die drei Szenarien in Abbildung 11-24 dargestellt. Das Diagramm zeigt, dass der Anteil vom Strom um 5 % im Szenario „Wärmepumpe“ gegenüber dem „Startszenario“ steigt. Dies wird durch den vermehrten Einsatz der Wärmepumpe zur Bereitstellung der Wärme im Sektor GHD verursacht. Der Anteil des Stroms bleibt für das Dämmungsszenario im Vergleich zum Startszenario annähern konstant. Hingegen sinkt der Bedarf an Gas im Szenario „Dämmung“ und „Wärmepumpe“ deutlich um ca. 18 % gegenüber dem Startszenario im Jahr 2050.

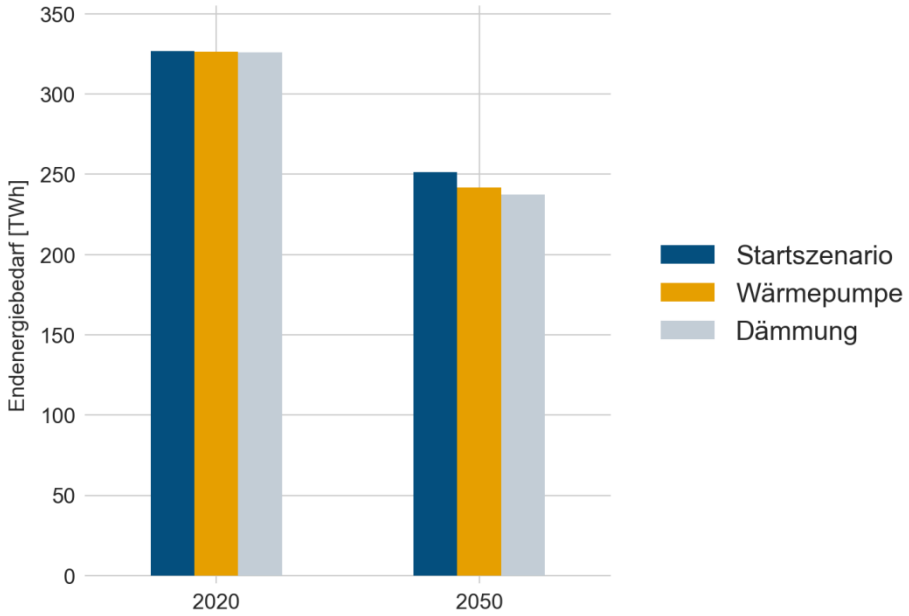


Abbildung 11-23: Endenergiebedarf der betrachteten Szenarios im Jahr 2020 und 2050

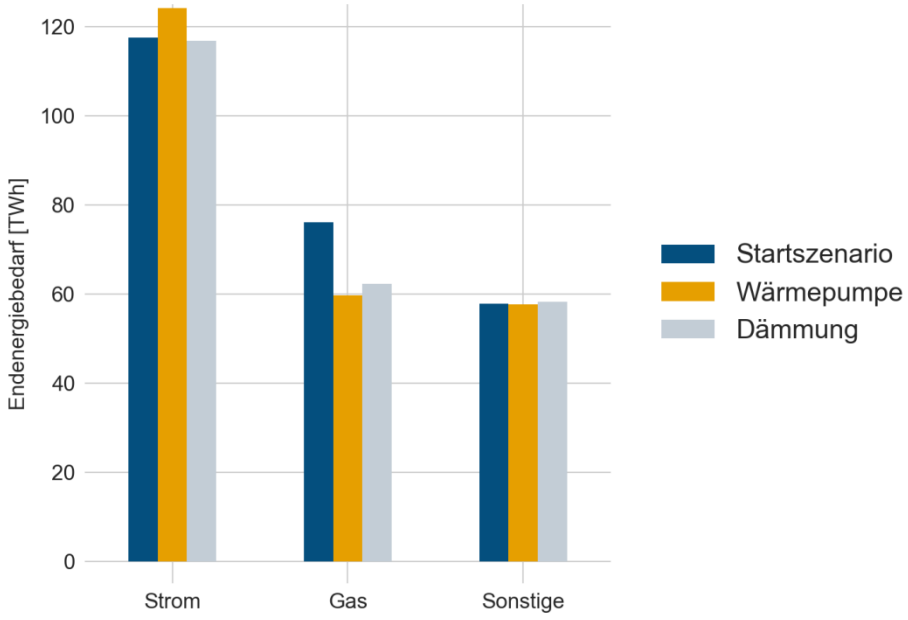


Abbildung 11-24: Endenergiebedarf nach Energieträgern im Jahr 2050

Der sektoralen direkten und indirekten energiebedingten CO_2-Emissionen sind in Abbildung 11-25 für die drei Szenarien dargestellt. Die Maßnahmenszenarien erreichen im Jahr 2050 knapp das -80 % Reduktionsziel der Emissionen gegenüber dem Basisjahr 1990. Das -95% Ziel wird jedoch deutlich verfehlt. Das Diagramm zeigt die Zusammensetzung der CO_2-Einsparungen des Startszenarios im Jahr 2050. Der überwiegende Anteil der Einsparung wird durch einen geringeren Emissionsfaktor von Strom erreicht, gefolgt von der Reduktion des Wärmebedarfs der für den GHD-Sektor im Trendszenario der Energiereferenzprognose beschrieben wird. Der verbleibende Anteil von ca. 15 Mio. t CO_2 wird durch Effizienzsteigerungen und den Emissionsfaktor der Fernwärme erreicht.

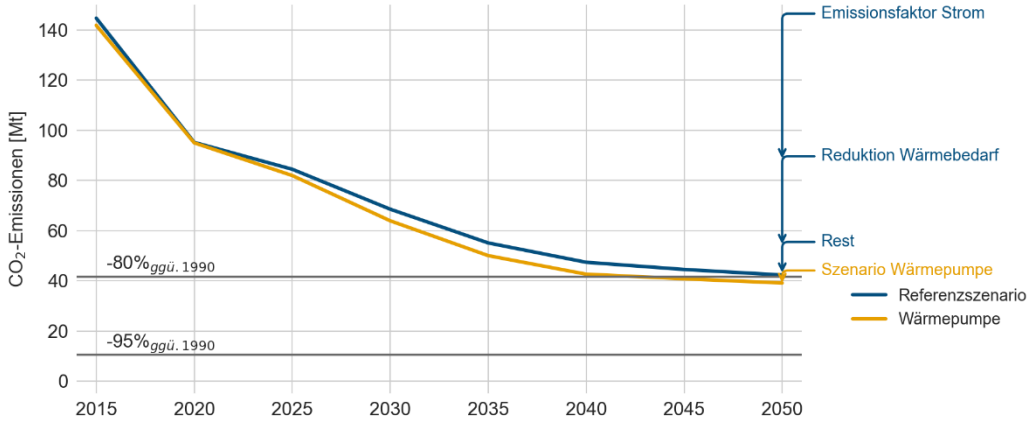


Abbildung 11-25: Pfade der Dekarbonisierung des Sektors GHD

11.5 Stufe 3: Systemdynamische Bewertung

Die systemdynamische Bewertung erweitert den Bilanzraum der Modellierung gegenüber der sektordynamischen um den Bereitstellungssektor. Dabei werden die von den Endenergiesektoren nachgefragten Energieträger im Energiesystemmodell ISAaR optimiert bereitgestellt. Alle Änderungen im Energiesystem hinsichtlich Kosten und Emissionen, die

durch die Maßnahmenumsetzung induziert werden, werden dieser in der Berechnung ihrer Verminderungskosten vollständig zugeordnet. Durch dieses Vorgehen können sich die CO_2-Verminderungskosten von jenen der Stufe 2 unterscheiden und bilden damit neben den sektoralen Wechselwirkungen auch die Auswirkungen auf den Bereitstellungssektor dynamisch ab. In Abbildung 11-26 ist dies durch eine Abweichung von der Winkelhalbierenden zu erkennen.

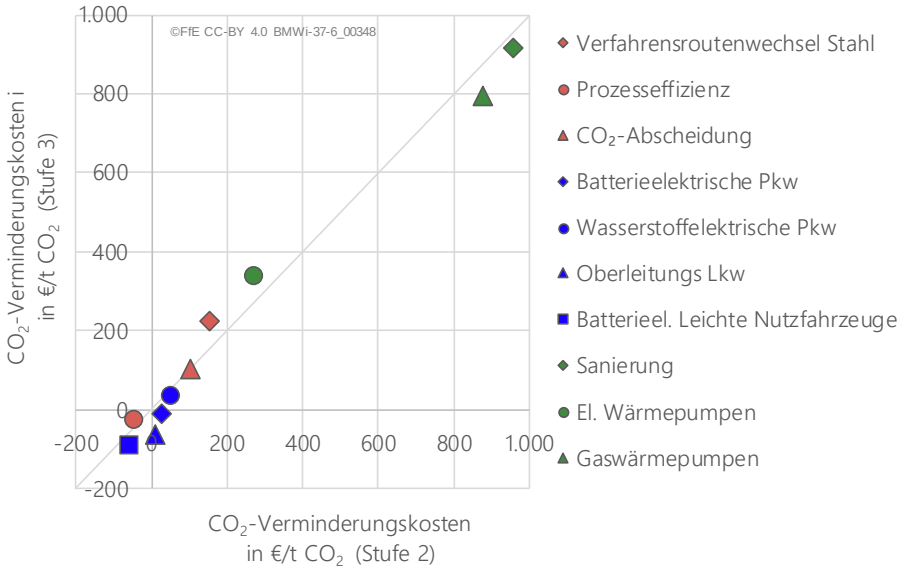


Abbildung 11-26: CO_2-Verminderungskosten der Top-Maßnahmen nach Stufe 3 gegenüber Stufe 2

Die Unterschiede sind stets durch vom Startszenario abweichende, nun dynamisch modellierte Emissionsfaktoren und Energieträgerpreise begründet. So steigt die Emissionsminderung, der Nenner der CO_2-Verminderungskosten, gegenüber Stufe 2 bei Effizienzmaßnahmen. Zu diesen zählen die Prozesseffizienz in der Industrie, die Sanierung und der Einbau von Gaswärmepumpen. Diese Effizienzmaßnahmen haben eine Reduktion des Strombedarfs zur Folge. Im Gegensatz zur Stufe 2 führt diese Reduktion nach der Merit-Order der eingesetzten Kraftwerke zu einer Minderauslastung der preissetzenden Grenzkraftwerke. Der Emissionsfaktor dieser Grenzkraftwerke ist stets höher als der in Stufe 2 herangezogene Emissionsfaktor des Strommix und führt so insgesamt zu einer höheren Emissionsminderung. Im Gegensatz dazu sinkt die Emissionsminderung bei den Elektrifizierungsmaßnahmen. Dazu zählen batterieelektrische Pkw, Oberleitungs-Lkw, batterieelektrische Leichte Nutzfahrzeuge und elektrische Wärmepumpen. Auch hier führt die dynamische Bereitstellung des Mehrstrombedarfs zunächst vor allem zu einer Mehrauslastung der Grenzkraftwerke und damit zu einer weniger stark ausgeprägten Emissionsminderung. Die Mehrkosten zeigen keine maßnahmenclusterübergreifende einheitliche Entwicklung.

Eine wichtige Erweiterung der Bewertung nach Stufe 3 ist neben der optimierten Bereitstellung des Energieträgers Strom auch der durch den Mehrstrombedarf induzierte Ausbau von Erzeugungskapazitäten. In Abbildung 11-27 ist die maßnahmenbedingte Mehr- oder Minderstromerzeugung von Photovoltaikanlagen (PVA), Onshore und Offshore Windenergieanlagen (WEA) sowie den restlichen Technologien kumuliert für den Zeitraum von 2020 bis 2050 dargestellt.

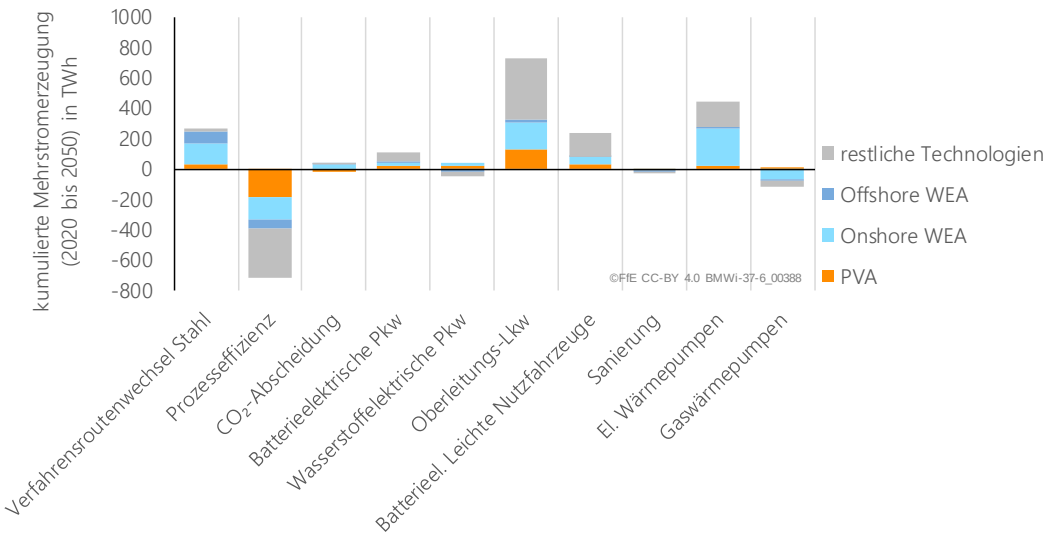


Abbildung 11-27: Kumulierte Stromerzeugung der TOP-Maßnahmen für den Zeitraum 2020 bis 2050

Es ist zu erkennen, dass die absolute Höhe und die Anteile stark maßnahmenabhängig sind. So sind die Anteile von PVA und WEA an der Mehrstromerzeugung für die Maßnahme batterieelektrische Leichte Nutzfahrzeuge mit 35 % am geringsten und für den Verfahrensroutenwechsel Stahl mit 91 % am höchsten. Die absolute Höhe unterscheidet sich zwischen den Maßnahmen, da diese verschiedene Investitionen, Endenergieverbräuche und Volllaststunden je Einheit aufweisen. Oberleitungs-Lkw führen aufgrund der hohen spezifischen Verbräuche bei gleichzeitig hoher Auslastung zur größten Mehrstromerzeugung, während batterieelektrische Pkw aufgrund niedriger spezifischer Verbräuche und Jahresfahrleistungen die geringste Mehrstromerzeugung unter den Elektrifizierungsmaßnahmen verursachen.

Der Einsatz der fossilbefeuerten Stromerzeugungskapazitäten entscheidet dabei über die Emissionsminderung der Maßnahme. In Stufe 2 wird dieser über mittlere Emissionsfaktoren nach Carnotmethode im Startszenario abgebildet. Im Gegensatz dazu führt eine marginale Laständerung in Stufe 3 zu Mehr- oder Mindereinsatz und damit -emissionen des Grenzkraftwerks (Grenzkraftwerksmethode). In /FFE-22 18/ wird diese Grenzkraftwerksmethode mit der Strommix-Methode verglichen und gezeigt, dass veränderungsorientierte Methoden (engl. „change-oriented“ oder „consequential“) im Vergleich zu durchschnittlichen Methoden (engl. „attributional“) in einigen Stunden zu gegensätzlichen Ergebnissen führen. Dies lässt sich mit dem sogenannten „Merit-Order-Dilemma der Emissionen“ erklären (vgl. auch /FFE-60 19/). Während Kraftwerke mit hohen Emissionsfaktoren wie bspw. Braunkohlekraftwerke niedrige Grenzkosten aufweisen, besitzen weniger emissionsintensive Gaskraftwerke hohe Grenzkosten. In Zeiten einer geringen Residuallast ist das preissetzende Grenzkraftwerk daher oft ein Kohlekraftwerk. Dies sind jedoch meist die Zeiten mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Stromerzeugung und damit einem niedrigen Emissionsfaktor des Strommixes. Im Gegensatz dazu laufen weniger emissionsintensive Gaskraftwerke vorwiegend in Stunden mit hoher Residuallast. Diese zeichnen sich oft durch geringere Anteile an erneuerbarem Strom sowie größere Anteile von Kohlekraftwerken und damit größeren Emissionsfaktoren des Strommixes aus.

Wie oben beschrieben, führen die Elektrifizierungsmaßnahmen zu Mehremissionen gegenüber der Stufe 2. Bezogen auf die zusätzliche Stromerzeugung ergeben sich die in

Tabelle 11-1 dargestellten spezifischen Mehremissionen. Nach Stufe 3 korrelieren diese mit dem Anteil der PVA und WEA an der gesamten Mehrstromerzeugung.

Tabelle 11-1: Spezifische Mehremissionen je Mehrstrombedarf für Stufe 2 und 3

Elektrifizierungsmaßnahme	spezifische Mehremissionen nach Stufe 2 in g CO_2/kWh_{el}	spezifische Mehremissionen nach Stufe 3 in g CO_2/kWh_{el}	Anteil von PVA und WEA an gesamter Mehrstromerzeugung
Batterieelektrische Pkw	138	392	43 %
Oberleitungs-Lkw	151	356	45 %
Batterieel. Leichte Nutzfahrzeuge	139	475	35 %
El. Wärmepumpen	161	219	62 %

Neben der absoluten Höhe der zusätzlichen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien unterscheidet sich auch die Zusammensetzung des Zubaus von WEA und PVA zwischen den Maßnahmen. Dies ist unter anderem auf die Last- und Erzeugungscharakteristik zurückzuführen. In Abbildung 11-9 ist die jährliche (links) und tägliche (rechts) Charakteristik der Stromerzeugung aus PVA und WEA dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sowohl PVA als auch WEA saisonale Unterschiede aufweisen. Die Verläufe sind für das Jahr 2012 annähernd reziprok. Während WEA im Winter mehr und im Sommer weniger Strom erzeugt haben, galt für PVA der umgekehrte Fall. Das gemittelte Tagesprofil von WEA ist hingegen deutlich gleichmäßiger als das der PVA, welches einer Gaußverteilung um den Mittag ähnelt.

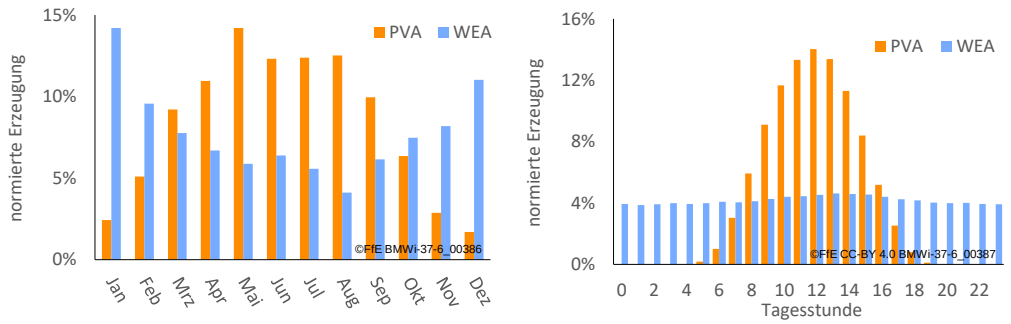


Abbildung 11-28: Auf Energie normierte Stromerzeugung von PVA und WEA; monatliche Stromerzeugung (links) und durchschnittliches Tagesprofil (rechts)

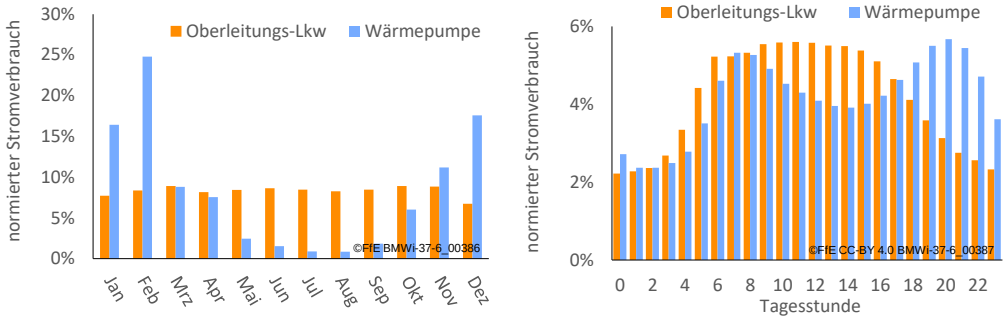


Abbildung 11-29. Auf Energie normierter zusätzlicher Stromverbrauch der Wärmepumpen und Oberleitungs-Lkw: monatlicher Stromverbrauch (links) und durchschnittliches Tagesprofil (rechts)

Abbildung 11-29 zeigt die gleichen Darstellungen beispielhaft für den Stromverbrauch der Maßnahmen Oberleitungs-Lkw und elektrische Wärmepumpen. Aus der saisonalen Charakteristik (links) ist ersichtlich, dass der durch den Raumwärmebedarf induzierte Mehrstromverbrauch der Wärmepumpen zeitlich besser zur Stromerzeugung der WEA als zu der der PVA passt. Das Tagesprofil (rechts) der Sattelzugmaschinen passt durch den höheren Stromverbrauch zur Mittagszeit besser zum Profil der PVA. Die Wärmepumpen zeigen um die Mittagszeit eine annähernd reziproke Proportionalität zum Profil der PVA. Jedoch liegt das lokale Minimum aufgrund der Trägheit der Gebäudemasse bei 14 Uhr. In Abbildung 11-30 ist die relative Veränderung des Anteils der Stromerzeugung aus PVA an der Summe der Stromerzeugung aus PVA und WEA dargestellt. Aus den genannten Gründen führt die Maßnahme der Oberleitungs-Lkw zu einem steigenden Anteil (+1,4 %) und die Wärmpumpen zu einem sinkenden Anteil (-1,6 %) der PVA. Die Maßnahmen Gaswärmepumpen und Sanierung, welche den Endenergieverbrauch zu Zeiten des Raumwärmbedarfs reduzieren, führen aus den gleichen Gründen zu einer Erhöhung des Anteils der PVA. Die Maßnahmen des Verkehrssektors führen zu einer Erhöhung des Anteils der PVA, wohingegen die des Industriesektors zu einer Erhöhung des Anteils von WEA führen.

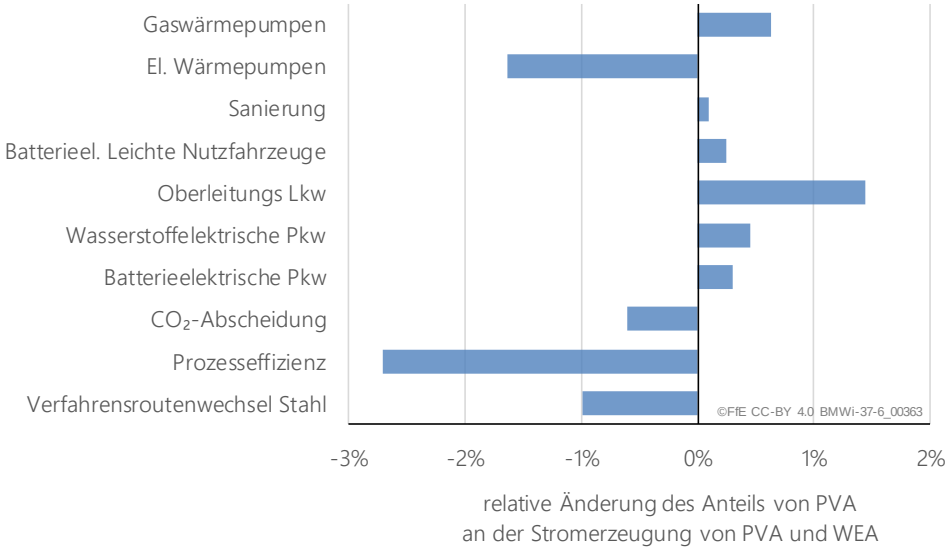


Abbildung 11-30: Relative Veränderung des Anteils der Stromerzeugung aus PV-Anlagen zur Stromerzeugung aus PV- und Windenergieanlagen

11.6 Bereitstellungssektor

In diesem Kapitel werden zunächst die in der Voranalyse (vgl. Kapitel 6.2) identifizierten Maßnahmen hinsichtlich ihrer statischen CO_2-Verminderungskosten bewertet und eingeordnet. Außerdem werden die Gestehungskosten der verschiedenen Erzeugungstechnologien bewertet und diesbezügliche Sensitivitäten diskutiert.

11.6.1 Stufe 1: Statische Bewertung

Bei der Bewertung der Maßnahmen im Bereitstellungssektor wird von der in Kapitel 3.2.2 beschriebenen Methodik in einigen Aspekten abgewichen. Dies liegt zum einen darin begründet, dass der jeweilige Endenergieträger von verschiedenen Erzeugungstechnologien bereitgestellt werden kann und der Erzeugungsmix zu jedem Zeitpunkt dem marktwirtschaftlichen Prinzip von Angebot und Nachfrage unterliegt. Zum anderen variiert der Anlagenpark über die Jahre durch den Zu- bzw. Rückbau von Technologien. Entsprechend macht es keinen Sinn, eine Maßnahmentechnologie nur einer spezifischen Referenztechnologie gegenüberzustellen. Deshalb werden in der Bewertung die Kosten und Emissionen der Maßnahmentechnologien immer mit dem Technologiemix verglichen, der zum gewählten Zeitpunkt den jeweiligen Endenergieträger (Strom, Fernwärme, Gas etc.) bereitstellt. Dabei werden spezifische Werte mit Bezug zur funktionellen Einheit (also MWh_{Strom}, MWh_{Gas}) in der Berechnung verwendet. Die Verminderungskosten ergeben sich damit nach Formel (11-1).

$$VK = \frac{K_M - K_R}{E_R - E_M} = \frac{\Delta K}{\Delta E} = \frac{GK_M - P_{Mix,R}}{emf_{Mix,R} - emf_M} \tag{11-1}$$

VK	CO_2-Verminderungskosten in €/t CO_2
M	Maßnahme
R	Referenz
GK	Gestehungskosten in €/MWh
P_{Mix}	simulierter Marktpreis des Endenergieträgers in €/MWh
emf	Emissionsfaktor in t CO_2/MWh

Nach dieser Berechnung werden Gestehungskosten der Maßnahmentechnologie einem simulierten Marktpreis gegenübergestellt, der auf den Grenzkosten der an der Erzeugung beteiligten Anlagen beruht. Nach aktuellem Marktdesign entspricht der Marktpreis (Marketclearing-Preis) den Grenzkosten der letzten noch bezuschlagten Erzeugungseinheit. Alle günstigeren erwirtschaften über den verbleibenden Deckungsbeitrag zumindest im zeitlichen Mittel einen großen Teil ihrer Fixkosten. Entsprechend wird näherungsweise von einer Vergleichbarkeit dieser beiden Größen ausgegangen. Diese notwendige Vereinfachung zeigt gleichzeitig die beschränkte Aussagekraft der statischen Verminderungskosten und untermauert die Notwendigkeit des im Projekt erarbeiteten, systemdynamischen Bewertungsansatzes.

Aufgrund der Heterogenität des Bereitstellungssektors wird von einer Bewertung des theoretischen Potenzials einzelner Maßnahmen abgesehen. So unterliegt die Bereitstellung der Endenergieträger Strom und Fernwärme zum einen technischen Anforderungen des Energiesystems (Netzrestriktionen, Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch etc.) und zum anderen denen eines liberalisierten Energiemarktes (Grenzkosten entscheiden über den Einsatz der Erzeugungstechnologien). Außerdem entwickelt sich die Zusammensetzung des Erzeugerparks immer auch unter der Prämisse des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks

Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit. Entsprechend erscheint die Bewertung des theoretischen Potenzials einer einzelnen Technologie nicht als zielführend.

Aufgrund der Vielzahl der in Tabelle 6-4 aufgeführten bereitstellungsseitigen Maßnahmen sind die folgenden Auswertungen aufgeteilt nach den erzeugten Endenergieträgern *Strom* und *Fernwärme*. In der Bewertung werden aktuelle Volllaststunden unterstellt und die spezifischen Kosten und Emissionen denen des Erzeugungsmix aus dem Startszenario gegenübergestellt. Bei der Verbrennung von Methan wird grundsätzlich zwischen konventionellem Methan und synthetischem Methan erneuerbaren Ursprungs unterschieden. Entsprechend werden zwei Varianten der jeweiligen Technologie vorgestellt. Abbildung 11-31 zeigt die Ergebnisse der *Strombereitstellungstechnologien* für das Jahr 2020.

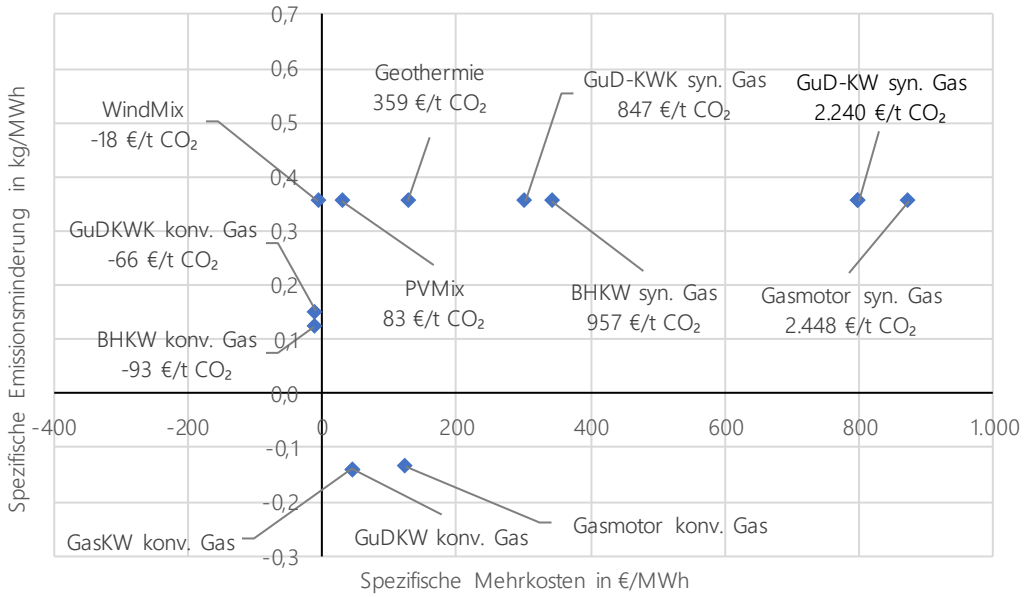


Abbildung 11-31: CO_2-Verminderungskosten sowie spezifische Emissionsminderung und Mehrkosten der zu bewertenden Bereitstellungstechnologien zur Strombereitstellung im Jahr 2020

Zunächst fällt auf, dass alle mit konventionellem Gas betriebenen Erzeugungstechnologien ohne Wärmeauskopplung eine negative Emissionsdifferenz aufweisen und entsprechend in der statischen Betrachtung zu keiner Emissionsminderung führen. Das liegt hauptsächlich daran, dass im Jahr 2020 mit 45 % bereits ein hoher Anteil Erneuerbarer Energien zur Strombereitstellung beiträgt und somit der Referenzstrommix sehr niedrige spezifische Emissionen aufweist. Jegliche systemdynamischen Aspekte wie Flexibilitätsbedarf und zeitliche Varianz von Erzeugung und Verbrauch werden in dieser statischen Bewertung jedoch außer Acht gelassen und unterstreichen noch einmal die Notwendigkeit eines erweiterten Bewertungsansatzes von Verminderungsmaßnahmen. Negative Verminderungskosten weisen im Jahr 2020 mit konventionellem Gas betriebene KWK-Stromerzeugungstechnologien sowie der Wind-Mix auf. Dabei kommt bei der Bilanzierung der CO_2-Emissionen der KWK-Anlagen die IEA-Methode zur Anwendung. Die so auf die Strombereitstellung allozierten Emissionen sind bei gleichzeitig negativen spezifischen Mehrkosten niedriger als die des Strommixes, sodass insgesamt negative Verminderungskosten entstehen. Leicht positive Verminderungskosten weist im Jahr 2020 noch die Bereitstellung von Strom im PV-Mix auf. Die Verbrennung von synthetisch hergestelltem Methan zur Strombereitstellung stellt insgesamt die teuerste Maßnahme dar. Die Kosten hängen sehr stark von den Annahmen zur Bereitstellung des synthetischen Methans ab, welche aufgrund des frühen

Entwicklungsstandes der Power-to-X-Anlagen von hohen Unsicherheiten behaftet sind (siehe auch Kapitel 11.6.2). So kann ein Import von günstigerem synthetischem Methan aus dem Ausland die dargestellten Mehrkosten deutlich reduzieren. Abbildung 11-32 zeigt für die vier Maßnahmen „BHKW mit konventionellem Gas“, „PV-Mix“, „Wind-Mix“ und „BHKW mit synthetischem Gas“ die gleichen Auswertungen unter Variation des Betrachtungsjahres.

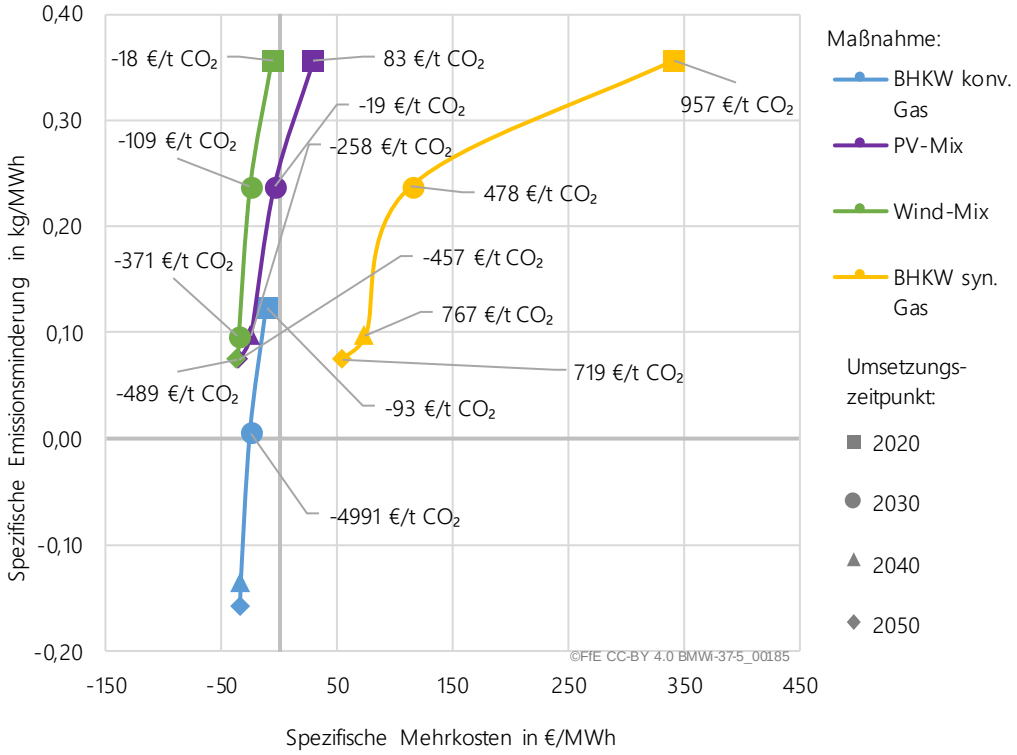


Abbildung 11-32: Spezifische Emissionsminderung, spezifische Mehrkosten und Verminderungskosten ausgewählter Strombereitstellungstechnologien unter Variation des Umsetzungszeitpunkts

Bei allen betrachteten Maßnahmen nehmen die spezifischen Emissionsminderungen über die betrachteten Jahre ab, da die spezifischen Emissionen des zu verdrängenden Referenzmixes im Startszenario rückläufig sind. Im Fall des BHKW mit konventionellem Gas ist ab 2030 aus diesem Grund trotz der kombinierten Bereitstellung von Strom und Wärme gar keine Emissionsminderung mehr zu erreichen. Auch die spezifischen Mehrkosten nehmen bei allen Technologien über die Jahre aufgrund sinkender Technologiekosten ab. So weist auch die Strombereitstellung über den PV-Mix ab 2030 negative Mehrkosten und folglich auch negative Verminderungskosten auf. Zwar sind auch die Mehrkosten des BHKW mit synthetischem Methan aufgrund sinkender Bereitstellungskosten des synthetischen Methans über die Jahre rückläufig, werden aber nicht negativ.

Abbildung 11-31 zeigt die Ergebnisse der *Fernwärmebereitstellungstechnologien* für das Jahr 2020. Auch in diesem Fall werden die Kosten und Emissionen der Maßnahmentechnologien dem Mix der Fernwärmeerzeugungstechnologien gegenübergestellt.

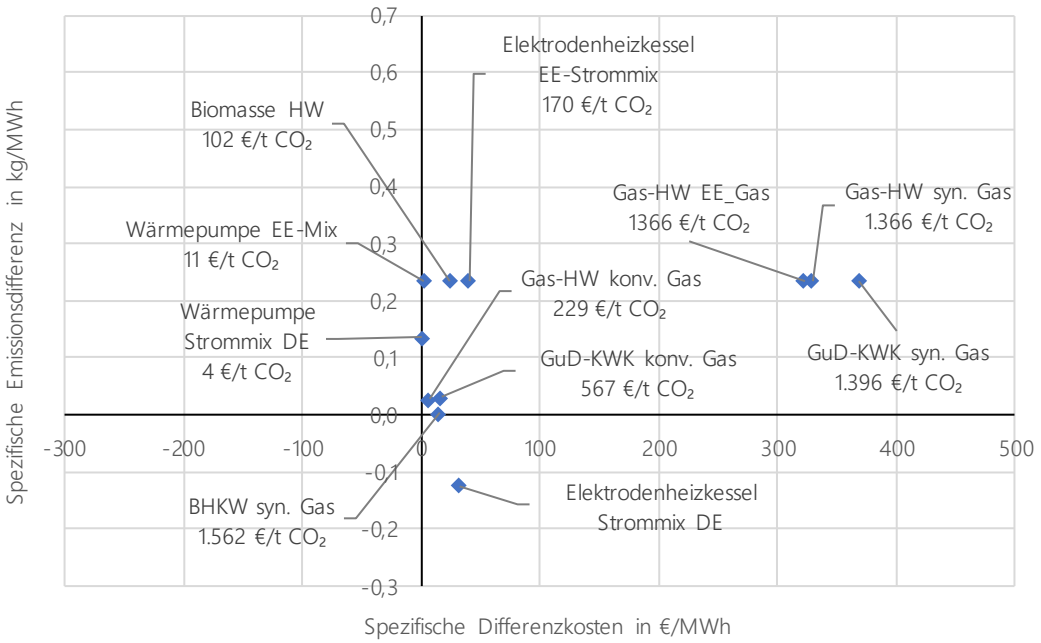


Abbildung 11-33: CO_2-Verminderungskosten sowie spezifische Emissionsminderung und Mehrkosten der zu bewertenden Bereitstellungstechnologien zur Fernwärmebereitstellung im Jahr 2020

Aufgrund seiner negativen Emissionsminderung scheidet der mit konventionellem Strommix bilanzierte Elektrodenheizkessel als Verminderungsmaßnahme aus. Das mit konventionellem Gas befeuerte Gas-Heizwerk, das BHKW und das GuD-Kraftwerk weisen aufgrund der geringen Emissionseinsparungen verhältnismäßig hohe Verminderungskosten auf. Außerdem führt die weitere Elektrifizierung der Fernwärme bei gleichzeitig steigendem EE-Ausbau dazu, dass diese sogar negativ werden und die Verwendung von konventionellem Gas in Heizwerken somit langfristig nicht als Verminderungsmaßnahmen anzusehen ist. Die hohe Effizienz der Wärmepumpen weist sowohl bei Verwendung des Strommixes als auch insbesondere bei der Verwendung von Strom aus Anlagen Erneuerbarer Energien eine hohes Potenzial zur Dekarbonisierung der Fernwärme auf. Da die Verbrennung von Biomasse aus nachhaltigem Anbau CO_2-neutral erfolgt, erzielt das Biomasseheizwerk die gleiche Emissionsdifferenz, jedoch zu höheren Gesamtkosten. Bei der Nutzung einer knappen Ressource wie Biomasse gilt es jedoch, die Nutzungskonkurrenz zu anderen Sektoren zu beachten. Dabei sollte geprüft werden, ob und zu welchen Kosten alternative Technologien zur Verfügung stehen und ob deren Nutzung aus Gesamtsystemsicht ggf. sinnvoller ist. So stehen bspw. für Hochtemperaturanwendungen in der Industrie zum heutigen Stand kaum technologisch ausgereifte Elektrifizierungsoptionen zur Verfügung und die Bereitstellung von synthetischem Kerosin im Flugverkehr ist im Vergleich zu bisherigen Drop-in-Biokerosin deutlich teurer. Mit hohen Kosten ist auch die Verwendung von synthetisch hergestelltem Gas in klassischen Fernwärmefeuerungsanlagen verbunden. Auch hier sei wieder darauf hingewiesen, dass die Kostenannahmen dieser Bereitstellungstechnologien aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums noch mit großen Unsicherheiten behaftet sind (siehe auch Kapitel 11.6.2). Zusätzlich zu dieser Auswertung für das Stützjahr 2020 sind in Abbildung 11-34 die Ergebnisse unter Variation des Betrachtungsjahres für vier ausgewählte Fernwärmebereitstellungstechnologien dargestellt.

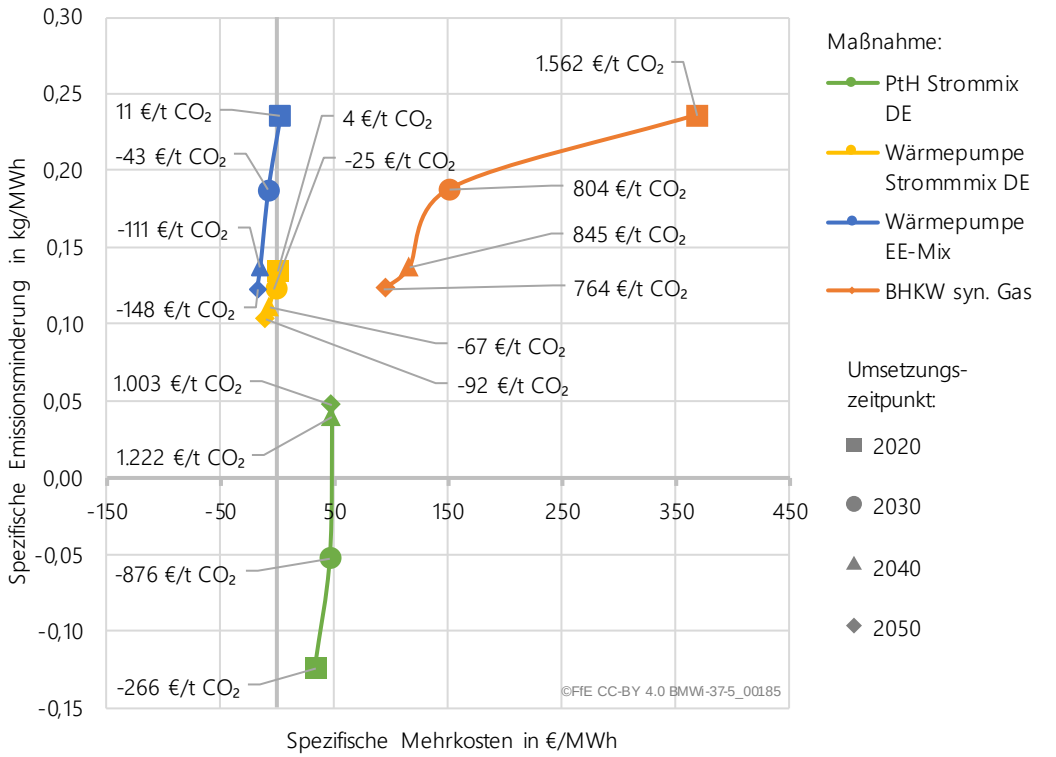


Abbildung 11-34: Spezifische Emissionsminderung, spezifische Mehrkosten und Verminderungskosten ausgewählter Fernwärmebereitstellungs-technologien unter Variation des Umsetzungszeitpunkts

Die Verwendung von konventionellem Gas führt ab 2030 bei keiner der betrachteten Bereitstellungstechnologien zu einer Emissionsminderung und wird deswegen hier nicht mehr aufgeführt. Interessant ist im Bereich der Fernwärmebereitstellung vor allem der Einsatz von Großwärmepumpen. Aufgrund ihrer hohen Effizienz führt ihr Einsatz sogar unter Verwendung des deutschen Strommix ab 2030 zu negativen Verminderungskosten. Die Verwendung von reinem EE-Strom erhöht die spezifische Emissionsminderung und verringert die Mehrkosten. Durch den niedrigeren Wirkungsgrad ist durch den Einsatz des Elektrodenheizkessels erst ab 2040 unter Verwendung des deutschen Strommix eine Emissionsminderung zu erzielen. Durch die geringe Emissionsminderung bei gleichzeitig relativ hohen Mehrkosten fallen die Verminderungskosten gegenüber der Referenz jedoch entsprechend hoch aus. Ähnlich wie bei den Strombereitstellungstechnologien führt die Verbrennung von synthetischem Methan in bspw. einem BHKW zwar zu einer Emissionsminderung, aufgrund der hohen Brennstoffkosten jedoch auch im Bereich der Fernwärmebereitstellung zu einem entsprechend hohen Preis.

11.6.2 Exkurs: Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten von Green Fuels

Grundsätzlich wird bei Green Fuels zwischen Brennstoffen biogenen Ursprungs (BioFuels) und solchen die unter Aufwendung von Strom synthetisch bereitgestellt werden (SynFuels) unterschieden werden. Im Projekt Dynamis finden Green Fuels bei der Bewertung von Maßnahmen auf den verschiedenen Stufen Berücksichtigung. Außerdem sind damit verbundene Bereitstellungstechnologien als Prozesse im Energiesystemmodell ISAaR abgebildet und können zur Erreichung von CO_2-Zielen eingesetzt werden. Das Schema der SynFuel-Bereitstellung, welches die Umsetzung in der Energiesystemmodellierung erläutert, ist in Abbildung 11-21 dargestellt.

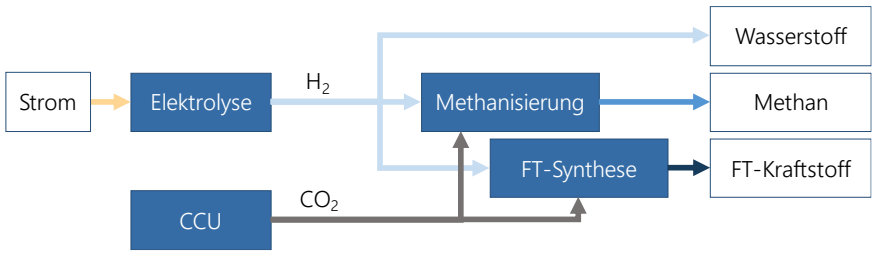


Abbildung 11-35: Schema der SynFuel-Bereitstellung

Im Zentrum des Prozesses steht die Bereitstellung von Wasserstoff über Elektrolyse. Der Wasserstoff wird entweder direkt bspw. im Verkehrssektor oder durch Beimischung im Erdgasnetz genutzt oder unter Einbringung von CO_2 zu Methan (Methanisierung) oder längerkettigen Kohlenwasserstoffen (Fischer-Tropsch-Synthese) synthetisiert.

Auf Basis der jeweiligen technoökonomischen Parameter der Technologien (siehe Datenanhang) und Annahmen hinsichtlich Volllaststunden, Strom- bzw. Biomassekosten und einem kalkulatorischen Zinssatz von 3,5 % (siehe Kapitel 15.1) werden zunächst die „statischen" Gestehungskosten der Green Fuels berechnet. Diese Gestehungskosten werden im Falle von Wasserstoff den Gestehungskosten einer Wasserstoffproduktion mittels Dampfreformierung, im Falle von Methan den angenommen Preisen von konventionellem Methan und im Falle der Flüssigkraftstoffe dem angenommenen mittleren Preis von Diesel, Benzin und Kerosin im Jahr 2020 und 2050 in Abbildung 11-36 gegenübergestellt. Bei der Bereitstellung der SynFuels werden als Strombezugskosten die durchschnittlichen Gestehungskosten des deutschen EE-Strommix aus dem Dynamis Startszenario des jeweiligen Jahres angenommen. Abbildung 11-36 zeigt eine Übersicht der so berechneten Gestehungskosten der Green Fuels im Vergleich zu jeweiligen fossilen Referenz.

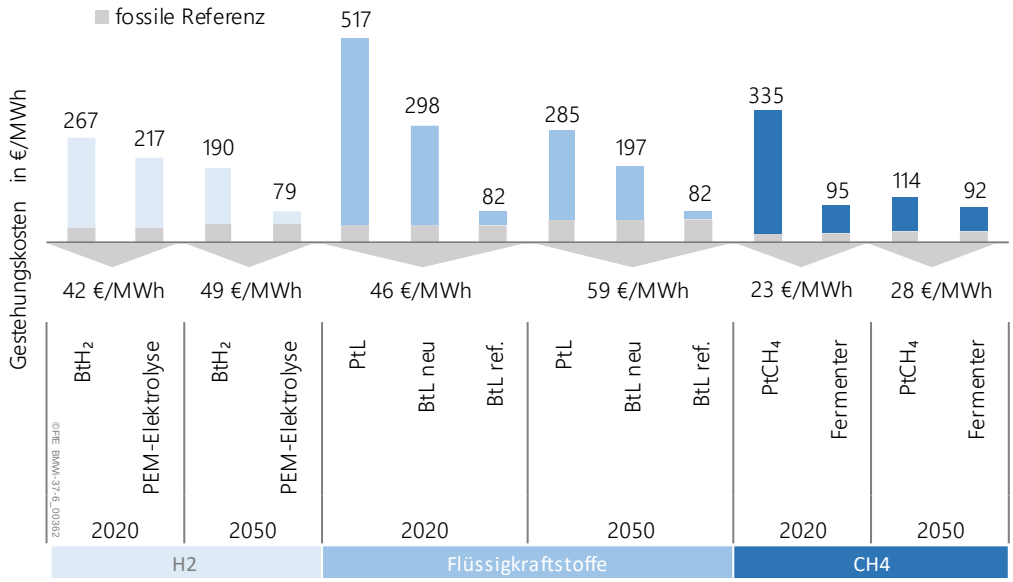


Abbildung 11-36: Grenz- bzw. Gestehungskosten der in Dynamis abgebildeten Green Fuels für die Jahre 2020 und 2050

Grundsätzlich fallen die Gestehungskosten aller hier betrachteten Green Fuels höher aus als die Preise der fossilen Äquivalente. Im Fall von Wasserstoff gilt dies sogar für die günstige konventionelle Bereitstellungsform über die Dampfreformierung von Erdgas. Dieses Beispiel macht die signifikanten Unterschiede zwischen der statischen Berechnung der Gestehungskosten und der modellbasierten und kostenoptimierten Bereitstellung des

Energieträgers im Energiesystemmodell deutlich. Die meisten Technologien zur Bereitstellung von Green Fuels sind zum aktuellen Zeitpunkt technologisch noch nicht ausgereift (TRL 6 bzw. 7). Entsprechend hoch sind die dargestellten Gestehungskosten im Jahr 2020. Lediglich die Aufbereitung von Biomasse im Fermenter mit anschließender Gasreinigung hat bereits heute Marktreife erlangt und stellt Biogas zu entsprechend günstigen Kosten bereit. Für die Herstellung von BioFuels haben sich außerdem, hauptsächlich bedingt durch gesetzliche Vorgaben, verschiedene Verfahren zur Bereitstellung flüssiger (Beimischungs-) Kraftstoffe wie Biodiesel, Biobutanol, Bioethanol (E10) und Methanol (sog. Biokraftstoffe der ersten Generation) aus Energiepflanzen am Markt etabliert. Eine umfassende Analyse dieses Themas wurde in /KÖC-01 17/ durchgeführt. Die Gestehungskosten dieser Kraftstoffe sind unter der Kategorie „BtL ref." dargestellt. Neben diesen BioFuels der ersten Generation wird insbesondere aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit der Biomasse die Entwicklung von BioFuels der zweiten Generation vorangetrieben. Diese Prozesse basieren u. a. auf einer Pyrolyse bzw. Vergasung der Rohbiomasse mit anschließender Fischer-Tropsch-Synthese und erreichen auf diese Weise gegenüber den BioFuels erster Generation eine 3-4-fache Kohlenstoffausbeute. Eine ausführliche Gegenüberstellung zu einem „klassischen" Power-to-Liquid-Prozess wird in /DIET-01 18/ vorgestellt. Zwar ermöglichen diese Prozesse eine höhere Ausbeute und sind weniger sensitiv gegenüber der eingesetzten Biomasseart, sie befinden sich allerdings – ähnlich wie die beschriebenen Power-to-Liquid-Prozesse - noch im frühen Prototypenstadium und sind entsprechend kapitalintensiv. Die resultierenden Gestehungskosten sind in Abbildung 11-36 unter „BtL neu" dargestellt. Grundsätzlich ist bei allen genannten Technologien davon auszugehen, dass die Kapitalkosten durch Technologieentwicklung hin zur angestrebten Marktreife deutlich abnehmen werden, sodass auch bzgl. der Gestehungskosten der Green Fuels von einem deutlichen Rückgang bis zum Jahr 2050 auszugehen ist.

Da alle dargestellten Prozessschritte zumindest im energiewirtschaftlichen Kontext noch nicht im großtechnischen Maßstab zur Anwendung kommen, unterliegen die damit verbundenen technoökonomischen Parameter - und damit die Gestehungskosten des jeweiligen Kraftstoffs - großen Unsicherheiten. Um diesen adäquat zu begegnen, werden die Sensitivitäten der Gestehungskosten hinsichtlich der Eingangsparameter analysiert. Im Folgenden werden die Ergebnisse dieser Untersuchung exemplarisch am Beispiel des Power-to-Liquid-Prozesses im Jahr 2050 vorgestellt. Die Aussagen lassen sich aufgrund der selben Berechnungslogik auch auf die anderen vorgestellten Technologien übertragen. Als Basisvariante der Analyse wird die in Tabelle 11-2 aufgeführte und im Folgenden variierte Parameterkombination für das Jahr 2050 gewählt. Diese Kombination resultiert in den in Abbildung 11-36 dargestellten Referenzgestehungskosten des synthetischen Flüssigkraftstoffs.

Tabelle 11-2: Basisannahmen zur Berechnung der SynFuel-Gestehungskosten

Parameter	Wert	Quelle
CAPEX	1,86 Mio. €/$MWh_{el.}$	Nach /DIET-01 18/ für 2050
Lebensdauer	20 Jahre	Annahme
Kapitalzins	3,5 %	Annahme
CO_2-Preis	48 €/t	Mittlerer Wert für Abscheidung aus Punktquelle aus /THO-01 15/, /DEU -01 08/ und /IASS-03 16/
Volllaststunden	2000	Annahme
Strompreis	39 €/MWh	EE-Mix Kosten 2050 berechnet nach Annahmen im Datenanhang

Die in der Tabelle dargestellten Parameter werden im Zuge der Sensitivitätsanalyse in realistischen Bereichen variiert. Die resultierenden Gestehungskosten des SynFuels sind in Abbildung 11-37 dargestellt.

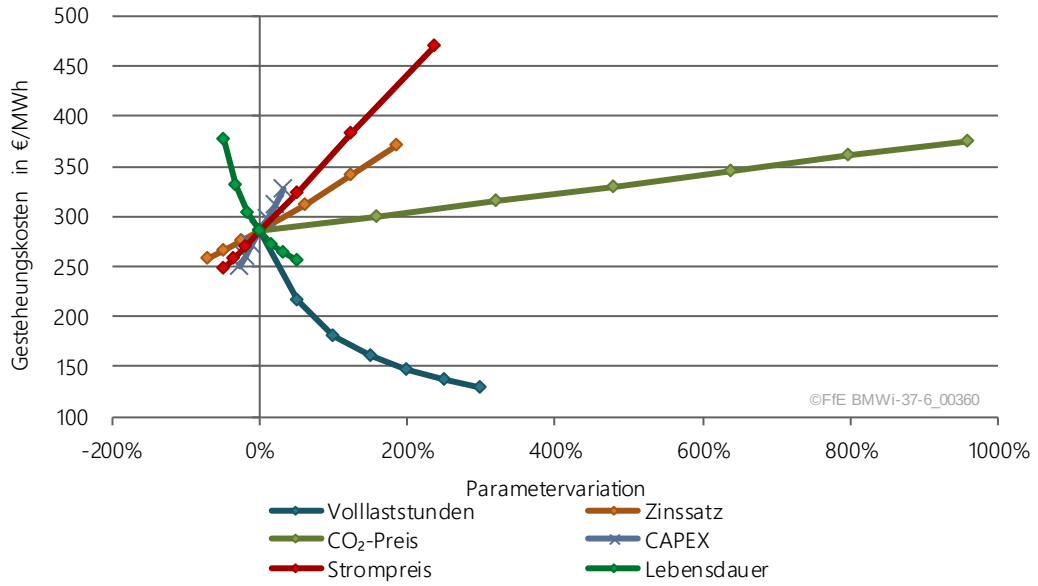


Abbildung 11-37: Sensitivitätsanalyse der Gestehungskosten einer Power-to-Liquid-Anlage im Jahr 2050

Einen sehr starken Einfluss auf die resultierenden Gestehungskosten hat nach der vorliegenden Abschätzung die Auslastung der Anlage, also die Zahl der Volllaststunden. Diese werden in der beschriebenen Basisvariante mit 2.000 h als sehr niedrig angesetzt und führen zu entsprechend hohen Gestehungskosten. Angenommen wird hier ein reiner Strombezug aus erneuerbaren Anlagen mit entsprechend geringen Volllaststunden. An dieser Stelle sei zudem angemerkt, dass für diese dargestellten Gestehungskostenberechnungen keine optimierte Auslegung der Anlagenkomponenten vorgenommen wurde. Eine solche Auslegung auf die tatsächliche Betriebsweise der Anlage kann zu weiteren Reduktionen der resultierenden Gestehungskosten führen.

Auffällig ist außerdem die ausgeprägte Abhängigkeit der Gestehungskosten vom angenommenen Strompreis. Auch hier wird in der Basisvariante von den aus dem EE-Mix in Deutschland resultierenden Stromkosten ausgegangen. Als untere Abschätzung wird ein

kostenfreier Strombezug (wie durch die Nutzung von ansonsten abgeregeltem Strom) und als obere Abschätzung der mittlere Strompreis in Deutschland im Jahr 2050 des Startszenarios verwendet. Eine andere Strombezugsstrategie wie beispielsweise ein strompreisoptimierter Bezug über den Strommarkt kann hier zu deutlich niedrigeren Kosten führen. Gleichzeitig kann bei einem solchen Strombezug jedoch keine Emissionsfreiheit angenommen werden, was die Verwendung des Green Fuels als Verminderungsmaßnahme unattraktiver macht.

In einem sehr breiten Wertebereich werden auch die unterstellten CO_2-Kosten variiert. Diese sind aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums der Abscheidungstechnologien (CCU, Carbon Capture and Utilisation) noch schwer abzuschätzen. Zudem kommt es an dieser Stelle stark darauf an, ob eine teure Abscheidung aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture) oder – günstiger - an einer Punktquelle in einem Industrieprozess angenommen wird. Grundsätzlich sollte an dieser Stelle erwähnt werden, dass die durchgeführte Sensitivitätsanalyse einen stark vereinfachten Ansatz dargestellt, um den Einfluss der relevanten Größen abzuschätzen. Selbstverständlich kann dieser Ansatz nicht dem Anspruch einer vollständigen prozesstechnischen Auslegung der Anlage gerecht werden und sollte auch entsprechend interpretiert werden.

Neben einer nationalen Produktion von Green Fuels wird die Produktion im Ausland mit günstigeren Standorten für die Produktion von erneuerbarem Strom diskutiert. Die Option soll auch im Projekt Dynamis berücksichtigt werden. Dabei wird zur Abschätzung resultierenden Kosten von synthetischem Methan und synthetischen Kohlenwasserstoffen auf die Annahmen in der Studie /AGORA-01 18/ zurückgegriffen und zusätzlich eine Gutschrift in Höhe der ETS-Zertifikatskosten unterstellt. Die von den zur Produktion in Deutschland abweichenden Annahmen sind in Tabelle 11-3 für das Jahr 2050 zusammengestellt.

Tabelle 11-3: Annahmen zur Berechnung der Importkosten von synthetischem Methan bzw. flüssigen Kohlenwasserstoffen

Parameter	Wert	Quelle
Gutschrift ETS	17/23 €/MWh	Berechnet aus gebundenem CO_2 und unterstelltem ETS-Preis von 85 €/MWh (Synthetisches Methan/flüssige Kohlenwasserstoffe)
Transportkosten	8,80 €/ 0,22 €/MWh	Annahme für Transport nach Deutschland für LNG / Flüssige Kohlenwasserstoffe ab Marokko nach /AGORA-01 18/
Kapitalzins	6 %	Annahme
CO_2-Preis	100 €/t	Abscheidung im DAC-Prozess nach /AGORA-01 18/
Volllaststunden	8.000	Annahme für Methanisierungsanlage bzw. Fischer-Tropsch-Synthese
Strompreis	18 €/MWh	PV Gestehungskosten bei 2.344 VLS in Marokko berechnet nach Annahmen in /AGORA-01 18/

Dabei gilt an dieser Stelle zur berücksichtigen, dass die einzelnen Anlagenkomponenten auf den Betrieb der Anlage hin ausgelegt wurden und somit deutlich geringere Gestehungskosten realisiert werden können. Die aus den Annahmen resultierenden Importkosten sind für die Jahre 2020 bis 2050 in Abbildung 11-38 dargestellt.

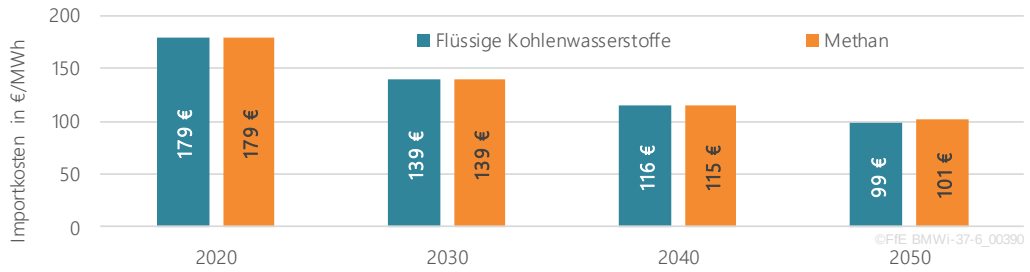


Abbildung 11-38: Importkosten von synthetischem Methan und flüssigen Kohlenwasserstoffen

11.6.3 Stufe 3: Systemdynamische Bewertung

Für die systemdynamische Bewertung der Maßnahmen des Bereitstellungssektors wird von der Methodik der Stufe 3 Bewertung von Minderungsmaßnahmen in den Endenergiesektoren abgewichen. Aufgrund der hohen Wechselwirkungen im Bereitstellungssektor werden die Maßnahmen zu Kombinationen zusammengefasst. Daraus ergeben sich eigenständige Szenarien, welche Einzelmaßnahmen beinhalten, die nur in Kombination mit anderen Technologien dekarbonisierend wirken. Als anschauliches Beispiel ist hier der Ausbau und die Elektrifizierung der Fernwärme zu nennen, welche nur mit einem dazu passenden Ausbau der Erneuerbaren Energien dekarbonisierend wirken kann. Aus der Voranalyse zu den statischen Verminderungskosten werden die in Tabelle 11-4 charakterisierten Maßnahmenkombinationen bewertet.

Für die Bewertung der Verminderungs-maßnahmen im Bereitstellungssektor werden „Maßnahmen-kombinationen“ gebildet.

Tabelle 11-4 Top Maßnahmen der Stufe 3 Bewertung im Bereitstellungssektor

Top-Maßnahme	Szenario Kontext	Randbedingungen in der Modellierung
TOP 1 Beschleunigter Kohleausstieg	Der Kohleausstieg wird auf das Jahr 2030 vorgezogen. Als Ersatz für die fehlenden Erzeugungskapazitäten werden Erneuerbare Energien, Großbatteriespeicher und Gasturbinenkraftwerke ausgebaut.	Der Zubau der Ersatztechnologien findet kostenoptimiert statt. Die Zubaugeschwindigkeit und Potenziale Erneuerbarer Energien sind gemäß der Analysen in Kapitel 6.3 begrenzt.
TOP 2 Elektrifizierung der Fernwärme	Die Fernwärme besitzt ein großes Dekarbonisierungspotenzial. Durch Power-to-Heat Technologien, Wärmespeicher und dem EE-Ausbau kann eine emissionsarme Fernwärmeerzeugung stattfinden. Darüber hinaus wird ein beschleunigter Ausbau der Fernwärmenetze antizipiert, um durch die Integration von EE-Überschüssen fossil befeuerte Heizsysteme in privaten Haushalten zu ersetzen.	Es wird angenommen, dass sich durch einen massiven Fernwärmenetzausbau die Fernwärmenachfrage bis 2050 gegenüber dem Startszenario verdoppelt. Großwärmepumpen, E-Kessel und Wärmespeicher werden kostenoptimal zugebaut. Der Zubau von Erneuerbaren Energien und Gasturbinenkraftwerken wird analog zu TOP 1 ebenfalls zugelassen.
TOP 3 Erneuerbare Energien	Der Ausbau der Erneuerbaren Energien stellt eine zentrale Verminderungsmaßnahme dar. Dieses Szenario wird für eine isolierte Betrachtung der Verminderungskosten von Erneuerbaren Energien im Verbund mit Großbatteriespeichern und Gasturbinenkraftwerken genutzt.	Die Randbedingungen sind zum Szenario TOP 1 identisch, mit der Ausnahme, dass in diesem Fall der Kohleausstiegspfad den Empfehlungen der Kohlekommission und damit auch dem Startszenario (Kohleausstieg in 2038) entspricht. Anmerkung: Dieses Szenario kann als Vergleichsszenario herangezogen werden, wenn die Effekte des Ausbaus der Erneuerbaren Energien ausgeblendet werden sollen.

Ein Kohleausstieg bis 2030 wird mit dem Ausstiegspfad der „Kohlekommission" bis 2038 verglichen.

Auf Seiten der Endenergiesektoren bleiben die Endenergienachfrage und die daraus resultierenden Emissionen entsprechend dem Startszenario konstant. Sämtliche Änderungen der Systemkosten und Emissionen sind auf die Anpassungen des Bereitstellungssektors zurückzuführen. Als einzige Ausnahme sind die Emissionsminderungen der Maßnahme „Elektrifizierung der Fernwärme" anzuführen, für die die verdrängten Emissionen und eingesparten Kosten im Endenergiesektor „Private Haushalte" berücksichtigt werden. Da im Projekt Dynamis Infrastrukturkosten, wie z. B. der Netzausbau, nicht detailliert betrachtet werden, werden an dieser Stelle die Kosten für den Fernwärmeausbau vernachlässigt. Dieser Punkt ist bei der Interpretation der Verminderungskosten zu beachten.

Das europäische Umland wird, wie in Kapitel 4.4 beschrieben, berücksichtigt. Als Prämisse gilt, dass keine der betrachteten Maßnahmen zu einer Emissionserhöhung im Ausland führen darf. Darüber hinaus ist zu beachten, dass ein Teil der Emissions- und Kostenreduktionen durch den optimierten Zubau von Verminderungsmaßnahmen auch durch die Erhöhung von Exporten und damit der Verdrängung konventioneller Erzeugung im Ausland entstehen kann.

Die folgende Analyse wird zunächst die installierten Leistungen für fossile und ausgewählte konventionelle Erzeugungskapazitäten in den Szenarien der TOP Maßnahmen vergleichend gegenüberstellen. Anschließend werden die resultierenden Mehrkosten und Emissionsminderungen ausgewertet und einzelne sektorspezifische Analysen durchgeführt.

Die in Abbildung 11-39 dargestellten Differenzleistungen der konventionellen Kraftwerke zeigen, dass der „beschleunigte Kohleausstieg" langfristig zu höheren installierten Kraftwerksleistungen führt.

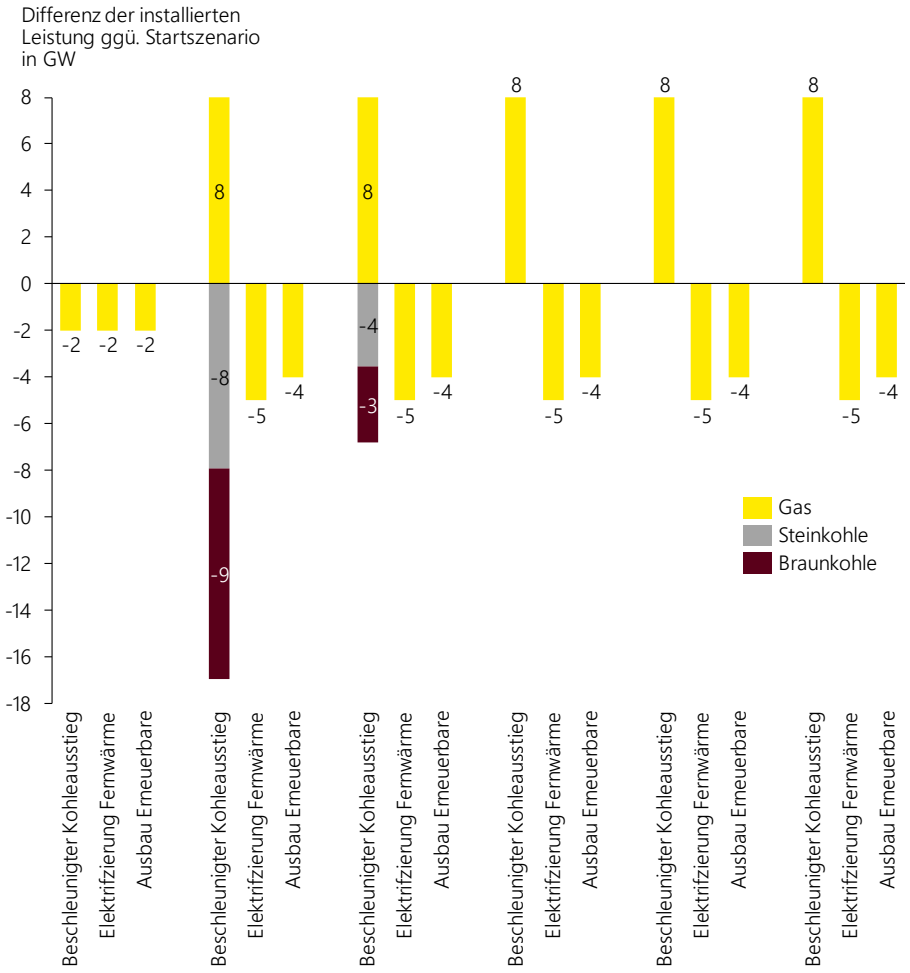


Abbildung 11-39 Differenzbetrachtung der installierten Leistungen (Startszenario minus Maßnahmenszenario)

Der beschleunigte Kohleausstieg benötigt mindestens 8 GW an zusätzlichen Gasturbinen-Erzeugungskapazitäten.

Die vorzeitige Außerbetriebsetzung von ca. 17 GW an kohlegefeuerter Kraftwerksleistung in 2030 wird durch 8 GW zusätzlicher Leistung an Gasturbinen kompensiert. Einen weiteren Einfluss hat der Ausbau Erneuerbarer Energien, der bereits im ersten Vergleichsjahr 2025 zu einer Reduktion der benötigten Gasturbinenkapazitäten von 2 GW gegenüber dem Startszenario führt. In den beiden Maßnahmenszenarien „Elektrifizierung der Fernwärme" und „Ausbau Erneuerbare" führt der erhöhte Ausbau von Erneuerbaren zu einer Absenkung der konventionellen Erzeugungsleistung. Im Falle der Elektrifizierungsmaßnahme fällt die Reduktion höher aus, da die Erneuerbaren Energien durch Power-to-Heat in diesem Fall besser integriert werden können als durch Großbatteriespeicher. Um das Bild zu vervollständigen, sind in Abbildung 11-40 die installierten Leistungen der Erneuerbaren Energieträger von WEA und PVA in absoluter Höhe dargestellt.

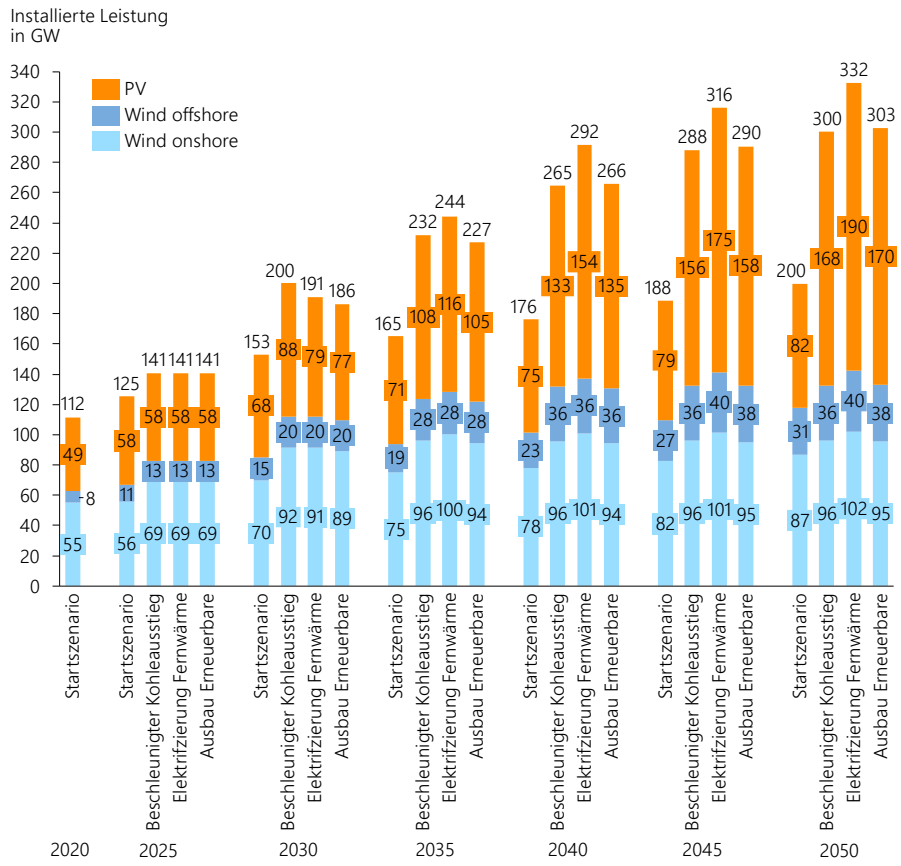


Abbildung 11-40 Installierte Leistungen ausgewählter Erneuerbarer Energien (PV und Wind) in den Maßnahmenszenarien im Bereitstellungssektor

Der Vergleich des Startszenarios mit der Maßnahme „Ausbau Erneuerbare" zeigt, dass bereits ab 2025 ein modellendogener Zubau von Erzeugungsleistung stattfindet. Auch ohne die Stromnachfragerhöhung durch Elektrifizierungsmaßnahmen stellen sie eine wirtschaftliche Erzeugungstechnologie dar. Zunächst, bis 2030, werden an- und ablandige Windturbinenanlagen modellendogen zugebaut. Anschließend kommt gemäß der Reduktion der Zubaukosten der Ausbau von PV-Dachanlagen und PV-Freiflächenanlagen hinzu. Dies ist mit der prognostizierten Dynamik der PV-Gestehungskosten zu erklären, für die eine stärkere Kostendegression angenommen wird, als dies für die Windenergieanlagen der Fall ist. Die Ergebnisse in Abbildung 11-40 bilden diesen Trend in den resultierenden Ausbauraten ab: Bis 2030 findet ein starker Zubau von Wind statt, der bis 2035 abflacht. Ab 2040 findet in allen Maßnahmenszenarien kaum ein weiterer Windausbau statt und das Gros der zusätzlichen erneuerbaren Kapazitäten ist der PV zuzuordnen. Der Vergleich zwischen den Maßnahmen zeigt, dass der beschleunigte Kohleausstieg in 2030 den stärksten Zubau Erneuerbarer Energien induziert. Ab 2035 stellt die erhöhte Fernwärmenachfrage in Kombination mit dem Ausbau von Power-to-Heat Technologien eine kostengünstige Möglichkeit zur Flexibilisierung der Stromnachfrage und damit zur Integration von Erneuerbaren Energien dar. Diese Flexibilitätsoption führt zu einer Steigerung des Marktwertes Erneuerbarer Energien, was in einem stärkeren Ausbau von Erzeugungskapazitäten resultiert. In Summe liegt die installierte Leistung Erneuerbarer Energien für die Maßnahme „Elektrifizierung der Fernwärme" um ~30 GW über den anderen Maßnahmenszenarien.

Der Kohleausstieg in 2030 induziert einen beschleunigten Ausbau Erneuerbarer Energien.

Besonders hervorzuheben ist für dieses Szenario die Energiebilanz der öffentlichen Fernwärmebereitstellung, die in Abbildung 11-41 dargestellt ist.

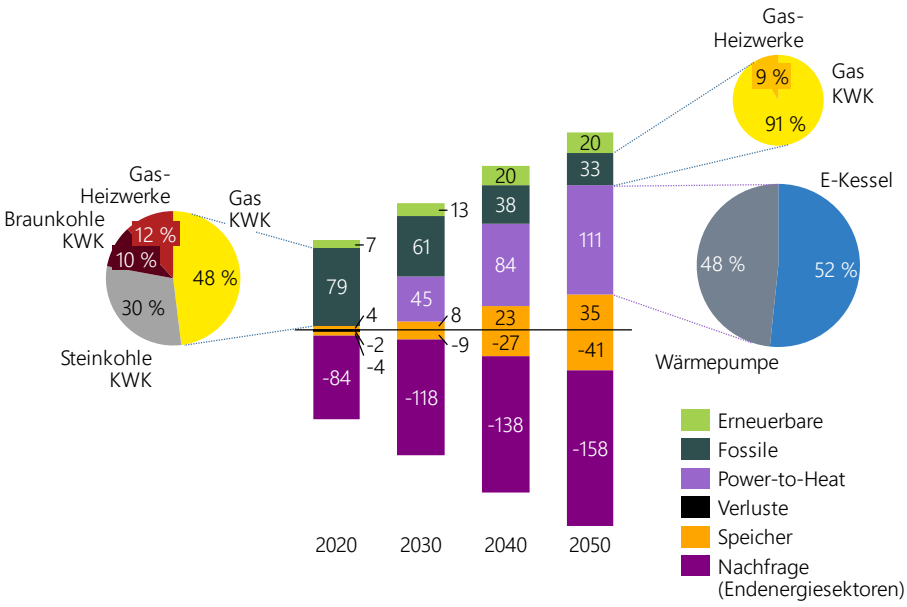


Abbildung 11-41: Energiebilanz der öffentlichen Fernwärmebereitstellung im Maßnahmenszenario „Elektrifizierung Fernwärme“

Es ist zu sehen, dass in 2050 von den erzeugten 164 TWh Fernwärme nur noch 20 % auf eine fossile Technologie zurückzuführen sind. Die hier in erster Linie zur Anwendung kommenden Gas-KWK Anlagen zeichnen sich zudem durch eine hohe Brennstoffausnutzung aus. Da sich die elektrischen Residuallastspitzen vornehmlich an Zeitpunkten niedriger Temperaturen befinden, besitzen in diesen Stunden sowohl die Wärme, wie auch die elektrische Energie einen hohen Marktwert. Herauszustellen ist, dass bereits ab 2025 Power-to-Heat Technologien zur Wärmeerzeugung genutzt werden und bereits in 2030 fast die Hälfte der Fernwärmeerzeugung durch Biomasse oder elektrisch erbracht wird. Obwohl der optimierte Ausbau der Großwärmepumpe mit einer elektrischen Leistung von bis zu 2 GW in 2050 deutlich unterhalb der Leistung von Elektrodenheizkesseln liegt, liefert sie in Kombination mit den Wärmespeichern ein nahezu konstantes Erzeugungsband. Die EE-Überschüsse werden mit deutlich geringeren Volllaststunden durch die Elektrodenheizkessel integriert. Ihre Investitionen pro Megawatt sind geringer, dementsprechend werden sie gemäß ihrem Einsatzzweck auf eine elektrische Leistung von ca. 35 GW in 2050 ausgebaut.

Wärmespeicher in Fernwärmenetzen stellen eine kostengünstige Option zur Flexibilisierung von Power-to-Heat Technologien dar.

Aufgrund deutlich geringerer CAPEX ist die Speicherung von EE-Überschüssen auf der Wärmeseite günstiger als der Ausbau und die Nutzung von elektrischen Speichersystemen. In dem hier betrachteten Szenario findet ein Ausbau der Wärmespeicher auf eine Speicherkapazität von ca. 700 GWh in 2050 statt.

Großbatteriespeicher nehmen als Flexibilisierungsmaßnahme eine unterstützende Rolle für die Erzeugungstechnologien und sektorenkoppelnden Technologien ein. Aufgrund der starken Kostensenkung, die Lithium-Ionen Batteriespeicher in den vergangenen Jahren erfahren haben, sind sie ab 2030 ein relevanter Baustein der Energiesystemszenarien. So werden bis zu 6 GWh Großbatteriekapazitäten in den betrachteten Maßnahmenszenarien gegenüber dem Startszenario zusätzlich installiert. In den früheren Jahren bis 2035 stellt ihr primärer Einsatzzweck die Bereitstellung gesicherter Leistung dar. In den späteren Jahren rückt zunehmend die Vergleichmäßigung des Erzeugungsprofils aus Erneuerbaren Energien in den Fokus. Zwischen den Maßnahmenszenarien ergibt sich kein nennenswerter Unterschied hinsichtlich dem Ausbau und der Nutzung von Großbatteriespeichern. Lediglich im Maßnahmenszenario „Elektrifizierung der Fernwärme“ spielen sie eine untergeordnete Rolle,

da hier ein Großteil des Flexibilitätsbedarfs durch die Power-to-Heat Technologien gedeckt wird.

Ein zusätzlicher Ausbau der Erneuerbaren Energien führt zu einer deutlichen Senkung des mittleren Strompreises.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und damit die Verdrängung konventioneller, preissetzender Kraftwerke führt gemäß Abbildung 11-42 zu einer Reduktion der mittleren Strompreise um bis zu 15 €/MWh. Während die Maßnahmenszenarien vor und nach 2030 allesamt einen sehr ähnlichen Verlauf des mittleren Strompreises aufweisen, erhöht der beschleunigte Kohleausstieg im Jahr 2030 den Großhandelsstrompreis um 1,7 €/MWh. Dies ist durch das Fehlen günstiger, kohlegefeuerter Erzeugungskapazitäten zu erklären, welche durch Gaskraftwerke mit höheren Grenzkosten ersetzt werden. In den späteren Jahren zahlt sich der im Vergleich zu den anderen Maßnahmenszenarien größer dimensionierte konventionelle Anlagenpark in Form von leicht geringeren Strompreisen aus.

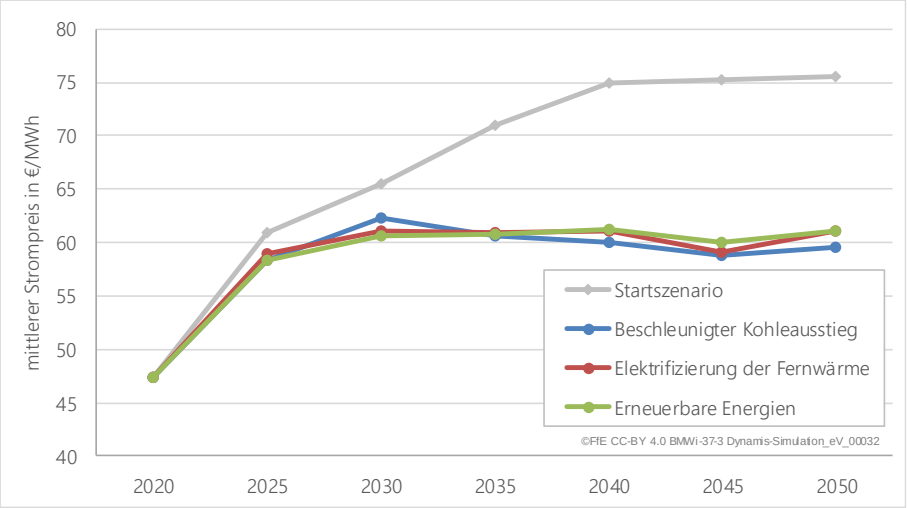


Abbildung 11-42 Entwicklung des mittleren Strompreises im Startszenario und den Maßnahmenszenarien des Bereitstellungsektors

All diese beschriebenen Einzeleffekte und Variationen in den Systemausgestaltungen schlagen sich sowohl in den Systemgesamtkosten, wie auch in den Emissionen nieder. Die entscheidende Verminderungsmaßnahme, die in den betrachteten Maßnahmenkombinationen zu erheblichen Emissionsminderungen gegenüber dem Startszenario führt, ist der zusätzliche Ausbau der Erneuerbaren Energien. In Abbildung 11-43 ist zu sehen, dass diese Maßnahme, welche in allen Maßnahmenszenarien enthalten ist, zu einer Kostenerhöhung gegenüber dem Startszenario führt. Vor dem Hintergrund, dass es sich bei den Analysen um eine optimierte Zubauplanung handelt, ist dieser Punkt gesondert einzuordnen. Da es sich um eine volkswirtschaftliche Kostenbetrachtung handelt, sind bei den hier dargestellten Deltakosten die Kosten für Emissionszertifikate nicht enthalten. Für die Ausbauplanung werden sie dennoch berücksichtigt, was dazu führt, dass die betrachteten Maßnahmenszenarien einen Zubau von Minderungsmaßnahmen enthalten, der sich aufgrund der angenommenen Zertifikatspreisentwicklung als wirtschaftlich erweist. Da der Ausbau der Erneuerbaren in den beiden anderen Maßnahmen den Großteil der Kosten verursacht, ist das Szenario „Erneuerbare Energien" auch als Vergleichsszenario für die zwei anderen Maßnahmenkombinationen heranzuziehen.

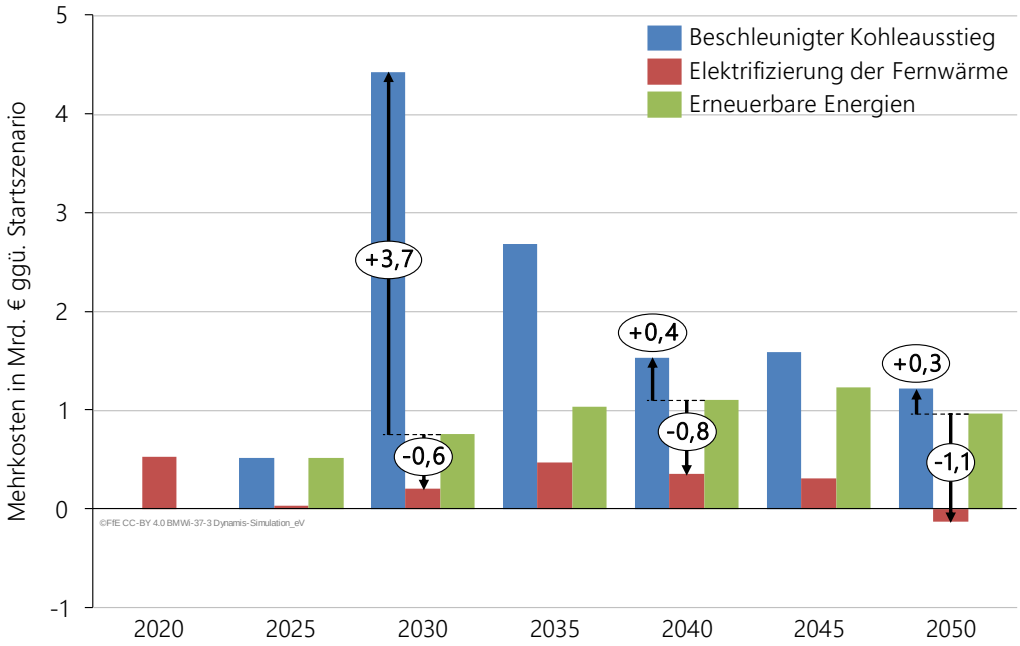


Abbildung 11-43: Annuitätische Mehrkosten gegenüber dem Startszenario in den Maßnahmenszenarien des Bereitstellungsektors

Der Vergleich zwischen den Maßnahmenszenarien veranschaulicht, dass der beschleunigte Kohleausstieg im Vergleich zu den beiden anderen Maßnahmen höhere Systemgesamtkosten verursacht. Dies deckt sich mit den oben beschriebenen Effekten, dass in 2030 mehr Spitzenlastkraftwerke benötigt werden und gleichzeitig auch ein höherer Ausbau von Erneuerbaren in diesem Jahr stattfindet. Obwohl der Kohleausstieg auch in den anderen Maßnahmenszenarien stattfindet, verursacht der größer dimensionierte Gasturbinenkraftwerkspark im beschleunigten Kohleausstieg über die gesamte Lebensdauer zusätzliche Kosten.

„Stranded Investments": Gasturbinenkraftwerke, die als Ersatzkapazitäten bei einem beschleunigten Kohleausstieg kurzfristig benötigt werden, sind langfristig nicht wirtschaftlich.

Die kosteneffizienteste Maßnahme stellt die Elektrifizierung der Fernwärme dar. In einer vollständigen Bilanz würden sich die Gesamtkosten dieses Maßnahmenszenarios jedoch deutlich erhöhen, da bei den hier ausgewiesenen Zahlen keine Kosten für den Netzausbau, der für eine Verdopplung der Fernwärmenachfrage benötigt werden würde, berücksichtigt werden.

Auch bei der Betrachtung der Gesamtemissionsdifferenzen gegenüber dem Startszenario wird deutlich, dass alleine durch den stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien Emissionen in einem nennenswerten Umfang eingespart werden können. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 11-44 gezeigt. Wenn man dieses Maßnahmenszenario nun als Vergleichsgröße zu den beiden anderen Maßnahmenszenarien heranzieht, so wird deutlich, dass der beschleunigte Kohleausstieg zu einer weiteren Emissionsreduktion um bis zu 46 Mio. t in 2030 führt. Während der beschleunigte Kohleausstieg nur temporär wirkt, führt die Elektrifizierung der Fernwärme zu einer dauerhaften Emissionsreduktion von bis zu 14 Mio. t gegenüber dem Maßnahmenszenario „Erneuerbare Energien" im Jahr 2050.

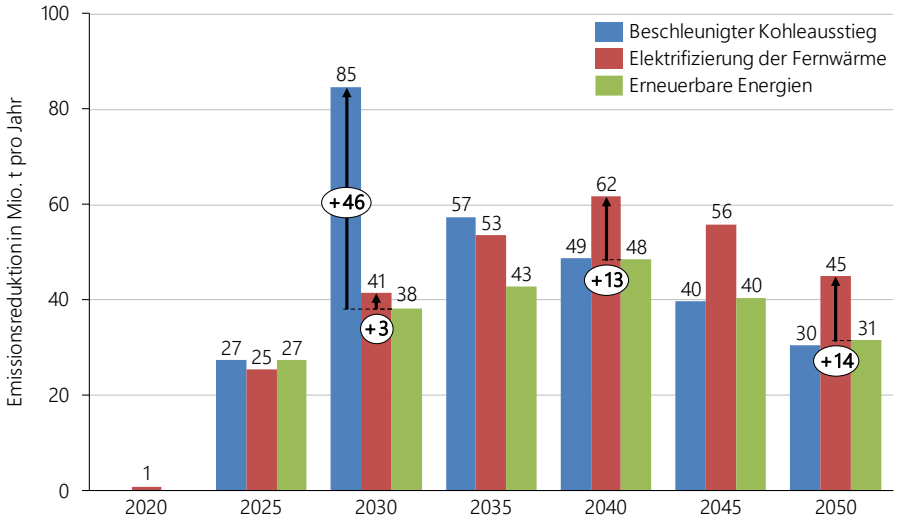


Abbildung 11-44: Jährliche Emissionsminderung gegenüber dem Startszenario in den Maßnahmenszenarien des Bereitstellungsektors

Als zentrale Beurteilungsgröße für die Kosteneffizienz von CO_2-Verminderungsmaßnahmen werden die Verminderungskosten ausgewiesen. Die über den Betrachtungszeitraum von 2020 bis 2050 kumulierten Emissionsminderungen, Mehrkosten und die resultierenden Verminderungskosten der Maßnahmenszenarien sind in Abbildung 11-45 zu finden. Als Referenz (Nullpunkt) gilt das Startszenario.

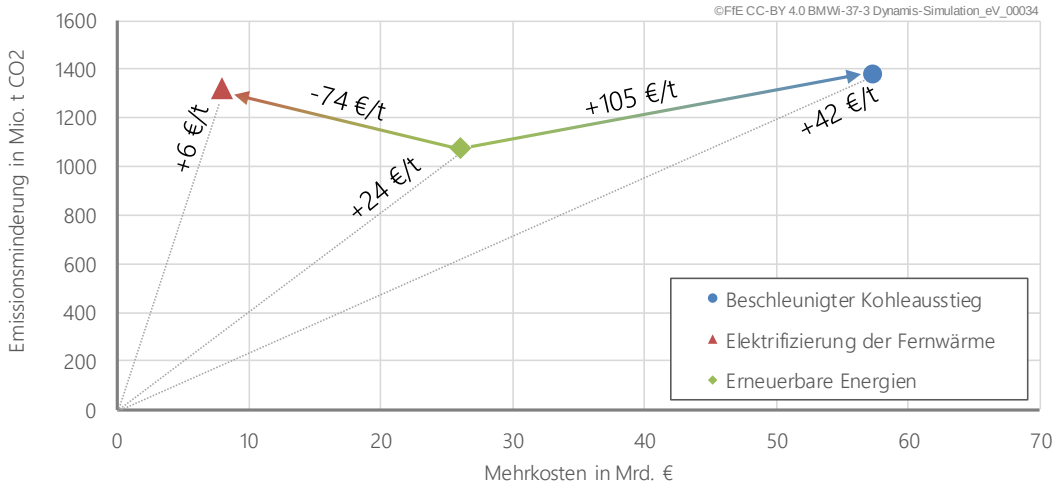


Abbildung 11-45: Kumulierte Verminderungskosten in der systemdynamischen Bewertung über die Jahre 2020 bis 2050

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien stellt eine Grundvoraussetzung dar, dass die betrachteten Maßnahmen emissionsmindernd wirken können.

Bezogen auf die Systementwicklung im Startszenario, weisen alle Maßnahmenszenarien geringe, positive Verminderungskosten auf. Würde man die Zertifikatspreise für CO_2 im EU-ETS mit berücksichtigen, so würden sie allesamt negative Minderungskosten aufweisen. Setzt man das Szenario „Erneuerbare Energien" als neuen Referenzpunkt, um die Auswirkungen des Kohleausstiegs und der Power-to-Heat Technologien isoliert zu betrachten, so ergeben sich die auf den farbigen Linien dargestellten kumulierten Verminderungskosten. Die der elektrifizierten Fernwärme sind auch hier mit Verweis auf die fehlenden Infrastrukturkosten zum Fernwärmenetzausbau nur eingeschränkt gültig, zeigen jedoch auf, dass pro verdrängter Tonne CO_2 eine Summe von 74 € für den Fernwärmenetzausbau zur Verfügung stünden. Hervorzuheben sind die Minderungskosten

von 105 €/t für den beschleunigten Kohleausstieg, die im Vergleich zu den Kosten vieler Maßnahmen der Endenergiesektoren niedrig ausfallen.

11.6.4 Exkurs: Übertragungsnetzrückwirkung einer durch Elektrifizierung geprägten Dekarbonisierungsstrategie

In zwei Szenariostudien wurden die Systemrückwirkungen von Dekarbonisierungsstrategien für das Jahr 2030 exemplarisch analysiert. Basierend auf den Arbeiten *„System effects of high demand-side electrification rates - A scenario analysis for Germany in 2030"* /GUM-01 18/ wurden in der Veröffentlichung *„Electrification and coal phase-out in Germany: A scenario analysis"* /FFE-19 18/ weitergehende Untersuchungen durchgeführt. Im Gegensatz zu den in dieser Studie berechneten Szenarien wird hier das Übertragungsnetz modellendogen berücksichtigt. Dazu wird das europäische Übertragungsnetzmodell, wie es in Abbildung 11-46 dargestellt ist, in Form einer linearisierten Lastflussberechnung im Modell abgebildet. Man spricht auch von einem „DC-Optimal-Power-Flow (OPF)" Ansatz, der unter Anwendung von „Power-Transfer-Distribution-Factors (PTDF)"-Matrizen umgesetzt wird.

In den Gesamtszenarien werden intrazonale Netzengpässe nicht berücksichtigt.

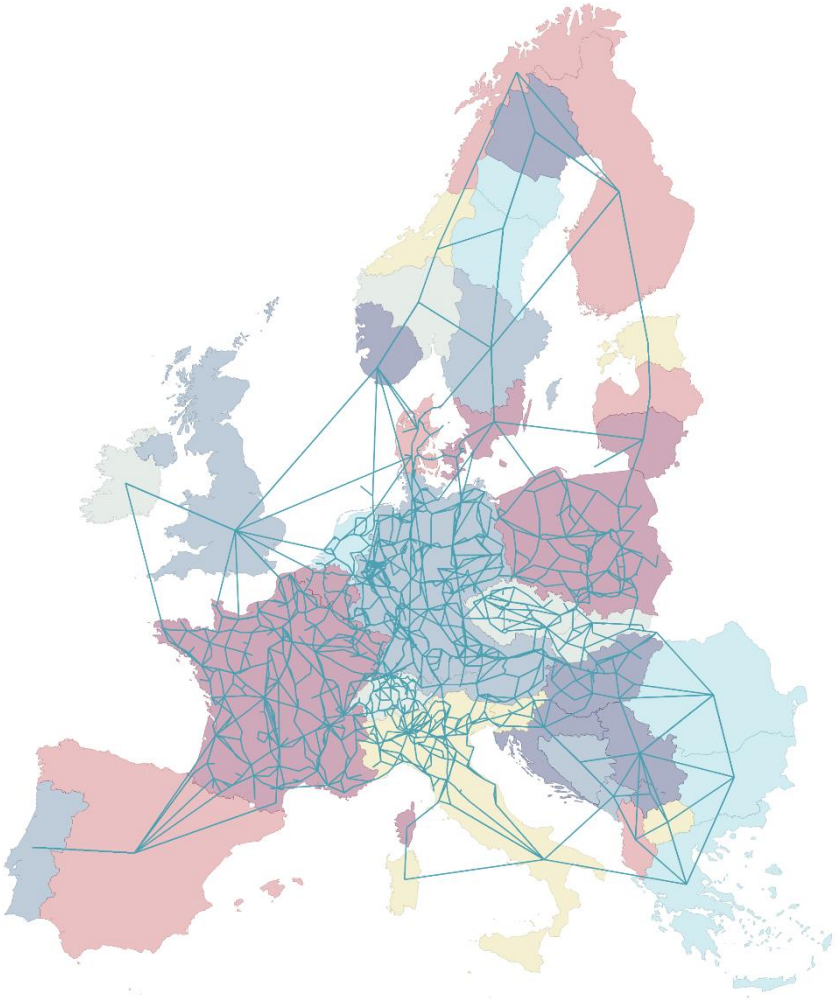


Abbildung 11-46 Übertragungsnetzmodell in ISAaR

In den Untersuchungen werden drei Effekte von Verminderungsmaßnahmen betrachtet, welche unterschiedliche Systemreaktionen und Netzausbaubedarfe hervorrufen:

- Elektrifizierung der Endenergiesektoren

- Ausbau Erneuerbarer Energien
- Kapazitätsrückgang durch einen Kohleausstieg

Eine isolierte Betrachtung einzelner Maßnahmen ist nicht realistisch. So werden in der aktuellen Diskussion zur Erreichung von Klimazielen meist eine Elektrifizierung oder ein Kohleausstieg ausschließlich in Verbindung mit einem zusätzlichen Ausbau Erneuerbarer Energien erwartet. Auch die in Kapitel 11.6.3 durchgeführten Untersuchungen zeigen die klare Tendenz, dass die beiden Verminderungsmaßnahmen Elektrifizierung und Kohleausstieg nur im Gleichschritt mit einem Erneuerbaren Ausbau effizient dekarbonisierend wirken können.

Im Nachfolgenden soll eine Zusammenfassung der zentralen Erkenntnisse dieser Untersuchungen folgende Fragen beantworten:

- Welche Verminderungsmaßnahmen und Konstellationen führen zu einem besonders hohen Netzausbaubedarf?
- Bei welchen Systemkomponenten spielen Standort und Einsatzcharakteristik eine netzbelastende oder netzdienliche Rolle?
- Wo sind zukünftige Reservekraftwerke zu positionieren, damit die Versorgungssicherheit auch bei Netzengpässen gegeben ist?

11.6.4.1 Elektrifizierung der Endenergiesektoren

Als erster Untersuchungsgegenstand ist die Entwicklung der Jahreshöchstlast anzuführen. Aus Sicht der klassischen Netzplanung ist der Zeitpunkt und die Höhe der höchsten Stromnachfrage von zentraler Bedeutung. So kann eine Elektrifizierung von Endenergieverbräuchen, insbesondere aufgrund der starken Temperaturabhängigkeit vieler Elektrifizierungsmaßnahmen, zu einer deutlichen Erhöhung der Jahreshöchstlast führen. Die in /GUM-01 18/ angenommene Erhöhung des elektrischen Stromverbrauchs um 230 TWh bis in das Jahr 2030 stellt hier ein ambitioniertes Elektrifizierungsszenario dar, das in etwa der Nachfrageentwicklung des in Kapitel 12.1 vorgestellten Szenarios „Elektrifizierung" entspricht. Die Analyse der Zeitpunkte von Engpassmanagementmaßnahmen zeigt, dass nicht mehr der Zeitpunkt der höchsten Stromnachfrage für Engpasssituationen im Übertragungsnetz sorgt, vielmehr ist eine Korrelation mit den Erzeugungsspitzen aus Windenergieanlagen festzustellen. Aufgrund des in den Szenarien bereits antizipierten Netzausbaus ist das Übertragungsnetz für eine Laststeigerung im betrachteten Umfang ausreichend dimensioniert. Dieser Effekt ist dadurch zu erklären, dass die zusätzliche Stromnachfrage sich entsprechend der heutigen Last sehr homogen über das gesamte Bundesgebiet verteilt. Würde diese zusätzliche Last ohne einen über den Referenzpfad hinausgehenden Erneuerbaren-Ausbau gedeckt, so kämen zu Zeiten der Spitzenlast vorwiegend konventionelle Kraftwerke zum Einsatz, die örtlich gesehen verhältnismäßig homogen verteilt sind. Damit wäre keine große Steigerung des Transportbedarfs im Übertragungsnetz zu beobachten.

Zukünftig ist nicht mehr alleine die Spitzenlast für die Netzplanung entscheidend, vielmehr ist die Spitzenerzeugung aus Windenergieanlagen bei gleichzeitig hohem Export und erzeugungsferner Nachfrage zu beachten.

11.6.4.2 Ausbau Erneuerbarer Energien

Dass es sich bei einer Elektrifizierung ohne zusätzlichen Ausbau der Erneuerbaren um eine ineffiziente Dekarbonisierungsmaßnahme handelt, ist nicht von der Hand zu weisen. Daher wurden für die Veröffentlichungen zwei Szenarien gebildet, von denen eines den Anteil der

Erneuerbaren am Verbrauch konstant gegenüber der Referenz im Jahr 2030 beibehält und das andere jede zusätzliche elektrifizierte Megawattstunde pro Jahr mit einem Ausbau einer zusätzlichen Megawattstunde Erneuerbarer deckt. Der Zubaumix der Erneuerbaren aus PV und Wind-Onshore wird auf die energetischen Anteile gemäß Netzentwicklungsplan festgelegt. Für Wind-Offshore wird zunächst keine Erhöhung gegenüber dem Netzentwicklungsplan zugelassen. Als Resultat dieser Szenarienbildung werden 61 % und 75 % Anteil Erneuerbarer am Verbrauch in 2030 erreicht. Aufgrund der hohen Elektrifizierungsraten bedeutet dies einen Zuwachs an Erneuerbaren gegenüber dem Pfad des Netzentwicklungsplans um bis zu 230 TWh. In installierter Leistung gesprochen, verbergen sich dahinter im 61 %-Szenario 99 GW Wind Onshore und 146 GW PV. Im 75 %-Szenario sogar 125 GW Wind Onshore und 190 GW PV.

Szenarien, die eine solche Dimensionierung aufweisen, sind aus Sicht der heutigen Netzplanung deutlich kritischer einzustufen. Denn so zeigen die Analysen, dass zukünftig gehäuft die Zeitpunkte maximaler Erzeugung aus Erneuerbaren Energien die Netzauslegung bestimmen. Sowohl der historische Ausbau der Windenergieanlagen, wie auch der zukünftig zu erwartende Ausbau zeichnet sich durch eine starke regionale Verdichtung und damit eine Zentralisierung der Stromerzeugung im Norden Deutschlands aus. Die daraus resultierende Transportaufgabe wächst im Vergleich zu einem System mit konventionellen Kraftwerken, deren Leistungsdichte auf das gesamte Bundesgebiet bezogen verteilter ist. So weisen die beiden betrachteten Elektrifizierungsszenarien (61 % EE und 75 % EE am Verbrauch) gegenüber der Referenz eine Steigerung der Engpassmanagementmaßnahmen (Summe aus Abregelung und pos./neg. Redispatch) um 16,4 TWh (+ 170 %) bzw. 21,4 TWh (+ 220 %) auf. Da in /IAEE-01 17/ gezeigt werden konnte, dass eine Umordnung des Wind Onshore-WEA-Zubaus zur Netzentlastung und damit hin zu ungeeigneteren Standorten aus ökonomischer Sicht nicht zu empfehlen ist, bleiben neben dem klassischen Netzausbau folgende Handlungsalternativen:

Dekarbonisierungsmaßnahmen führen im betrachteten Szenario in 2030 zu einer Verdreifachung des Engpassmanagements.

Verstärkte Nutzung von Photovoltaik: Durch die gleichmäßigere Verteilung der Erzeugungsschwerpunkte findet eine geringere Übertragungsnetzbelastung statt. Zudem liegen die PV-Potenziale in Deutschland näher an den Lastzentren, als dies für Windenergie der Fall ist. Bei PV liegt darüber hinaus eine höhere Korrelation des tageszeitlichen Erzeugungsprofils mit der Stromnachfrage vor. Die Untersuchungen zeigen, dass PV über alle Szenarien hinweg einen geringeren Übertragungsnetzausbaubedarf mit sich bringt als das energetische Äquivalent aus Windenergieanlagen.

Verbrauchsseitige Anpassungen: Flexibilisierung von Verbrauchern und Schaffung von regionalen Anreizen/Märkten zur Gewährleistung eines netzdienlichen Verbrauchs. In /FFE-65 18/ konnte gezeigt werden, dass flexible Power-to-Heat Anlagen in der Fernwärme, die einen Strompreis bei Vernachlässigung von Netzrestriktionen in Deutschland „sehen", insbesondere im Süden zu einer Erhöhung der Netzbelastung zu Zeiten hoher Erneuerbarer Einspeisung im Norden führen können. Da aufgrund der Kleinteiligkeit der elektrifizierten Verbrauchseinheiten (z. B. Wärmepumpen, Elektroautos) und den regulatorischen Hürden die Umsetzung eines funktionierenden Anreizsystems für ein netzdienliches Verhalten kurz- bis mittelfristig unwahrscheinlich ist, verbleiben neue, großskalige Power-to-X Anlagen für diesen Einsatzbereich.

Verortung der Sektorenkopplung: Der Neubau von Power-to-X Technologien ist in Regionen mit hohen Erzeugungsüberschüssen und damit aus Sicht des Übertragungsnetzes konkret in

den Norden Deutschlands zu verorten. So ist selbst bei regional undifferenzierten Strompreisen sichergestellt, dass der zusätzliche Stromverbrauch nicht hohe zusätzliche Kosten auf Seiten der Netzinfrastruktur oder dem Engpassmanagement verursacht. Ansonsten wären auch emissionserhöhende Konstellationen, wie z. B. ein engpassverursachender Betrieb von Power-to-X Anlagen im Süden, welcher dann einen Redispatch verursacht, bei der Beibehaltung des heutigen Marktdesigns zu erwarten (siehe /FFE-65 18/).

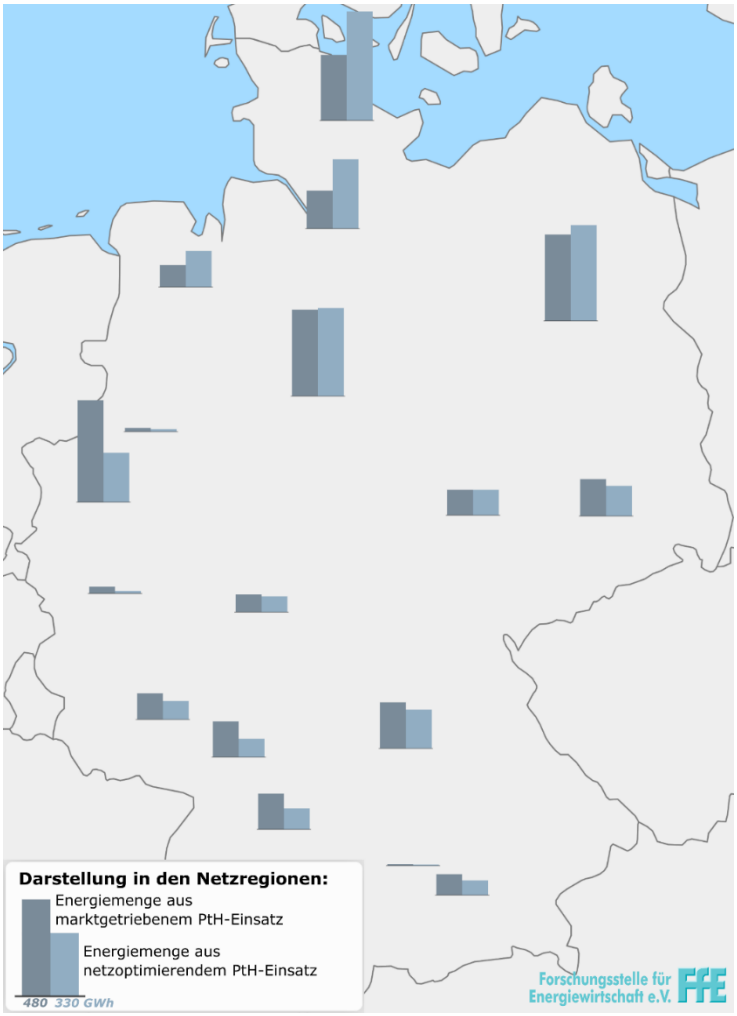


Abbildung 11-47 Gegenüberstellung eines netzdienlichen Power-to-Heat Einsatzes mit dem Einsatz nach Kupferplatten-Strompreisen in Deutschland /FFE-65 18/

Bei der Standortwahl ist nicht nur die absolute Energiemenge aus existierenden und zukünftigen Erneuerbaren zu berücksichtigen. Es gilt vielmehr, eine Abschätzung unter Berücksichtigung der regional verfügbaren Elektrifizierungspotenziale und damit der zukünftig zu erwartenden Residuallastkurve einer Region zu treffen. Insbesondere für Power-to-X-Technologien, deren Verortung noch von vielen weiteren Standortfaktoren, wie beispielsweise der Einspeiseinfrastruktur, abhängig ist, bedarf es einer ganzheitlichen Kostenbetrachtung.

Anpassung von Handelskapazitäten und Gebotszonenzuschnitt: Die Marktberechnungen der untersuchten Szenarien lassen den Zusammenhang erkennen, dass Zeiten hoher Erneuerbarer Erzeugung mit niedrigen inländischen Preisen zusammenfallen und damit auch zu hohen Exportvolumina in den Süden Europas führen. Insbesondere die Kuppelstellen in

den Norden stehen bei hoher Winderzeugung nicht für einen Export zur Verfügung. Eine Elektrifizierung von Anwendungen im Süden in Verbindung mit hohen Exporten zu südlichen Nachbarländern stellt eine enorme Herausforderung an das innerdeutsche Übertragungsnetz dar. Hinzu kommt, dass gemäß Art. 16 Abs. 8 der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung /EU-03 19/ die handelbaren Kapazitäten zwischen allen europäischen Marktgebieten in den nächsten Jahren deutlich erhöht werden sollen und damit der Transportbedarf im intrazonalen Übertragungsnetz weiter steigen wird. Auch wenn die Reduktion von Handelskapazitäten den Druck auf die Übertragungsnetze senken würde, würde die fehlende Energiemenge anderweitig konventionell erzeugt werden müssen. Ob diese Energiemenge nun durch Redispatch von Kraftwerken mit hohen Exporten oder durch geringe Exporte und marktbasierten Kraftwerkseinsatz außerhalb Deutschlands erzeugt wird, ist aus Emissionssicht unerheblich. Nichtsdestotrotz zeigen die Analysen nachfrageseitiger Flexibilität, dass bei einer Fortschreibung der aktuellen Netzausbaugeschwindigkeit und der untersuchten Systementwicklung hinsichtlich Erneuerbaren und Stromnachfrage der heutige Gebotszonenzuschnitt kritisch zu sehen ist. So werden in Zukunft nach /FFE-70 19/ die Zeiten niedriger Emissionskoeffizienten noch deutlicher mit niedrigen Preisen zusammenfallen. Unter Berücksichtigung von Netzengpässen wird jedoch deutlich, dass gerade dann eine Nachfrageerhöhung in bestimmten Regionen Deutschlands (Süden/Süd-Westen) zu einem Redispatch führt und damit den Dekarbonsierungsgedanken der sektorenkoppelnden Technologien widerspricht.

Engpässe innerhalb einer Gebotszone führen dazu, dass niedrige Strompreise seltener mit niedrigen Emissionskoeffizienten der Stromerzeugung zusammenfallen.

Eine Anpassung des Gebotszonenzuschnitts im Sinne einer Aufteilung der deutschen Strompreiszone würde aus Emissionssicht bessere Anreize für einen systemdienlichen und emissionsreduzierenden Betrieb von flexiblen Stromnachfragetechnologien in ganz Deutschland sorgen.

11.6.4.3 Kapazitätsrückgang durch einen Kohleausstieg

Während der Projektlaufzeit hat die Verminderungsmaßnahme des „Kohleausstiegs" bereits die politische Agenda bestimmt und wurde durch die Empfehlungen der „Kohlekommission" in einen konkreten Ausstiegspfad übersetzt. In ihrem Bericht /KWSB-01 19/ adressieren die Experten der Kommission ebenfalls die Frage nach Ersatzkapazitäten. Die dazu durchgeführten Untersuchungen in /FFE-19 18/ zeigen, dass ein Kohleausstieg ohne Ausbau von konventionellen Kapazitäten bei einer gleichzeitigen Elektrifizierung zu einer Deckungslücke in Höhe von bis zu 27 GW in 2030 führen kann. Aus der Analyse verschiedener regionaler Verteilungen der benötigten Back-Up Kapazitäten lässt sich schließen, dass ein Großteil der Kapazität weitestgehend ohne Restriktionen verortet werden kann. Auch hier ist ersichtlich, dass der Zeitpunkt der höchsten Residuallast nicht die größte Netzbelastung darstellt. Entscheidend sind hier die Zeitpunkte hoher Stromerzeugung aus Windenergieanlagen bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage. Zu diesen Zeiten liegt die maximale Netzbelastung vor und es stehen durch den Kohleausstieg nicht ausreichend Kapazitäten zur Erbringung des positiven Redispatches zur Verfügung. Bis zu 3 GW werden im Falle eines Kohleausstiegs in den Elektrifizierungsszenarien zusätzlich im Süden benötigt, um das Marktergebnis durch Redispatch in eine Erzeugungssituation zu überführen, die mit dem Übertragungsnetz kompatibel ist. Diese Erkenntnis deckt sich mit den Ursachen hinter der aktuellen Maßnahme, Kraftwerke für den Redispatch als „besondere netztechnische Betriebsmittel" vorzuhalten /BMWI-123 17/. Dass die reale Vorhaltung größer als die hier

Ein Teil der zukünftigen Spitzenlastkraftwerke sind südlich der Netzengpässe zu positionieren.

identifizierten 3 GW zu dimensionieren ist, kann durch den Charakter der Szenarienanalyse begründet werden. Bei den betrachteten Analysen handelt es sich nur um zwei Szenarien, welche als Indikatoren zur Bestimmung von Rückwirkungen herangezogen werden können. Eine Änderung der getroffenen Annahmen, beispielsweise hinsichtlich der Entwicklung von Handelskapazitäten, hätte an dieser Stelle starke Auswirkungen. Zudem ist herauszustellen, dass die Dimensionierung der Netzreserve zur Gewährleistung der Systemsicherheit zu jedem denkbaren Systemzustand (Wetterbedingungen, Leitungs- und Kraftwerksverfügbarkeiten) mit mehreren Wetterjahren und verschiedenen Verfügbarkeitswerten in Form einer Monte-Carlo-Simulation zu beantworten wäre. Damit zeigt die durchgeführte Analyse eine Tendenz auf, die im Rahmen einer gesonderten Untersuchung genauer zu quantifizieren wäre.

11.6.4.4 Herausforderungen der zukünftigen Netzplanung

Die Analysen zur zukünftigen Übertragungsnetzbelastung durch die untersuchten Verminderungsmaßnahmen im Abgleich mit der tatsächlich stattfindenden Netzplanung und den zugrundeliegenden Szenarien des NEP zeigen, dass der bestätigte Szenariorahmen des aktuellen Netzentwicklungsplans auf Seiten der Erneuerbaren Energien ein hohes Ambitionsniveau aufweist. Die Erreichung der 2030er Emissionsreduktionsziele findet in erster Linie durch eine Dekarbonisierung der Erzeugungsseite statt. Auf Seiten der Endenergiesektoren wird nur eine moderate Steigerung des Stromverbrauchs durch zunehmende Durchdringung von Wärmepumpen und BEVs angenommen. Damit stellt der Netzentwicklungsplan zwar ein Paris-kompatibles Szenario dar, jedoch bleibt die Frage, wie eine weitere Emissionsminderung in den folgenden 20 Jahren zu schaffen ist, offen. Sofern schon früher ein Pfad eingeschlagen wird, der den technologischen Schwerpunkt auf Elektrifizierungsmaßnahmen legt, konnte gezeigt werden, dass daraus ein höherer Netzausbaubedarf resultiert, als er momentan antizipiert wird. In einem solchen Szenario wären die Grundsätze der Netzplanung, stets ein engpassfreies Netz als Ziel zu haben, kritisch zu hinterfragen. Denn so zeigen die in Kapitel 12 untersuchten Gesamtszenarios, dass selbst in der Marktberechnung bei hohen EE-Durchdringungen ein beachtlicher Teil dieser abgeregelt wird. Dieser Anteil wird zwar auch in der Marktbetrachtung des Netzentwicklungsplans als „dumped energy“ adressiert, jedoch findet weder eine netzdienliche Regionalisierung der marktseitig abgeregelten Energiemenge statt, noch wird das Kriterium der Engpassfreiheit aufgeweicht. Im Kontext von Klimapfaden und den dort ausgewiesenen, hohen Zubauraten für Erneuerbare wird eine Diskussion über ein kosteneffizientes Gleichgewicht zwischen Netzausbau und bereits in der Netzplanung zugelassener netzdienlicher Abregelung geführt werden müssen.

Elektrifizierung führt zu einer Erhöhung des Netzausbaubedarfs durch die damit wachsenden EE-Kapazitäten.

11.6.5 Besonderheiten des Sektors

Der Bereitstellungssektor hat aufgrund seines enormen Reduktionspotenzials eine Sonderstellung gegenüber den Endenergiesektoren inne. Neben der Reduktion von Emissionen in der Erzeugung von Strom und Fernwärme kann durch die Herstellung synthetischer Brennstoffe eine indirekte Dekarbonisierung der Endenergiesektoren im Bereitstellungssektor stattfinden. Darüber hinaus weist der Bereitstellungssektor aktuell als einziger Sektor eine nennenswerte sinkende Entwicklung der energiebedingten Emissionen auf. Durch Windenergieanlagen und Photovoltaik stehen emissionsfreie Erzeugungstechnologien mit Marktreife zur Verfügung. Die Analysen zeigen, dass Wind Onshore und Offshore unter den angenommenen technoökonomischen Parametern bereits heute oder zumindest in den nächsten Jahren marktfähig sein werden. Hier zeigt sich jedoch

im Abgleich mit der aktuellen Entwicklung, dass der benötigte Netzausbau und die gesellschaftliche Akzeptanz von Onshore Anlagen beachtliche Hemmnisse darstellen. Die Potenzialanalyse für die Photovoltaik zeigt, dass Dachflächen zwar nur begrenzt verfügbar sind, dafür jedoch die Freiflächen-PVA ein nahezu unbeschränktes Potenzial aufweisen. Darüber hinaus ist bei der Freiflächen-PVA noch eine deutlichere Reduktion der Gestehungskosten zu erwarten.

Mit dem Kernenergieausstieg und Kohleausstieg ist eine starke Verringerung der gesicherten Leistung in den nächsten Jahren zu erwarten. Während der Kernenergieausstieg weitestgehend durch den bestehenden konventionellen Kraftwerkspark in Verbindung mit dem Ausbau der Erneuerbaren kompensiert werden kann, werden spätestens mit dem Rückgang der gesicherten Leistung aus der Kohleverstromung Ersatzkapazitäten benötigt. Vor dem Hintergrund der zu erreichenden Klimaziele und dem parallel stattfindenden Ausbau der Erneuerbaren Energien ist unter Berücksichtigung des aktuellen Marktdesigns der Neubau von Spitzenlastkraftwerken mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet. Die Gefahr, dass die vor 2038 gebauten Gaskraftwerke nur über kurze Zeit ihre Deckungsbeiträge erwirtschaften können und nach wenigen Jahren als „stranded investments" enden, ist sehr hoch (siehe Kapitel 12.1). Mit einem Vorziehen des Kohleausstiegs auf das Jahr 2030 könnten zwar erhebliche Emissionsmengen reduziert werden, dennoch verschärft dieser Schritt den kurzfristigen Bedarf gesicherter Leistung und würde zudem eine Beschleunigung des Erneuerbaren Ausbaus benötigen, um eine Verlagerung der Einsatzzeiten hin zu anderen fossilen Kraftwerken zu verhindern. Wären beide Randbedingungen gegeben, so würde diese Maßnahme mit 105 €/t CO_2 moderate Verminderungskosten aufweisen.

Bereits durch den historischen Zubau Erneuerbarer Energien fand eine Verschiebung der Kostenstruktur von OPEX zu CAPEX statt. Dieser Trend wird sich bei einem ambitionierten Klimapfad noch weiter fortsetzen. Mit Blick auf die kosteneffizienten Maßnahmen aus den Endenergiesektoren, welche zum Großteil eine Umstellung auf den Energieträger Strom beinhalten, wird offensichtlich, dass der Anstieg der Stromnachfrage aufgrund von Elektrifizierung die Effizienzgewinne übersteigen wird. Mit der Verlagerung des Endenergieverbrauchs hin zu Strom werden CAPEX-intensive und emissionsfreie Technologien weiterhin bevorzugt und gleichzeitig geht der Bedarf importierter Energieträger zurück.

Die Elektrifizierung und der Erneuerbaren Ausbau bedeuten einen Wandel von OPEX zu CAPEX im Bereitstellungssektor.

11.7 Abschließende Einordnung der Maßnahmen in den Endenergiesektoren

Um Schwerpunkte für zukünftige Handlungsoptionen in den Endenergiesektoren aufzuzeigen, werden die TOP-Maßnahmen aus den Sektoren Verkehr, Private Haushalte und Industrie abschließend anhand von vier Kriterien eingeordnet. Diese Kriterien wurden im Projekt Dynamis unter Berücksichtigung des Untersuchungsrahmens identifiziert und sind bei der Umsetzung der Maßnahmen in der Praxis aus verschiedenen Gründen von entscheidender Bedeutung. Hierzu zählen neben den dynamischen CO_2-Verminderungskosten aus Systemsicht zudem die CO_2-Verminderungskosten aus Akteurssicht, die Anfangsinvestition sowie die Transformationsgeschwindigkeit.

Während für die **dynamischen CO_2-Verminderungskosten** die Bewertungsergebnisse der Stufe 3 verwendet werden (vgl. Kapitel 11.5), erfolgt die Einordnung der Maßnahmen für die anderen drei Kategorien anhand der für die Stufe 1 definierten Basisvariante im Jahr 2020. Dabei wird die Einstufung der **CO_2-Verminderungskosten aus Akteurssicht** anhand des Quotienten der statischen Verminderungskosten aus Akteurs- und Systemsicht

vorgenommen (vgl. Kapitel 11.1.1, 11.2.1 und 11.3.1). Dieses Verhältnis gibt Aufschluss darüber, in welche Richtung sich die zuvor ausgewiesenen CO_2-Verminderungskosten aus Systemsicht verändern, wenn zusätzliche Preisbestandteile für Energieträger, akteursspezifische Zinssätze und CO_2-Zertifikatskosten berücksichtigt werden. So können mögliche Hemmnisse identifiziert werden, die die Umsetzung einer systemisch sinnvollen Maßnahme aus der Perspektive des Akteurs verhindern. Zur Einordnung der Relevanz der **Anfangsinvestition** wird das Verhältnis der Investition der Maßnahme im Vergleich zur Investition der Referenztechnologie gebildet. Dieser Indikator zeigt auf, inwiefern die Kapitalintensität – unabhängig von der Wirtschaftlichkeit der Maßnahme – ein Umsetzungshindernis darstellen kann. Abschließend erfolgt die Einstufung der **Transformationsgeschwindigkeit** anhand der Lebensdauer der Referenztechnologie. Diese gibt Aufschluss über die Trägheit des Sektors, die aufgrund von langfristigen THG-Reduktionszielen bei der Maßnahmenumsetzung Berücksichtigung finden muss.

In Abbildung 11-48 ist das Ergebnis der Einordnung der TOP-Maßnahmen im Sektor Verkehr anhand der zuvor beschriebenen Kategorien und Indikatoren dargestellt. Neben geringen dynamischen CO_2-Verminderungskosten, zeichnet sich der Sektor aufgrund geringer Lebensdauern vor allem durch sehr hohe theoretische Transformationsgeschwindigkeiten aus. Während die Anfangsinvestition im Vergleich zur konventionellen Alternative für alle Maßnahmen höher ausfällt, ergibt sich für die Verminderungskosten aus Akteurssicht ein unterschiedliches Bild. Die im Vergleich zum konventionellen Kraftstoff höher ausfallenden zusätzlichen Preisbestandteile auf Strom werden für die batterieelektrischen Alternativen durch die hohe Effizienz überkompensiert. Für Brennstoffzellen-Pkw hingegen führen die zusätzlichen Strompreisbestandteile und die Kosten für die Produktion und Verteilung von Wasserstoff zu einer Erhöhung der Verminderungskosten aus Akteurssicht. Neben anderen Hemmnissen wie bspw. der Reichweite und der fehlenden Ladeinfrastruktur, die nicht Fokus der vorliegenden Untersuchung waren, ist somit vor allem die höhere Anfangsinvestition als ein Hemmnis für die Umsetzung von Maßnahmen im Verkehrssektor einzustufen.

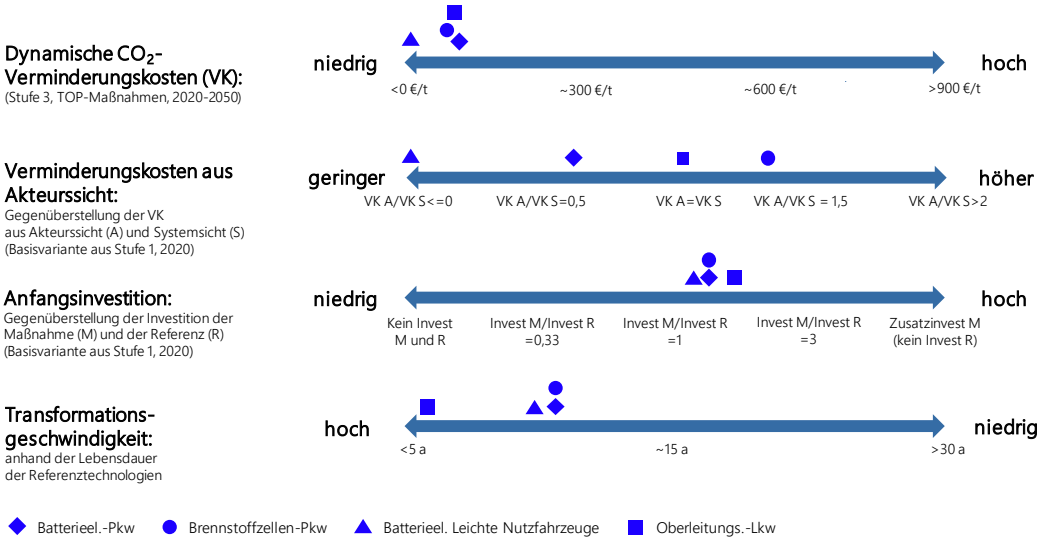


Abbildung 11-48: Abschließende Einordnung der TOP-Maßnahmen im Sektor Verkehr

Wie in Abbildung 11-49 dargestellt, zeigt sich für den Sektor Private Haushalte ein anderes Bild. Die TOP-Maßnahmen im Haushaltssektor weisen nicht nur sehr viel größere Anfangsinvestitionen als die konventionelle Alternative auf, sondern auch hohe dynamische CO_2-Verminderungskosten. Zudem führen die im Vergleich zu Heizöl hohen zusätzlichen

Preisbestandteile auf Strom zu einer Benachteiligung von Elektrifizierungsmaßnahmen wie der elektrischen Wärmepumpe. Neben den geringen Transformationsgeschwindigkeiten, die sich aus den langen Lebensdauern von Heiztechnologien und Gebäuden ergeben, besteht somit eine Vielzahl an Hemmnissen zur Maßnahmenumsetzung in den Privaten Haushalten.

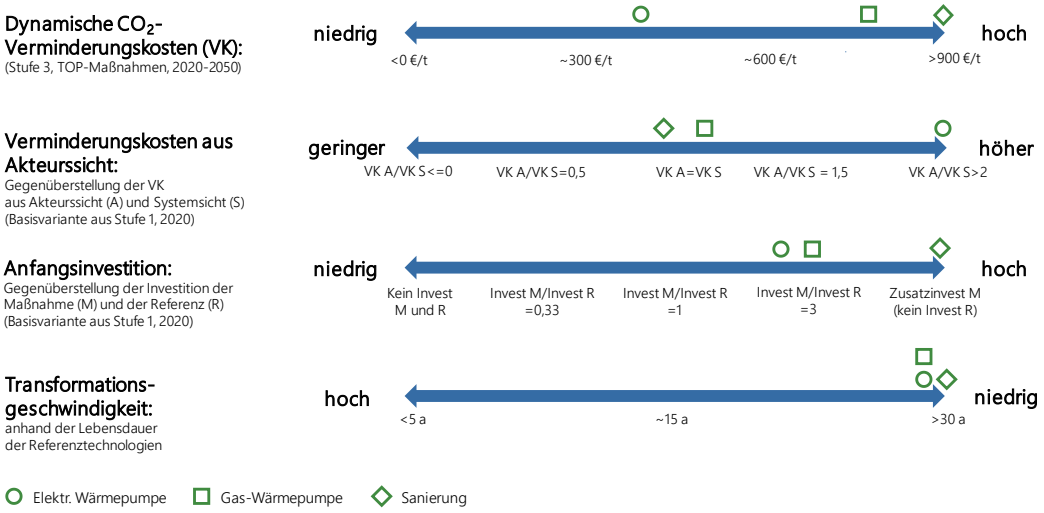


Abbildung 11-49: Abschließende Einordnung der TOP-Maßnahmen im Sektor Private Haushalte

Die in Abbildung 11-50 dargestellten Ergebnisse für den Industriesektor zeichnen ein heterogenes Bild. Während die für die dynamische Bewertung ausgewählte Kombination aus Prozesseffizienzmaßnahmen zu negativen CO_2-Verminderungskosten führt, liegen diese für die CO_2-Abscheidung und den Verfahrensroutenwechsel Stahl im mittleren Bereich. Für alle drei Maßnahmen führen die zusätzlichen Energieträgerkostenbestandteile, die CO_2-Zertifikatskosten sowie der höhere Zinssatz zu höheren Verminderungskosten aus Akteurssicht. Eine Ausnahme hierfür bildet der Teil der Prozesseffizienzmaßnahmen, der aufgrund der Energieeinsparungen negative Verminderungskosten aufweist. Die Berücksichtigung zusätzlicher Preisbestandteile führt in diesem Fall zu noch größeren Einsparungen und somit zu noch negativeren Verminderungskosten aus Akteurssicht. Die Anfangsinvestition kann insbesondere für kapitalintensive Maßnahmen wie die CO_2-Abscheidung, welche eine Zusatzinvestition darstellt, oder den Verfahrensroutenwechsel Stahl ein Hemmnis darstellen. Für die heterogenen Prozesseffizienz-Maßnahmen hingegen ist die Höhe der Anfangsinvestition sehr unterschiedlich und kann die ganze Spannbreite von keiner Investition bis hin zu einer Zusatzinvestition einnehmen. Die Transformationsgeschwindigkeit des Industriesektors ist im Vergleich zum Verkehrs- und Haushaltssektor im mittleren Bereich einzuordnen.

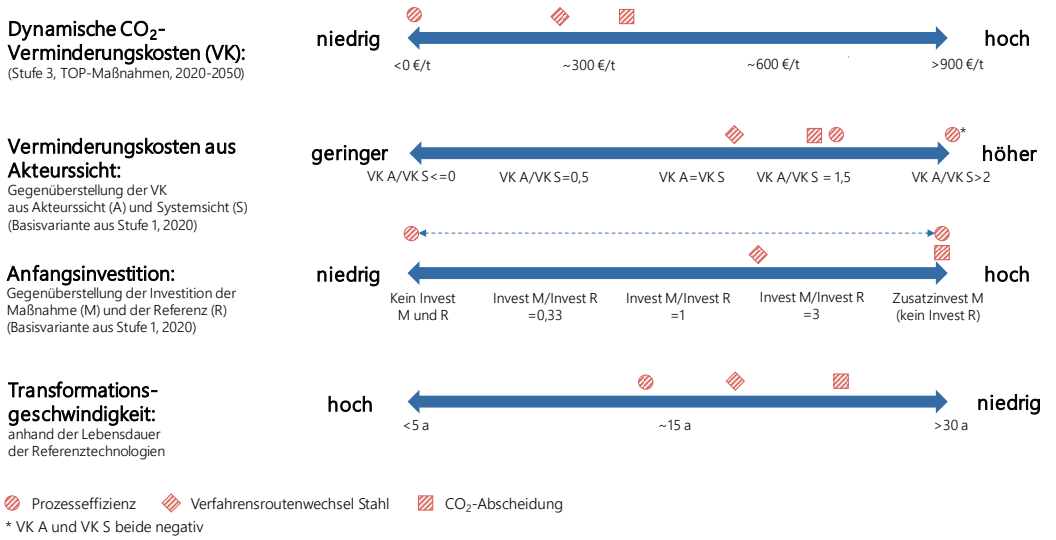


Abbildung 11-50: Abschließende Einordnung der TOP-Maßnahmen im Sektor Industrie

Um die identifizierten Umsetzungshemmnisse zu adressieren, bestehen verschiedene Instrumente, die in Abbildung 11-51 schematisch dargestellt sind. Es lässt sich erkennen, dass neben einer CO_2-Bepreisung ergänzende Instrumente notwendig sind, um die Umsetzung von Maßnahmen anzureizen. So zeigt sich aus den Erfahrungen mit den Lernenden Energieeffizienznetzwerke der FfE beispielsweise, dass sogar die Umsetzung wirtschaftlicher Maßnahmen nicht automatisch erfolgt, sondern gewisse Potenziale erst im Zuge der Beratung aufgezeigt und gehoben werden. Die Erkenntnisse aus den Energieeffizienznetzwerken können zukünftig in Form von Dekarbonisierungsnetzwerken auf CO_2-Verminderungsmaßnahmen übertragen werden. Zudem ist für besonders teure Maßnahmen, die durch einen CO_2-Preis nicht ausreichend angereizt werden, gegebenenfalls eine zusätzliche Förderung notwendig. Dies gilt insbesondere für Technologien, die zukünftig zur Erreichung der Klimaziele in die Umsetzung gelangen müssen. Ebenso können für Maßnahmen, welche geringe Umsetzungsgeschwindigkeiten aufweisen, eine zusätzliche Förderung und ggf. sogar Verbote vonnöten sein, um diese rechtzeitig in die Umsetzung zu bringen. Weiterhin stellt die Überarbeitung der Abgabenstruktur der Energieträger mit stärkerer Orientierung an der CO_2-Intensität der Energieträger eine Möglichkeit dar, um einen wirtschaftlichen Anreiz für die umsetzenden Akteure zu schaffen. Da jedoch nicht nur die Gesamtwirtschaftlichkeit, sondern insbesondere auch die Anfangsinvestition eine wichtige Rolle für Privatpersonen und Unternehmen mit einem kurzfristigen Investitionshorizont spielen, werden zudem ergänzende Finanzierungsinstrumente benötigt.

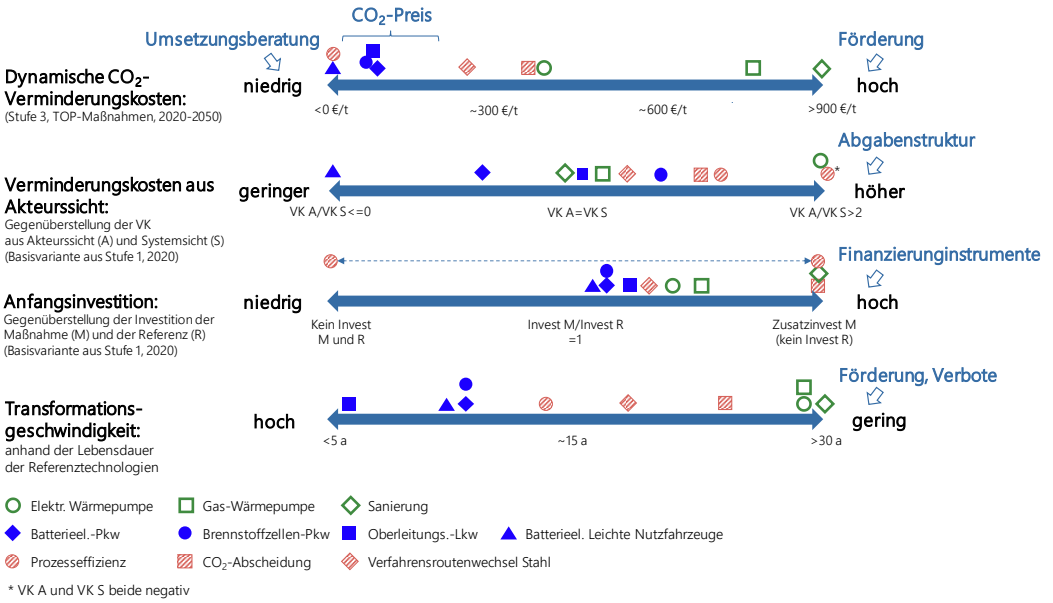


Abbildung 11-51: Mögliche Instrumente zur Adressierung der Umsetzungshemmnisse

Für eine rechtzeitige und großflächige Umsetzung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen in den Endenergiesektoren stellt eine zeitnahe CO_2-Bepreisung mit schnell steigenden Preissignalen eine wichtige Basis dar. Um eine Umsetzung der Maßnahmen anzureizen, muss sich die Höhe des CO_2-Preises an den Verminderungskosten orientieren. Ergänzend sind jedoch weitere Instrumente zur Beratung, Förderung und Finanzierung notwendig, um Umsetzungshemmnisse wie hohe Anfangsinvestitionen zu adressieren und den zum Teil geringen Transformationsgeschwindigkeiten der Endenergiesektoren Rechnung zu tragen.

12 Gesamtszenario

Die Untersuchungen hinsichtlich der mehrstufigen Bewertung von CO_2-Verminderungsmaßnahmen zeigen, dass viele dieser Maßnahmen sowohl aus statischer wie auch dynamischer Sicht als potenziell emissions- und kostensenkend wirken können. Zudem zeigen die Auswertungen nach Stufe 3 in Kapitel 11.5, dass die Wechselwirkungen in einem hochverknüpften Energiesystem sehr komplex sein können. So sind erste Indikatoren vorhanden, dass sich einige Maßnahmen potenziell gut ergänzen könnten, während andere Maßnahmenkombinationen auf einem grundsätzlich verschieden ausgestalteten Bereitstellungssektor basieren. Beispielsweise wirken sämtliche Elektrifizierungsmaßnahmen nur bei einem starken Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor auch dekarbonisierend. Durch die Bildung vollständiger Szenariowelten und -pfade soll in diesem Kapitel durch einen explorativen Ansatz ein Klimaszenario entwickelt werden, welches die Erkenntnisse aus den vorangegangenen Analysen vereint.

Die Erstellung eines kostenoptimal ausgestalteten Klimapfades stellt eine zentrale Forschungsfrage in der Energiesystemmodellierung dar. Dabei ist insbesondere die Fragestellung der sektorenübergreifenden Optimalität zu adressieren: Die erzeugungsseitigen Emissionen sind das Berechnungsergebnis einer Systemkostenoptimierung, welche die Einhaltung eines Emissionsbudgets als Nebenbedingung besitzt. Demgegenüber werden die direkten Emissionen der Endenergiesektoren, wie beispielsweise Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie, durch die innerhalb der Sektormodelle errechnete Entwicklung der Energieträgernachfrage bestimmt. Diese Entwicklung wird maßgeblich vom Zeitpunkt und dem Umfang der Verminderungsmaßnahmen beeinflusst, welche innerhalb des Szenarios angenommen werden. An dieser Stelle wird deutlich, dass zur Errechnung eines optimalen Klimapfades ein sektorübergreifendes Optimierungsmodell notwendig wäre, welches alle sektorspezifischen Interdependenzen und Opportunitäten abbildet und gleichzeitig die Wechselwirkungen auf den Weltmärkten für Rohstoffe berücksichtigt. Aufgrund des nicht zu bewältigenden Umfangs einer solchen Modellierung wird im Kontext dieser Studie ein exploratives Vorgehen gewählt, das auf einer transparenten Beschreibung und Begründung der gewählten Verminderungsmaßnahmen basiert.

Explorative Entwicklung eines Klimapfades im Spannungsfeld zwischen Modellierbarkeit und Realitätsnähe.

Zunächst werden einzelne anwendungsseitige Maßnahmen in einem mehrstufigen Bewertungsverfahren evaluiert und deren Wechselwirkungen innerhalb des Sektors bzw. die Rückwirkungen auf den Bereitstellungssektor beschrieben (vgl. Kapitel 11). Auf Grundlage dieser Erkenntnisse werden die im Nachfolgenden beschriebenen Gesamtszenarien „Elektrifizierung“ in Kapitel 12.1 und „Technologiemix“ in Kapitel 12.2 gebildet. Sie stellen eine sequenzielle Weiterentwicklung der Einzelmaßnahmenbewertung dar, welche zum Ziel hat, sich einem kostenoptimalen Gesamtsystem anzunähern. In der Gesamtbewertung wird dann unter Berücksichtigung des kostenoptimierten Bereitstellungssektors ersichtlich, welche Maßnahmenkombinationen einem globalen Kostenoptimum entgegenstehen und welche sich besonders gut ergänzen. Neben der Reihenfolge und dem Umsetzungsgrad von Verminderungsmaßnahmen in den Endenergiesektoren wird auch der Einsatz nachfrageseitiger Flexibilisierungsoptionen als systemkostensenkende Maßnahme iterativ optimiert. Um die Wechselwirkungen mit dem europäischen Umland zuzulassen, aber keine Emissionsverlagerung in der Stromerzeugung in das Ausland zu verursachen, gilt für die

Berechnungen der Gesamtszenarios als Randbedingung, dass die maximalen Emissionen pro Nachbarland und Jahr den Emissionen aus dem Startszenario entsprechen.

Als Ziel steht der in Kapitel 12.4 beschriebene 95 %-ige Reduktionspfad, der zwar nicht im Sinne einer mathematischen Optimierung ein Kostenminimum darstellt, aber dennoch eine realistische und effizient zusammenwirkende Entwicklung von Verminderungsmaßnahmen aller Sektoren zusammenführt.

„fuEL": Der 95 %-Klimapfad im Projekt Dynamis

Während die beiden Zwischenschritte „Elektrifizierung" und „Technologiemix" hinsichtlich ihrer zentralen Erkenntnisse ausgewertet werden, erfolgt für das Szenario „fuEL" [fju:ɛl] analog zum Startszenario eine vollständige Beschreibung des Szenarios und ein Vergleich mit eben diesem Startszenario.

12.1 Elektrifizierung

Eine Analyse vergleichbarer Klimapfade zeigt, dass diese teilweise verstärkt auf Elektrifizierung setzen und mehr als die Hälfte des Endenergieverbrauchs im Zieljahr durch strombasierte Anwendungen nachgefragt wird. Oft wird auch ein reines „Elektrifizierungsszenario" erstellt. In Abbildung 12-1 ist eine Gegenüberstellung des Anteils von Strom am Endenergieverbrauch in den zentralen Klimapfad-Studien dargestellt.

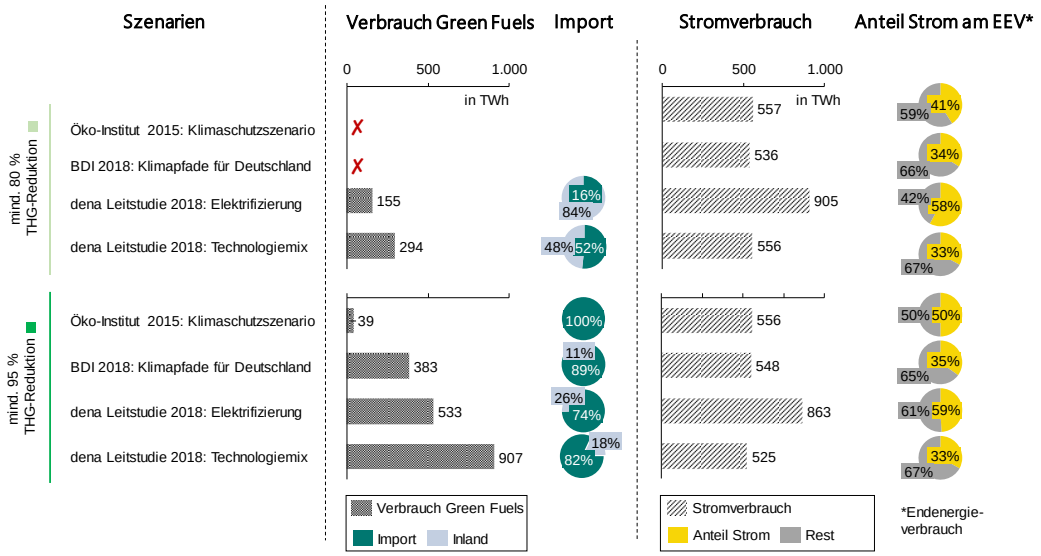


Abbildung 12-1 Verbrauch von Green Fuels und Elektrifizierungsraten ausgewählter Klimapfad-Studien im Zieljahr 2050 nach /FFE-38 18/

Mit Blick auf die Ergebnisse der Einzelmaßnahmenbewertung lässt sich diese Maßnahmenauswahl als vielversprechend bestätigen. Denn so können den Elektrifizierungsmaßnahmen, wie Elektromobilität oder elektrischen Wärmepumpen, folgende Vorteile zugeschrieben werden: Zum einen ist die elektrische Anwendung meist effizienter als das nicht-elektrifizierte Pendant. Zum anderen stehen aus technologischer Sicht für einen Großteil der heute auf fossilen Brennstoffen basierenden Anwendungen elektrische Alternativen bereit. Eine Technologieentwicklung im Umfang, wie sie beispielsweise für eine dekarbonisierte Wasserstoffwirtschaft erforderlich wäre, ist hierfür nicht nötig. Darüber hinaus ist eine zügige Dekarbonisierung des Energieträgers Strom, im Gegensatz zu den anderen heute umfänglich genutzten Energieträgern, innerhalb des Betrachtungszeitraums realistisch.

Insbesondere da innerhalb der nächsten zehn Jahre gemäß dem Startszenario eine Reduktion des Emissionskoeffizienten von Strom um ~ 30 % zu erwarten ist (siehe Tabelle 5-9).

Maximale Elektrifizierung: „So umfangreich und schnell wie möglich".

Dem explorativen Charakter des Szenarios entsprechend, wird neben der Maßgabe „so umfangreich wie möglich", auch die Prämisse „so schnell wie möglich" zu elektrifizieren angesetzt. Damit sollen die maximalen Umstellungsgeschwindigkeiten bei der Technologiedurchdringung in den Endenergiesektoren genutzt werden. Konkret bedeutet dies zum Beispiel im Verkehrssektor, dass mit der Neuzulassung eines Pkw ab 2021 stets die elektrische Alternative, sofern verfügbar, gewählt wird. Das Ergebnis dieser anwendungsseitigen Entwicklung ist in Tabelle 5-5 dargestellt.

Tabelle 12-1: Zusammenfassung charakteristischer Größen für den Stromverbrauch in den Endenergiesektoren im Elektrifizierungsszenario

Verkehr	Gebäude (Haushalte & GHD)	Industrie
• Batterieelektrische Fahrzeuge • Oberleitungs-Lkw • Vollkommene Elektrifizierung im Schienen- und Straßenverkehr 2050: • 38 von 42 Mio. Pkw elektrisch • 136 TWh Strom zusätzlich	• Elektrifizierung durch Luft- und Erdwärmepumpen • Sanierungsrate 1,1 %/a • Haushaltsstromverbrauch sinkt auf 84 TWh 2050: • 13 von 18 Mio. Gebäude werden mit Wärmepumpen versorgt • 62 TWh Strom zusätzlich (Haushalte) • 28 TWh Strom zusätzlich (GHD)	• Elektrifizierung der Prozesswärme unter 240 °C (durch Wärmepumpen und Elektrodenheizkessel • Verfahrensroutenwechel Stahl und Glas 2050: • 2/3 des Stahls sind „E-Stahl", • 60 TWh Strom zusätzlich

Die hier aufgelisteten Maßnahmen stellen nur einen Ausschnitt der im Szenario umgesetzten Elektrifizierungsmaßnahmen dar. Die Summe aller Maßnahmen führt zu einer deutlichen Erhöhung der Stromnachfrage gegenüber dem Startszenario. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 12-2 dargestellt.

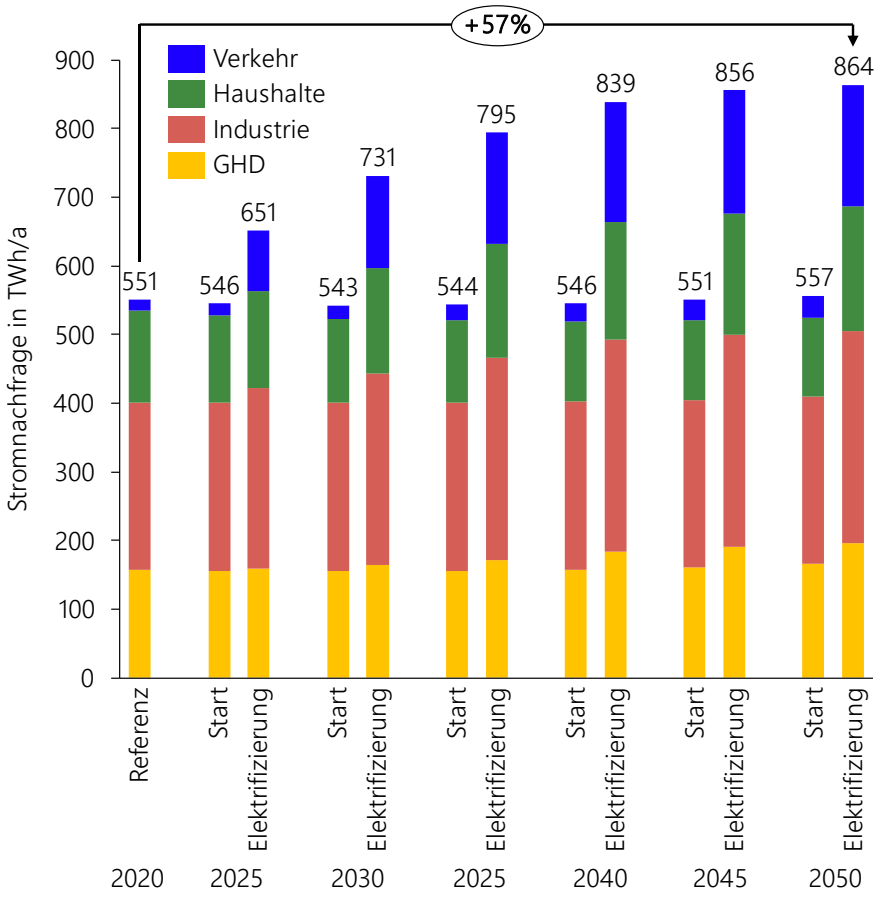


Abbildung 12-2 Entwicklung der Stromnachfrage im Startszenario und Elektrifizierungsszenario in TWh/a

Während die Stromnachfrage in der Referenz, dem Startszenario, konstant im Bereich von ~550 TWh/a liegt, steigt sie im Elektrifizierungsszenario um 33 % in den ersten zehn Jahren und um 57 % über den gesamten Betrachtungszeitraum an. In den ersten Jahren ab Maßnahmenumsetzungsbeginn in 2021 zeigt sich, dass der Verkehrssektor eine besonders hohe Dynamik aufweist. Durch hohe Neuzulassungsraten und verhältnismäßig kurze Nutzungsdauern kann unter den getroffenen Annahmen eine beschleunigte Umstellung auf batterieelektrische Fahrzeuge gelingen. In den darauffolgenden Jahren kommen die Maßnahmen der übrigen Sektoren hinzu, wobei sich der Sektor der privaten Haushalte aufgrund der niedrigen Austauschraten von Heizsystemen durch eine größere Trägheit auszeichnet. Da in den Sektoren PHH und GHD in erster Linie Wärmeanwendungen elektrifiziert werden, ist ein besonderes Augenmerk auf das daraus resultierende Nachfrageprofil für Strom zu legen. In Abbildung 12-3 ist zu erkennen, dass sich die Stromnachfrage insbesondere in der kalten Jahreszeit im betrachteten Elektrifizierungsszenario überproportional erhöht.

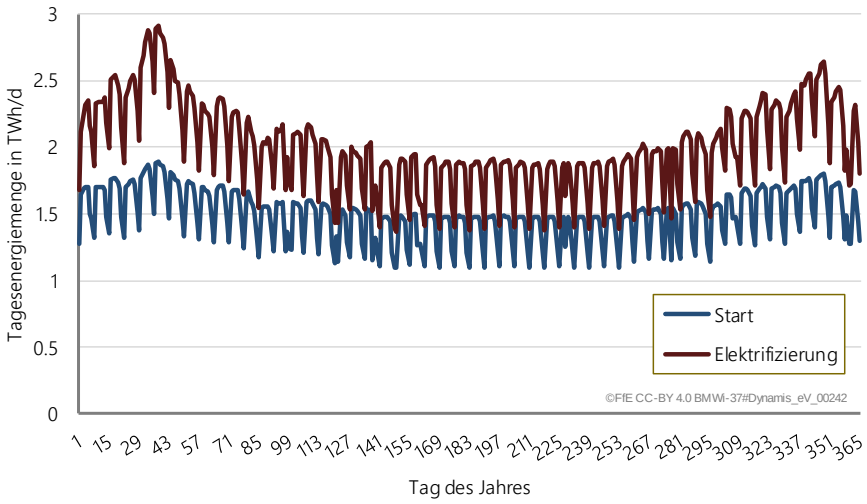


Abbildung 12-3 Stromnachfrageprofil der Szenarien „Start“ und „Elektrifizierung“ als Tagesenergiemengen im Jahr 2030

Extraproportionale Erhöhung der Stromnachfrage zu „kalten“ Jahreszeiten durch Elektrifizierung von Raumwärmeanwendungen.

Die mittlere Lasterhöhung gegenüber dem Startszenario liegt bei ca. 35 %. Gleichzeitig steigt die Spitzenlast in stündlicher Auflösung bereits im Jahr 2030 auf 153 GW, was einer 65 %-igen Zunahme entspricht. Diese Spitze stellt eine Herausforderung an die Ausgestaltung der Elektrizitätsinfrastruktur dar. Die Optimierungsergebnisse des Bereitstellungssektors zeigen, dass die benötigten Kapazitäten an Gasturbinenkraftwerken im Jahr 2030 um 50 GW und 2050 um 70 GW über den Kapazitäten des Startszenarios liegen. Ergänzend dazu werden bis 2050 zur Flexibilisierung des Systems und der Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung ca. 16 GW Elektrokessel und Großwärmepumpen benötigt. Ca. 45 GWh an Großbatteriespeichern stellen in Kombination mit einem emissionsfreien Erzeugungspark von 251 GW PVA, 53 GW Offshore WEA und 126 GW Onshore WEA den übrigen Teil der Stromerzeugungsinfrastruktur dar. Damit liegen die installierten Leistungen Erneuerbarer Energien um den Faktor zwei über denen des Startszenarios.

Das Szenario erreicht eine Reduktion der THG-Emissionen gegenüber 1990 um 78 %. Dies ist insofern bemerkenswert, als dass keine CO_2-Obergrenze in der Optimierung berücksichtigt wurde. Alleine die Umstellung auf den Energieträger Strom führt zum einen zu einer effizienteren Nutzung von Energieträgern und zum anderen kann das Dekarbonsierungspotenzial durch Erneuerbare Energien genutzt werden. Der zusätzliche Strombedarf wird primär durch den Ausbau der Erneuerbaren gedeckt. So liegt der Emissionskoeffizient von Strom im Jahr 2030 bei 0,194 kg/kWh, während er im Startszenario leicht höher bei 0,238 kg/kWh liegt. Bis in das Jahr 2050 fällt dieser auf ~0,07 kg/kWh und liegt damit im Bereich des Startszenarios. Die Ausbaudynamik der Erneuerbaren bestätigt die Erkenntnisse aus der Einzelmaßnahmenbewertung, dass unter den getroffenen Annahmen bis 2030 Onshore WEA und Offshore WEA in Verbindung mit Gasturbinenkraftwerken die kosteneffizienteste Variante darstellen und in den darauf folgenden Jahren PVA und Großbatteriespeicher einen massiven Zuwachs erfahren.

Dass die Bedarfsentwicklung diese Verschiebung der erzeugungsseitigen Kosten aufgrund der einfachen Prämisse „so schnell wie möglich“ nicht berücksichtigt, stellt eine offensichtliche Schwäche des Szenarios dar. Darüber hinaus weisen der gesamte Pfad und auch der Endzustand des Energiesystems in 2050 Ineffizienzen auf, die im Nachfolgenden analysiert werden.

Als erster Punkt sind die Zeitpunkte besonders hoher und besonders niedriger Residuallasten zu adressieren, welche in Abbildung 12-4 in Form einer Jahresdauerlinie auf der linken und rechten Seite sichtbar werden.

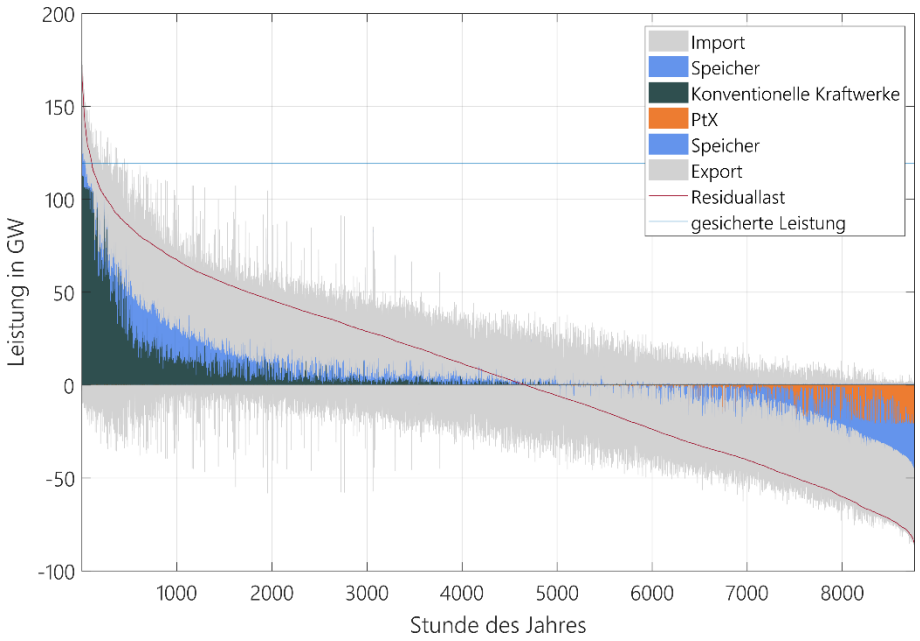


Abbildung 12-4: Jahresdauerlinie der Residuallast, Elektrifizierungsszenario im Jahr 2050 für Deutschland

Der Strom für den Betrieb elektrischer Heizsysteme zu besonders kalten Zeitpunkten weist auch 2050 einen hohen fossilen Anteil auf.

Zu Zeiten niedriger Temperaturen besteht ein besonders hoher Heizwärmebedarf, welcher sich zusätzlich aufgrund niedriger Leistungszahlen der Wärmepumpen zu diesen Zeitpunkten in einer erhöhten elektrischen Last niederschlägt. Auch wenn das System über das gesamte Jahr betrachtet zu den meisten Zeitpunkten eine emissionsfreie und effiziente Wärmeversorgung gewährleistet, verursachen diese Stunden im Jahr hohe Emissionen. Denn so wird der Strom in Zeiten hoher Residuallasten von konventionellen Gaskraftwerken bereitgestellt. Berücksichtigt man die niedrigen Leistungszahlen von Wärmepumpen an diesen kalten Tagen, so wird deutlich, dass die Gesamteffizienz der Wärmeversorgung zu einzelnen Stunden unter dem Wirkungsgrad eines klassischen Gaskessels liegen kann. Um dem entgegenzuwirken und damit Emissionen wie auch Kosten zu senken, erscheint eine Hybridisierung und Flexibilisierung der Heizwärme in den Sektoren PHH und GHD sinnvoll. Auf der rechten Seite der Abbildung wird deutlich, dass in ca. 4000 Stunden im Jahr ein Überschuss Erneuerbarer Energien vorhanden ist. Die Integration dieser gelingt durch klassische Stromspeicher wie Großbatterien und Pumpspeicherkraftwerke, jedoch nur zu einem geringen Anteil durch Power-to-X Technologien. In diesem Szenario verbergen sich hinter dieser Komponente ausschließlich Power-to-Heat Anwendungen in der öffentlichen Fernwärme. Anstatt die weiteren Überschüsse zu niedrigen Preisen zu exportieren oder abzuregeln, wäre eine Nutzung durch Umwandlungstechnologien, wie Power-to-Wasserstoff oder -Methan, denkbar.

Der zweite Punkt richtet den Fokus auf die Entwicklung der Deckungsbeiträge von klassischen, konventionellen Erzeugungstechnologien. Wie in Kapitel 4.4.2 beschrieben, liegt der Berechnung ein sequenzielles Verfahren zugrunde. Das bedeutet, dass für jedes Stützjahr unter Berücksichtigung der vorangegangenen Stützjahre optimiert wird. Eine integrale Betrachtung über den gesamten Zeitraum findet in der Optimierung nicht statt. Aufgrund der mangelnden Voraussicht des Systems werden so Kraftwerkskapazitäten in den ersten Jahren

zur Deckung der stark wachsenden Spitzenlast zugebaut, die in den späteren Jahren nur noch mit sehr wenigen Volllaststunden betrieben werden. Daraus resultierend verringern sich die Deckungsbeiträge (siehe Abbildung 12-5) in den späteren Jahren und die Anlagen können als „stranded investments“ nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden.

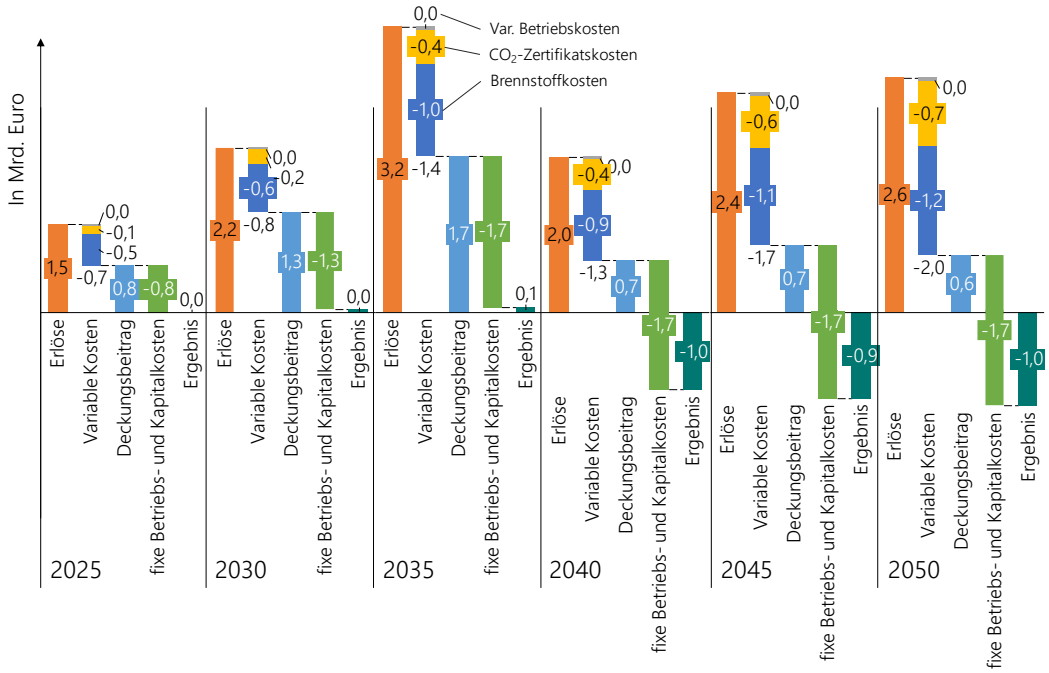


Abbildung 12-5: Entwicklung der Kostenbilanz des modellendogenen Zubaus von Graskraftwerken

Für die Weiterentwicklung des Szenarios bleibt festzuhalten, dass die hohe Elektrifizierungsgeschwindigkeit eine bereitstellungsseitige Anpassung induziert, die in einem überdimensionierten konventionellen Kraftwerkspark resultiert. Sowohl Lastflexibilisierung, wie auch eine leichte Verschiebung des Elektrifizierungspfades hin zu späteren Jahren, erscheint hier sinnvoll.

Wenn Anwendungen elektrifiziert werden und damit ein Technologiewechsel stattfindet, so kann durch Flexibilisierung dieser ein Mehrwert aus Systemsicht geschaffen werden.

Auch die Kostenaufschlüsselung der Endenergiesektoren bestätigt die These, dass die Maßgabe „schnell“ und „umfangreich“ zu elektrifizieren, dazu führt, dass Anwendungen mit sehr hohen Investitionen und geringen Verbräuchen ebenfalls elektrifiziert werden. Die Elektrifizierung des Langstreckengüterverkehrs ist hier ein anschauliches Beispiel. Jedoch steht der Langstreckengüterverkehr stellvertretend für alle Straßenverkehrsbereiche bzw. –klassen, die Batterien benötigen, welche auf lange Strecken ausgelegt sind. Unter den gewählten Annahmen sind das neben den Sattelzugmaschinen in erster Linie Fahrzeuge der Pkw-Oberklasse, deren frühe Elektrifizierung große Differenzkosten im Vergleich zum Startszenario zur Folge hat. Wenngleich eine spätere Elektrifizierung die Differenzkosten senken würde, wäre kurzfristig die Verwendung von Gasfahrzeugen denkbar. Auch eine verstärkte Durchdringung von Brennstoffzellenfahrzeugen in frühen Jahren, führt nicht zu sinkenden Mehrkosten in diesen Bereichen. In späteren Jahren des Simulationszeitraums stellen auch Brennstoffzellenfahrzeuge eine geeignete Alternative dar.

12.2 Technologiemix

Technologiemix: Geringere Elektrifizierung und mehr Green Fuels

Dem explorativen Grundsatz der Szenarioentwicklung folgend, wird im sogenannten „Technologiemix“-Szenario versucht, die Vorteile der Elektrifizierung beizubehalten und

gleichzeitig durch die Hinzunahme von weiteren Energieträgern dem System ausreichende Flexibilitätsoptionen zur Verfügung zu stellen. Als zentrale Abwandlung ist die Reduktion des Umfangs der Elektrifizierung und die Umstellung von Endenergieanwendungen auf Wasserstoff anzuführen. In Tabelle 12-2 sind die charakteristischen Größen der Endenergiesektoren zu finden.

Tabelle 12-2: Zusammenfassung charakteristischer Größen in den Endenergiesektoren im Technologiemix Szenario

Verkehr	Gebäude (Haushalte & GHD)	Industrie
• Technologiemix aus Elektro-, Wasserstoff- und SNG-Antrieben • Elektrifizierung kleiner Lkw, Brennstoffzellen und Oberleitungen für Schwerlastverkehr 2050 Fahrzeugverteilung: • 6 Mio. elektrisch (44 TWh Strom zusätzlich), • 15 Mio. Brennstoffzellen (72 TWh) • 18 Mio. SNG (129 TWh)	• Elektrifizierung durch Luft- und Erdwärmepumpen • Sanierungsrate 1,1 %/a • Haushaltsstromverbrauch sinkt auf 84 TWh 2050: • 13 von 18 Mio. Gebäude werden mit Wärmepumpen versorgt • 62 TWh Strom zusätzlich (Haushalte) • 28 TWh Strom zusätzlich (GHD) • 15 TWh Gase	• Umstellung der Primärstahlproduktion auf Wasserstoff • Umrüstung der Zement- und Kalkproduktion • Energieträgerwechsel für Hochtemperaturwärme 2050: • 21 TWh Wasserstoff • 7 TWh Strom zusätzlich • 213 TWh andere Gase

Bei der Berechnung der Systemantwort aus dem Bereitstellungssektor wird die zusätzliche Randbedingung gesetzt, dass die Gesamtemissionen des Technologiemix-Szenarios den THG-Emissionen des Elektrifizierungsszenarios entsprechen müssen. Damit ergibt sich auch hier eine Reduktion der THG-Emissionen in Höhe von 78 % gegenüber 1990. Da nun auch die Umwandlung von Strom in Energieträger, wie Wasserstoff, synthetisches Methan oder Fischer-Tropsch-Kraftstoffe modellendogen ermöglicht wird, muss eine solche Emissionsgrenze gesetzt werden, da die entsprechenden Energieträgernachfragen sonst stets vollständig durch die günstigere fossile Alternative ersetzt werden würden. Zudem wird angenommen, dass im nicht-europäischen Ausland emissionsfrei hergestellte synthetische Kraftstoffe zu den in Kapitel 11.6.2 dokumentierten Kosten importiert werden können.

Als Ergebnis der modifizierten Maßnahmenumsetzung steigt die Stromnachfrage im Jahr 2030 gegenüber dem Startszenario um nur 11 %, anstelle von 35 % im Elektrifizierungsszenario. Die Verringerung der Spitzenlast hat zu Folge, dass sich die Kapazitäten der Gasturbinenkraftwerke zur Deckung der Spitzenlast um 33 % gegenüber dem Elektrifizierungsszenario reduzieren. Weitere positive Effekte der zunehmenden Flexibilisierung durch den Ausbau der Wasserstoffelektrolyse auf 32 GW_{el} im Jahr 2050 ist eine Reduktion der abgeregelten Energiemenge um 19 TWh (-45 %) gegenüber der Elektrifizierung. Die Gesamtkosten des Bereitstellungssektors sinken von ca. 47 Mrd. €/a im Jahr 2050 im Elektrifizierungsszenario auf ca. 40 Mrd. €/a im Technologiemix-Szenario. Die wesentlichen Treiber sind die Reduktion der Erzeugungsleistung des konventionellen Kraftwerksparks (-8 Mrd. €/a ggü. dem Elektrifizierungsszenario) und die leicht verringerten Investitionen in Erneuerbare Energien (-2,6 Mrd. €/a). Dem wirken zum Großteil die Investitionen in Elektrolyseure (+2 Mrd. €/a) und sonstige Investitionen, wozu insbesondere Fernwärme Power-to-Heat Anlagen gehören, entgegen (+1,1 Mrd. €/a). Die Aufschlüsselung der Systemkosten des Bereitstellungssektors im Jahr 2050 ist in Abbildung 12-6 zu finden.

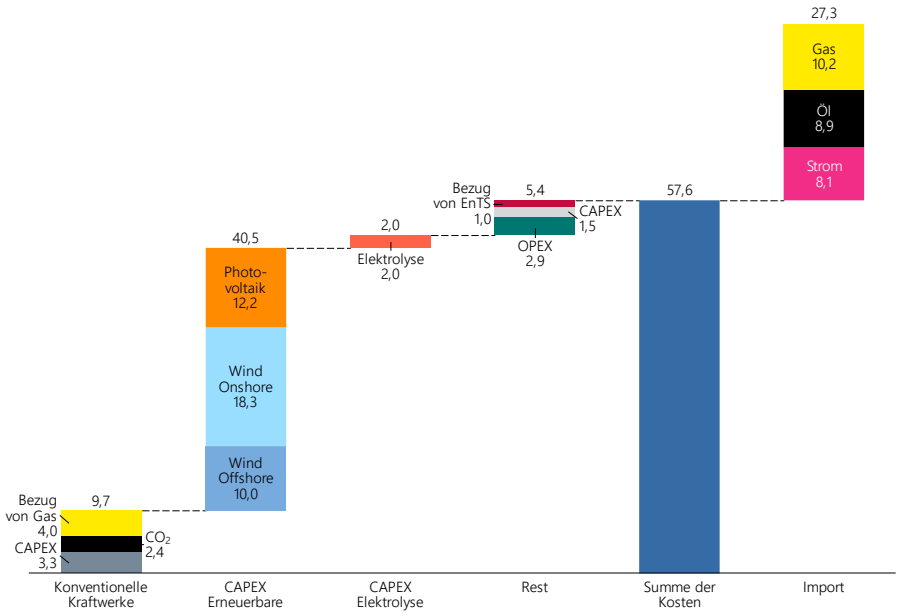


Abbildung 12-6 Kostenstruktur im Technologiemix-Szenario im Jahr 2050

Dem stehen deutlich geringere Kosten in den Endenergiesektoren gegenüber, da hier nun einige sehr teure Anwendungen, wie beispielsweise das Oberklassesegment im Verkehr, nicht elektrifiziert werden. Stattdessen werden in den Bereichen, in denen Elektrifizierung zu sehr hohen Differenzkosten führt, Alternativen wie Gasfahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge eingesetzt. Durch sehr kurze Lebensdauern im Verkehrsektor führt dies zu einer starken Senkung der Kosten. Über alle Sektoren hinweg betrachtet liegen die Annuitäten im Jahr 2050 im Szenario Technologiemix damit um 78 Mrd. € unter den Kosten des Elektrifizierungsszenarios.

Der Technologiemix erreicht die Emissionsminderung kosteneffizienter als das Elektrifizierungsszenario, dennoch stellt es eine ungünstige Ausgangssituation für weitere Minderungsmaßnahmen dar.

Um das gesetzte Emissionsziel zu erreichen, scheint das Technologiemix-Szenario auf den ersten Blick besser geeignet zu sein. Hinsichtlich der Transformationsgeschwindigkeit der Stromerzeugung und der Speicherinfrastruktur sowie der Nutzung von Flexibilität aus den Power-to-X-Technologien ist diese Aussage sicherlich zutreffend. Dennoch weist auch dieses Szenario einige Schwächen auf, die sich wie folgt darstellen:

Zum einen werden auch in diesem Szenario nahezu alle Heizwärmeanwendungen ungesteuert eingesetzt. Eine Flexibilisierung durch die Nutzung eines Pufferspeichers und eine Hybridisierung ließe sich insbesondere in einem Szenario mit höherem Ambitionsniveau im Klimaschutz kostensenkend einsetzen.

Zum anderen werden zwar durch die Reduktion des Elektrifizierungsumfangs im Bereitstellungssektor Kosten eingespart. Diese verlagern sich jedoch in die Endenergiesektoren, die im Jahr 2050 6,6 Mrd. €/a höhere Ausgaben für den Brennstoffimport von Erdgas und Mineralölprodukten aufbringen müssen. Obwohl in diesem Szenario emissionsfreie synthetische Kraftstoffe aus dem Ausland importiert werden können, erfolgt kein Import im Rahmen der Optimierung, da die inländischen Opportunitäten zur Erreichung des Emissionsziels von -78 % günstiger sind.

Eine zentrale Schwachstelle des Szenarios stellt zudem die Transformationsgeschwindigkeit von Wasserstoffanwendungen dar. Die aus technologischer Sicht auf Wasserstoff umstellbaren Anwendungen in den Sektoren Industrie und Verkehr werden im Technologiemix Szenario mit einer hohen Austauschrate in das System gebracht. Dabei ist die

Summe der EE-Überschüsse, wie in Abbildung 12-7 zu sehen, bis in das Jahr 2040 zu gering, um eine vollständige Bereitstellung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyseure zu gewährleisten. Denn so ist das Resultat, dass bis in das Stützjahr 2040 der Wasserstoff anteilig durch Dampfreformierung bereitgestellt wird.

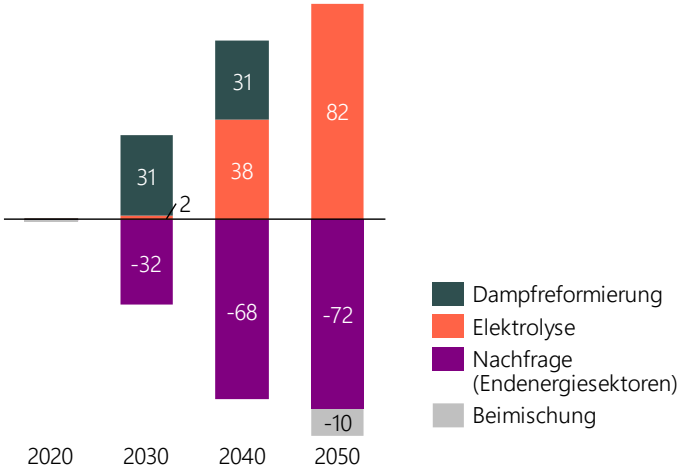


Abbildung 12-7 Energiebilanz Wasserstoff im Technologiemix Szenario für das Jahr 2050 in TWh/a

Ab 2050 sind die Zeiten niedriger Preise und hoher Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ausreichend, um neben der Deckung des Wasserstoffbedarfs auch eine Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz zu gewährleisten.

12.3 Fazit der explorativen Szenarioanalyse

Die Minderungskosten zeigen: Elektrifizierung first! Allerdings nur bei ausgewählten Anwendungen.

Die Voranalyse soll die komplexen Wechselwirkungen zwischen Endenergieanwendungen und der Energieträgerbereitstellung verdeutlichen. Es wird ersichtlich, dass synthetische Kraftstoffe, sowohl in der inländischen Produktion wie auch über den Export erst als letzte Optionen bei hohen Reduktionszielen zum Einsatz kommen. Für die Jahre 2020 bis 2035 ist in erster Linie eine Elektrifizierung in Kombination mit einem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren zu präferieren. Je nach Transformationsgeschwindigkeit des Endenergiesektors ist diese Elektrifizierung besonders schnell, wie in den privaten Haushalten, oder in moderater Geschwindigkeit, wie im Verkehrssektor, durchzuführen. Sowohl die systemdynamische Bewertung wie auch die Betrachtung der beiden analysierten Szenarien zeigt, dass WEA kurzfristig zu den niedrigsten Verminderungskosten führen. Mittel- und Langfristig sind PV-Freiflächenanlagen aus Systemsicht die kostengünstigste Erzeugungstechnologie. Für die beiden betrachteten 78 %-Emissionsminderungspfade ist die Relevanz des erneuerbaren Ausbaus zu unterstreichen. Denn so findet in beiden Szenarien eine Vervierfachung der heute installierten Erneuerbaren Erzeugungsleistung in Deutschland statt.

Bei 78 % THG-Minderung kommen noch keine Green Fuels zum Einsatz.

Eine effiziente Integration dieser Erneuerbaren Energiemengen bei gleichzeitiger Reduktion des Bedarfs an Spitzenlastkraftwerken und Batteriespeichern, wie er im Elektrifizierungsszenario zu beobachten ist, kann durch eine Flexibilisierung der Endenergieanwendungen im Zuge der Elektrifizierung erreicht werden. Konkret sind die Maßnahmen gesteuertes Laden von batterieelektrischen Fahrzeugen und die Flexibilisierung der Wärmepumpe als Technologien mit großem Flexibilisierungspotenzial zu nennen.

Abgesehen von Wasserstoff spielen Green Fuels in den betrachteten Pfaden mit einer THG-Minderung von 78 % nur eine untergeordnete Rolle. Eine darauf aufbauende Sensitivitätsanalyse, die bei gleichbleibender Energieträgernachfrage aus den Endenergiesektoren eine 95 %-ige Reduktion der Emissionen vorsieht, zeigt, dass Green Fuel Importe und die inländische Elektrolyse mit Methanisierung erst nach umfangreicher Nutzung des Erneuerbaren Potenzials und der nahezu vollständigen Umstellung der Stromerzeugung auf emissionsfreie Technologien stattfindet.

12.4 fuEL-Szenario: 95 % THG-Emissionsreduktion

Die vorangegangenen Untersuchungen mit dem Schwerpunkt auf Elektrifizierungsmaßnahmen und Wasserstoff lassen bereits erkennen, dass eine Mischung aus beiden Ansätzen aus System- und damit auch aus Kostensicht vorteilhaft erscheint. Beide Szenarien weisen jedoch Schwächen auf und gleichzeitig stellen sie mit einer Minderung der THG-Emissionen um 82 % keinen Paris-kompatiblen Klimapfad dar. Die Weiterentwicklung hin zu einem Szenario, das sowohl die Klimaziele von Paris erreicht, als auch ein hinsichtlich der Kosten sinnvolles Gleichgewicht aus den betrachteten Dekarbonisierungsmaßnahmen für dieses Ambitionsniveau, findet unter dem Namen „fuEL“ statt. Mit dem Szenarionamen sollen die technologischen Schwerpunkte beschrieben werden: Eine Kombination aus Green **Fu**els und **El**ektrifizierung. Die im Rahmen der Untersuchung der explorativen Szenarien und durch die Analyse bestehender Klimapfade gesammelten Erkenntnisse legen den Schluss nahe, dass sich die Charakteristik eines Klimaschutzszenarios im Spannungsfeld zwischen Green Fuels und Elektrifizierungsmaßnahmen einordnen lässt. Dabei zeigen die Analysen auch, dass eine 100 %ige Schwerpunktlegung auf eine Technologie hohe Gesamtkosten verursacht. In Abbildung 12-8 sind die beiden untersuchten Szenarien sowie das fuEL-Szenario qualitativ verortet.

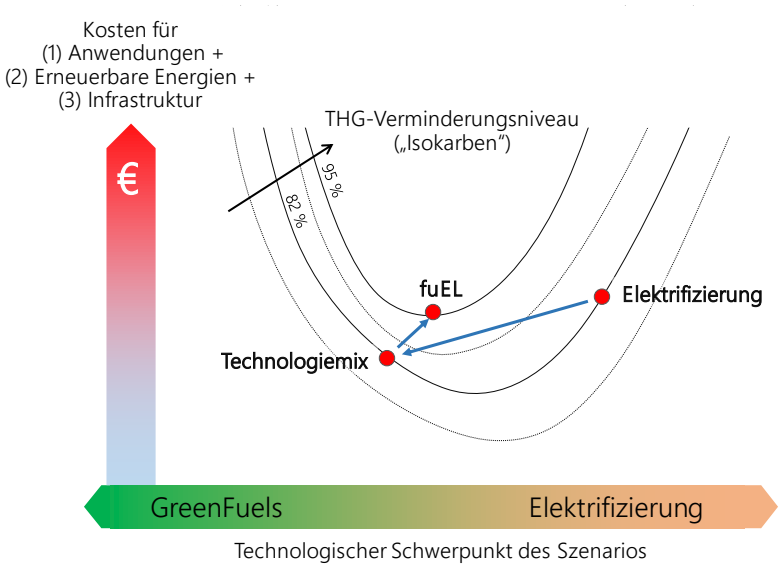


Abbildung 12-8 „Isokarben“-Kurven: Qualitative Einordnung von Minderungsszenarien

Die THG-Minderungsniveaus sind als sogenannte „Isokarben“ – Niveaulinien mit gleicher Emissionsminderung – aufgetragen. Die identifizierten Schwächen der Szenarien „Elektrifizierung“ und „Technologiemix“ lassen vermuten, dass beide kein Kostenminimum darstellen. Die Minima der jeweiligen Isokarben verschieben sich mit steigendem THG-Emissionsniveau nach links in den Bereich der Green Fuels. Dies ist anhand der

vorangegangenen Analysen zu erklären, die zeigen, dass einige Anwendungen nur sehr schwer kosteneffizient elektrifiziert werden können und zudem bei steigendem Dekarbonisierungsgrad Power-to-X Anwendungen eine sinnvolle Ergänzung zur Flexibilisierung des Energiesystems zur Integration Erneuerbarer Energien darstellen. Die hier gezeigte Visualisierung ist stark vereinfacht. Der vollständige Szenarienraum bestünde aus einem mehrdimensionalen Koordinatensystem für die verschiedenen Maßnahmenkategorien. Klassische Effizienzmaßnahmen sind beispielsweise in der gewählten Darstellung nur indirekt und zum Teil im Rahmen der Elektrifizierung berücksichtigt. Dennoch veranschaulicht sie sehr eindrücklich die Idee des fuEL-Szenarios, eine kostenminimale Kombination verschiedener technologischer Schwerpunkte zu bilden. Darüber hinaus gehen die Erkenntnisse aus den beiden vorangegangenen Szenarien, wie beispielsweise Umsetzungszeitpunkte und -geschwindigkeiten von Green Fuel Maßnahmen oder die Flexibilisierung von strombasierten Anwendungen, ein. Das Ziel des Szenarios ist nicht nur die Bildung eines kosteneffizienten Systems im Zieljahr 2050, sondern auch die Entwicklung eines konsistenten und anwendungsseitig realistisch darstellbaren Szenariopfades.

Der Fokus der Modellierung in Dynamis liegt auf den energiebedingten CO_2-Emissionen. Diese hatten im Jahr 2017 einen Anteil von 79 % an den gesamten Treibhausgasemissionen. Nicht explizit modelliert werden die Prozessemissionen der Industrie (7 %), die Emissionen aus Abfallwirtschaft (1 %), aus der Landwirtschaft (7 %), die negativen Emissionen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF), die Emissionen aus der Brennstoffumwandlung und die verbleibenden energiebedingten Treibhausgasemissionen ohne CO_2 (8 %) /UBA-09 19/. Vereinfachend wird zur Berechnung des Zielwertes der energiebedingten CO_2-Emissionen angenommen, dass sich letztgenannte proportional zu den energiebedingten CO_2-Emissionen entwickeln und die verbleibenden Emissionen entsprechend ihrer historischen Entwicklung über eine Exponentialfunktion fortgeschrieben werden. Entsprechend dieser Methodik verbleiben im Jahr 2050 insgesamt 84 Mio. t in diesen Bereichen. Um eine Reduktion der Treibhausgase um 95 % im Jahr 2050 zu erreichen, müssen entsprechend negative energiebedingte CO_2-Emissionen von -23 Mio. t erzielt werden (siehe Abbildung 12-9).

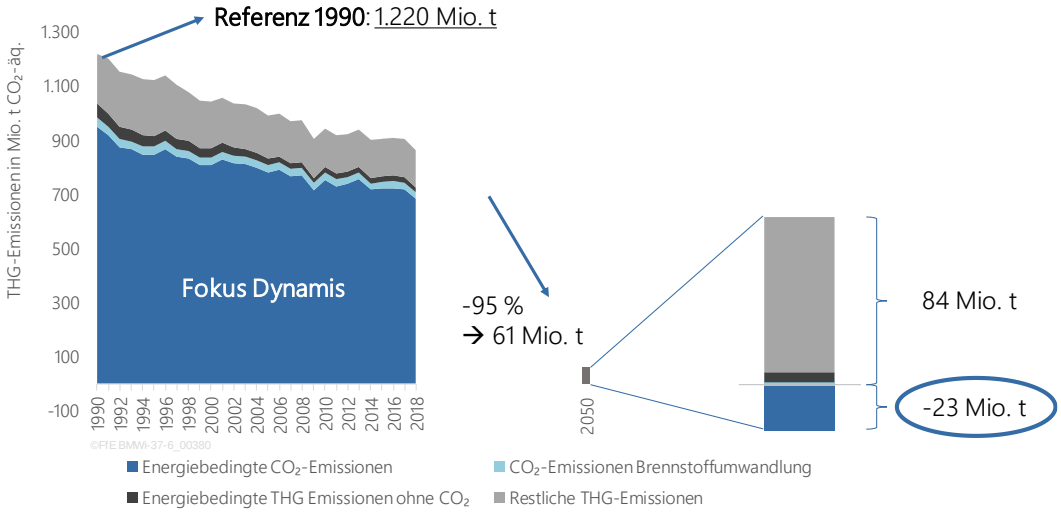


Abbildung 12-9: Historische THG-Emissionen in Deutschland und Fortschreibung bis zum Jahr 2050 bei Erreichung des 95 %-Ziels

Grundsätzlich sei an dieser Stelle angemerkt, dass dieses Vorgehen eine Vereinfachung darstellt und mögliche Verminderungsmaßnahmen in den oben genannten Bereichen nicht

direkt adressiert werden. So wird beispielsweise in /BCG-01 18/ der Einsatz von sog. „Methan-Pillen" in der Rinderzucht unterstellt, welche die Emissionen in der Landwirtschaft deutlich reduzieren. Statt der hier verbleibenden 84 Mio. t verbleiben so im Jahr nur 59 Mio. t „restliche Emissionen", sodass die zur Zielerreichung notwendigen Reduktionen im Bereich der energiebedingten CO_2-Emissionen sehr viel geringer ausfallen. Auch die dena Leitstudie aus dem Jahr 2018 /DENA-05 17/ geht im Bereich der Prozessemissionen und „anderer Emissionen" von einer stärkeren Reduktion auf insgesamt 64 Mio. t im Jahr 2050 aus, was dazu führt, dass die verbleibenden Sektoren lediglich Netto-Null-Emissionen erreichen müssen. Die vorgestellte Methodik erhöht im Vergleich somit gewissermaßen den Handlungsdruck auf den im Projekt abgebildeten und modellierten Bilanzraum.

Im Nachfolgenden werden zunächst die Entwicklungen in den Endenergiesektoren beschrieben. In Abschnitt 12.4.5 wird der Fokus dann auf den Bereitstellungssektor gelegt, woran sich eine sektorenübergreifende Auswertung und eine Gegenüberstellung mit dem Startszenario anschließt.

12.4.1 Verkehr

Wie in Kapitel 11.1 erörtert, sind für verschiedene Fahrzeugtypen unterschiedliche Maßnahmen zur CO_2-Verminderung zu bevorzugen. Während der Einsatz von batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen in der Kompakt- und Mittelklasse die kostengünstigste Variante dargestellt, sind bei Kleinwagen und Oberklassefahrzeugen Alternativen wie beispielsweise Brennstoffzellenfahrzeuge zu bevorzugen. Im energieintensiven Bereich der Sattelzugmaschinen existiert mit dem Oberleitungs-Lkw eine Möglichkeit, große Reichweiten mit kleinen Batteriegrößen zu gewährleisten. Die Kosten der Oberleitungen sind dabei im Vergleich zu den restlichen Investitions- und Betriebskosten als gering einzuschätzen. Ferner existieren im Verkehrssektor Bereiche, in denen Alternativen zur Verbrennung kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe nur bedingt wirtschaftlich und technisch darstellbar sind. So werden in den Bereichen des nicht-elektrifizierten Schienenverkehrs, der Binnenschifffahrt sowie des Flugverkehrs auch in 2050 kohlenstoffhaltige Kraftstoffe benötigt. Zur CO_2-Verminderung dieser Anwendungen müssen diese Kraftstoffe auf biogenem Weg oder mithilfe von Strom in einem PtX-Prozess hergestellt werden.

Diese Maßnahmen werden nun in das fuEL-Szenario umgesetzt. In den Anwendungen Binnenschifffahrt, Schienenverkehr und Luftfahrt wird im Wesentlichen das Startszenario verwendet. Die Reduktion der CO_2-Emissionen erfolgt durch die Nutzung alternativer Kraftstoffe. Lediglich im Schienenverkehr wird ein verstärkter Ausbau der Oberleitungsinfrastruktur angenommen. Für den Straßenverkehr sind die wichtigsten Entwicklungen in Tabelle 12-3 zusammengefasst.

Tabelle 12-3: Zusammenfassung der wichtigsten Entwicklungen im Straßenverkehr in fuEL

Bereich	2020	2030	2040	2050
Bestand Pkw				
Anzahl Fahrzeuge in Mio. Fahrzeuge	44,3	44,4	43,8	42,3
Anteil Diesel-Fahrzeuge in Prozent	36,2	29,4	11,5	2,4
Anteil Benzin-Fahrzeuge in Prozent	60,5	39,3	12,8	12,4
Anteil Gas-Fahrzeuge in Prozent	1,0	3,5	5,8	8,9
Anteil (reine) Elektrofahrzeuge in Prozent	0,7	21,3	55,8	64,8
Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge in Prozent	0,0	0,6	5,8	10,9
Bestand Leichte Nutzfahrzeuge				
Anzahl Fahrzeuge in Mio. Fahrzeuge	2,5	2,9	3,1	3,2
Anteil Diesel-Fahrzeuge in Prozent	93,8	68,6	23,5	10,5
Anteil (reine) Elektrofahrzeuge in Prozent	0,1	26,8	74,8	87,8
Bestand Sattelzugmaschinen				
Anzahl Fahrzeuge in Tausend Fahrzeuge	170,5	164,8	157,8	147,7
Anteil Diesel-Fahrzeuge in Prozent	100,0	42,2	25,8	9,1
Anteil Oberleitungs-Lkw in Prozent	0,0	57,8	63,4	67,7
Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge in Prozent	0,0	0,0	10,9	23,2

Die Entwicklung des Straßenverkehrs bis 2030 ist an die Empfehlungen der Expertenkommission *Nationale Plattform Zukunft der Mobilität* angelehnt /NPZM 01 19/. Die dort angegebenen Zielkorridore für die Fahrzeugzahlen werden mit dem Szenario erreicht. Sie gelten sowohl für den Personen- wie auch für den Gütertransport. Für die darauffolgenden Jahre werden diese Trends fortgeschrieben. Im Bereich der Leichten Nutzfahrzeuge wird auf die Elektromobilität gesetzt. Diese ist im Bereich des Lieferverkehrs, dessen Verkehrsleistung zwar steigt, aber dessen Fahrten kurz und planbar sind, gut einsetzbar. Im Bereich der Sattelzugmaschinen werden die Empfehlungen der Expertenkommission zur Umsetzung von alternativen Antriebstechnologien zunächst mithilfe von Oberleitungs-Lkw umgesetzt. Inbetriebnahmen von Brennstoffzellenfahrzeugen folgen nach dem Jahr 2030. Das daraus resultierende Ergebnis für die Entwicklung der Technologien in der Pkw-Flotte ist in Abbildung 12-10 zu sehen. Im Gegensatz zum Startszenario ist ein sehr starker Ausbau der Elektromobilität zu erkennen, die bis 2050 einen Großteil der Flotten repräsentieren werden. Brennstoffzellenfahrzeuge werden dort eingesetzt, wo Elektrofahrzeuge aufgrund der zur Abdeckung hoher Reichweiten notwendigen großen Batterien nicht wirtschaftlich sind.

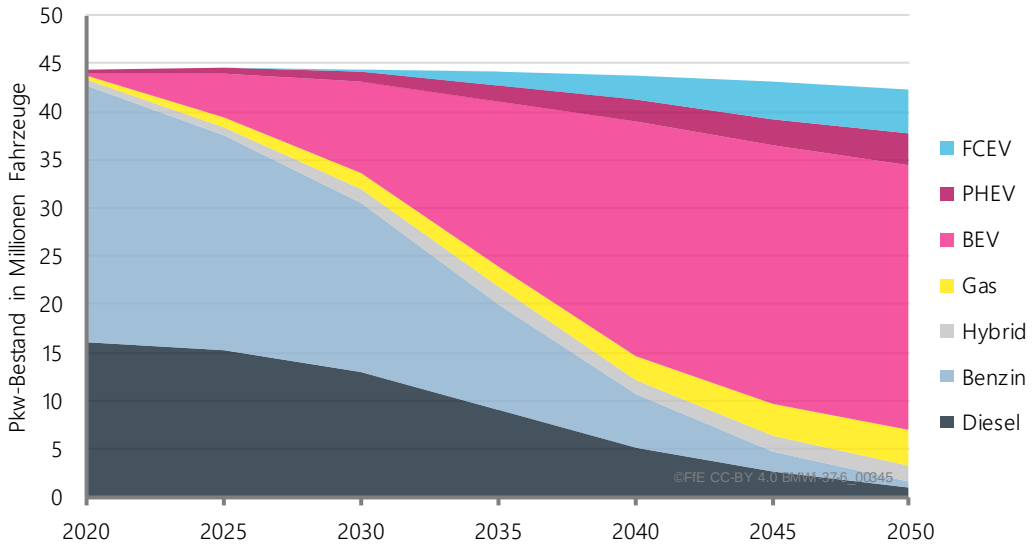


Abbildung 12-10: Entwicklung der Technologien in der Pkw-Flotte im Szenario fuEL

Resultierend aus den unterstellten Flottenentwicklungen, den zugehörigen spezifischen Verbräuchen und Jahresfahrleistungen ergibt sich der Energieverbrauch. Dieser ist in Abbildung 12-11 zu sehen.

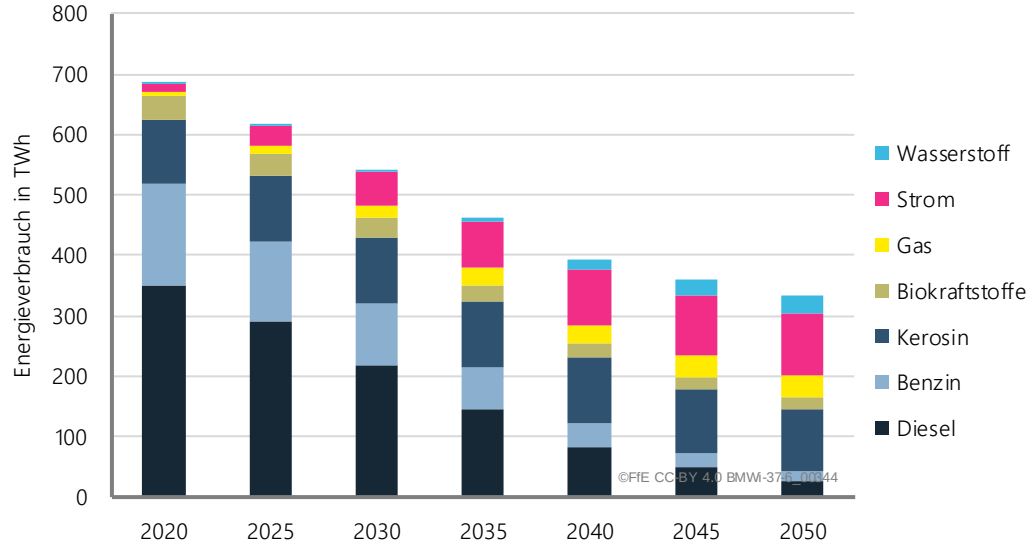


Abbildung 12-11: Entwicklung des Energieverbrauchs des Verkehrs im Szenario fuEL

Durch die Nutzung von energieeffizienteren Technologien sinkt der absolute Energieverbrauch über die Jahre bis 2050 stärker als im Startszenario. Diesel und Benzin werden in 2050 nur noch in geringen Mengen eingesetzt. Durch die starke Elektrifizierung des Sektors steigt der Bedarf an Strom und Wasserstoff deutlich. Lediglich Kerosin wird weiter in der gleichen Menge benötigt wie im Startszenario.

Im Bereich der Leichten Nutzfahrzeuge und PKW wird davon ausgegangen, dass 50 % der Elektrofahrzeuge strompreisoptimiert und die verbleibenden 50 % ungesteuert laden. Die sich daraus ergebende maximale Stromlast ist in Tabelle 12-4 aufgetragen.

Tabelle 12-4: Maximale Stromlast aus dem Verkehrssektor in den Szenarien Start und fuEL

Energieträger	2020	2030	2040	2050
Startszenario				
Strom in GW	2,3	3,7	5,8	7,7
fuEL-Szenario				
Strom in GW	2,3	16,3	34,7	38,6

12.4.2 Private Haushalte

Die Auswertungen in Kapitel 11.2 zeigen, dass die Maßnahme elektrische Wärmepumpe die günstigste der betrachteten Maßnahmen zur CO_2-Verminderung ist. Gleichzeitig geht aus Kapitel 12.1 hervor, dass der maximale Ausbau von Wärmepumpen ohne weitere Maßnahmen zu hohen Lastspitzen und damit zu großen vorzuhaltenden Speicherkapazitäten auf Seiten des Bereitstellungssektors führt. Im Technologiemixszenario fuEL wird der Ausbau von Wärmepumpen deshalb von weiteren Maßnahmen in den jeweiligen Gebäuden flankiert. Diese lassen sich in die folgenden drei Kategorien einordnen:

- Reduktion des Endenergieverbrauchs und der Lastspitze
    - Ausbau von dezentralen Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung
    - Installation von intelligenten Thermostaten
- Integration von Erneuerbaren Energien
    - Ausbau von Solarthermieanlagen
    - Ausbau von Heizstäben
- Reduktion der Lastspitze und Integration von Erneuerbaren Energien durch Lastflexibilisierung elektrischer Heizsysteme

Wärmerückgewinnung

Der Raumwärmebedarf von Gebäuden ergibt sich aufgrund von Transmissions- und Lüftungsverlusten. Letztere lassen sich z. B. durch die Maßnahme „dezentraler Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung" reduzieren. Da hierfür bauliche Maßnahmen an der Gebäudesubstanz – wie etwa ein Wanddurchbruch – notwendig sind, wird angenommen, dass diese Maßnahme nur in sanierten und neugebauten Gebäuden umgesetzt wird. Im Jahr 2050 sind in diesem Szenario 8,6 Mio. Gebäude mit einer solchen Wärmerückgewinnung ausgestattet. Die reduzierten Lüftungsverluste lassen sich über eine Skalierung des Raumwärmelastgangs beschreiben.

Gebäudeautomation

Im unsanierten Gebäudebestand lässt sich der Raumwärmebedarf gut durch die Maßnahme Gebäudeautomation reduzieren. Darunter werden, wie in Kapitel 8.4.2 beschrieben, intelligente Thermostate verstanden, die durch Einzelraumsteuerung eine Teilbeheizung des Gebäudes und damit eine Reduktion des Wärmebedarfs ermöglichen. Da die Höhe der Einsparung in erster Näherung proportional zu der Außenlufttemperatur bzw. dem

Wärmebedarf ist, wird die Maßnahme ebenfalls durch eine Skalierung der Raumwärmelastgänge abgebildet. Es wird angenommen, dass die Maßnahme im Jahr 2050 in 50 % der unsanierten Gebäude der Baualtersklassen vor 1995 umgesetzt ist. Gebäude, die mit elektrischen Speicherheizungen oder mit Fernwärme beheizt werden, sind nicht von der Maßnahme betroffen. Im Szenario fuEL sind im Jahr 2050 insgesamt 2,4 Mio. Gebäude mit regelbaren Thermostaten ausgestattet.

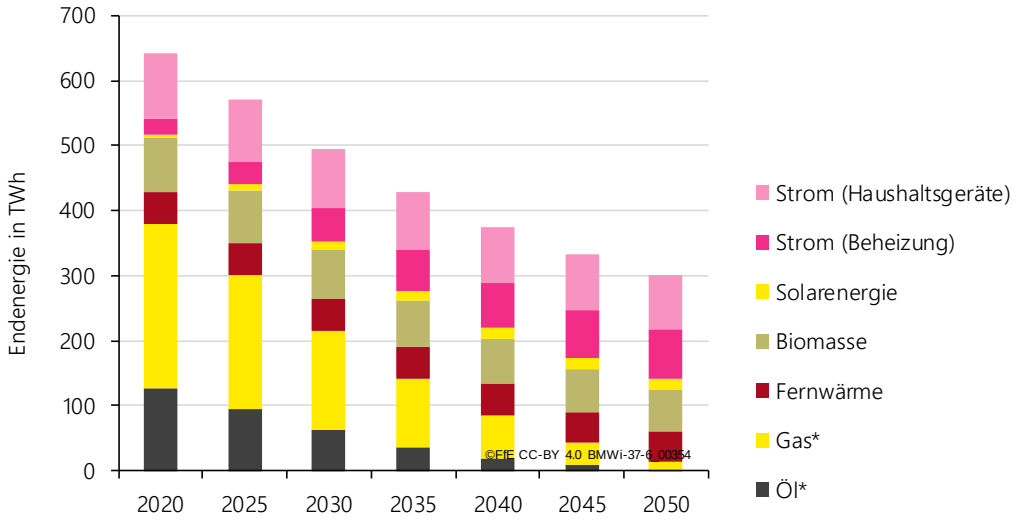
Solarthermie

Solarthermieanlagen sind als Möglichkeit, objektnah Erneuerbare Energien in die Wärmebereitstellung einzubinden, eine weitere Maßnahme im fuEL-Szenario der Privaten Haushalte. Nach dem Vergleich der sektordynamischen CO_2-Verminderungskosten in Kapitel 11.2.2 gehört die Maßnahme zu den teureren. Im Szenario erfolgt die Umsetzung in Kombination mit Gas- und Biomassekesseln. Dadurch lässt sich der Endenergieverbrauch dieser Energieträger reduzieren, woraus sich ein Nutzen ableitet, der über die Sektordynamik hinausgeht. Die auf diese Weise „freiwerdende" Biomasse kann in anderen Bereichen genutzt werden, in denen eine Elektrifizierung nicht möglich ist (z. B. Flugverkehr). Bis zum Jahr 2050 werden in diesem Szenario 50 % der EZFH mit Gaskesseln und Biomassekesseln um eine Solarthermieanlage erweitert.

Heizstab

Neben der objektnahen Einbindung von Erneuerbaren Energien durch Solarthermie können diese auch durch die Verwendung von Heizstäben in Wärmespeichern in die Wärmebereitstellung der Gebäude eingebunden werden. Zudem kann die Maßnahme darüber hinaus zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien eingesetzt werden. Bivalente Heizsysteme wie solche, die um Heizstäbe ergänzt werden, zeichnen sich durch ihre besonders hohe Flexibilität hinsichtlich der Wahl des Energieträgers zur Wärmeerzeugung aus. Im Szenario fuEL wird deshalb der Ausbau von Heizstäben als zweites Heizsystem in Kombination mit Gas- und Biomassekesseln gegenüber dem Startszenario verdoppelt. So sind im Jahr 2050 4,7 % der Mehrfamilienhäuser mit Heizstäben ausgestattet.

In Abbildung 12-12 ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Privaten Haushalte im Szenario fuEL dargestellt. Dieser nimmt aufgrund von Effizienzgewinnen und Energieträgerwechsel um 53 % ab. Am stärksten sind davon die fossilen Energieträger Öl (-98 %) und Gas (-95 %) betroffen. Eine starke Erhöhung zeigen die Energieträger Strom zur Beheizung (+220 %) und Solarenergie (+170 %).



*synthetischer Anteil der Brennstoffe wird im Abschnitt "Bereitstellungssektor" beschrieben

Abbildung 12-12: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Privaten Haushalte im Szenario fuEL

Lastflexibilisierung

Zusätzlich zu den Maßnahmen, die sich auf den Ausbau bestimmter Technologien beziehen, wird die Lastflexibilisierung der elektrischen Heizsysteme eingesetzt, um einen systemdienlicheren Einsatz der Heizsysteme zu ermöglichen. Das Ziel der Flexibilisierung ist, durch eine Reduktion der zusätzlich benötigten Flexibilitätsoptionen und der gesicherten Leistung im Bereitstellungssektor die Gesamtsystemkosten zu verringern. Wie in Kapitel 4.4.3 beschrieben, handelt es sich bei der Lastflexibilisierung der Heizsysteme nicht um eine globale Optimierung. Es werden Annahmen getroffen, die zur Modellierung eines systemdienlichen Flexibilitätseinsatzes benötigt werden. Dazu wird der Strombezug einerseits in Zeiten niedrigerer Strompreise verschoben und andererseits die vier folgenden Mechanismen implementiert, die die Lastgradienten reduzieren:

1. Es wird eine Rundung des Strompreises bzw. der Wärmegestehungskosten durchgeführt, damit eine minimale Änderung des Strompreises nicht zu einem starken Lastverschub führt.
2. Die maximale Abweichung vom unflexiblen Lastgang wird für Wärmepumpen begrenzt. Dies kann damit begründet werden, dass z. B. aus technischen Gründen oder Gründen des Nutzerverhaltens nicht alle Anlagen auf das Steuersignal reagieren.
3. Die Gradienten des Lastgangs der Wärmepumpen werden geringfügig bepreist. Dies führt u. a. dazu, dass in Zeiten gleicher Strompreise bzw. Wärmegestehungskosten eine konstante Last entsteht. Diese Pönalisierung macht mit ca. 3 bis 4 % nur einen kleinen Anteil der gesamten Strombezugskosten aus und beeinflusst dadurch das Optimierungsproblem nicht grundlegend.
4. Die Gradienten des flexibilisierten Wärmepumpenlastgangs werden auf den maximalen Gradienten des unflexibilisierten Lastgangs einer Periode begrenzt.

Für das lineare Optimierungsproblem wird die Strompreiszeitreihe nach dem initial gerechneten Technologiemix-Szenario aus Abschnitt 12.2 herangezogen. Die Optimierung wird rollierend mit Perioden von drei Tagen und einer Überlappung von zwei Tagen umgesetzt. Innerhalb der Perioden gilt der Grundsatz der perfekten Voraussicht. Das

bedeutet, dass sowohl die Energieträgerpreise als auch der Wärmebedarf über den Zeitraum der Periode bekannt sind. Der Anteil flexibilisierter Heizsysteme wird für das Jahr 2050 für Heizstäbe mit 100 % und elektrische Speicherheizungen bzw. Wärmepumpen mit 50 % angenommen.

In Abbildung 12-13 sind die Lasten der flexibilisierten elektrischen Heizsysteme und der Strompreis für eine exemplarische Winterwoche im Simulationsjahr 2050 dargestellt. Dabei handelt es sich um eine Woche mit einer der höchsten Gesamtstromlasten. Es ist zu erkennen, dass die Last der elektrischen Heizsysteme zu Zeiten niedriger Strompreise ansteigt, wohingegen sie bei hohen Strompreisen abfällt. Die Lastcharakteristik der Heizsysteme ist äußerst unterschiedlich. Während die Wärmepumpen durch den kleinen Speicher und die geringe Nennleistung eine verhältnismäßig gleichmäßige Last verursachen, zeigt der Lastverlauf der elektrischen Speicherheizungen eine deutlich höhere Volatilität. Die Heizstäbe wiederum übernehmen die Wärmebereitstellung oder beladen die Speicher nur zu den Zeiten, zu denen die Opportunität (Bereitstellung durch Biomasse- oder Gaskessel) teurer ist. Diese Opportunitäten liegen im Jahr 2050 bei 29 €/MWh (Gaskessel) bzw. 28 €/MWh (Biomassekessel). Dieser Fall tritt bspw. in den Stunden 2 und 3 des 22.02.2050 auf.

Neben der hier beschriebenen Optimierung der Strombezugskosten wurde in /FFE-47 17/ untersucht, wie sich die Emissionen durch eine Laststeuerung von Wärmepumpen reduzieren lassen.

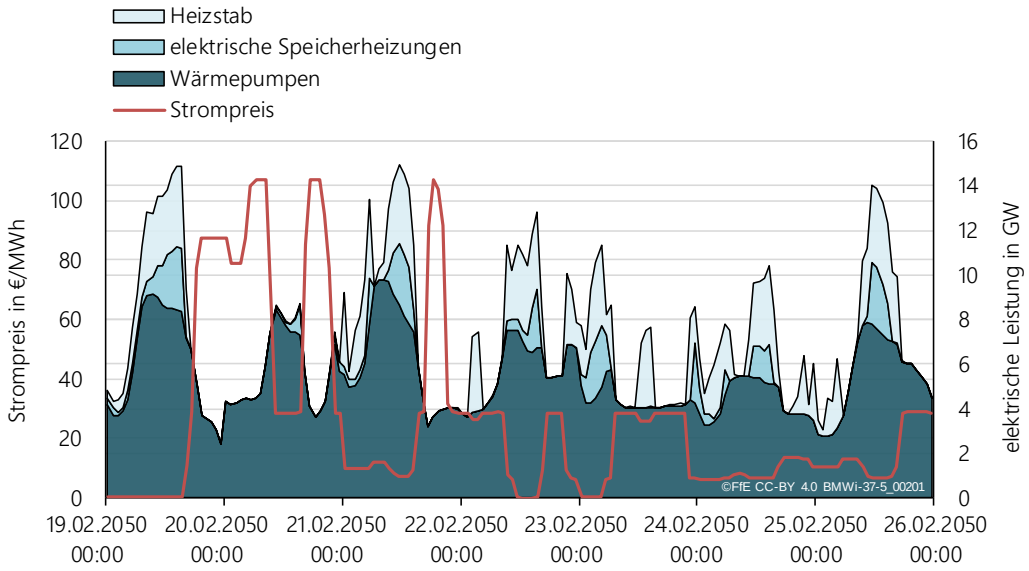


Abbildung 12-13: Last der flexibilisierten elektrischen Heizsysteme und Strompreis für die 8. Woche (Winterwoche) im Simulationsjahr 2050

12.4.3 Industrie

In fuEL werden im Vergleich zur statischen, sektordynamischen und systemdynamischen Bewertung THG-Verminderungsmaßnahmen in einem konsistenten Technologiemixszenario kombiniert. Auf diese Weise können Wechselwirkungen zwischen den einzelnen THG-Verminderungsmaßnahmen berücksichtigt werden.

In Abbildung 12-14 ist die Entwicklung des industriellen Endenergieverbrauchs im Startszenario und im Szenario fuEL bis 2050 dargestellt. Der Endenergieverbrauch (13 %) sinkt aufgrund von Effizienzgewinnen im Szenario fuEL deutlich stärker (38 %) zwischen 2020 und 2050 als im Referenzfall (13 %). Aufgrund zusätzlicher elektrischer Verbraucher (Power-to-

Heat) in der industriellen Wärmeerzeugung im Niedertemperaturbereich[45] und der teilweisen Elektrifizierung geeigneter Hochtemperaturprozesse, steigt der Stromverbrauch bis 2050 trotz deutlicher Effizienzgewinne um 7 % ggü. 2020 an. Der verbleibende Kohleverbrauch wird bis 2050 vollständig durch Biomasse substituiert. Hauptsächlich durch den Verfahrensroutenwechsel von der Hochofenroute auf die H_2-Stahlerzeugung in der Stahlindustrie entsteht ein industrieller Wasserstoffverbrauch in Höhe von etwa 13 TWh.

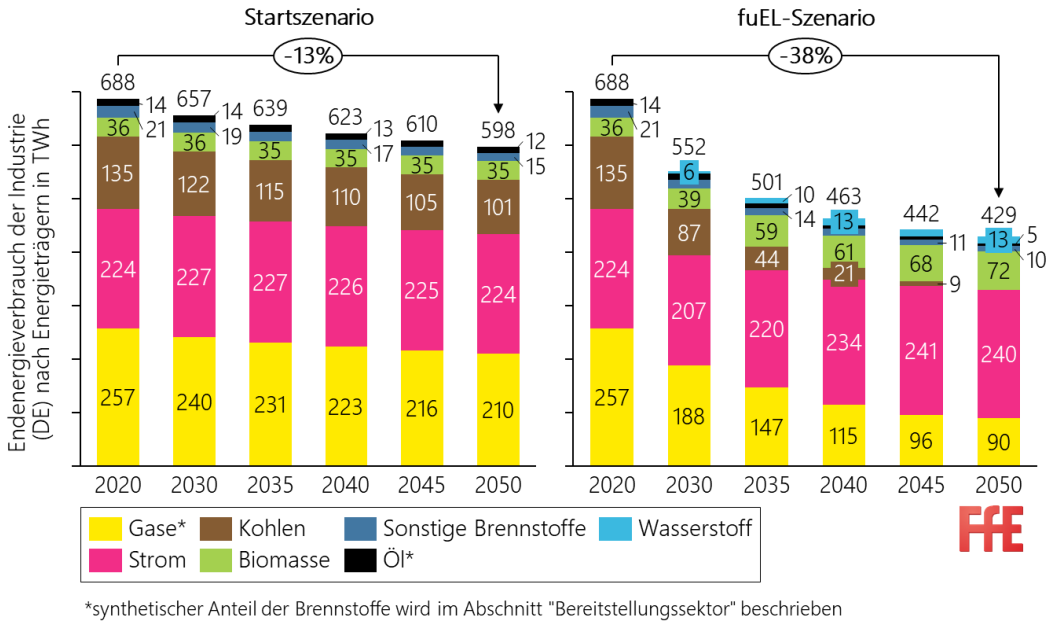


Abbildung 12-14: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie im Szenario fuEL

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Szenario fuEL wird durch die Umsetzung zusätzlicher THG-Verminderungsmaßnahmen gegenüber dem Startszenario bestimmt. Übergeordnet werden folgende Maßnahmencluster unterschieden:

- Energieeffizienz Prozesse
- Energieeffizienz Querschnittstechnologien
- generische Energieeffizienz
- Verfahrensroutenwechsel
- Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel (inkl. Niedertemperaturelektrifizierung)
- Energieträgerwechsel ohne Technologiewechsel
- CO_2-Abscheidung

Diese Maßnahmencluster enthalten 115 Einzelmaßnahmen zur industriellen THG-Verminderung, die im Technologiemixszenario umgesetzt und kombiniert werden.

Energieeffizienz Prozesse

Zur prozessspezifischen Steigerung der Energieeffizienz werden die innerbetriebliche Abwärmenutzung, die Rückverstromung von Abwärme (bspw. Organic Rankine Cycle) und die Steigerung der allgemeinen Prozesseffizienz, bspw. durch verbesserte Prozesssteuerung und

[45] Industrielle Großwärmepumpen und Elektrodenheizkessel

–überwachung, unterschieden. Im Vergleich zum Startszenario wird der Stromverbrauch zwischen 2020 und 2050 durch die Umsetzung zusätzlicher Effizienzmaßnahmen im fuEL um etwa 10 TWh, der Brennstoffverbrauch um 27 TWh reduziert. Durch die Effizienzsteigerung bei energie- und emissionsintensiven Industrieprozessen, wie der Herstellung von Zement, Stahl und Aluminium, ergibt sich folglich eine Verringerung des Endenergieverbrauchs um etwa 37 TWh. Die zusätzliche Diffusion von Effizienztechnologien zur Steigerung der Prozesseffizienz beginnt im Szenario fuEL ab 2021. Um eine sektorenspezifisch hohe THG-Verminderung zu erreichen, werden die beinhalteten prozessspezifischen Effizienzmaßnahmen bis zum Jahr 2050 mit der natürlichen Austauschrate nahezu vollständig umgesetzt.

Energieeffizienz Querschnittstechnologien

Neben der prozessspezifischen Effizienzsteigerung sind effiziente Querschnittstechnologien sowie deren effizienter Einsatz und Betrieb ein maßgeblicher Treiber, um den Endenergieverbrauch im fuEL zu senken. Darunter fallen die zunehmend effizientere Bereitstellung von Klimakälte, Raumwärme und Warmwasser, Druckluft, Pumpen, Informations- und Kommunikationstechnologie, sonstiger mechanischer Energie sowie Beleuchtung. Infolge zunehmender Effizienz strombasierter Querschnittstechnologien können im Szenario fuEL knapp 10 TWh zwischen 2021 und 2050 eingespart werden.

Generische Energieeffizienz

Aufgrund einer stark heterogenen deutschen Industrie /FFE-38 18/, ist die vollständige Modellierung effizienterer Energienutzung über einzelne Technologien und THG-Verminderungsmaßnahmen nicht handhabbar. Dementsprechend wird die Effizienzsteigerung des Restenergieverbrauchs, der nicht durch die in SmInd hinterlegten 22 energie- und emissionsintensiven Prozesse abgebildet ist, über generische Energieeffizienzmaßnahmen erreicht.

Dies gilt zum einen für den Energieverbrauch der Wirtschaftszweige, die keinen der implementierten 22 energie- und emissionsintensiven Prozesse beinhalten (Kapitel 9). Um in diesem Fall Effizienzsteigerungen zu berücksichtigen, werden auf Basis der hinterlegten energie- und emissionsintensiven Prozesse wirtschaftszweigübergreifende Durchschnittswerte für die relevanten Energieeffizienzparameter wie Strom- und Brennstoffeinsparung, natürliche Austausch- und Anwendungsrate sowie die dafür durchschnittlich anfallenden Kosten berechnet.

Zum anderen müssen für ein konsistentes Technologiemixszenario weiterhin Effizienzgewinne bei den Wirtschaftszweigen beachtet werden, die zwar energie- und emissionsintensive Prozesse beinhalten, jedoch nicht vollständig durch diese abgedeckt werden. Im Gegensatz zu den Wirtschaftszweigen ohne relevante energie- und emissionsintensive Prozesse werden zur Berechnung der Effizienzparameter die vorhandenen wirtschaftszweigspezifischen Prozesse genutzt.

Durch die generische Effizienzsteigerung der nicht über Prozesse und Querschnittstechnologien abgebildeten Energieverbräuche sinkt der Strom- bzw. Brennstoffverbrauch um 29 TWh bzw. 16 TWh zwischen 2021 und 2050. Durch die generische Effizienz verringert sich der Endenergieverbrauch folglich um 45 TWh.

Verfahrensroutenwechsel

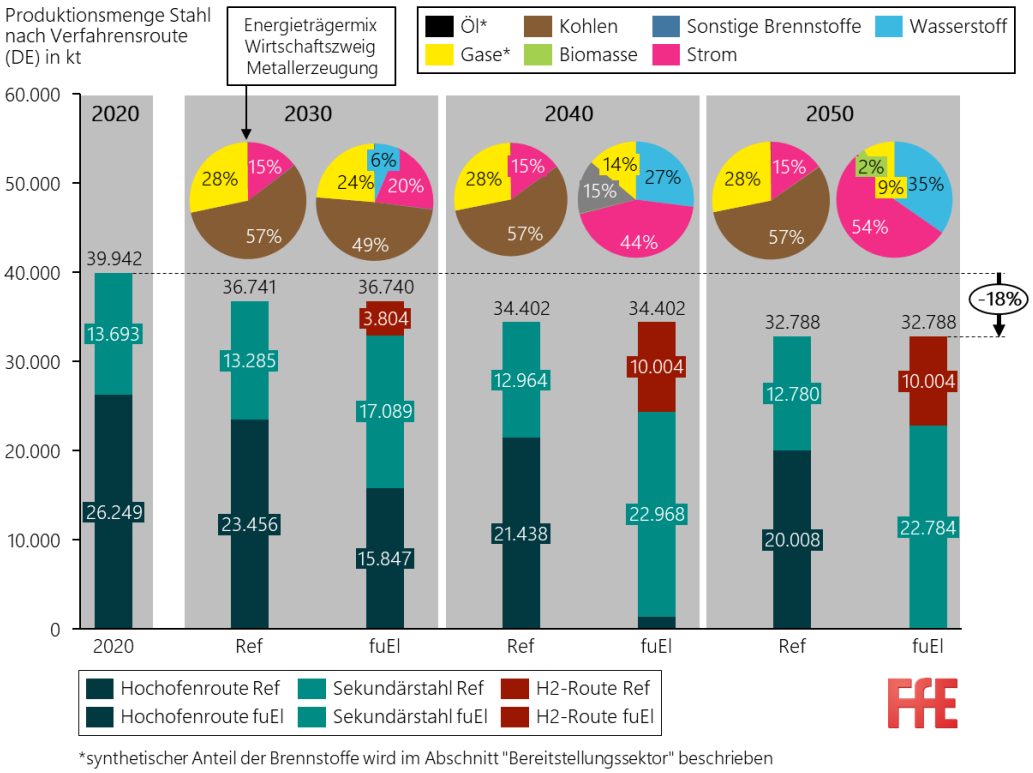
Das Maßnahmencluster des Verfahrensroutenwechsels fasst prozessspezifische THG-Verminderungsmaßnahmen zusammen, die eine Umstellung des klassischen Produktionsprozesses mit sich bringen. Dabei geht der Verfahrensroutenwechsel nicht zwangsläufig mit der Senkung des Endenergieverbrauchs einher, verspricht jedoch meist einen Wechsel auf zukünftig klimaneutrale Energieträger.

Im fuEL weicht die Glasindustrie zunehmend von den klassischen Produktionsprozessen der Hohlglas- und Flachglasherstellung ab, um auf die elektrobasierte Glasproduktion umzustellen. Der Wechsel auf elektrobasierte Verfahren bringt zwei Chancen mit sich: Einerseits kann der Endenergieverbrauch durch erhöhte elektrische Effizienz im Vergleich zum Gaseinsatz deutlich gesenkt werden. Anderseits wird anstelle des fossilen Energieträgers Erdgas elektrische Energie eingesetzt, die bei vollständiger erneuerbarer Stromerzeugung nahezu klimaneutral ist. Im Jahr 2045 werden etwa 4,8 Mio. t. Elektrohohlglas und 2 Mio. t Elektroflachglas im fuEL hergestellt. Damit wird Glas in Deutschland im Szenario fuEL im Jahr 2045 vollständig durch elektrobasierte Verfahren produziert. Durch die vollständige Umstellung sinkt der Gasverbrauch um etwa 8 TWh im fuEL. Der niedrigere spezifische Energieverbrauch bei der elektrobasierten Glasherstellung geht mit einem zusätzlichen elektrischen Verbrauch von lediglich 5 TWh einher.

Neben den Verfahrensroutenwechseln in der Glasindustrie wird im Szenario fuEL die Primärstahlherstellung mittels Hochofen bis 2040 vollständig eingestellt. Um dieses Szenario erreichen zu können, wird Primärstahl in Deutschland nur noch über die H_2-basierte Direktreduktion mit anschließendem Schmelzprozess erzeugt. Überdies wächst der Anteil an recyceltem Stahl (Sekundärstahlerzeugung) im Szenario auf 50 % der Gesamtstahlproduktion in Deutschland an. Ausgehend von der Primärstahlerzeugung im Startszenario im Jahr 2050 verteilen sich die Produktionsmengen[46] folglich zu jeweils 50 % auf die zwei alternativen Produktionsrouten. Auf diese Weise werden im Vergleich zum Startszenario im Jahr 2050 gleichermaßen etwa 10 Mio. t zusätzlicher Sekundär- und H_2-Stahl hergestellt, um die prognostizierte Stahlproduktion von etwa 32. Mio. t im Jahr 2050 in Deutschland /BMWI-01 14/ durchführen zu können. Hierdurch steigt der Stromverbrauch bis 2050 um etwa 8 TWh an. Die Herstellung von H_2-basiertem Stahl bedingt im Jahr 2050 einen zusätzlichen Wasserstoffverbrauch von etwa 13 TWh gegenüber dem Startszenario. Dabei ist die H_2-Stahlroute, im Gegensatz zur Sekundärstahlherstellung, nicht unbedingt mit einer Senkung des Endenergieverbrauchs verbunden. Durch erhöhte Effizienz in der Hochofenroute wird die kumulierte Energiedifferenz zur H_2-Stahlerzeugung im fuEL negativ, auch da Effizienzpotenziale bei der H_2-Stahlerzeugung basierend auf Erfahrungswerten bei der Prozesssteuerung teilweise erst deutlich nach 2050 genutzt werden können. Dementsprechend sinkt der Endenergieverbrauch durch die Umstellung der Hochofen auf die H_2-Route im Szenario fuEL bis 2050 nicht. Dennoch verringern sich die THG-Emissionen durch den Verfahrensroutenwechsel deutlich, da in der H_2-Stahlerzeugung im Gegensatz zur Hochofenroute kaum noch prozessbedingte Emissionen anfallen. Überdies sinken die energiebedingten Emissionen durch die Substitution von Koks durch Wasserstoff, Gas und Strom.

[46] Die Produktionsmengen aller Produktionsprozesse sind im Modell exogen vorgegeben /BMUB-06 15/, /BMWI-01 14/ vorgegeben und ändern sich zwischen Start- und fuEL-Szenario nicht.

Die Verfahrensroutenwechsel in der Stahlindustrie werden durch Abbildung 12-15 visualisiert. Im Vergleich zum Referenzszenario wird Stahl im Jahr 2050 ausschließlich über die H_2- und Sekundärroute erzeugt wird. Der Anteil des Wasserstoffverbrauchs im Wirtschaftszweig Metallerzeugung wächst durch die Umstellung auf die H_2-Primärstahlerzeugung auf knapp 35 % im Jahr 2050 an.



*synthetischer Anteil der Brennstoffe wird im Abschnitt "Bereitstellungssektor" beschrieben

Abbildung 12-15: Energieverbrauch Wirtschaftszweig Metallerzeugung und Produktionsmengen in der Stahlindustrie nach Verfahrensroute

Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel

Bei emissonsfreiem Strommix wird eine THG-Verminderung zudem durch die Elektrifizierung der industriellen Niedertemperaturwärme erreicht. In diesem Temperaturband bis 240 °C in der Industrie stehen mit der industriellen Großwärmepumpe und dem Elektrodenheizkessel erprobte Technologien zur Verfügung. In diesem Zuge wird ein Technologiewechsel von brennstoff- auf strombasierte Wärmeerzeugungsanlagen und der damit verbundenen Infrastruktur vollzogen. Der Produktionsprozess selbst wird im Gegensatz zum Verfahrensroutenwechsel nicht verändert. Die Elektrifizierung der Niedertemperaturwärme in einem Temperaturband unter 100 °C[47] durch die industrielle Großwärmepumpe bedingt im fuEL eine Reduktion des Brennstoffverbrauchs um 78 TWh und einen zusätzlichen Strombedarf von 22 TWh. Durch die Elektrifizierung und die damit verbundene Einbindung erneuerbarer Wärmequellen kann folglich eine Effizienzsteigerung um den Faktor 3,5 erreicht werden. Im Jahr 2050 wird Raumwärme und Warmwasser sowie die Niedertemperatur-prozesswärme im fuEL fast vollständig durch elektrische Energie bereitgestellt. Lediglich individuelle Anforderungen bei einzelnen Betrieben verhindern die vollständige Elektrifizierung im Szenario.

[47] Raumwärme und Warmwasser und Prozesswärme unter 100°C

Der Einsatz des Elektrodenheizkessels in einem Temperaturband zwischen 100 und 240 °C führt zu einer Verringerung des Brennstoffverbrauchs um 29 TWh und einer Erhöhung des Stromverbrauchs um 28 TWh im fuEL im Vergleich zum Startszenario. Die Effizienzsteigerung sinkt mit steigendem Temperaturniveau, da Umweltwärme oder Geothermie bei hohen Temperaturen in geringerem Maße eingebunden werden können.

Neben der Niedertemperaturelektrifizierung wird ein teilweiser Energieträgerwechsel mit Technologiewechsel in der Zement- und Kalkindustrie vollzogen. Durch den Wechsel des Feststoffbrenners auf einen Multi-Fuelbrenner wird der Einsatz von gasförmigen Brennstoffen möglich. Da bei vielen Zement- und Kalköfen bereits ein Multi-Fuelbrenner installiert ist, wird lediglich von einem verbliebenen Anwendungspotenzial in Höhe von 20 % ausgegangen. Durch die Nutzung dieses Potenzials kann der Brennstoffverbrauch aufgrund der effizienteren Gasnutzung um etwa 0,6 TWh reduziert werden. Zudem findet statt Gas zunehmend synthetisches Methan zur Befeuerung der Anlagen in den neuen Multi-Fuelbrennern im Szenario fuEL Verwendung. Im Jahr 2050 werden die Öfen ausschließlich mit synthetischem Methan und alternativen Brennstoffen befeuert.

Energieträgerwechsel ohne Technologiewechsel

Ein Energieträgerwechsel ohne Technologiewechsel setzt voraus, dass industrielle Prozesse auch bei einem Wechsel des Energieträgers unverändert betrieben werden können. Dies ist beispielsweise bei gleichen Eigenschaften des Referenz- und Substitutionsbrennstoffs gegeben. Die Substitution von Erdgas durch synthetisches Methan erfordert demgemäß keinen Technologiewechsel und dementsprechend auch keine zusätzlichen Investitionen. Bei diesem Maßnahmencluster ändert sich der Energieverbrauch des Prozesses nicht. Die bilanziellen Emissionen verringern sich jedoch, falls das synthetische Methan durch erneuerbare Kohlenstoffquellen und Strom erzeugt wird. Der Anteil des synthetischen Methans am industriellen Gasverbrauch wird im Bereitstellungssektor optimiert (vgl. Kapitel 12.4.5).

Neben dem Ersatz von Erdgas durch synthetisches Methan wird im Szenario fuEL Kohle zunehmend durch Feststoffbiomasse substituiert. Dabei wird angenommen, dass die Biomasse durch zusätzliche Umwandlungsschritte im Vorfeld auf ein ähnliches Energielevel wie Kohle gehoben wird. Biokohle mit ähnlichen Eigenschaften ist bereits am Markt verfügbar /CTG-01 19/, /NOVO-01 19/. Auf diese Weise ist für den Energieträgerwechsel von Kohle auf Biomasse kein Technologiewechsel erforderlich. Dementsprechend ändert sich auch bei dieser THG-Verminderungsmaßnahme der Strom- und Brennstoffverbrauch nicht. Insgesamt werden im Szenario fuEL im Vergleich zum Startszenario 36 TWh an zusätzlicher Biomasse im Industriesektor verortet.

CO_2-Abscheidung

Die CO_2-Abscheidung in der Industrie ist insbesondere ein wichtiges Instrument zur Verminderung prozessbedingter Emissionen, wie sie beispielsweise bei der Entsäuerung von Kalkstein in der Zementindustrie entstehen. Neben der Zementindustrie ist die Stahlindustrie ein nicht zu vernachlässigender Emittent prozessbedingter Emissionen, die überwiegend durch die Reduktion von Eisenoxid zu Eisen durch Kokskohle in der Hochofenroute verursacht werden.

Im Szenario fuEL werden zunächst CO_2-Abscheidungspotenziale für die Zement- und Stahlindustrie im Modell errechnet, die an den Bereitstellungssektor übergeben werden. Insgesamt ergibt sich aus Modellrechnungen für die Zement- und Stahlindustrie unter der

Berücksichtigung von Material- und Ressourceneffizienz sowie dem Verfahrensroutenwechsel in der Stahlindustrie ein CO_2-Abscheidungspotenzial von 11 Mio. t CO_2 im Jahr 2050. Der Bereitstellungssektor entscheidet anschließend, welcher Anteil der industriellen CO_2-Punktquellen tatsächlich für die Defossilisierung des Gesamtsystems genutzt wird (vgl. Kapitel 12.4.5). Werden bei der Optimierung des Gesamtsystems im Bereitstellungssektor die ermittelten CO_2-Abscheidungspotenziale der Zementindustrie im Jahr 2050 vollständig genutzt (11 Mio. t CO_2), erhöht sich der Brennstoff- bzw. Stromverbrauch um 6 bzw. 0,2 TWh. Der Einsatz von Carbon Capture in den Modellen ist prinzipiell ab 2030 möglich.

In Abbildung 12-16 ist die Veränderung des Brennstoffverbrauchs zwischen Start- und fuEL-Szenario durch die Umsetzung von THG-Verminderungsmaßnahmen aufgeschlüsselt. Der Brennstoffverbrauch wird insbesondere durch die Niedertemperaturelektrifizierung reduziert. Hierdurch kann der Brennstoffeinsatz um knapp 107 TWh verringert werden.

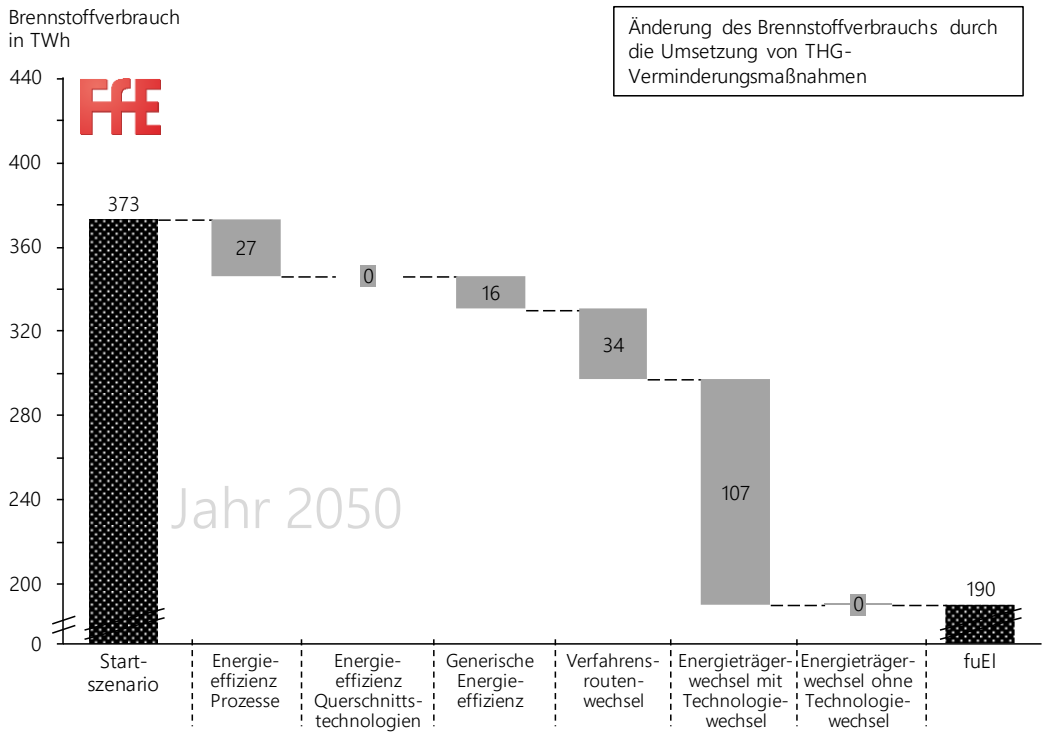


Abbildung 12-16: Änderung des Brennstoffverbrauchs bis zum Jahr 2050 der deutschen Industrie im Szenario fuEL im Vergleich zur Referenzentwicklung

Abbildung 12-17 zeigt analog die Aufschlüsselung der Reduktion des Stromverbrauchs nach Maßnahmenclustern zwischen Start- und fuEL-Szenario. Der Anstieg des elektrischen Energieverbrauchs ist demnach maßgeblich auf die beschriebenen Verfahrensroutenwechsel und die Elektrifizierung der Wärmerzeugung bis 250 °C zurückzuführen. Gesenkt wird der Stromverbrauch vor allem durch die drei beschriebenen Effizienzmaßnahmencluster.

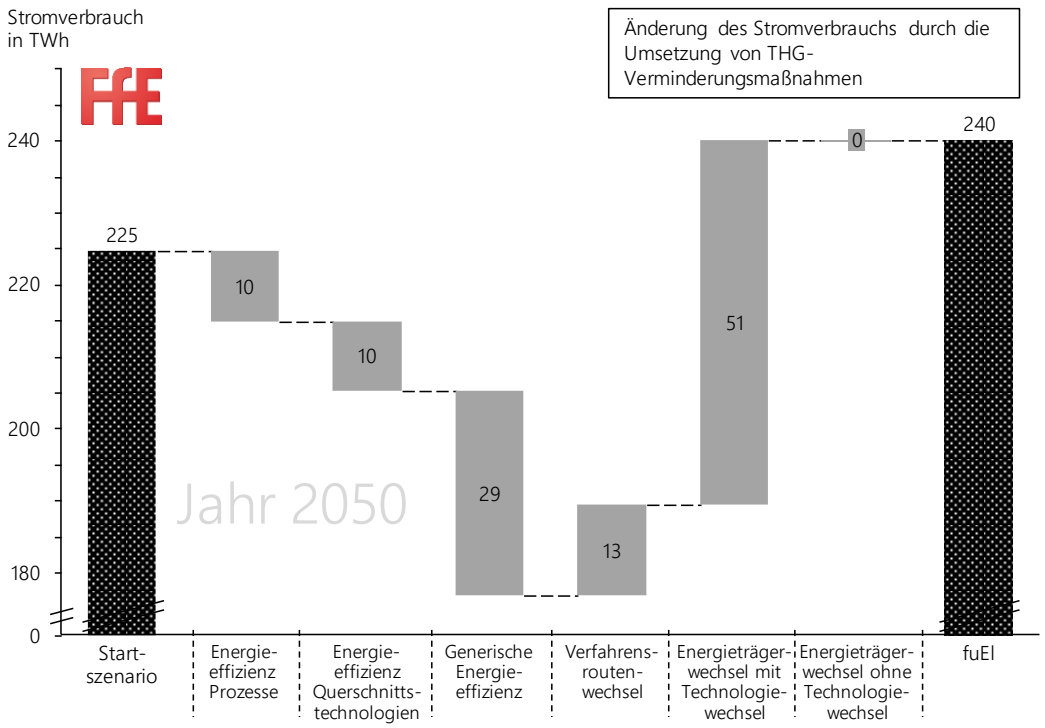


Abbildung 12-17: Änderung des Stromverbrauchs bis zum Jahr 2050 der deutschen Industrie im Szenario fuEL im Vergleich zur Referenzentwicklung

12.4.4 Gewerbe, Handel und Dienstleistung

Im Folgenden werden Annahmen für Modellierung des Sektors GHD mit MESSAGEix-Dynamis für das Szenario fuEL beschrieben. Das Szenario fuEL baut auf dem Startszenario (siehe Abschnitt 10.3.3) auf und unterscheidet sich von diesem wie folgt.

Es wird die Annahme getroffen, dass dem Endenergiesektor GHD im Betrachtungszeitraum zwischen 2015 und 2050 die Energieträger Strom und Fernwärme klimaneutral, dies entspricht einem Emissionsfaktor von 0 g CO_2/kWh, bereitgestellt werden. Weiteres gelten in diesem Szenario Emissionsbegrenzungen für den Sektor GHD (siehe Tabelle 12-5). Die erlaubte CO_2-Menge reduziert sich dabei stetig von 125 Mio. t im Jahr 2020 auf 10,4 Mio. t im Jahr 2050. Überdies gilt die Annahme, dass ab dem Jahr 2045 die Prozesswärme im Sektor GHD nicht mehr durch die Verbrennung von Öl bereitgestellt werden darf.

Tabelle 12-5: Jährliche CO_2-Beschränkungen für den Sektor GHD

Jahr	direkte CO_2-Emissionen in Mio. t
2020	125
2025	109
2030	93,7
2035	78,1
2040	62,5
2045	36,4
2050	10,4

Das lineare Optimierungsmodell MESSAGEix-Dynamis berechnet für den GHD-Sektor anhand der oben definierten Szenarioannahmen die kostenoptimale Deckung des Nutzenergiebedarfs unter der Restriktion der Einhaltung der jährlichen CO_2-Emissionsmenge. Der modellierte Entwicklungsverlauf des resultierenden Endenergiebedarfs ist in Abbildung 12-18 dargestellt. Im Betrachtungszeitraum reduziert sich der Endenergiebedarf von 326 TWh im Jahr um 30 % auf 227 TWh im Jahr 2050. Im gleichen Zeitraum erhöht sich der Bedarf am Energieträger Strom im Sektor GHD von 112 TWh auf 142 TWh im Jahr 2050 (+27 %). Eine entgegengesetzte Entwicklung weist der Energieträger Gas auf. Die Nachfrage nach diesem Energieträger sinkt um den Faktor 3,3 im Zeitraum zwischen 2020 und 2050 (116 TWh auf 27 TWh). Das Diagramm zeigt, dass ölbasierte Technologien in diesem Szenario ab dem Jahr 2045 nicht mehr für die Deckung des Nutzenergiebedarfs eingesetzt werden.

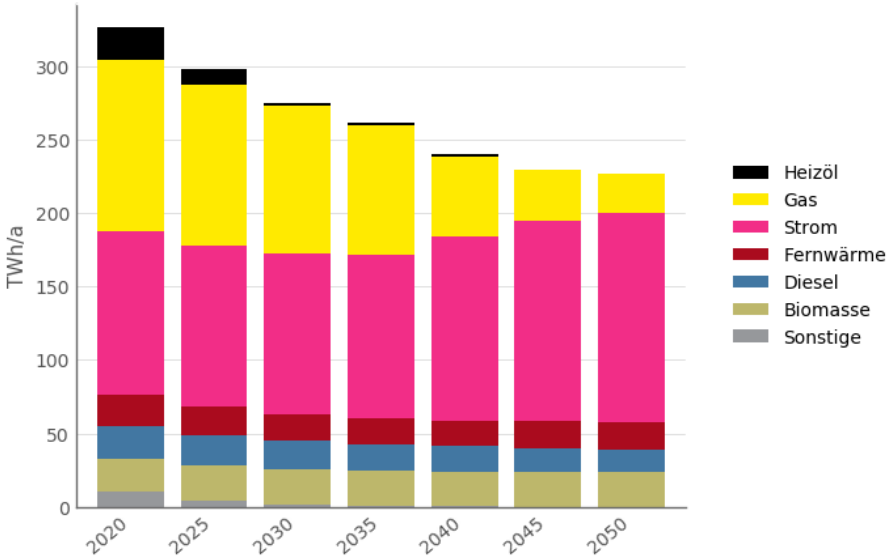


Abbildung 12-18: Entwicklung des Endenergiebedarfs im Sektor GHD im Szenario fuEL

12.4.5 Bereitstellungssektor

Während sich die oben dargestellten Maßnahmenumsetzungen in Endenergiesektoren aus den Erkenntnissen der vorangegangenen Analysen begründen lassen, findet zur Analyse der Systemrückwirkungen eine Optimierung des Bereitstellungssektors statt. Im Nachfolgenden werden analog zur Analyse des Startszenarios zunächst die installierten Leistungen von

Erzeugungstechnologien oder Anlagen zur Sektorenkopplung in Verbindung mit den Energiebilanzen für die modellierten Energieträger dargestellt. Anschließend findet eine gesammelte Gegenüberstellung sektorenübergreifender Kennzahlen wie Kosten und Emissionen statt.

12.4.5.1 Strom

Der in Abbildung 12-19 abgebildete konventionelle Erzeugungspark liegt mit maximal 82 GW installierter Leistung in 2035 leicht oberhalb der installierten Leistungen im Startszenario (69 GW in 2030 und 54 GW in 2050).

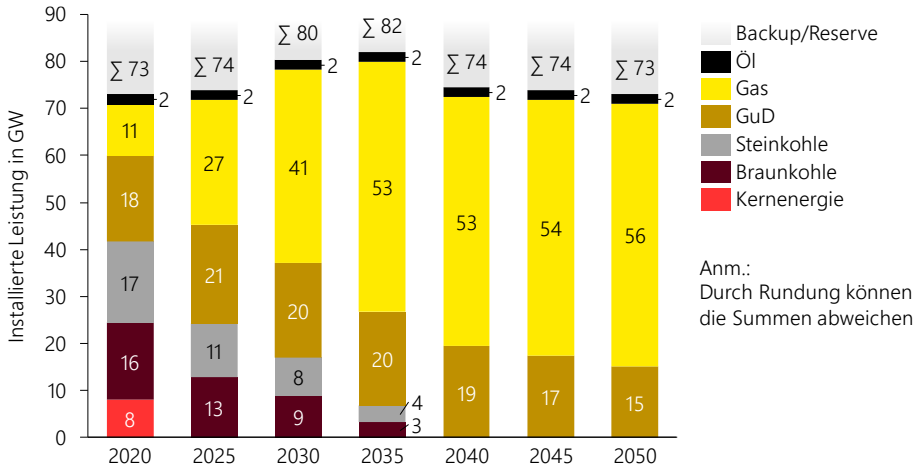


Abbildung 12-19: Installierte konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Deutschland (exklusive Backup-Kapazitäten in grau) für das Szenario fuEL

Im Vergleich zu den Ergebnissen der beiden explorativen Szenarien konnte der Bedarf an gesicherter Leistung durch moderatere Elektrifizierungsraten und eine nachfrageseitige Flexibilisierung reduziert werden. So liegt die installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks im Elektrifizierungsszenario in 2035 um 56 % über der hier benötigten installierten Leistung. Mit Blick auf das Ambitionsniveau der Emissionsreduktion ist jedoch die Frage zu beantworten, welche Auslastung ein konventioneller Kraftwerkspark mit nahezu konstant bleibender installierter Leistung in einem dekarbonisierten Energiesystem erfährt. Eine Antwort darauf geben die in Abbildung 12-20 dargestellten Volllaststunden der konventionellen Anlagen in den modellierten Stützjahren des fuEL Szenarios.

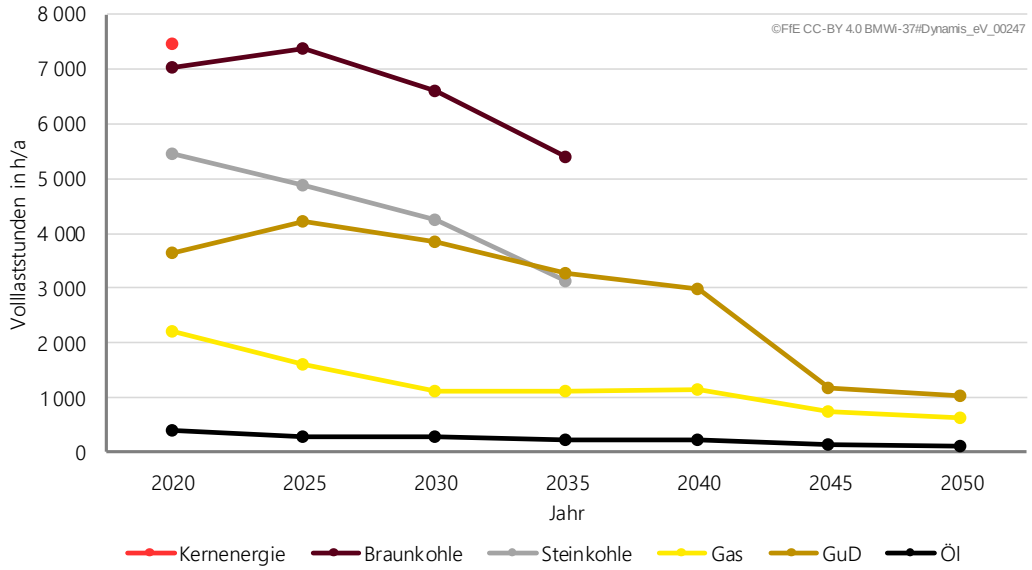


Abbildung 12-20 Entwicklung der Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke im Szenario fuEL

Die teilweise deutliche Reduktion der Volllaststunden der thermischen Kraftwerke zeigt, dass ihre zukünftige Aufgabe die Systemabsicherung zu besonders kalten und EE-ertragsarmen Stunden darstellt. Spätestens nach dem Vollzug des Kohleausstiegs repräsentieren sie keine relevante Größe in der Gesamtemissionsbetrachtung mehr, da die fehlenden Kapazitäten durch den Zubau von Erneuerbaren Energien und Batteriespeichern kompensiert werden. Eine weitere Reduktion des konventionellen Kraftwerksparks im Jahr 2050 wäre zu erwarten, wenn die Preise für Großbatteriespeicher stärker und früher als angenommen sinken würden. Ohne diese zusätzliche Preisdegression wird in der Optimierung ein Großteil der gasgefeuerten Kapazitäten in den Jahren 2030 und 2035 zugebaut und bleiben anschließend dem System gemäß ihrer anlagentypischen Nutzungsdauer bis nach 2050 erhalten. Sie ersetzten in diesen Jahren in erster Linie die zurückgehenden Kraftwerkskapazitäten aus Kohle und zum anderen werden sie zur Deckung der steigenden Spitzenlasten aufgrund von Elektrifizierungsmaßnahmen benötigt. Die Analyse der Volllaststunden thermischer Kraftwerke zeigt, dass KWK-Anlagen nur für einen begrenzten Zeitraum ihr typisches Einsatzprofil hoher Volllaststunden sinnvoll bedienen können. Nach einer leichten Zunahme der Einsatzzeiten durch den Kernenergieausstieg von 2020 auf 2025 fallen diese anschließend konstant. Deutlich herauszuheben ist, dass ab 2045, wenn durch die CO_2-Obergrenze nur noch wenige Emissionen dem System zugestanden werden, die durchschnittlichen Volllaststunden über alle Kraftwerkstypen unter die Marke von tausend Stunden fallen.

KWK-Anlagen stellen eine Brückentechnologie dar. Ab 2040 bilden niedrige Investitionen und Fixkosten jedoch die wichtigeren Faktoren als ein hoher Brennstoffnutzungsgrad.

Ab dem Stützjahr 2025 stammt mehr als die Hälfte der inländischen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Auch im Szenario fuEL bestätigt sich die Erkenntnis, dass die Erneuerbaren Erzeugungstechnologien die günstigsten Minderungskosten im Bereitstellungssektor aufweisen. Wind On- und Offshore wird konstant bis zum maximalen Zubaupotenzial des jeweiligen Stützjahres erschlossen. Die maximale Dynamik des Ausbaus ergibt sich hier aus den zur Verfügung stehenden Standorten und einer Begrenzung der Ausbaugeschwindigkeit basierend auf historischen Zubauraten. Für die Freiflächen-Photovoltaik wird die in Kapitel 6.3 ausgewiesene Potenzialobergrenze nicht ausgereizt. Lediglich die Zubaurate ist auf max. 15 GW pro Jahr begrenzt. Unter dem Druck der Emissionsobergrenze und des begrenzten Potenzials von Windturbinenstandorten findet in

den Jahren 2040 bis 2050 ein beträchtlicher Zubau in Höhe von 137 GW statt (siehe Abbildung 12-21).

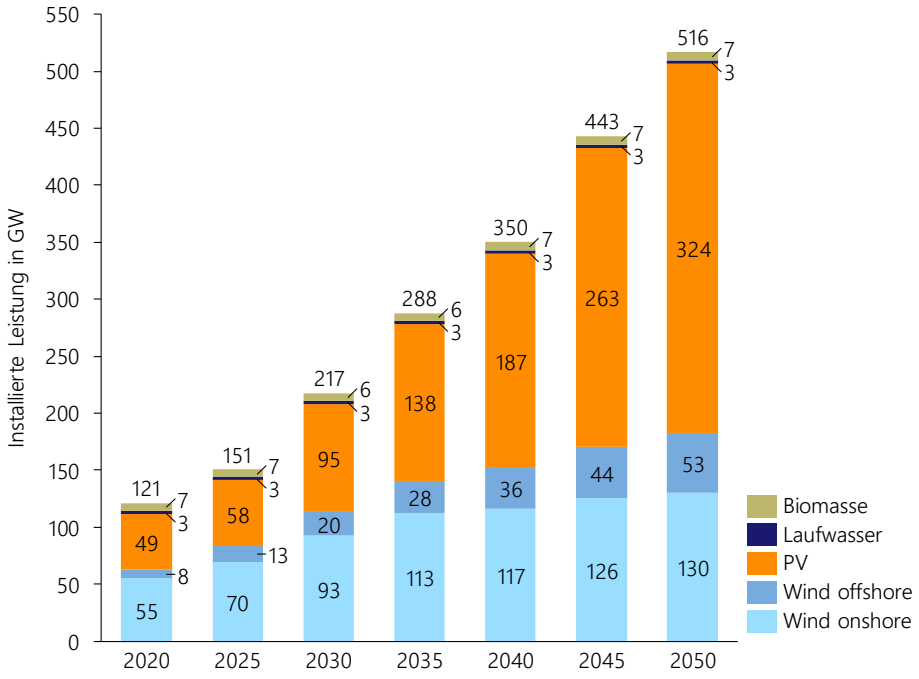


Abbildung 12-21: Installierte Kapazitäten Erneuerbarer Energien für das Szenario fuEL

Zur Integration der Erneuerbaren wird zu einem gewissen Teil auf klassische Strom-zu-Strom Speicher zurückgegriffen. Neben den exogen angenommenen Kapazitäten von Pumpspeicherkraftwerken, werden modellendogen Großbatteriespeicher mit einer Kapazität von bis zu 55,5 GWh in 2050 zugebaut (siehe Tabelle 12-6). Neben dem Tag-Nacht-Ausgleich von PV-Erzeugung reduzieren diese Großbatteriespeicher den Bedarf gesicherter Leistung.

Tabelle 12-6: Installierte Leistungen und Kapazitäten der Speichertechnologien im Szenario fuEL

Technologie	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Großbatteriespeicher	GW	0,6	0,7	1,9	2,9	6,6	9,9	24,7
	GWh*	0,7	1,6	4,3	6,6	14,9	22,2	55,5
Pumpspeicher	GW	8,9	9,6	9,6	11,3	11,3	11,3	11,3

*nutzbare Kapazität

Die Energiebilanz für den Energieträger Strom in Abbildung 12-22 zeigt sowohl die erzeugungsseitige Entwicklung im fuEL-Szenario wie auch die Zusammensetzung der Stromnachfrage, bestehend aus dem klassischen Stromverbrauch der Endenergiesektoren und Power-to-X Anlagen. In grau dargestellt sind die im- und exportierten Energiemengen.

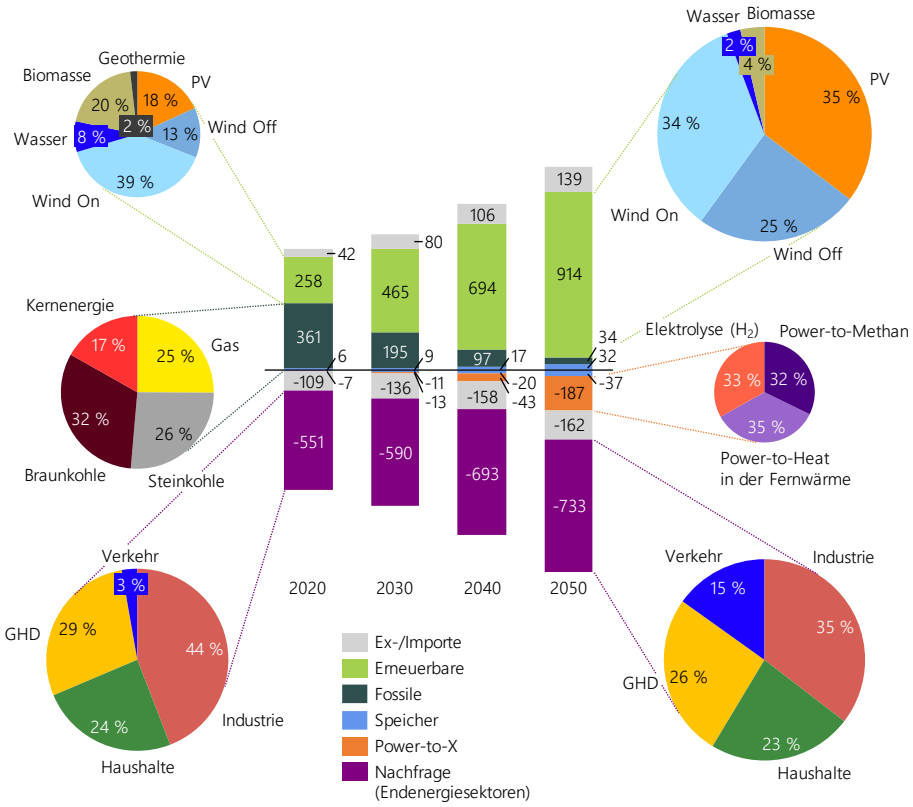


Abbildung 12-22: Strombilanz in TWh/a im Szenario fuEL

Die Entwicklung des Stromsystems im fuEL Szenario kann gemäß der Daten aus Abbildung 12-22 in zwei Phasen unterteilt werden: Zunächst ist die Dekade der 2020er Jahre anzuführen, die primär von einem erzeugungsseitigen Wandel geprägt ist. Innerhalb von zehn Jahren wächst der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 42 % auf 70 %. 48 % der thermischen Stromerzeugung und 14 % der gesamten inländischen Stromerzeugung stammen im Jahr 2030 noch aus emissionsintensiven Kohlekraftwerken. Während sich der Trend des EE-Ausbaus gemäß der Aufschlüsselung in Abbildung 12-21 fortsetzt, findet ab 2030 ein deutlicher Wandel der Stromnachfragestruktur statt. Zum einen führen Elektrifizierungsmaßnahmen in den Endenergiesektoren in 2050 zur einer Erhöhung der mittleren Last um 33 % gegenüber 2020. Mit einer Erhöhung der Spitzenlast um 70 % auf 155 GW in 2050 von 91 GW in 2020 wird auch hier deutlich, dass in erster Linie temperaturabhängige Stromanwendungen der Wärmebereitstellung elektrifiziert werden. Ein weiterer großer Anteil der absoluten Erhöhung geht auf den Verkehrssektor zurück.

Neben der Flexibilisierung der Nachfrage aus Wärmepumpen im Sektor „Private Haushalte" und einer preisgesteuerten Ladesteuerung der Elektrofahrzeuge stellen sich ab 2030 auch weitere Power-to-X Technologien als systemdienlich dar. Dazu gehört auch die elektrische Bereitstellung von Fernwärme. Die hier als Power-to-Heat ausgewiesenen flexiblen Technologien sind Großwärmepumpen und Elektrodenheizkessel. Mit zunehmendem Dekarbonisierungsniveau nimmt die Bedeutung von Elektrolyse und ab 2045 auch die der Methanisierung mit CO_2-Punktquelle aus der Industrie zu. Insgesamt werden in 2050 187 TWh elektrischer Energie in die alternativen Energieträger Fernwärme, Wasserstoff und Methan umgewandelt. Wie sich die restliche Deckung der Endenergienachfragen der Verbrauchssektoren zusammensetzt, wird in Abbildung 12-27, Abbildung 12-28, Abbildung 12-29 und Abbildung 12-30 veranschaulicht. Zunächst soll jedoch die Zusammensetzung der Stromnachfragedeckung in zeitlicher und räumlicher Auflösung

genauer untersucht werden. Dabei spielt die zeitliche Flexibilität, welche sich aus den Speichertechnologien und den sektorkoppelnden Technologien ergibt, eine Rolle. Ein weiterer Baustein stellt der grenzüberschreitende Stromhandel dar. Die Bedeutung dieser Flexibilitätsoption nimmt, analog zur Entwicklung der Handelsvolumina im Startszenario, über die Jahre zu. Dies ist mit dem Ausbau der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten und den erneuerbaren Technologien zu begründen. Im Gegensatz zum Startszenario bleibt das Exportsaldo jedoch positiv. Dies ist in erster Linie auf die deutlich höhere Erneuerbaren-Durchdringung im Szenario fuEL zurückzuführen. Die Länder, welche im Vergleich zum Startszenario mehr Stromexporte aus Deutschland kommend abnehmen, sind Niederlande (+6 TWh), Österreich (+4 TWh), Frankreich (+4 TWh) und die Schweiz (+4 TWh). Wie in Abbildung 12-23 zu sehen, sind die Exporte nach Tschechien und Polen auf einem hohen Niveau, was sich gegenüber dem Startszenario (vgl. Abbildung 5-6) nur geringfügig ändert.

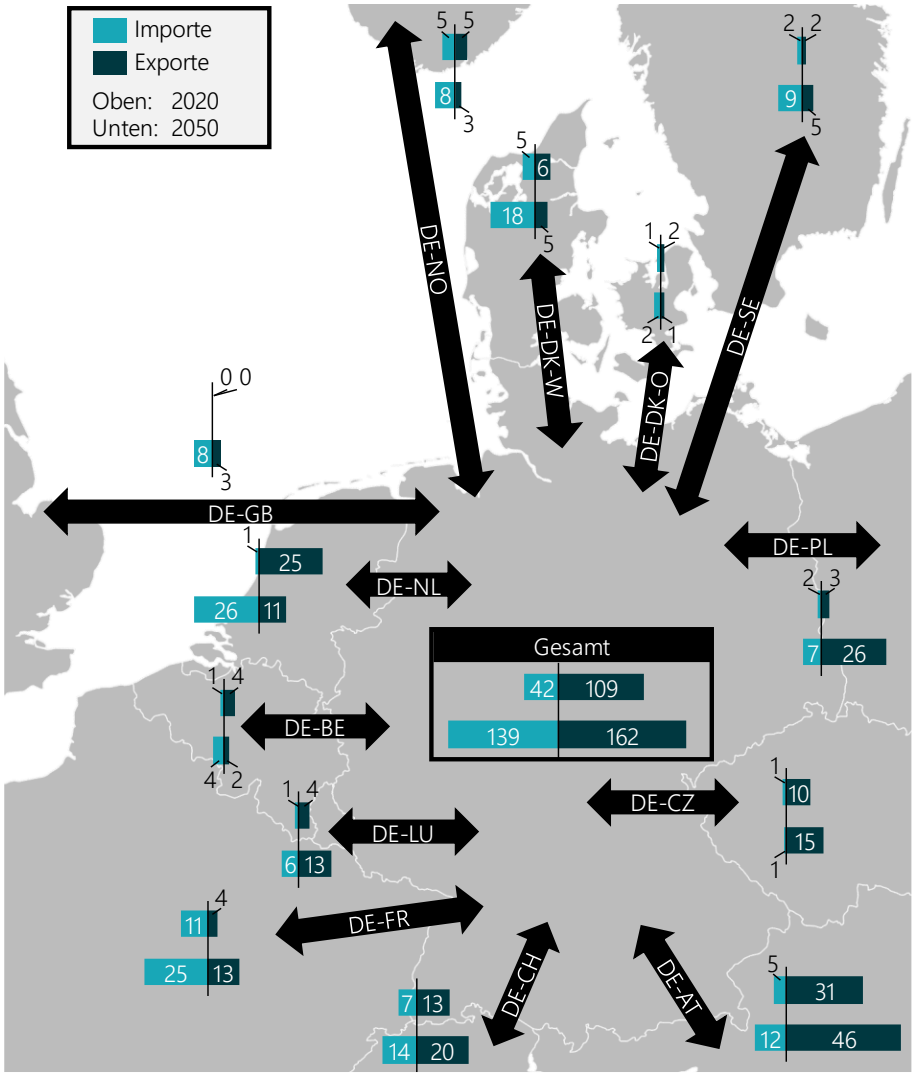


Abbildung 12-23 Stromhandelssaldo in 2020 (oben) und 2050 (unten) in TWh/a im Szenario fuEL

Der räumliche Strombilanzausgleich stellt somit ebenfalls eine bedeutsame Flexibilitätsoption im Gesamtbild des fuEL Szenarios dar. In zeitlicher Dimension zeigt die Jahresdauerlinie der Residuallast in Abbildung 12-24, dass im Szenario fuEL in 2050 in mehr als 5.300 Stunden im Jahr eine negative Residuallast vorliegt. Zu diesen Stunden ist die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien größer als die herkömmliche Nachfrage aus den Endenergiesektoren.

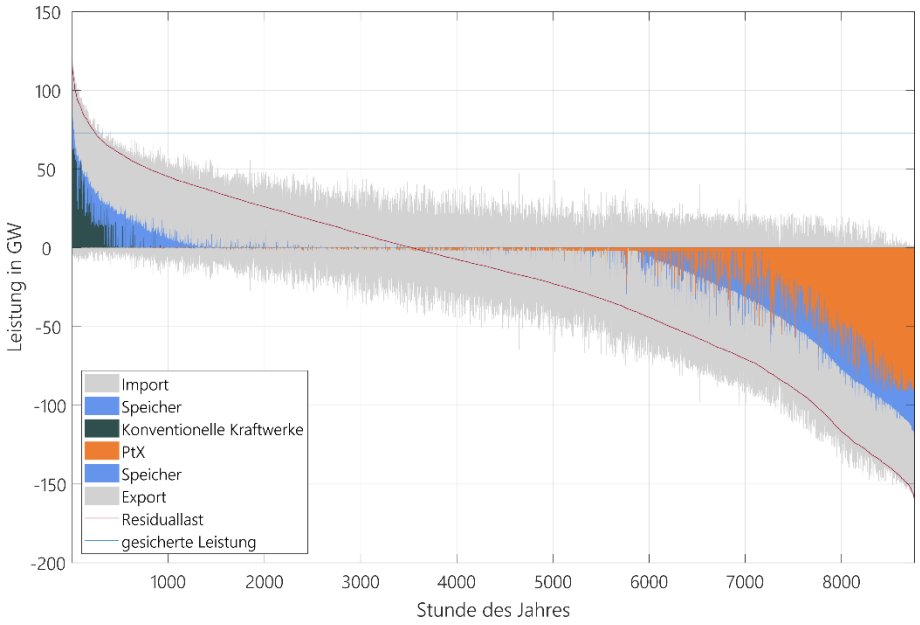


Abbildung 12-24 Jahresdauerlinie der Residuallast, Szenario fuEL im Jahr 2050 für Deutschland

Die flexiblen Power-to-X Anwendungen, welche zur Integration der Erneuerbaren genutzt werden, weisen Volllaststunden von 2160 Stunden (Elektrolyseure), 3240 Stunden (Methanisierung), 5950 Stunden (Großwärmepumpen) und 1230 Stunden (Elektrodenheizkessel) auf. Trotz der hohen installierten Leistungen an Power-to-X Technologien werden in 2030 ca. 0,6 TWh, in 2040 9,2 TWh und in 2050 17 TWh Erneuerbare Stromerzeugungspotenziale nicht genutzt. In 2050 entfallen 5,3 TWh der Abregelung auf Wind Onshore, 4,6 TWh auf Wind Offshore und 7,1 TWh auf PV.

Der Einsatz der Power-to-X Technologien weist eine hohe Wechselwirkung mit den kurzfristigen stündlichen Grenzkosten der Stromerzeugung auf. Entgegen der heutigen Strompreisstruktur sind diese Flexibilitätsoptionen zunehmend preissetzend. In Abbildung 12-25 ist die Strompreisstruktur des Jahres 2050 im fuEL Szenario als geordnete Jahresdauerlinie dargestellt.

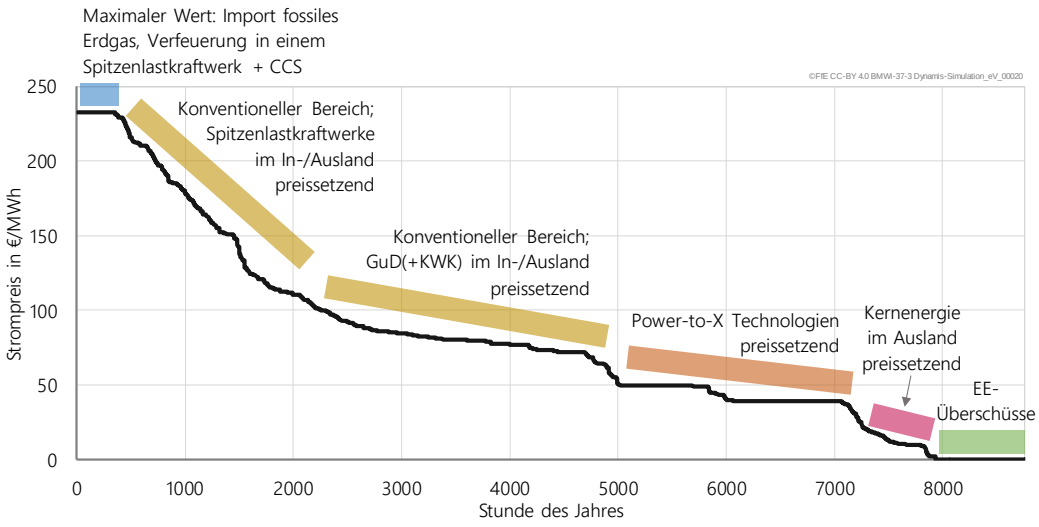


Abbildung 12-25: Jahresdauerlinie der Strompreise in 2050 im Szenario fuEL

Die gekennzeichneten Bereiche sollen markante Bereiche der Strompreis-Jahresdauerlinie erklären. Durch die vielfältigen Systemwechselwirkungen dient dies jedoch nur als grobe Orientierung. Aufgrund der hohen Durchdringung von Speicher- und Power-to-X Technologien ist eine eindeutige Kennzeichnung der preissetzenden Technologien für jede einzelne Stunde nicht ohne weiteres möglich. Nichtsdestotrotz ist festzuhalten, dass sich die Zeitpunkte mit einem Strompreis von 0 €/MWh auf weniger als 1000 Stunden im Jahr beschränken. Dies ist durch den hohen Anteil an Power-to-X Technologien zu erklären, die sich im Jahr 2050 im System befinden werden. Diese Flexibilitätsoptionen stellen im Sinne des Grenzkostenansatzes einen Strompreis ein, der auf dem gleichen Niveau liegt, wie die Bereitstellung des Produktes („X") durch einen anderen, alternativen Prozess. Als Beispiel ist der Power-to-Methan Prozess anzuführen, dessen Grenzkosten sich auf dem Niveau des Brennstoffimports von „grünem" Gas oder dem Import von Erdgas mit anschließendem CCS bewegen. Dass diese Technologien nicht im gesamten Bereich ab Stunde 5000 preissetzend sind, liegt daran, dass sie nur im beschränkten Umfang die erneuerbaren Überschüsse integrierten können, da der Ausbau ihrer Leistung im System nicht bis zur Integration der „letzten" MWh EE-Überschuss wirtschaftlich ist.

Herauszuheben ist ebenfalls, dass sich für einen Bereich von ca. 300 Stunden die Kombination aus Gas-Spitzenlastkraftwerk mit anschließendem CCS als Preisobergrenze einstellt. Während in den Jahren 2025 und 2030 noch Knappheitspreise aufgrund von fehlenden konventionellen Kapazitäten zu beobachten sind, ist in den späteren Jahren der Kraftwerkspark ausreichend groß dimensioniert. Für den gesamten Bereich der konventionellen Kraftwerke von Stunde 0 bis 5000 ist es mit Blick auf die Jahresdauerlinie der Residuallast in Abbildung 12-24 nur schwer nachzuvollziehen, wieso dieser so ausgeprägt vorhanden ist. Hier ist der graue Bereich der Stromim- und -exporte mit zu berücksichtigen. Denn mit steigenden Handelskapazitäten kann sich zunehmend das preissetzende Kraftwerk auch im Ausland befinden. Auch hier ist zu berücksichtigen, dass nach dem Prinzip der marginalen Kostenbetrachtung dieses Preisniveau keinen Rückschluss auf die tatsächlich importierte oder inländisch produzierte Energiemenge aus fossilen Kraftwerken zulässt.

Unter der Randbedingung des Szenarios, dass ein Klimapfad für den deutschen Betrachtungsraum analysiert wird und gleichzeitig für die europäischen Nachbarländer ein Referenzpfad angenommen wird, ergibt sich die in Tabelle 12-7 dargestellte Handelscharakteristik.

Tabelle 12-7: Kosten und Erlöse aufgrund des grenzüberschreitenden Stromhandels im Startszenario

Kategorie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Export							
Stromexport in TWh	109,1	95	136,2	143,8	157,8	160,8	162,4
Erlöse Export in Mrd. €/a	4,9	5,3	7,6	7,3	7,7	8,3	8,4
Import							
Stromimport in TWh	42,3	60,2	80,5	91,5	106,3	135,5	139,2
Kosten Import in Mrd. €/a	1,9	3,5	5,3	6,3	7,8	11,4	11,7

Der grenzüberschreitende Stromhandel zeigt im untersuchten fuEL Szenario zunehmend die Charakteristik, dass EE-Überschüsse zu niedrigen Strompreisen exportiert werden und Importe zu Zeiten hoher Strompreise stattfinden (siehe auch Abbildung 12-26). Obwohl in 2050 ein Plus von 23,2 TWh höhere Exporte gegenüber den Importen vorliegt, schlägt die Kostenbilanz zu Gunsten der nach Deutschland exportierenden Länder um. In Summe werden 3,3 Mrd. € mehr für importierten Strom gezahlt, als durch Exporte erlöst wird.

Ein interessanter Effekt, der bei dem Vergleich der Jahre 2040 und 2045 auffällt, ist die Tatsache, dass zum einen der durchschnittliche Wert einer exportierten MWh sprunghaft zunimmt und zum anderen dass die importierte Strommenge um fast 30 TWh ansteigt. Dieser Effekt ist auf den deutlichen Anstieg der marginalen Stromgestehungskosten zur Erreichung des Emissionsminderungsziels zurückzuführen und wird in Abbildung 12-26 ersichtlich.

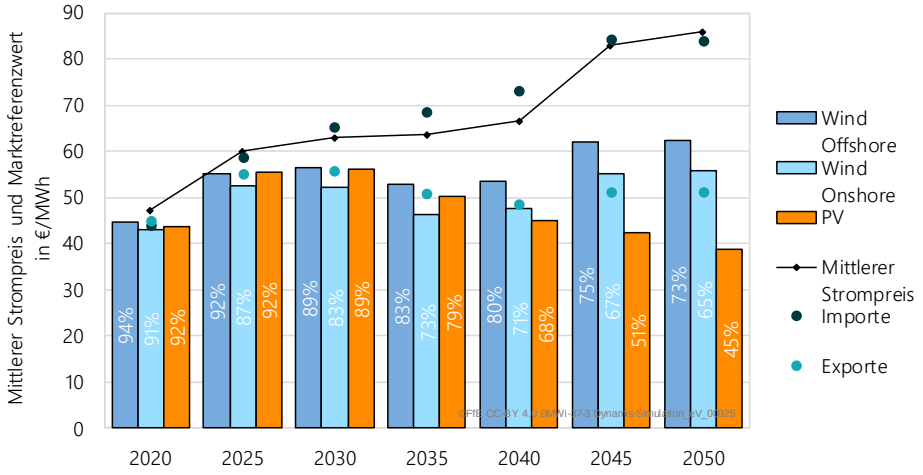


Abbildung 12-26: Grenzkosten von Strom und Marktwert (absolut in €/MWh und spezifisch in Prozent ggü. mittlerem Strompreis) der Erneuerbaren Energien Wind Offshore, Wind Onshore und PV im Szenario „fuEL"

Die Emissionsobergrenze führt ab 2045 zu einer besonders kostenintensiven Transformation des Bereitstellungssektors. Während sich in den vorherigen Jahren die Emissionsziele noch durch einen Ausbau der Erneuerbaren mit entsprechenden Flexibilisierungsmaßnahmen erreichen lassen, werden nun synthetische Brennstoffe, die in ihrer Vorkette eine CO_2-Senke besitzen, benötigt. Daher steigen die marginalen Kosten für die Emission einer zusätzlichen Tonne CO_2 im Jahr 2045 deutlich an. Die Grenz-Minderungskosten zur Reduktion einer Tonne

CO_2 liegen im Jahr 2045 bei 172,8 €/t und in 2050 bei 240,6 €/t. Für die Grenzkosten der Stromerzeugung bedeutet dies, dass sich diese „virtuellen" CO_2-Preise auch bei der Verfeuerung von Brennstoffen zur Stromerzeugung in den Stromgestehungskosten niederschlagen. Damit ist das hohe Preisniveau zu erklären, welches die mittleren Strompreise ab 2045 erreichen.

Ein weiterer ausgeprägter Anstieg ist zwischen 2020 und 2025 zu beobachten. Hier führt der Kernenergieausstieg, gemeinsam mit den zurückgehenden installierten Leistungen von Kohlekraftwerken zu einer deutlichen Erhöhung des mittleren Strompreises um 12,6 €/MWh. Gleichzeitig steigen die Marktwerte der Erneuerbaren Energien an, was im Kontext der Ausgestaltung des heutigen EEG zu einem Absinken der EEG-Umlage führen würde.

Bezüglich der drastischen Verringerung der Marktwerte der Erneuerbaren in den Jahren nach 2030 ist festzuhalten, dass das System gemäß des in Abbildung 12-21 dargestellten Ausbaus des Erneuerbaren Kraftwerksparks eine sehr hohe PV-Durchdringung aufweist. Aufgrund der höheren installierten Leistung und der höheren Gleichzeitigkeit des Erzeugungsprofils sinkt der Marktwert von PV deutlich stärker ab als die Marktwerte von Wind-Onshore und - Offshore. Nichtsdestotrotz wird PV bis in das Jahr 2050 weiter modellendogen ausgebaut, ohne dass eine modellexogene Potenzialgrenze wirkt. Dies bedeutet, dass selbst mit einem Marktwert von 45 % des mittleren Strompreises in 2050 der Ausbau von PVA zu sinkenden Systemgesamtkosten führt und damit wirtschaftlich ist. Für die beiden Wind-Technologien gilt dies nicht, da hier die Potenzialgrenzen jeweils zu einer Beschränkung des Ausbaus führen. Wären diese nicht vorhanden, so würde ein deutlich höherer Wind-Ausbau unter den angenommenen Gestehungskosten stattfinden.

12.4.5.2 Fernwärme

Die beiden genannten Technologien zur Elektrifizierung der Fernwärme setzen sich aus den in Tabelle 12-8 dargestellten installierten Leistungen in Kombination mit Wärmespeichern zur Flexibilisierung des Strombezugs zusammen.

Tabelle 12-8: Ausgewählte installierte Kapazitäten und Leistungen der Power-to-Heat Technologien in der Fernwärmeversorgung im fuEL Szenario

Technologie	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Elektrodenheizkessel	GW_{el}	1,7	2,4	3,6	4,2	4,7	13,8	14,1
Großwärmepumpen	GW_{el}	0	1,3	1,5	1,7	1,8	2	2,1
Wärmespeicher	GWh_{th}	39,4	60,2	80,6	93,7	103	231	233

Wie aus der Voranalyse zu den Top-Maßnahmen ersichtlich wurde, besitzt die Fernwärme ein großes Potenzial zur Emissionsminderung. In Abbildung 12-27 ist die Energiebilanz der öffentlichen Fernwärmeversorgung dargestellt.

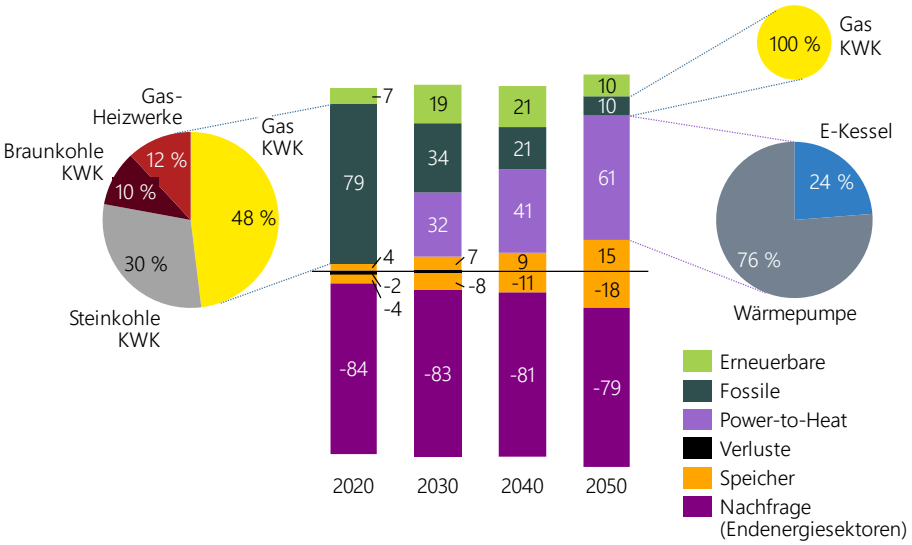


Abbildung 12-27: Resultierende Fernwärmebilanz für Deutschland in TWh/a

Herauszustellen ist, dass in den Jahren 2025 bis 2040 eine umfassende Nutzung der Biomasse in der gekoppelten Strom- und Fernwärmenutzung stattfindet. Ab 2045 wird ein Teil davon durch die elektrische Wärmeerzeugung ersetzt und findet stattdessen eine Verwendung in der Biomassevergasung. Durch die hohen Minderungskosten, die eine Defossilisierung der Methanbereitstellung mit sich bringt, kann diese begrenzte Ressource dort am kosteneffizientesten eingesetzt werden.

12.4.5.3 Wasserstoff

Die Wasserstofferzeugung wird erst ab 2045 auf den „grünen" Erzeugungsprozess unter Anwendung der PEM-Elektrolyse umgestellt (vgl. Tabelle 12-9).

Tabelle 12-9: Ausgewählte installierte Kapazitäten und Leistungen der Elektrolyseure im fuEL Szenario

Technologie	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PEM-Elektrolyseur	GW_{el}	0,2	0,5	2,2	2,2	2,9	19	28,8

Die Energiebilanz für den Energieträger Wasserstoff in Abbildung 12-28 zeigt, dass die Grenzkosten zur synthetischen Wasserstofferzeugung erst ab 2040 ausreichend niedrig sind, um ohne Emissionen vonstattenzugehen. Zuvor wird, wie auch heute üblich, die energiebedingte Wasserstoffnachfrage durch Dampfreformierungsanlagen gedeckt. Während der lange Markthochlauf von Wasserstoffstahl und der Wasserstoffnutzung im Langstreckengüterverkehr zu Ineffizienzen in den früheren Jahren führt, da hier der benötigte Wasserstoff aus Erdgas reformiert wird, könnte die Nachfrage aus den Endenergiesektoren in 2050 noch höher als die ermittelten 43 TWh sein. Im untersuchten fuEL Szenario werden daher 15 % des erzeugten Wasserstoffs in das Erdgasnetz beigemischt. Dies geschieht unter Berücksichtigung der Randbedingung, dass zu keiner Stunde mehr als 10 vol.-% Wasserstoff beigemischt werden dürfen.

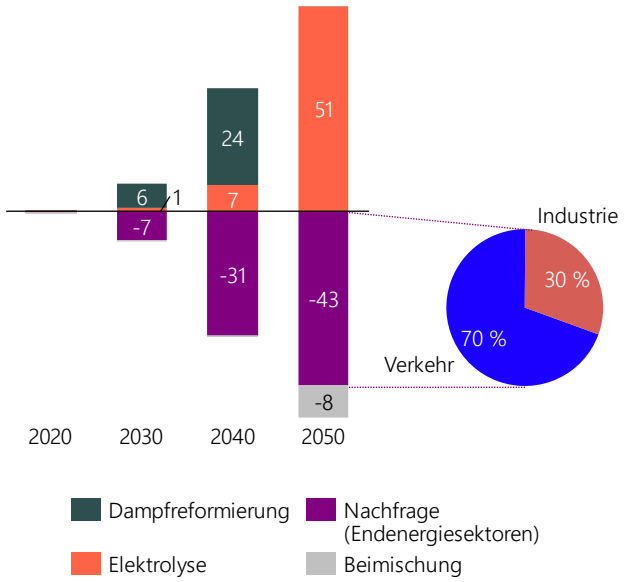


Abbildung 12-28: Resultierende Wasserstoffbilanz in TWh/a im fuEL Szenario

12.4.5.4 Methan

Für den Energieträger Methan stellt sich aufgrund der hohen Elektrifizierungsrate in den Endenergiesektoren ein starker Rückgang der Nachfrage ein. Wie in Abbildung 12-29 gezeigt, geht die Gasnachfrage aus den Endenergiesektoren in 2050 um 74 % gegenüber 2020 zurück. Während dieser Nachfragebestandteil über die Jahre kontinuierlich sinkt, bleibt die Gasnachfrage aus dem Bereitstellungssektor bis in das Jahr 2045 nahezu konstant. Obwohl die konventionelle Strom- und Fernwärmeerzeugung aus energetischer Sicht von Jahr zu Jahr abnimmt, rücken gasgefeuerte Kraftwerke nun an die Stelle, die zuvor durch Kohle- oder Kernenergiekraftwerke besetzt wurde. Durch die Veränderung der Einsatzcharakteristik konventioneller Kraftwerke hin zur Systemabsicherung, ist ihr Einsatz von hohen Spitzen im Winter geprägt. Im Jahr 2050 gehen ihre Einsatzzeiten zur Erreichung des Emissionsziels nochmals merklich zurück. Die Deckung von Residuallastspitzen wird nun auch durch Großbatteriespeicher übernommen.

Erzeugungsseitig findet, wie in Abbildung 12-29 dargestellt, erst ab 2045 eine nennenswerte Verschiebung von fossilen Importen hin zu einem Mix aus inländischer Methanisierung, Biomassevergasung, Beimischung von Wasserstoff und Erdgasimport statt.

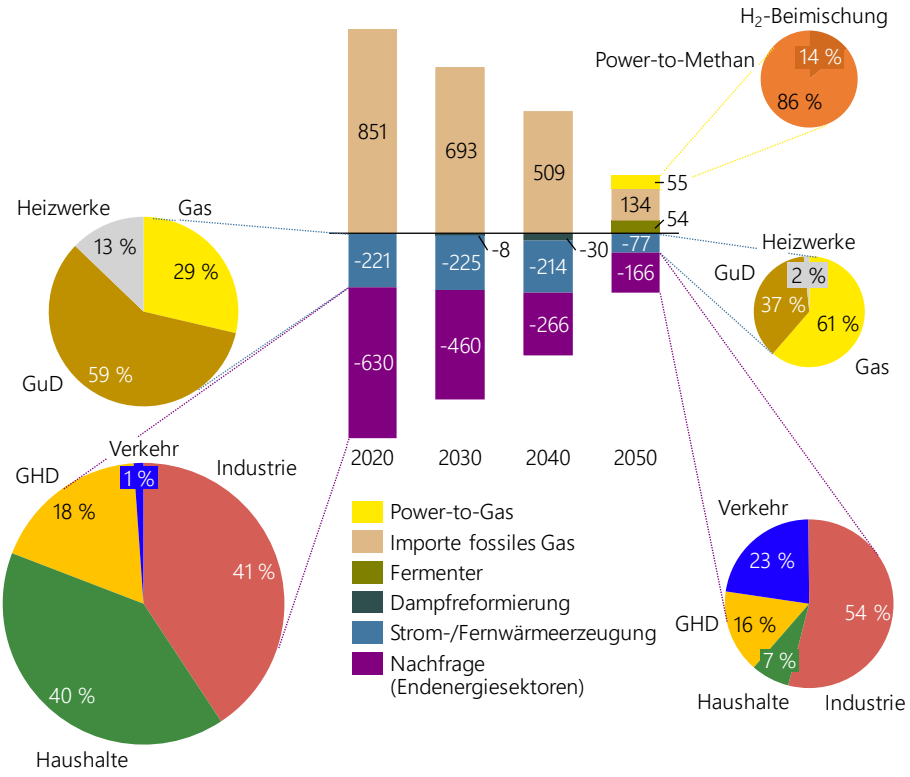


Abbildung 12-29: Resultierende Energiebilanz für Methan in TWh/a im fuEL Szenario

Der Import von 134 TWh Erdgas ist auf den ersten Blick in einem 95 % Reduktionsszenario fragwürdig. Vor dem Hintergrund, dass in diesem Szenario die Entnahme von 53 Mio. Tonnen CO_2 aus der Atmosphäre durch CCS bei gleichzeitiger Verbrennung des konventionellen Gases den kostenoptimalen Pfad darstellen, geht die Gesamtemissionsbilanz jedoch auf. An dieser Stelle sei auf die hohe Unsicherheit der getroffenen Annahmen zu den Importkosten synthetischer Brennstoffe und der enormen Auswirkungen einer Variation dieser, wie sie in Kapitel 11.6.2 beschrieben sind, verwiesen.

Anstatt durch synthetisches Methan die Emissionsziele zu erreichen, wird unter den getroffenen Annahmen fossiles Erdgas importiert und CCS genutzt.

Inwiefern diese Erzeugungs- und Verbrauchssituation im europäischen Gasmarkt wechselwirkt, wird in Kapitel 12.4.7 gesondert untersucht.

Zur Bereitstellung des synthetischen Methans werden im Szenario PEM-Elektrolyseure mit Methanisierung, die als CO_2-Quelle die Emissionen der Zementherstellung in der Industrie nutzen, im Umfang von 18,6 GW im Jahr 2050 benötigt (vgl. Tabelle 12-10). Der hohe Zubau gegenüber 2045, der offensichtlich zur Erreichung der letzten Prozente der Emissionsreduktion nötig ist, ist insbesondere für eine zuvor kaum genutzte Technologie extrem. Ein Technologiehochlauf würde hier höchstwahrscheinlich über einen Zeitraum von mindestens 10 Jahren stattfinden müssen und wäre in den vorangehenden Jahren durch eine Förderung anzureizen.

Tabelle 12-10: Ausgewählte installierte Leistungen Gas Erzeugungstechnologien im fuEL Szenario

Technologie	Einheit	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PEM-Elektrolyseur mit Methanisierung (an CO_2-Punktquelle)	GW_{el}	0	0,1	0,4	0,6	0,8	1,0	18,6
Biomassevergasung (Fermenter)	GW_{gas}	0	0	0	0	0	3	6,2

12.4.5.5 Flüssige Kohlenwasserstoffe (Öl, Kerosin, Otto-Kraftstoffe etc.)

Weitere, oftmals als „Sorgenkinder" bezeichnete Energieträgeranwendungen, sind die flüssigen Kohlenwasserstoffe des Verkehrssektors. Auch wenn ein Großteil der hier anfallenden Emissionen durch Elektrifizierung oder Umstellung auf gasbasierte Technologien reduziert werden können, verbleibt ein Teil des Langstreckengüterverkehrs und des Flugverkehrs im Jahr 2050 bei der Nutzung dieses Energieträgers. In Abbildung 12-30 ist zu sehen, dass die Nachfrage durch die Umstellung auf andere Energieträger im Haushalts- und Verkehrssektor drastisch reduziert werden kann und im Jahr 2050 dann eine vollständige Deckung durch emissionsfreie Importe stattfindet.

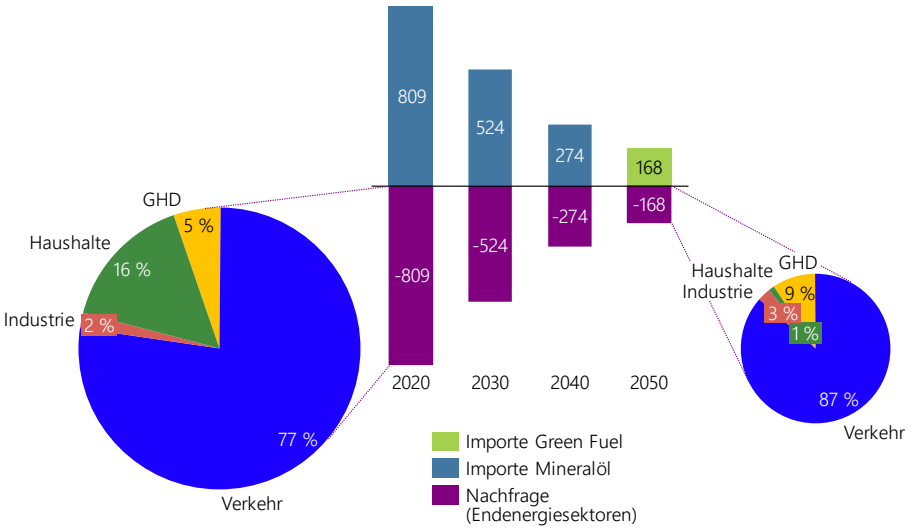


Abbildung 12-30 Resultierende Energiebilanz für flüssige Kohlenwasserstoffe für Deutschland in TWh/a

Der Umstellungsprozess auf synthetische Importe beginnt im Jahr 2045. In diesem Jahr wird ca. die Hälfte der Nachfrage von 209 TWh durch emissionsfreie Importe gedeckt. In 2050 ist dann die gesamte Energieträgernachfrage auf den Import synthetischer, flüssiger Kohlenwasserstoffe umgestellt.

12.4.5.6 Emissionskoeffizienten der modellierten Energieträger

Gemäß der in Kapitel 4.4.4 vorgestellten Methode zur Berechnung von Emissionskoeffizenten aus einem hochverknüpften Energiesystemmodell, wird auch für das Szenario fuEL die Emissionsbilanz im Bereitstellungssektor aufgestellt und ausgewertet. Die

Emissionskoeffizienten in Tabelle 12-11 spiegeln die Dekarbonisierungsgeschwindigkeit der einzelnen Energieträger wider.

Tabelle 12-11: Lastgewichtete, durchschnittliche CO_2-Emissionsfaktoren der modellierten Energieträger im Szenario fuEL in t CO_2/MWh

Energieträger	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Strom	0,36	0,30	0,20	0,11	0,07	0,04	0,03/0*
Fernwärme	0,24	0,16	0,12	0,07	0,05	0,02	0,02/0*
Methan	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,17	0,08/0*
Wasserstoff	0,25	0,25	0,18	0,17	0,17	0	0
Flüssige Kohlenwasserstoffe	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,12	0

* Bilanzielle Berücksichtigung von CCS

Beim höchsten Emissionskoeffizienten startend weist der Energieträger Strom die größte Dynamik auf. Darauf folgt die Fernwärme, die in einer ähnlichen Geschwindigkeit eine Dekarbonisierung erfährt. Die anderen Energieträger erfahren erst in den Jahren 2040, 2045 und 2050 einen merklichen Rückgang ihres CO_2-Emissionskoeffizienten durch die Einführung einer Emissionssenke in ihrem Herstellungsprozess oder die Nutzung von CCS. Bei der folgenden Betrachtung der Energieträgergrenzkosten ist die Höhe des Emissionskoeffizienten bei der Einordnung der Grenzkosten von zentraler Bedeutung.

12.4.5.7 Systemkosten

Bei den hier durchgeführten Analysen handelt es sich um eine volkswirtschaftliche Gesamtkostenbetrachtung, welche auch als „Systemsicht" bezeichnet wird. Die Abgaben in Form von Steuern oder Umlagen werden nicht bilanziert. Die einzige Ausnahme stellen die Zertifikatskosten aus dem EU-ETS dar, welche als Betriebskosten an entsprechender Stelle ausgewiesen werden. Da dieser Bestandteil einen erheblichen Einfluss auf die Einsatzreihenfolge thermischer Kraftwerke und die resultierenden Strompreise hat, ist dieser nicht ohne weiteres aus der Bilanz herauszurechnen.

Grenzkosten

Zunächst soll jedoch der Fokus auf die Grenzkosten der modellierten Energieträger gelegt werden. Die Grenzkosten der Energieträger geben Aufschluss darüber, welcher Energieträger unter den gegebenen Randbedingungen besonders kosteneffizient erzeugt werden kann. In einem dekarbonisierten Energiesystem sind diese Kosten jedoch in Verbindung mit dem spezifischen Emissionskoeffizienten (vgl. Tabelle 12-11) und den anwendungsseitigen Kosten in den Endenergiesektoren einzuordnen. In Tabelle 12-12 werden die lastgewichteten, mittleren Grenzkosten der modellierten Energieträger gegenübergestellt.

Tabelle 12-12: Grenzkosten der modellierten Energieträger im Szenario fuEL in €/MWh

Energieträger	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Strom	47,4	60,0	62,9	63,6	66,6	82,9	85,8
Fernwärme	19,4	19,2	19,2	19,2	18,7	18,1	27,8
Methan	22,7	25,2	26,4	27,9	28,0	28,0	27,0/53,2*
Wasserstoff	28,4	39,2	43,3	47,9	50,7	62,2	47,3
(mix) flüssige Kohlenwasserstoffe	48,1	58,0	56,4	61,1	61,1	84,6	98,7

* Wert bei Berücksichtigung der Kosten für die Nutzung von CCS für den Emissionsausgleich der fossilen Erdgasimporte in den Grenzkosten der Methanbereitstellung

In den Jahren 2020 bis 2040 sind die Grenzkosten der Stromerzeugung von den in Kapitel 12.4.5.1 beschriebenen Effekten geprägt. Die Grenzkosten der Fernwärme entwickeln sich in diesem Zeitraum basierend auf einer Mischung aus der Nutzung von Stunden niedriger Strompreise durch Power-to-Heat Technologien und der fossilen Wärmeerzeugung in Heizwerken oder – mit einem über die Jahre zunehmendem Anteil – KWK-Kraftwerken. Mit zunehmender Wasserstoffnachfrage steigt auch der Wasserstoffpreis. Insbesondere, da die kostenintensive Dampfreformierung zum Einsatz kommt. Die Preise der auf Importen basierenden Energieträger Methan und der Mix aus flüssigen Kohlenwasserstoffen entspricht bis 2040 den angenommenen Brennstoffpreisen. Von 2040 auf 2045 ist bei fast allen Energieträgern ein Sprung zu beobachten. Da in 2045 die Emissionsobergrenze eine starke Transformation des Sektors induziert, steigen die Grenzkosten für Strom, Wasserstoff und flüssige Kohlenwasserstoffe deutlich an. Für Strom ist dies durch die höheren Schattenpreise einer emittierten Tonne CO_2 zu begründen. Dies führt für den Wasserstoff dazu, dass die Dampfreformierung als Erzeugungsoption ausscheidet und zunehmend Stunden höherer Strompreise für die Elektrolyse genutzt werden. Die flüssigen Kohlenwasserstoffe werden ab 2045 zum Teil von fossilen auf synthetische Importe umgestellt, was zu einer deutlichen Erhöhung der Grenzkosten führt. Die Energieträger Fernwärme und Methan erfahren keinen Preissprung, da Methan in 2045 noch vollständig durch fossile Erdgasimporte bereitgestellt wird und dementsprechend auch die Fernwärmeversorgung keinen Anstieg der marginalen Kosten zu verzeichnen hat. Dies ist damit zu begründen, dass die Power-to-Heat Technologien ihre Einsatzzeiten stärker in Stunden niedriger Strompreise verschieben und die gasgefeuerte Fernwärmebereitstellung in 2045 auf Erdgasimporten basiert. Dieses Verhalten ändert sich in 2050, wenn die Emissionsobergrenze nochmals stärkere Systemanpassungen erfordert. Bei Berücksichtigung der Folgekosten, in Form von CCS, erhöhen sich die mittleren Grenzkosten der Methanbereitstellung auf 53,2 €/MWh. Dementsprechend steigen auch die Preise der Fernwärme an. Die flüssigen Kohlenwasserstoffe werden in 2050 vollständig durch synthetische Importe bereitgestellt, weshalb auch hier ein Kostenanstieg zu verzeichnen ist. Mit der Systemanpassung von 2045 auf 2050 geht auch ein weiterer Ausbau der Erneuerbaren Energien einher, was dazu führt, dass Stunden niedriger Strompreise häufiger auftreten und durch die Elektrolyse kosteneffizient genutzt werden können. Folglich sinken die Grenzkosten des Wasserstoffs als einziger Energieträger von 2045 auf 2050.

Gesamtkosten

Die in Tabelle 12-13 und Tabelle 12-14 aufgeführten Kosten sind die Investitionen und Fixkosten, welche im Bereitstellungssektor bilanziert werden und für die Erhaltung, sowie den Ausbau des Energiesystems im Zeitraum von 2020 bis 2050 im fuEL Szenario ermittelt wurden.

Investitionen, die vor 2020 getätigt wurden, gehen nicht in diese Bilanz ein. Investitionen, die zur Erhaltung von Systembestandteilen, wie z. B. den Retrofit von Kraftwerken, benötigt werden, sind hier berücksichtigt. Die dargestellten jährlichen und kumulierten Summen sind den Werten des Startszenarios in Tabelle 5-11 gegenüberzustellen.

Tabelle 12-13: Annuitätische Kosten für Investitionen und Fixkosten in Mrd. €/a für die Stützjahre und kumuliert in Mrd. € im Szenario fuEL*

Technologie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Kumuliert `20-`50	*Vergleich Start: Kumuliert `20-`50*
PV Summe in Mrd. € exogen/endogen	0,9 (0,9/-)	1,6 (1,6/-)	6 (2,4/1,6)	6,8 (3,2/3,6)	10,1 (4,5/5,6)	14 (5,4/8,6)	15,9 (5,0/ 10,9)	216,9 (87,5/ 129,4)	*87,5*
Wind Onshore Summe in Mrd. € exogen/endogen	0,9 (0,9/-)	3,4 (1,4/2,0)	8 (4,9/3,1)	11,5 (6,7/4,8)	14,1 (8,9/5,2)	17,6 (11,5/6,1)	18,7 (12,6/ 6,1)	326,4 (200/ 126,4)	*200*
Wind Offshore Summe in Mrd. € exogen/endogen	2,2 (2,2/0)	3,6 (3,1/0,5)	5,1 (4,0/1,1)	6,7 (5,0/1,7)	7,3 (4,8/2,5)	8,5 (5,2/3,3)	10,1 (5,9/ 4,2)	199,6 (141,7/ 57,9)	*141,7*
Kraftwerke Neubau/Retrofit Summe in Mrd. € exogen/endogen	0,7 (0,7/0)	1,2 (0,7/0,5)	1,9 (0,9/1)	2,5 (1,3/1,2)	2,5 (1,3/1,2)	2,8 (1,6/1,2)	2,8 (1,6/ 1,2)	63,5 (34,2/ 29,3)	*48,6*
Power-to-Wasserstoff	0	0,1	0,2	0,2	0,3	1,4	1,8	15,6	*5,6*
Power-to-Methan	0	0	0	0,1	0,1	0,1	1,5	5,9	*1,7*
Power-to-Heat	0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	5,5	*0*
Großbatterie-speicher	0	0	0,1	0,1	0,3	0,4	1	8,1	*2,4*

* Komponenten mit kumulierten Kosten <1 Mrd. € werden nicht dargestellt; Investitionen, die vor 2020 getätigt wurden, gehen nicht in die Kostenbilanzierung ein; Werte in Klammern: („modellexogen"/"modellendogen"), der exogene Bestandteil ist gemäß der Entwicklung im Startszenario vorgegeben, der endogene Bestandteil wird in einer optimierten Investitionsrechnung zugebaut.

Den größten Kostenbestandteil stellen hier die CAPEX der Erneuerbaren Energien dar. Mit einem kumulierten Zuwachs von 314 Mrd. € gegenüber den Zubaukosten des erneuerbaren Ausbaupfades des Startszenarios repräsentieren sie nicht nur den größten Posten der Investitionen, sondern auch die größte Veränderung im Vergleich zum Startszenario. Auch wenn die installierten Leistungen der erneuerbaren Technologien eine Verschiebung des Schwerpunkts der erneuerbaren Erzeugung hin zu PV vermuten lässt, zeigt der Kostenzuwachs, dass die Investitionen auf die beiden Technologien Wind Onshore und PV gleichmäßig verteilt sind. Die Investitionen in Wind Onshore finden überwiegend in den früheren Jahren statt, während die Kosten für den PV Ausbau aufgrund höherer installierter Leistungen in den späteren Jahren größer sind. Bezüglich der Debatte um gesicherte Leistung und den Speicherbedarf der Erneuerbaren Energien ist herauszustellen, dass die Kosten für konventionelle Kraftwerke und Großbatteriespeicher deutlich unter den Kosten der Erneuerbaren liegen. Ein hier vernachlässigter Kostenbestandteil stellt das Übertragungsnetz dar, welches insbesondere bei einem beschleunigten Zubau von WEA Kosten durch den dafür benötigten Übertragungsnetzausbau verursacht. Inwiefern der Übertragungsnetzausbau mit

den verschiedenen Dekarbonisierungsmaßnahmen in Wechselwirkung tritt, ist in Kapitel 11.6.4 beleuchtet.

Der Vergleich mit den Investitionen und Fixkosten des Startszenarios (vgl. Tabelle 5-11) zeigt, dass im fuEL-Szenario eine starke Verschiebung hin zu CAPEX zu beobachten ist, was in einer Erhöhung dieses Kostenbestandteils in der kumulierten Betrachtung um 73 % ggü. dem Startszenario resultiert. Aus der Verschiebung von fossilen Energieträgern hin zu CAPEX-lastigeren Erzeugungstechnologien folgt gleichermaßen, dass die variablen Betriebs-, Zertifikats- und Brennstoffkosten zurückgehen. Die in Tabelle 12-14 dargestellten Kosten sind den Werten des Startszenarios in Tabelle 5-12 gegenüberzustellen.

Tabelle 12-14: Variable Betriebs-, Zertifikats- und Brennstoffkosten in Mrd. €/a für die Stützjahre im fuEL-Szenario

Kategorie	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Kumuliert `20-`50	*Start: Kumuliert `20-`50*
Brennstoffkosten Bereitstellungssektor									
Erdgas	5,0	6,5	5,9	6,0	6,0	3,0	2,1	158,4	*237,8*
Gas (SynFuel)	0	0	0	0	0	0	0	0	*0*
Mineralöl (mix)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0	2,5	*3,2*
Sonstige Kohle, Uran	4,3	2,4	1,4	0,4	0	0	0	34,1	*35,8*
Emissionszertifikate Bereitstellungssektor									
CO_2 Zertifikatskosten	4,8	5,8	5,4	3,8	3,1	1,6	1,3	116,8	*154,5*
Variable Betriebskosten Bereitstellungssektor									
Kraftwerke	0,9	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0,2	14,6	*17,8*
CCS	0	0	0	0	0	0	12,6	37,9	*0*
Rest	0	0	0	0	0	0,1	0,6	2,2	*0,1*
Brennstoffkosten in den Endenergiesektoren									
Erdgas	14,3	14,3	12,4	10,8	8,3	4,7	1,7	300,0	*486,1*
Methan (SynFuel)	0	0	0	0	0	0	0	0	*0*
Mineralöl (mix)	39,0	38,9	29,6	23,7	16,8	6,2	0	692,4	*1124,6*
Flüssige Kohlenwasserstoffe (SynFuel)	0	0	0	0	0	11,5	16,6	107,2	*0*

Für die Kostenbestandteile des Bereitstellungssektors zeigen die Daten der Tabelle 12-14, dass die OPEX im Vergleich zum Startszenario deutlich zurückgehen. Eine Ausnahme stellen hier die „Sonstigen" Energieträger dar, die aufgrund der gesteigerten Stromnachfrage aus Elektrifizierungsmaßnahmen nur leicht im Vergleich zum Startszenario zurückgehen. Demgegenüber steht eine starke Reduktion der Kosten für den Erdgas-Bezug, niedrigere Kosten für CO_2-Emissionszertifikate und geringere variable Betriebskosten konventioneller

Kraftwerke. Als neuer Posten in der Kostenbilanz ist der Betrieb von CCS-Anlagen ab 2045 im fuEL Szenario ebenfalls anzuführen. Zur Vereinfachung wird für CCS nicht zwischen CAPEX und OPEX unterschieden und die Kosten als pauschaler Wert in Euro pro abgeschiedener Tonne CO_2 berücksichtigt. Eine bilanzielle Zuordnung der CCS-Kosten zu einzelnen Endenergiesektoren findet nicht statt.

Da die beiden Energieträger Erdgas/Methan und Mineralöl/flüssige Kohlenwasserstoffe für die Endenergiesektoren in den früheren Jahren (2020 bis 2040) vollständig durch den fossilen Import bereitgestellt werden, sind ihre Wechselwirkungen mit dem Bereitstellungssektor in Form einer Nutzung von Power-to-X Technologien begrenzt. Ihre Kosten werden daher im Bereitstellungsektor durch den Import in der Kostenbilanz berücksichtigt, obwohl der Energieträger nur in den Endenergiesektor „durchgereicht" wird. Der Abgleich mit den kumulierten Energieträgerkosten des Startszenarios zeigt, dass der Import von Mineralöl oder synthetischen, flüssigen Kohlenwasserstoffen und Erdgas für die Endenergiesektoren durch die anwendungsseitigen Maßnahmen um ca. eine halbe Billion Euro zurückgeht. Die vollständige, sektorenübergreifende Auswertung, welche auch eine Gesamtkostenbilanz aller Sektoren beinhaltet, ist in Kapitel 12.4.6 zu finden.

Um ein besseres Verständnis für die einzelnen Kostenbestandteile des Bereitstellungssektors und die zentralen Änderungen gegenüber der Systemausgestaltung im Startszenario zu erlangen, sind diese in Abbildung 12-31 bis Abbildung 12-34 in Form von Wasserfalldiagrammen aufgeschlüsselt.

Zunächst wird für das Jahr 2030 die Kostenbilanz des fuEL-Szenarios aufgeschlüsselt:

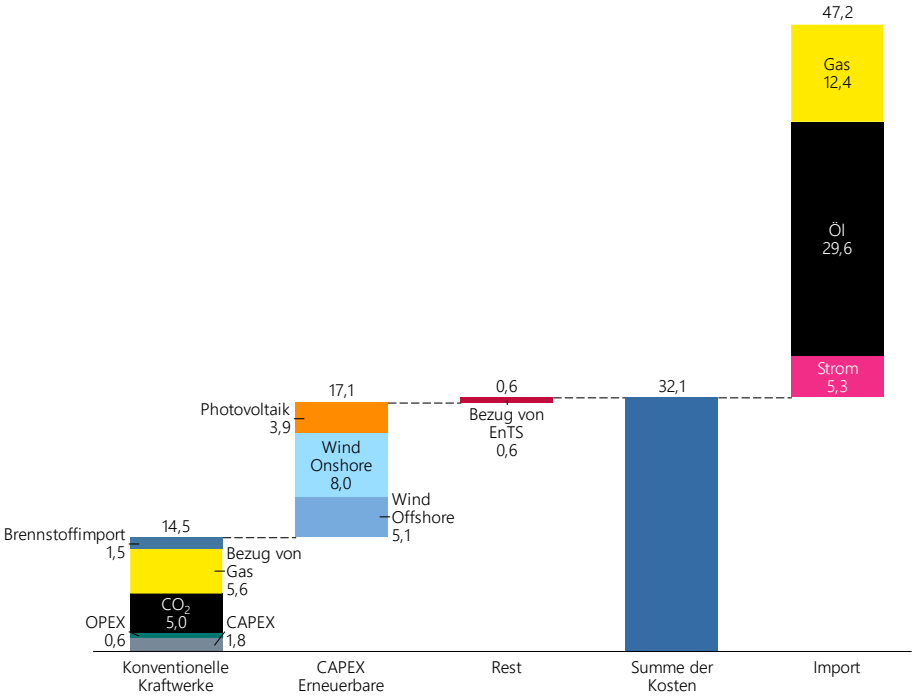


Abbildung 12-31 Kostenaufschlüsselung für das Szenario **fuEL**, Jahr 2030 in Mrd. €/a

Demgegenüber steht die Darstellung des Startszenarios für das Jahr 2030:

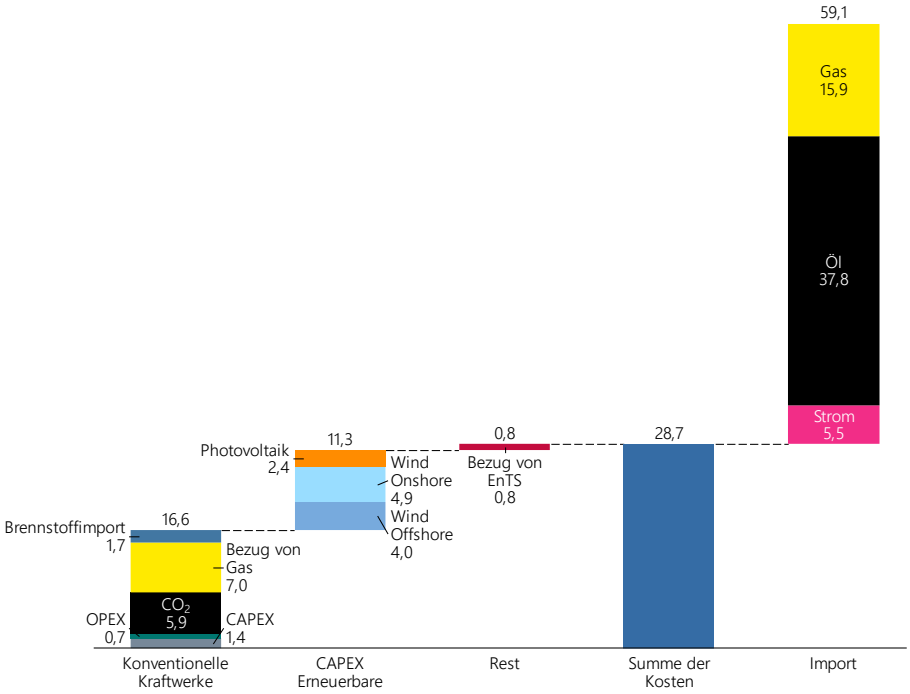


Abbildung 12-32 Kostenaufschlüsselung für das Szenario **Start**, Jahr 2030 in Mrd. €/a

Es ist zu sehen, dass trotz der niedrigeren Kosten für die CAPEX der konventionellen Kraftwerke im Startszenario der höhere Bezug von Erdgas und die damit verbundenen höheren Kosten für Emissionszertifikate zu höheren Gesamtkosten des konventionellen Kraftwerkparks im Startszenario führen. Die gestiegenen CAPEX der Erneuerbaren werden durch die deutlich geringer benötigten Öl- und Gas-Importe für die Endenergiesektoren ausgeglichen.

Im Jahr 2050 entstehen aufgrund der gewachsenen Durchdringung mit Power-to-X Technologien, Importen von synthetischen Kraftstoffen und der Verwendung von CCS neue Kostenbestandteile, die u. a. eine Erhöhung der Kosten im Bereitstellungssektor auf ca. 100 Mrd. €/a verursachen.

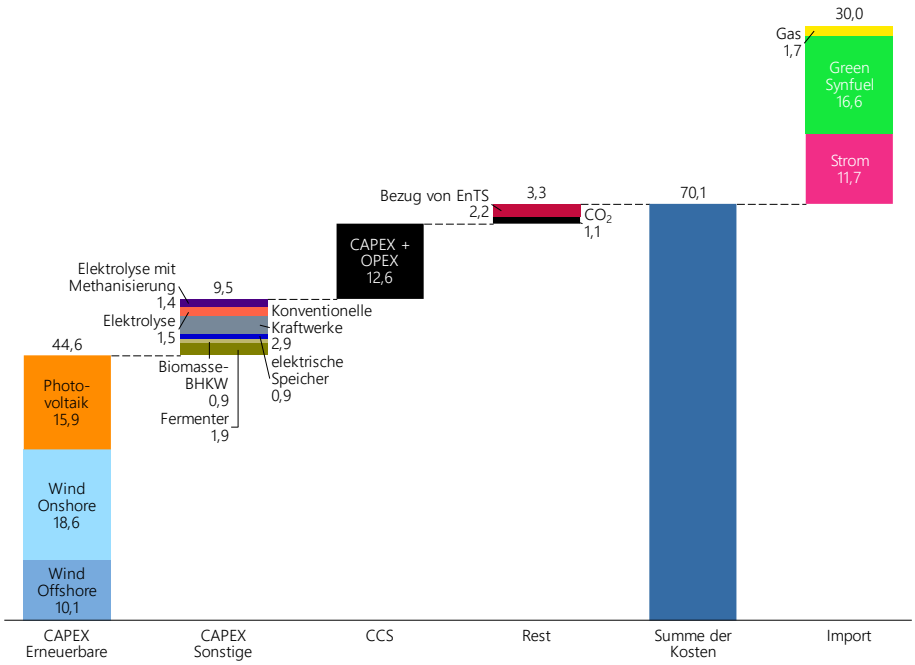


Abbildung 12-33 Kostenaufschlüsselung für das Szenario **fuEL**, Jahr 2050 in Mrd. €/a

Diese Kostenstruktur entscheidet sich stark von der Struktur des Startszenarios, welches das 95 %ige Emissionsreduktionsziel in 2050 nicht erreicht.

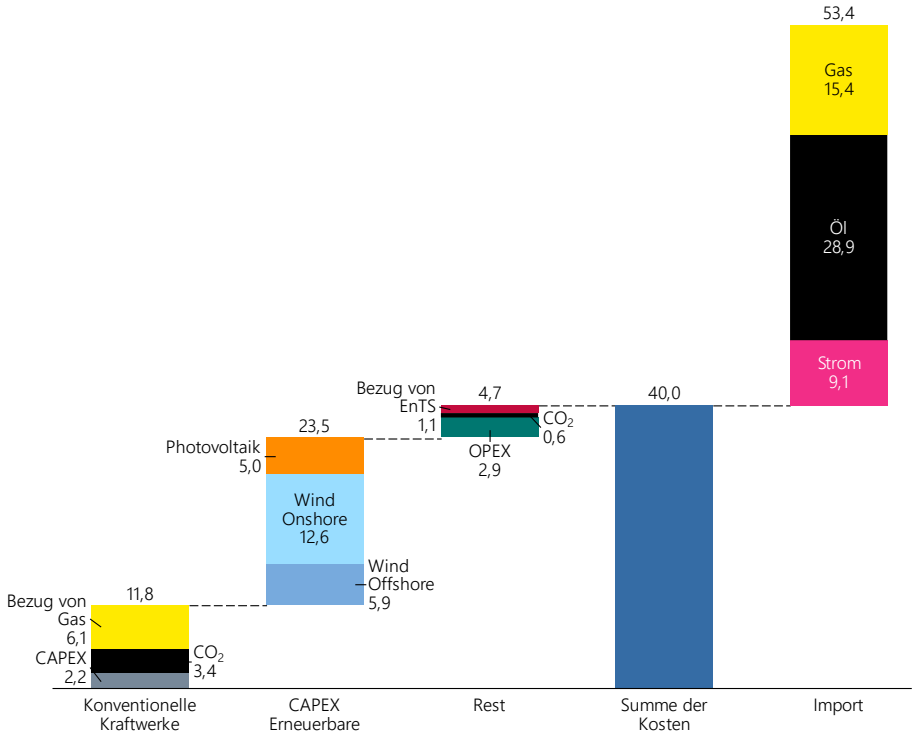


Abbildung 12-34 Kostenaufschlüsselung für das Szenario Start, Jahr 2050 in Mrd. €/a

Trotz der sehr kostenintensiven Nutzung der Technologien CCS und dem Import synthetischer, flüssiger Kohlenwasserstoffe liegen die Gesamtkosten des fuEL Szenarios im Bereitstellungssektor lediglich um ca. 7 Mrd. €/a über denen des Startszenarios. Die Gegenüberstellung veranschaulicht, dass ein Großteil der Kosten von importgebundenen Energieträgerkosten hin zu inländischer CAPEX wechselt. Zur Vervollständigung der

Gesamtkostenbilanz unter Berücksichtigung der Endenergiesektoren sei auf das Kapitel 12.4.6 verwiesen.

12.4.5.8 Sensitivitäten zu Green Fuels

Der Diskussion um den Einsatz von Green Fuels und CCS wird in der Debatte um Klimapfade viel Aufmerksamkeit geschenkt. Mit Blick auf die dargestellten Ergebnisse ist einordnend festzuhalten, dass diese Maßnahmen erst für „die letzten Prozente" von Relevanz sind. Andere Maßnahmen in den Endenergiesektoren und dem Bereitstellungssektor erfahren aufgrund eines höheren Technologiereifegrades und geringerer Minderungskosten eine deutlich frühere Umsetzung. Auch wenn Technologien, die eine CO_2-Senke in ihrer Prozesskette beinhalten, lediglich langfristig eine Rolle spielen, ist deren Marktreife bereits heute durch Forschung und Entwicklung voranzutreiben. Ob sich hier eine bestimmte Technologie als besonders vorteilhaft erweist, soll Gegenstand der nachfolgenden Analyse sein.

Green Fuel Kostenannahmen und Auswirkung auf den resultierenden Klimapfad

Die zahlreichen im Rahmen des Projekts durchgeführten Berechnungsläufe und Sensitivitätsbetrachtungen zeigen unter variierenden Kostenannahmen für Green Fuel Importe und CCS eine sehr wechselhafte Systemausgestaltung im Zieljahr. Dies ist auf die hohe Sensitivität auf die Parameter Investitionen, Volllaststunden und Transportkosten des im Ausland hergestellten synthetischen Brennstoffes zurückzuführen. Auch wenn die Kosten, wie unter den Annahmen des Szenarios „fuEL" im Jahr 2050 mit im Mittel 98,7 €/MWh für flüssige Kohlenwasserstoffe und 101,1 €/MWh für synthetisches Methan sehr nahe beieinander liegen, bedeutet dies nicht, dass ihre Minderungskosten aus Systemsicht vergleichbar sind. Hier ist die Kombination aus Emissionskoeffizient und die Opportunität des fossilen Brennstoffimports zu berücksichtigen. Daraus folgt, dass im Falle des Methans bei einem prognostizierten Gaspreis von 28,1 €/MWh die Mehrkosten für eine emissionsfreie Variante des Energieträgers bei 73 €/MWh liegen. Unter Berücksichtigung des Emissionsfaktors kommt man im Jahr 2050 auf Minderungskosten für eine Defossilisierung der Erdgasnachfrage durch Importe in Höhe von 368,9 €/t. Für flüssige Kohlenwasserstoffe liegt dieser Wert aufgrund höherer Preise für konventionelle Importe und eines günstigeren Emissionskoeffizienten bei nur 150 € pro eingesparter Tonne CO_2. Abbildung 12-35 zeigt eine Übersicht zu den aus den Annahmen resultierenden Verminderungskosten.

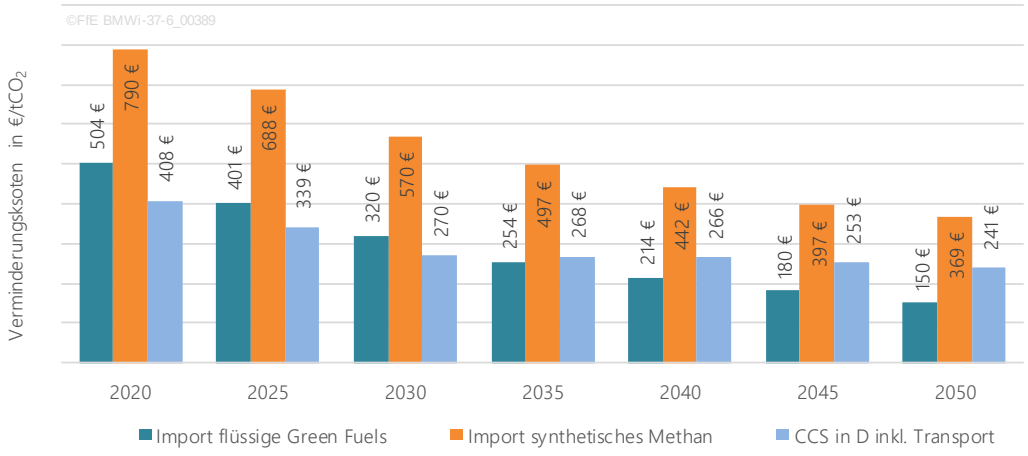


Abbildung 12-35: Verminderungskosten durch den Import von Green Fuels und den Einsatz von CCS bei gleichzeitiger Nutzung von konventionellem Methan

Während für Green-Fuel-Importe keine Preiselastizität des Angebots angenommen wird, sind die Minderungskosten inländisch hergestellter strombasierter Kraftstoffe nicht konstant. Abhängig vom Ausbau Erneuerbarer Energien, der Entwicklung der Last und den Speichertechnologien stellen sich unterschiedliche Zeitpunkte und Volumina von Erneuerbarem Überschussstrom ein. Dementsprechend steigen die Minderungskosten bei zunehmender Emissionsreduktion durch inländisch produzierte synthetische Brennstoffe nichtlinear an. Ein weiterer Kostensprung ergibt sich aus der Herkunft der CO_2-Quelle. Bei der Nutzung einer prozessbedingten CO_2-Punktquelle (CCU), z. B. aus der Zementherstellung in der Industrie, stellen sich deutlich geringere Kosten für den CO_2-Bezug ein, als dies beim Entziehen von Kohlenstoffdioxid aus der Luft (Direct Air Capture) der Fall ist.

Je nach Kostenannahmen und Effizienz dieser Herstellungsprozesse variieren die resultierenden Minderungskosten sehr deutlich. In Kapitel 11.6.2 wurde diese Herausforderung adressiert. Um ein besseres Verständnis für die Auswirkungen auf den resultierenden Szenariopfad zu vermitteln, sind die Verläufe der Minderungskostenkurven und die sogenannte „Merit-Order" der Minderungsmaßnahmen im fuEL-Szenario in Abbildung 12-36 schematisch dargestellt.

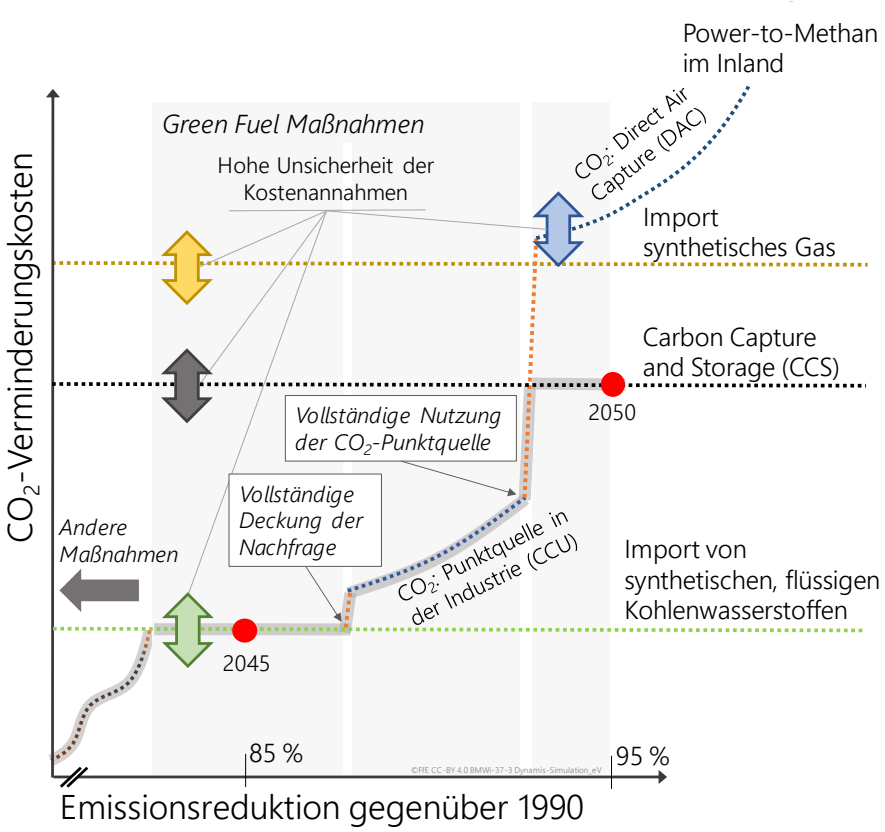


Abbildung 12-36 Schematische Darstellung des Szenariopfades **fuEL** für die „letzten Prozente" der Emissionsreduktion bis zur Erreichung des 95 % Ziels

Der abgebildete „fuEL-Szenariopfad" beginnt im Bereich der letzten Maßnahmen, die vor der Nutzung der hier als Green Fuels bezeichneten synthetischen Kraftstoffe zur Anwendung kommen. Im fuEL Szenario gehört dazu neben der Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch PV mit Großbatteriespeichern auch der Einsatz von Fermentern zur Biomassevergasung, welcher von 2040 bis 2045 verstärkt zu beobachten ist. Auch dieser Prozess kann zu der

Gruppe der „Green Fuels" gezählt werden, wird an dieser Stelle jedoch der Übersichtlichkeit halber den „anderen Maßnahmen" zugeordnet.

Es zeigt sich, dass nachdem diese als „andere Maßnahmen" deklarierten Minderungsoptionen gezogen wurden, der Import der emissionsfreien Alternative zu fossilem Öl die günstigste Variante zur Erreichung des Emissionsziels im Jahr 2045 darstellt. Mit sinkenden Gesamtemissionen wird der vollständige Bedarf an flüssigen Kraftstoffen auf grüne Brennstoffe umgestellt. Daraufhin stellt die inländische Herstellung von synthetischem Methan unter Nutzung einer CO_2-Punktquelle die nächstgünstige Minderungsmaßnahme dar. Hier ist jedoch nicht die Nachfrage, sondern die CO_2-Quelle durch die sehr stark reduzierten Emissionen des Industriesektors im Jahr 2050 beschränkt. In der angenommenen Kostenkonstellation folgt darauf die Nutzung von CCS mit Direct Air Capture, da sich die Minderungskosten von CCS mit 241 €/t als günstiger als der Import von grünem Methan erweisen. Im Szenario fuEL werden ab 2050 53 Mio. Tonnen CO_2 im Jahr mittels CCS der Atmosphäre entzogen. Zwischen den angewandten Green-Fuel- oder CCS-Maßnahmen ist jeweils ein kleiner Bereich extrem steil ansteigender Minderungskosten inländischer Maßnahmen zu finden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass auch in 2050 noch konventionelle Erzeugungstechnologien zur Stromerzeugung verwendet werden. Aufgrund der sehr niedrigen Volllaststunden dieser, ist deren Verdrängung durch Erneuerbare in Kombination mit Großbatteriespeichern sehr teuer, bei gleichzeitig geringer Emissionsminderung.

Die Veranschaulichung dieser Zusammenhänge soll zeigen, dass bereits kleine Abweichungen von der angenommenen Parameterentwicklung große Auswirkungen auf die Ausgestaltung des Energiesystems im Zieljahr haben können. Vor dem Hintergrund der großen Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen techno-ökonomischen Kennwerte dieser Anlagen im In- oder Ausland kann aus den hier durchgeführten Untersuchungen keine eindeutige Empfehlung für einen spezifischen Brennstoff oder eine spezifische Technologie zur Reduktion der „letzten Prozente" ausgesprochen werden. Mittelfristig ist hier eine technologieoffene Förderung anzustreben, die bei absehbaren Kostenentwicklungen auf eine spezifischere Technologie wechselt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass dies im Einklang mit den Anwendungen der Verbrauchsektoren geschehen sollte.

Klimazielerreichung durch Green Fuel Importe

Vor dem Hintergrund der sinkenden gesellschaftlichen Akzeptanz für den Netzausbau und Onshore-Windenergieanlagen hat die Thematik des Imports von Green Fuels über die letzten Jahre stetig an Bedeutung gewonnen. Die Vorteile eines auf Green-Fuel-Importe basierenden Szenariopfades sind vielfältig: Zum einen können bestehende Technologien weiter genutzt werden und CAPEX-intensive Systemumstellungen sind nicht nötig. Dies gilt sowohl für die Technologien der Endenergiesektoren, wie z. B. Mobilitätsanwendungen im Verkehrssektor, als auch für den Bereitstellungssektor, wo weiterhin die Vorteile thermischer Kraftwerke zur Deckung von Residuallastspitzen und von Flexibilitätsbedarfen genutzt werden können. Zum anderen wird die inländische Flächenproblematik der Erneuerbaren Energien umgangen und auf dünner besiedelte Regionen/Länder verlagert.

Die wohl größte Herausforderung eines solchen Szenariopfades stellt die Kompensation der Wirkungsgradkette bei der Herstellung des synthetischen Brennstoffes dar. Aus heutiger Sicht sind die antizipierten Kosten für die benötigten Anlagenkomponenten (Erneuerbare Energien, Elektrolyseur, Pufferspeicher, DAC-Anlage und Methanisierung) und den Transport in Summe jedoch zu hoch, um die inländischen Elektrifizierungsmaßnahmen mit zugehörigem Erneuerbaren Ausbau als kosteneffizienteste Maßnahme zu verdrängen.

Sofern die Erreichung der Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens nicht in Frage gestellt werden soll, handelt es sich bei dem Szenariopfad der Green Fuel Importe jedoch um ein sehr geeignetes Vergleichsszenario. Der Vergleich zu einem Szenario, welches ebenfalls die nötige Emissionsreduktion erreicht, ist insofern aufschlussreich, als die Randbedingung der CO_2-Obergrenze nicht variiert wird. Im Nachfolgenden wird daher als Sensitivität ein Szenario berechnet, welches in den Endenergiesektoren die Entwicklung des Startszenarios berücksichtigt und damit im Wesentlichen weiterhin auf konventionellen Energieträgern basiert. Die Szenariorechnung im Bereitstellungssektor unterscheidet sich zum Szenario fuEL lediglich hinsichtlich der Randbedingung, dass kein über das Startszenario hinausgehender Ausbau von Erneuerbaren Energien zugelassen wird und damit als Möglichkeiten zur Dekarbonisierung synthetische, importierte Brennstoffe oder CCS zur Verfügung stehen.

In Abbildung 12-37 ist die zu erwartende Entwicklung der Minderungskosten im Vergleich zum fuEL-Szenariopfad schematisch dargestellt. Interessant ist hier in erster Linie die Abweichung der annuitätischen Minderungskosten und die kumulierten Mehrkosten des Szenarios im Vergleich zu fuEL.

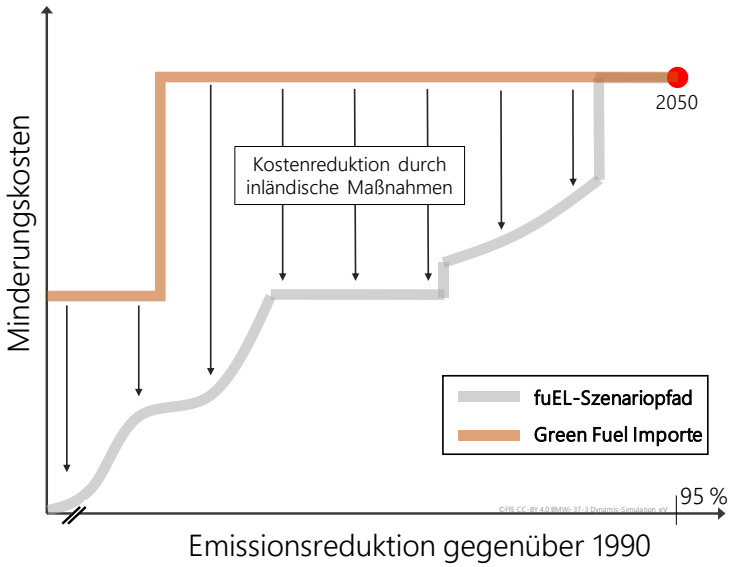


Abbildung 12-37 Schematische Einordnung der Minderungskosten der Sensitivität „Green Fuel Importe“ im Vergleich zum fuEL-Szenariopfad

Das Ergebnis dieser Sensitivitätsrechnung weist im Bereitstellungssektor die im nachfolgenden beschriebenen Abweichungen in der Systemausgestaltung im Vergleich zum fuEL-Szenario auf. Erstens werden bis in das Jahr 2050 ca. 20 GW weniger konventionelle Kraftwerke im Green-Fuel-Import-Szenario benötigt. Dies ist auf die kaum stattfindende Elektrifizierung in den Endenergiesektoren zurückzuführen. Zweitens werden aufgrund des deutlich geringer stattfindenden erneuerbaren Ausbaus kaum Speicher und Power-to-X Technologien zugebaut. Drittens muss im Gegensatz zum Szenario fuEL der größte Anteil der Emissionsreduktion durch den Bereitstellungssektor erzielt werden. Da wenig effiziente Elektrifizierungsmaßnahmen in den Endenergiesektoren umgesetzt werden, findet ab dem Jahr 2030 ein fuel-switch im Erzeugungspark statt und Kohle wird durch Gas ersetzt. Die vierte und wesentliche Abweichung vom fuEL-Szenario stellt die beschleunigte Umstellung auf synthetische Importe im Bereich der flüssigen Kohlenwasserstoffe dar. Abbildung 12-38 zeigt, dass Green Fuel Importe ab 2035 zunächst 40 % der Nachfrage an flüssigen

Kohlenwasserstoffen decken. Ab 2040 wird schließlich die komplette Nachfrage durch Green Fuels gedeckt.

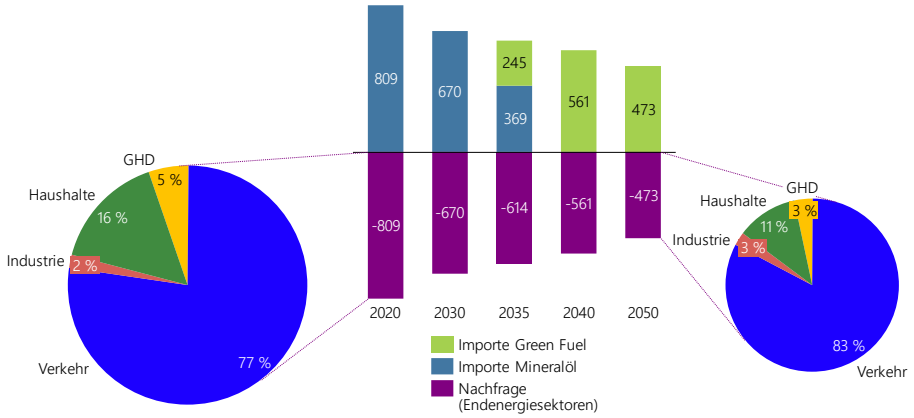


Abbildung 12-38 Resultierende Energiebilanz für flüssige Kohlenwasserstoffe für Deutschland in TWh/a, Szenario **Green Fuel Importe**

Ein Großteil der noch verbleibenden Emissionsreduktion erfolgt mithilfe von CCS. Dadurch fallen zusätzliche Kosten in Höhe von 275,1 Mrd. € über den betrachteten Zeitraum an. In 2050 werden dem System ca. 220 Mio. Tonnen CO_2 durch CCS entzogen. Ob diese Mengen überhaupt speicherbar wären, wird im Rahmen dieser theoretischen Abschätzung nicht näher betrachtetet. Neben den deutlich höheren Kosten für flüssige Green Fuel Importe, stellt die konstant hoch bleibende Gasnachfrage (740 TWh in 2050), welche durch Import von Erdgas in Kombination mit CCS gedeckt wird, den dritten zentralen Kostentreiber dar. In Abbildung 12-39 ist die Kostenaufschlüsselung des Bereitstellungssektors für das Szenario Green Fuel Importe gezeigt.

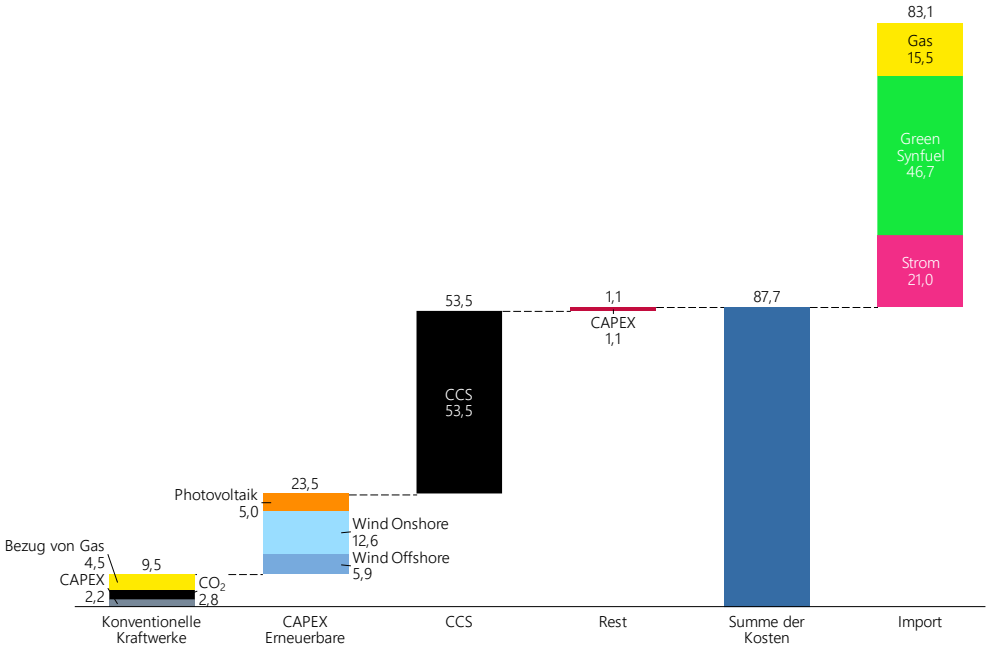


Abbildung 12-39 Kostenaufschlüsselung für das Szenario Green Fuel Importe, Jahr 2050

In Abbildung 12-40 ist die Differenz der Gesamtkosten der beiden Szenarien aufgetragen. Die Kostenabweichungen in den Endenergiesektoren werden dabei ebenfalls berücksichtigt.

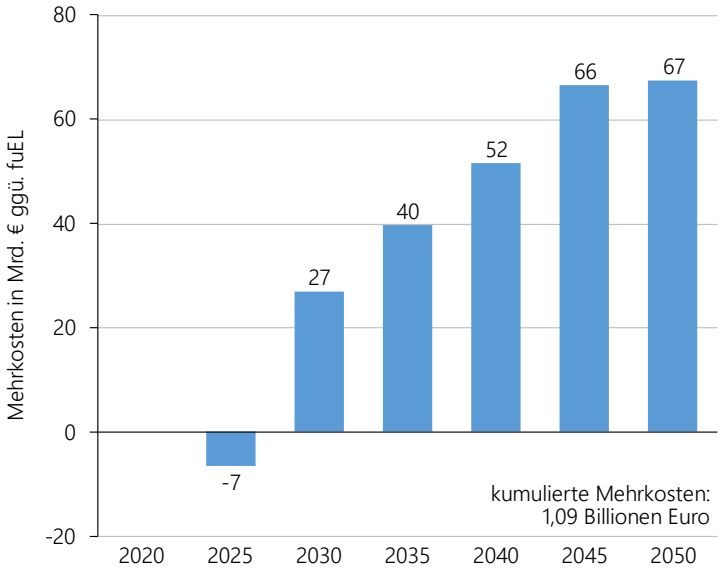


Abbildung 12-40 Annuitätische Mehrkosten gegenüber dem Szenario fuEL im Szenario Green Fuel Importe

Im Vergleich der Szenarien fällt auf, dass die kostenintensiven Elektrifizierungsmaßnahmen in den Endenergiesektoren im Szenario fuEL in 2025 noch zu einer Erhöhung der Gesamtkosten führen. In den späteren Jahren überwiegen die Vorteile dieser Dekarbonisierungsstrategie. Insgesamt bringt die inländische Umsetzung von Minderungsmaßnahmen und damit vor allem die direkte Nutzung von Erneuerbarem Strom in elektrifizierten Anwendungen eine kumulierte Kostenersparnis von 1,09 Billionen € bis 2050 gegenüber dem Erreichen der Klimaschutzziele durch den Import von Green Fuels mit sich.

12.4.6 Sektorübergreifende Auswertung und Zusammenfassung

In Abbildung 12-41 sind die qualitativen Entwicklungen im Szenario fuEL für alle Sektoren zusammengefasst. Dabei sind Start-und Endzeitpunkte durch die Länge der Pfeile gekennzeichnet. Die Farbgebung gibt einen Hinweis auf die Umsetzungsgeschwindigkeit. Ein dunkles Blau steht dabei für die maximalen Werte des Zubaus. Für Technologien, die heute noch nicht massenfähig oder noch nicht zu den angenommenen Kosten verfügbar sind, ist außerdem die notwendige Technologieentwicklung schematisch eingezeichnet. Eine quantitative Beschreibung charakteristischer Größen des Szenarios ist in Tabelle 12-15 im Anhang zu finden.

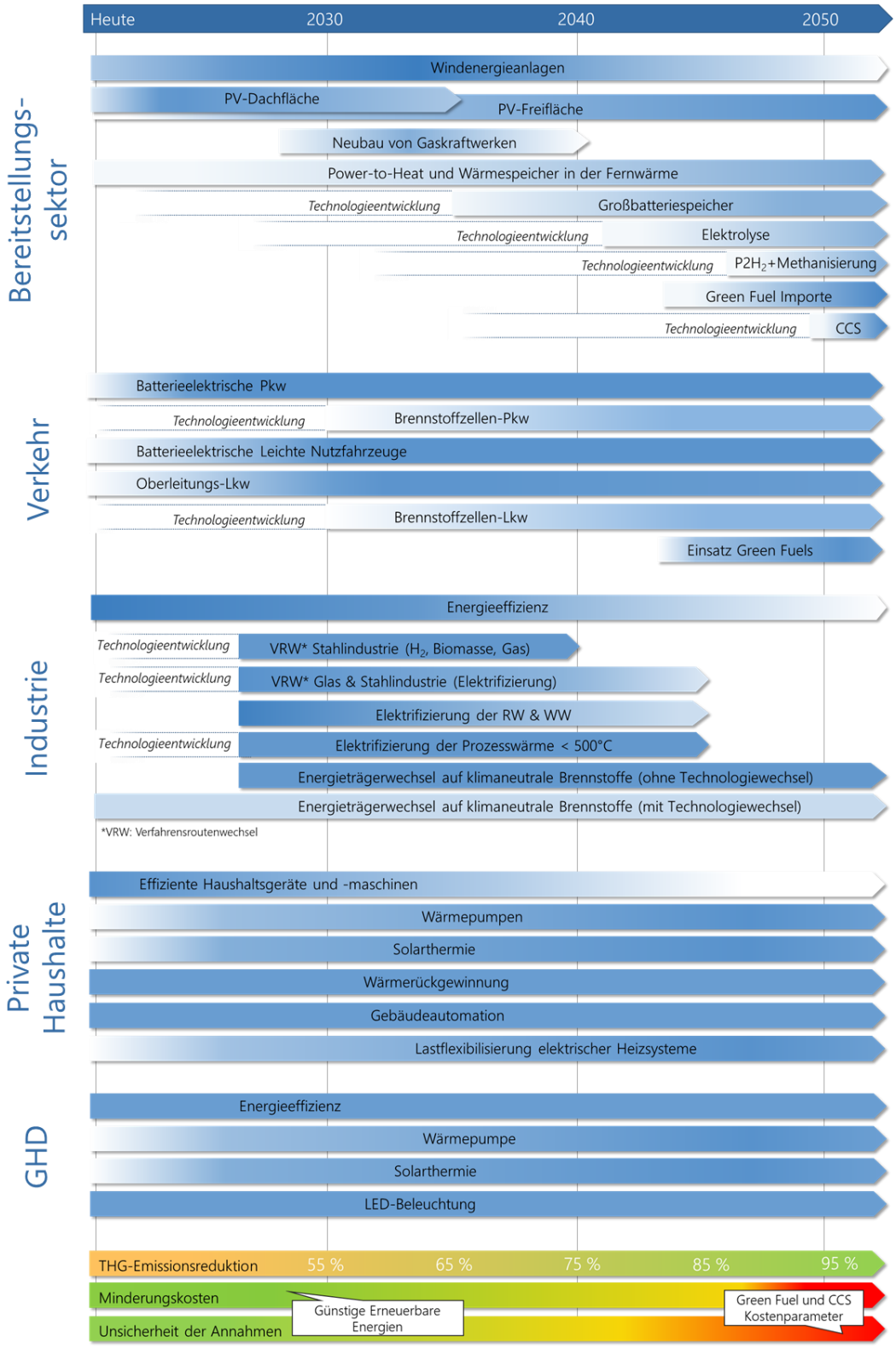


Abbildung 12-41 Entwickung der Sektoren im Szenario fuEL

Grundsätzlich bewegt sich der Klimapfad fuEL im Spannungsfeld zwischen Elektrifizierung und dem Einsatz von Green Fuels. Elektrifizierungsmaßnahmen stellen in den Endenergiesektoren in vielen Bereichen die günstigste Option zur Verminderung von Emissionen dar und prägen von Anfang an deren Transformationsprozess. Der daraus resultierende Mehrstrombedarf wird von einem starken Ausbau der Erneuerbaren Energien Wind (on- und offshore) und PV begleitet. Diese Bereitstellungstechnologien sind aufgrund der angenommenen

Kostendegression bereits zu Beginn günstiger als konventionelle Kraftwerke und stellen somit nicht nur aus Emissionssicht die günstigste Stromerzeugungstechnologie dar. Der resultierende Gesamtstrombedarf liegt 2050 bei 733 TWh und steigt über den betrachteten Zeitraum ggü. 2020 um 33 %. Im Vergleich zum Startszenario steigt damit der Anteil von Strom am gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2050 von 27 auf 52 %. Abbildung 12-42 zeigt die Entwicklung des relativen Anteils ausgewählter Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch des Startszenarios im Vergleich zu fuEL.

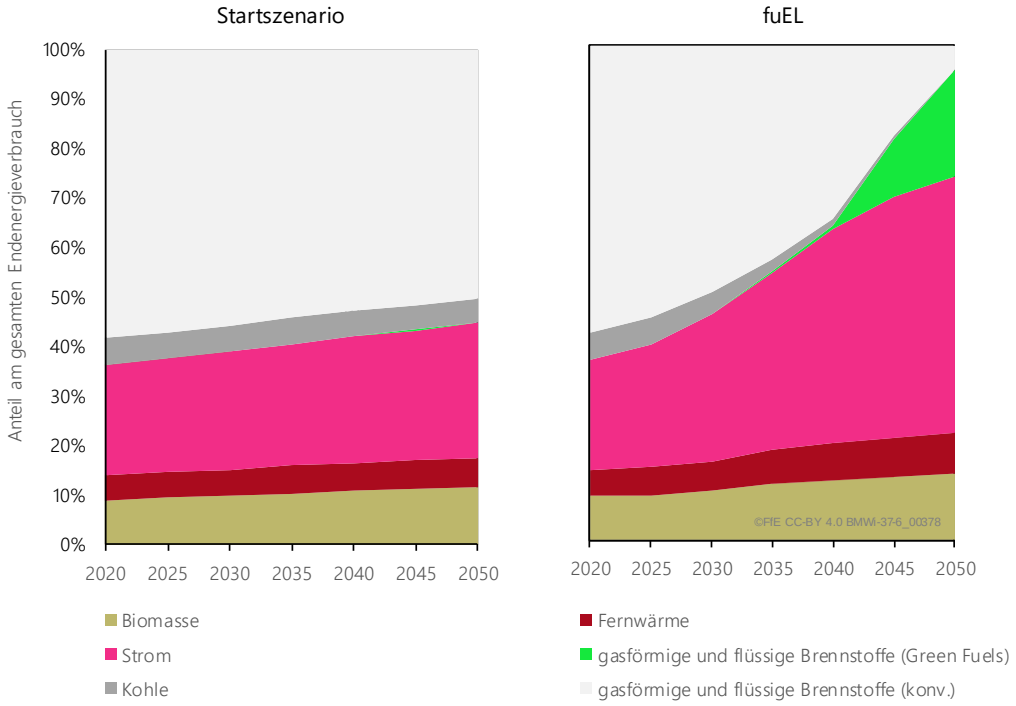


Abbildung 12-42: Entwicklung der Energieträgeranteile am gesamten Endenergieverbrauch im Startszenario (links) und im Szenario fuEL (rechts)

Die Detailanalyse der Verminderungsmaßnahmen ergibt, dass in einzelnen Anwendungsbereichen wie der Oberklasse von Pkw oder auch im Schwerlastverkehr die Elektrifizierung mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden ist. In diesen Bereichen kommen im Szenario fuEL Green Fuels zum Einsatz. Insbesondere bei steigendem Grad der Dekarbonisierung kann eine nationale Produktion dieser Energieträger in Power-to-X Anlagen eine sinnvolle Ergänzung zur Flexibilisierung des Energiesystems und damit zur Integration Erneuerbarer Energien darstellen. Aufgrund der ambitionierten Klimaschutzziele kommen zudem ab 2045 importierte synthetische Flüssigbrennstoffe zum Einsatz. Abbildung 12-43 zeigt den Einsatz der Energieträger in den vier Endenergiesektoren im Jahr 2050.

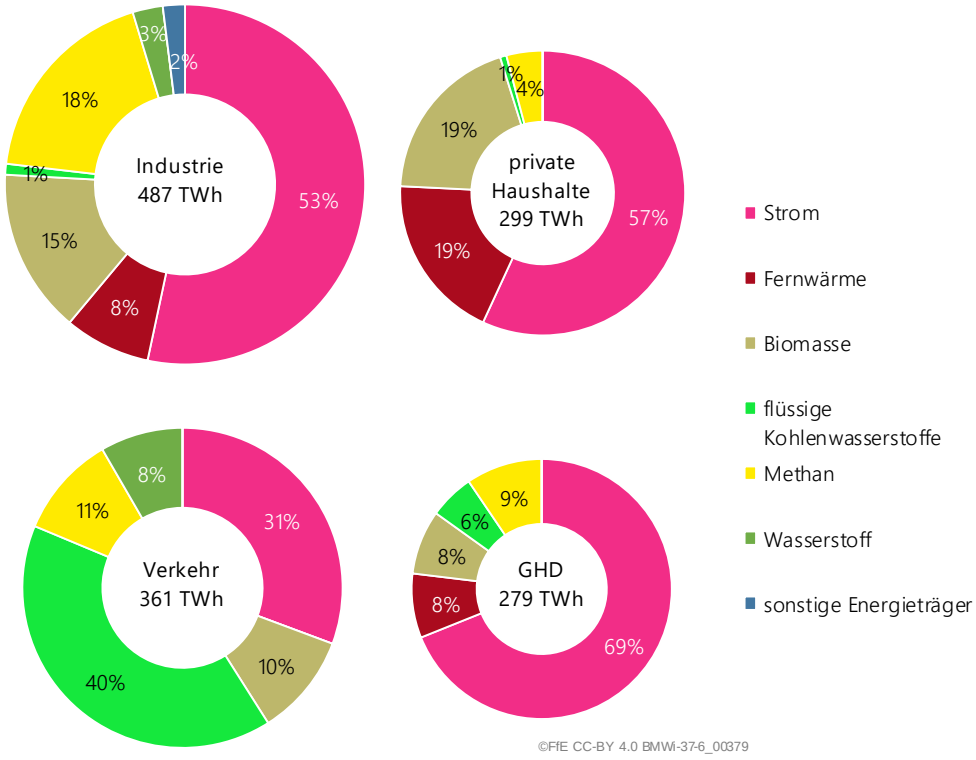


Abbildung 12-43: Energiebilanz der Endenergiesektoren im Jahr 2050 im Szenario fuEL

Klar zu erkennen ist hier der hohe Elektrifizierungsgrad des Szenarios. In den Sektoren Industrie, Private Haushalte und GHD führt der verstärkte Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen dazu, dass jeweils mehr als die Hälfte des Energiebedarfs durch Strom bereitgestellt wird. Methan verbleibt als einziger kohlenstoffhaltiger Energieträger mit signifikantem Anteil im Industriesektor sowie mit kleineren Anteilen auch in den anderen Sektoren. Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors ist im Jahr 2050 stark vom Einsatz der Green Fuels geprägt. So werden in den Bereichen des nicht-elektrifizierten Schienenverkehrs, der Binnenschifffahrt sowie des Flugverkehrs auch im Jahr 2050 kohlenstoffhaltige Kraftstoffe benötigt, die aufgrund der Emissionsobergrenze und den Kostenannahmen durch den Import von Green Fuels bereitgestellt werden müssen. Zur Einordnung des Szenarios fuEL werden die beiden für ambitionierte Klimaschutzszenarien charakteristischen Größen Green Fuels Bedarf und Elektrifizierungsgrad mit den Werten anderer aktueller Klimaschutzszenarien gegenübergestellt. Abbildung 12-44 zeigt diese beiden Werte für das Jahr 2050 im Vergleich zu vier weiteren ausgewählten 95-%-Szenarien.

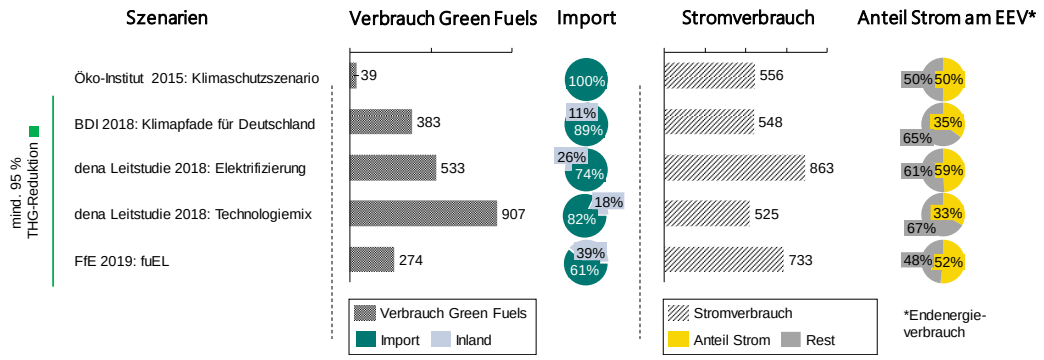


Abbildung 12-44: Verbrauch von Green Fuels und Elektrifizierungsraten ausgewählter 95-%-Szenarien; Vergleich zum Szenario fuEL im Jahr 2050 nach /FFE-38 18/

Links dargestellt ist der Verbrauch an Green Fuels. Darunter fallen in diesem Zusammenhang die Verbräuche an synthetisch hergestelltem Wasserstoff, Methan und flüssigen Kohlenwasserstoffen. Im direkten Vergleich zu den anderen Szenarien zeigt das Szenario fuEL einen relativ geringen Gesamtverbrauch dieser Brennstoffe. Lediglich das Klimaschutzszenario des Öko-Instituts aus dem Jahr 2015 weist hier einen geringeren Wert auf. Zudem werden nur 61 % der Green Fuels aus dem Ausland importiert (flüssige Kohlenwasserstoffe) und der Rest inländisch produziert. In diesem Bereich weist das Szenario fuEL sogar den geringsten Anteil auf. Deutlich zu erkennen ist auch in diesem Vergleich der hohe Stromverbrauch des Szenarios fuEL. Lediglich das Elektrifizierungsszenario der dena Leitstudie aus dem Jahr 2018 zeigt einen höheren Gesamtstrombedarf und Anteil am gesamten Endenergieverbrauch. Neben einem grundsätzlich höheren Elektrifizierungsgrad in den Endenergiesektoren führt vor allem die im Vergleich zu den anderen Studien geringe Sanierungsrate im Gebäudesektor zu einem hohen Verbrauch elektrischer Heizsysteme. Wie in Kapitel 12.4.5.1 dargestellt wird dieser Stromverbrauch im Jahr 2050 hauptsächlich durch Windenergie- und PV-Anlagen bereitgestellt. Abbildung 12-45 zeigt die im Jahr 2050 installierten Leistungen im direkten Vergleich zu den Werten anderer aktueller Klimaschutzszenarien.

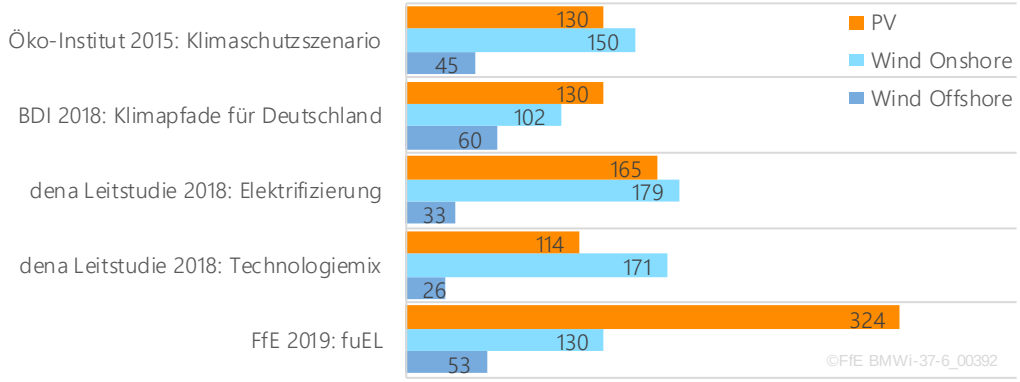
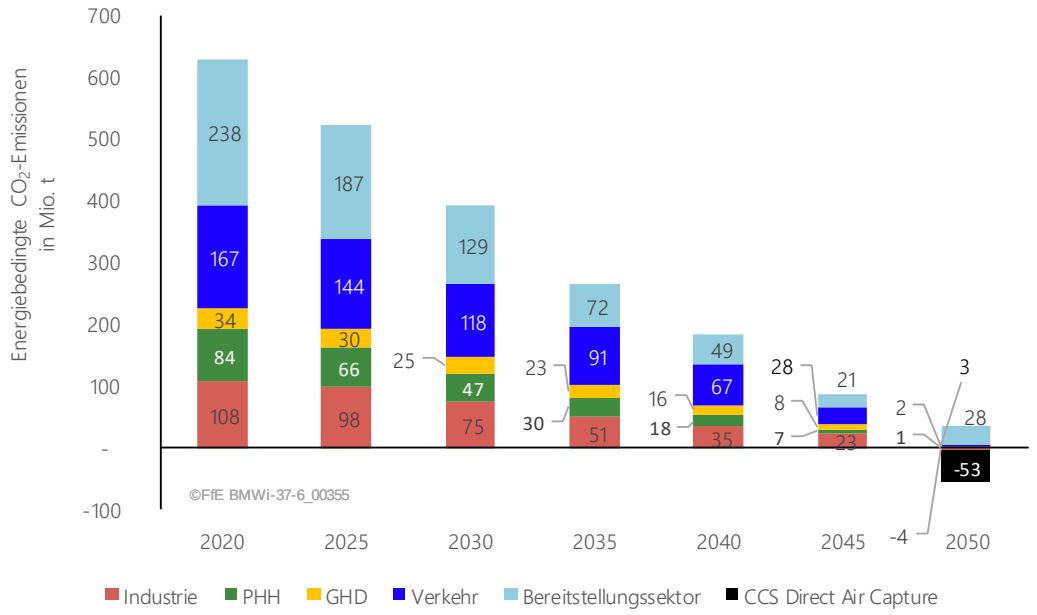


Abbildung 12-45: Installierte Leistungen Erneuerbarer Energien in ausgewählten 95-%-Szenarien; Vergleich zum Szenario fuEL im Zieljahr 2050

Im direkten Vergleich fallen zunächst die sehr hohen installierten Leistungen von PV-Anlagen auf. Dieser extreme Wert resultiert aus dem begrenzten Potenzial von Onshore-WEA bei gleichzeitig hohem Strombedarf und verhältnismäßig geringem Import von emissionsfreien Green Fuels.

Wie in Kapitel 12.4 dargestellt, müssen zur Einhaltung des Klimaziels im Jahr 2050 negative energiebedingte CO_2-Emissionen von -23 Mio. t erreicht werden. Trotz der ambitionierten Maßnahmenumsetzung in fuEL, des starken Ausbaus Erneuerbarer Energien, der vollständigen Ausnutzung der in Dynamis bilanzierten CO_2-Abscheidung an Punktquellen in der Industrie sowie dem Import von 168 TWh emissionsfreien synthetischen Kraftstoffen verbleiben im Jahr 2050 noch 30 Mio. t CO_2. Um die negativen Emissionen von -23 Mio. t zu erreichen müssen 53 Mio. t CO_2 durch Direct Air Capture aus der Atmosphäre abgeschieden und im Boden verpresst werden. Abbildung 12-46 zeigt die Entwicklung der Emissionen in den Sektoren bis 2050.

Ohne CCS ist das 95 %-Ziel nicht zu erreichen.



2050	Industrie	PHH	GHD	Verkehr	Bereitstellung
Mio. t CO_2	-4	1	2	3	28

Abbildung 12-46: Entwicklung der Emissionen in den Sektoren bis 2050

Für das Verständnis von Abbildungen dieser Art und insbesondere aufgrund der zunehmenden Kopplung von Energiesystemen ist eine klare Definition der Bilanzierung entscheidend. Nur so ist es möglich die Ergebnisse richtig zu interpretieren und auch über verschiedene Studien hinweg vergleichbar zu machen. Für die Entwicklung der Emissionen in Abbildung 12-46 werden im Bereitstellungssektor nur die bei der Bereitstellung von Strom und Fernwärme (öffentlich und industriell) entstehenden Emissionen bilanziert, in den Endenergiesektoren alle direkten bei der Umwandlung der verbleibende Energieträger (Gas, Kohle, flüssige Kohlenwasserstoffe und sonstige Energieträger) entstehenden Emissionen.

Der in diesem Kapitel skizzierte Weg stellt eine Möglichkeit dar, bis zum Jahr 2050 die deutschen Treibhausgasemissionen um 95 % zu reduzieren. Aus dem im Dezember 2015 verabschiedeten Pariser Klimaabkommen geht die Selbstverpflichtung aller Staaten hervor die globale Erwärmung auf zwei Grad ggü. der vorindustriellen Zeit zu begrenzen und Anstrengungen zu unternehmen sie unter 1,5 Grad zu halten. Dieses Ziel kann in kumulierte weltweite Emissionen umgerechnet werden. Um abzuschätzen inwiefern das Szenario fuEL im globalen Kontext kompatibel zu den Pariser Klimazielen ist, werden die resultierenden kumulierten CO_2-Emissionen dem verbleibenden CO_2-Emissionsbudget nach /ROG-01 18/ (SR1.5) gegenübergestellt. Der Report nennt unter Angabe von Eintrittswahrscheinlichkeiten verbleibende CO_2-Emissionsbudgets, die einzuhalten sind, um bestimmte

Erderwärmungsgrenzen nicht zu überschreiten. Für die vorliegende Abschätzung wird eine Eintrittswahrscheinlichkeit von 67 % gewählt und die verbleibenden Emissionsbudgets bestimmt. Der Anteil Deutschlands an diesem weltweiten Emissionsbudget wird über den Bevölkerungsanteil Deutschlands an der gesamten Weltbevölkerung abgeschätzt (2017: ~ 1 %). Die kumulierten Emissionen des Szenarios fuEL und die sich aus dieser Berechnung ergebenden Emissionsbudgets sind in Abbildung 12-47 dargestellt.

Das Dynamis Klimaschutzszenario fuEL ist konform mit den Pariser Klimazielen. 1,5 C werden aber weit verfehlt.

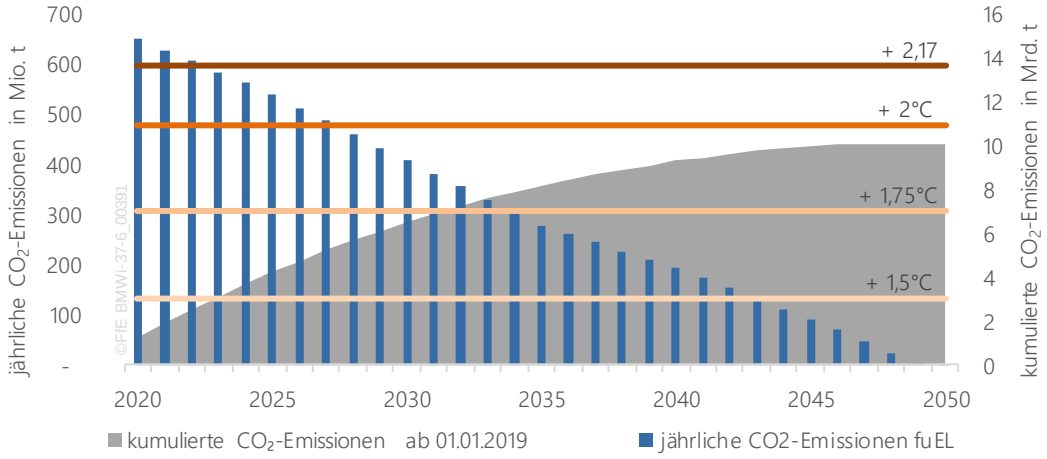


Abbildung 12-47: Kumulierte Emissionen im Szenario fuEL und verbleibende Emissionsbudgets nach /ROG-01 18/

Die Auswertungen zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen das zwar 2 C-Ziel von Paris eingehalten, das 1,5 C-Ziel jedoch weit verfehlt wird.

Neben den Emissionen spielen bei der Bewertung des Szenarios die Gesamtsystemkosten eine entscheidende Rolle. Die Kosten des Bereitstellungssektors werden auf die gleiche Art, wie zuvor die Emissionen, auf die Endenergiesektoren alloziert und mit den Werten des Startszenarios verglichen. Die Gesamtsumme der hier dargestellten Werte ergibt sich aus den Annuitäten und den jährlichen variablen und fixen Betriebskosten des Sektors. Die Differenz zwischen dem Szenario fuEL und dem Startszenario entspricht dabei den Mehr- (oder Minder-) –kosten, die in den jeweiligen Sektoren anfallen, um das 95 %-Ziel zu erreichen. Abbildung 12-48 zeigt deren Entwicklung bis zum Jahr 2050.

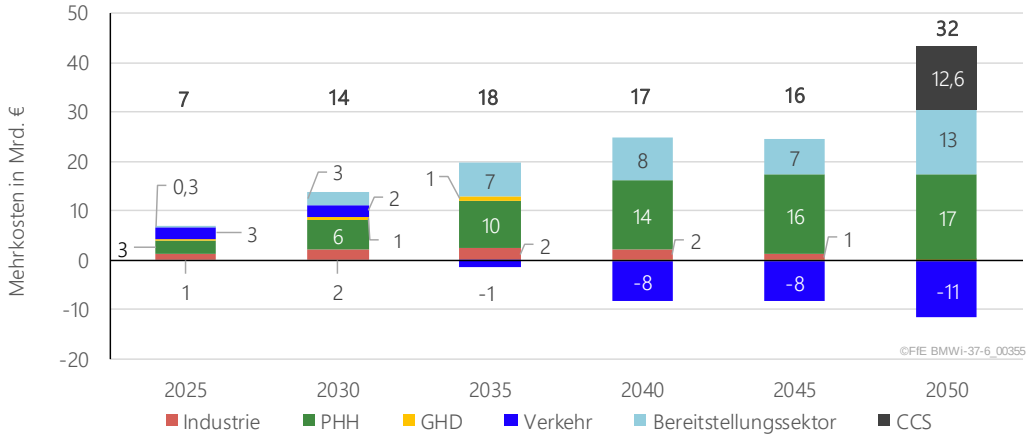


Abbildung 12-48: Mehrkosten im Szenario fuEL gegenüber dem Startszenario, aufgeteilt nach Sektoren

Die Gesamtkostendifferenz steigt über die ersten Jahre aufgrund der höheren Kosten der Maßnahmentechnologien zunächst an, sinkt aber ab dem Jahr 2035 wieder ab. Dies ist hauptsächlich auf die negative Kostendifferenz des Verkehrssektors und den verstärkten Ausbau günstigerer Erneuerbarer Energien im Bereitstellungssektor zurückzuführen. Dabei wird unterstellt, dass Elektrofahrzeuge schon in naher Zukunft sowohl geringere Investitionen als auch, aufgrund der höheren Effizienz, geringere Betriebskosten verursachen als ihre fossilen Pendants und damit die Gesamtkosten des Sektors Verkehr sinken. Die Sektoren GHD und Industrie weisen zwar zu Beginn noch eine höhere Gesamtkostendifferenz auf, diese geht aber über die Jahre hauptsächlich aufgrund rückläufiger Betriebskosten deutlich zurück. Lediglich der Sektor der Privaten Haushalte verzeichnet deutliche Kostenzuwächse, welche zum einen auf die kürzeren Lebensdauern und zum anderen auf die deutlich höheren Investitionen der Maßnahmentechnologien im Wärmebereich zurückzuführen sind. Der rückläufige Trend der sektorübergreifenden Gesamtkostendifferenz wird erst im Jahr 2050 aufgrund des niedrigen „Emissionsdeckels" unterbrochen. Dieser führt zum verstärkten Import vergleichsweise teurer synthetischer Kraftstoffe und zum großtechnischen Einsatz von CCS. Diese beiden Entwicklungen verursachen im Jahr 2050 Mehrkosten von 29,2 Mrd. €. Insgesamt belaufen sich die Mehrkosten im Vergleich zum Dynamis-Startszenario kumuliert von 2020 bis 2050 auf 470 Mrd. €. Daraus ergeben sich für diesen Klimapfad sektorübergreifende Verminderungskosten von 100 €/t.

12.4.7 Rückwirkungen auf den Gasmarkt

Mit Hilfe des in Abschnitt 4.5 beschriebenen Gasmarktmodells MINGA werden die Rückwirkungen des Technologiemixszenarios fuEL auf den Gasmarkt analysiert. Tabelle 12-15 stellt hierzu die Entwicklung des deutschen und europäischen Gasverbrauchs in fuEL gegenüber dem Startszenario als Input für MINGA dar. Während der Gasverbrauch in Deutschland im Startszenario keinen großen Rückgang erfährt, verringert sich im Szenario fuEL der Gasbedarf von 2020 bis 2050 um knapp 540 TWh, bzw. 61,5 %. Der sonstige, europäische Gasbedarf sinkt im Szenario fuEL gegenüber dem Startszenario aufgrund eines verstärkten EE-Ausbaus in Deutschland und damit einhergehend eines verringerten Einsatzes der europäischen Gaskraftwerke leicht ab. Da im europäischen Ausland ein konservatives Szenario hinterlegt ist, steigt der Gasverbrauch von 2020 bis 2050 sogar leicht an.

Tabelle 12-15: Entwicklung des deutschen und europäischen Gasverbrauchs als Input für das Gasmarktmodell MINGA

Jahr	Gasverbrauch in Deutschland in TWh		Sonstiger Gasverbrauch in Europa in TWh	
	Startszenario	fuEL-Szenario	Startszenario	fuEL-Szenario
2020	870	870	3.639	3.639
2025	948	837	3.865	3.856
2030	917	701	3.820	3.789
2035	907	616	3.887	3.813
2040	889	514	4.022	3.941
2045	861	380	4.096	4.066
2050	825	333	4.049	3.999

Durch Simulationen des Gasmarkts für die Jahre 2020 bis 2050 können Rückwirkungen auf die Infrastruktur und die marktgebietsscharfen Gasbeschaffungskosten analysiert werden. Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse des fuEL-Szenarios, teilweise im Vergleich zum Startszenario, analysiert und dargestellt.

Abbildung 12-49 zeigt die Entwicklung der innereuropäischen Gasproduktion sowie die Entwicklung der Importe aus angrenzenden, europäischen Nachbarländern von 2020 bis 2050 auf. Es ist ersichtlich, dass die innereuropäische jährliche Gasproduktion in den meisten Ländern stark zurückgeht. Insbesondere in den Ländern Niederlande und Großbritannien, die in 2020 noch eine hohe Gasproduktion von 410 bzw. 310 TWh/a aufweisen, ist die Gasförderung im Jahr 2050 stark zurückgegangen bzw. aufgegeben. Auch in Deutschland wird die heute noch existierende Gasförderung bis ins Jahr 2050 stillgelegt.

Die Gasförderung in Norwegen bleibt dagegen auf einem weiterhin hohen Niveau und nimmt dabei von 1.130 TWh/a im Jahr 2020 auf 970 TWh/a im Jahr 2050 leicht ab. Die nach wie vor hohe Förderung ist auf den konstant hohen Gasbedarf in Europa, wie in Tabelle 12-15 dargestellt, und den Rückgang der sonstigen europäischen Gasförderung zurückzuführen.

Der Import von russischem Gas nach Europa über Pipelines im Jahr 2020 deckt mit 1.750 TWh/a und damit knapp 39 % den größten Teil des europäischen Gasbedarfs. Durch den weiterhin hohen europäischen Gasbedarf, den Rückgang der heimischen Produktion und den im Modell hinterlegten Ausbau der Nord Stream 2 Pipeline gehen diese Importe im Jahr 2050 nicht zurück, sondern steigen sogar um gut 300 TWh/a an, so dass Russland der größte Gasversorger Europas bleibt. Neben den russischen Gasimporten steigen auch die Importe aus Algerien von knapp 230 TWh/a auf 400 TWh/a im Jahr 2050 stark an, wodurch ein großer Anteil des italienischen und spanischen Gasbedarfs gedeckt werden kann.

Die LNG-Importe steigen von 340 TWh/a im Jahr 2020 um lediglich 5 % im Jahr 2050 an, was auf die weiterhin höheren Gasbeschaffungskosten für LNG zurückzuführen ist.

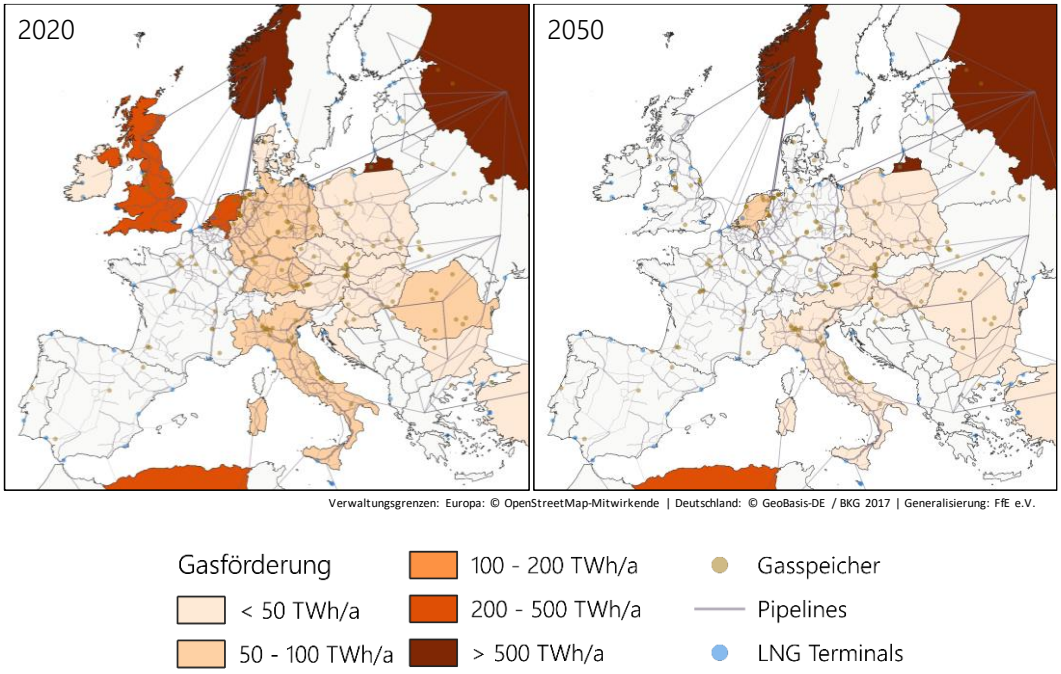


Abbildung 12-49: Vergleich der konventionellen Gasproduktion in Europa und europäischer Nachbarländer im Jahr 2020 und 2050 im Szenario fuEL

Ein weiterer Untersuchungsschwerpunkt hinsichtlich des Gasmarkts im Projekt Dynamis ist die Veränderung der Auslastung der Netzinfrastruktur. Da die größten Veränderungen der Gasnetzauslastungen zwischen Start- und fuEL-Szenario im Jahr der größten Differenz des europäischen Gasbedarfs auftreten, stellt Abbildung 12-50 exemplarisch die Veränderung der Gasflüsse und der regionalisierten Gaslast in Deutschland im Jahr 2050 dar. Die Dicke der Leitungen bildet dabei die jährlichen Gasflüsse im Startszenario im Jahr 2050 ab. Grün gekennzeichnete Leitungen signalisieren eine Minderauslastung durch das fuEL-Szenario gegenüber dem Startszenario und rote Pipelines stehen für eine Mehrauslastung im fuEL-Szenario gegenüber dem Startszenario.

Zunächst ist ersichtlich, dass durch den um gut 500 TWh/a verringerten Gasbedarf im fuEL-Szenario gegenüber dem Startszenario nicht pauschal eine Verringerung der Leitungsauslastungen eintritt. Es gibt verminderte Importe aus Russland und Algerien, sowie leicht verminderte LNG-Importe. Der verringerte Gasbedarf in Deutschland bewirkt zudem eine Verschiebung der Importe aus Norwegen von Deutschland nach Belgien und Frankreich. In Deutschland selbst werden die Pipelines teilweise stärker und teilweise geringer ausgelastet, was am regional unterschiedlich stark veränderten Gasbedarf innerhalb Deutschlands liegt.

Insgesamt kommt es durch die Veränderung des Gasbedarfs zu keinen kritischen Mehrauslastungen von Pipelines. Die Mehr- oder Minderauslastungen, die sich ergeben, sind im Vergleich zu den absoluten Pipeline-Auslastungen meist marginal. Dies liegt insbesondere an dem stabilen europäischen Gasbedarf und der untergeordneten Rolle des deutschen Gasbedarfs im europäischen Kontext.

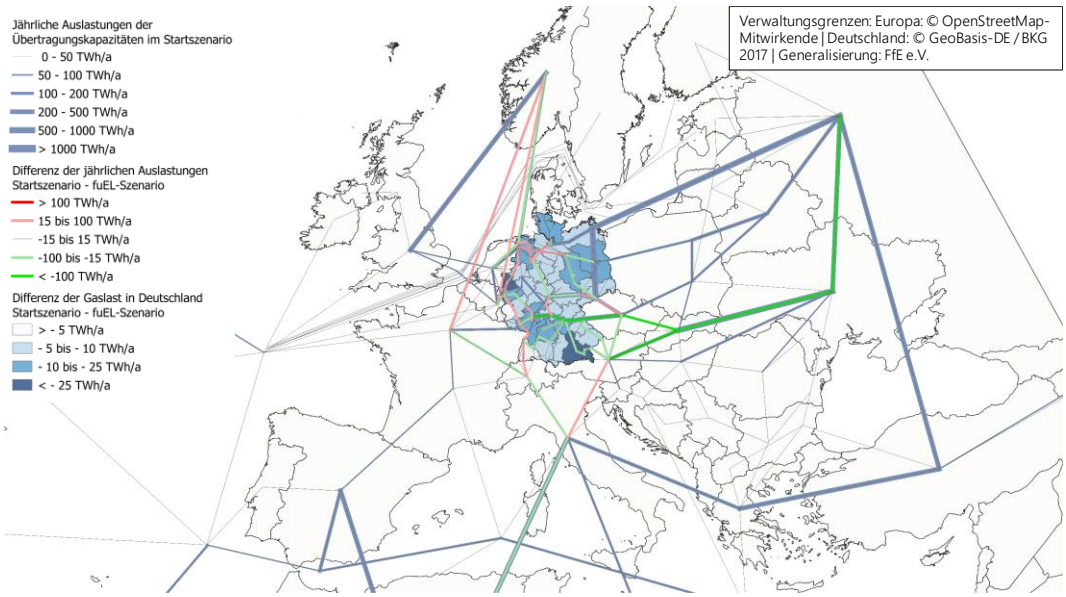


Abbildung 12-50: Veränderung der Gasflüsse in Europa und der regionalisierten Gaslast in Deutschland durch das Szenario fuEL gegenüber dem Startszenario im Jahr 2050

Die mittleren Gasbeschaffungskosten in Europa im Jahr 2050 im Startszenario sind links in Abbildung 12-51 dargestellt. Zunächst ist ersichtlich, dass die Gasbeschaffungskosten von Ost- nach Westeuropa zunehmen. Das liegt daran, dass die Kosten in Osteuropa primär durch den Bezug von günstigem russischen Erdgas geprägt sind, in Westeuropa hingegen die Grenzkosten oft durch den Bezug von teurerem LNG charakterisiert sind. Weiterhin ist auffällig, dass die Gasbeschaffungskosten weit unter den für 2050 im Energiesystemmodell ISAaR hinterlegten Gaspreisen liegen. Dies hängt, neben Margen entlang der Lieferkette und politischen Einflussfaktoren, insbesondere mit der vereinfachten Annahme von durchschnittlichen langfristigen Grenzkosten je Land zusammen. Auf eine Abbildung einer Merit Order von Grenzkosten je Land wurde aus mangelnder Datenverfügbarkeit verzichtet. Die absoluten Gasbeschaffungskosten spiegeln damit nicht die Gaspreise wieder.

Neben den absoluten Gasbeschaffungskosten können sehr gut die Auswirkungen eines veränderten Szenarios auf die Kosten analysiert werden. Dazu ist rechts in Abbildung 12-51 die Differenz der Gasbeschaffungskosten im Jahr 2050 zwischen Start- und fuEL-Szenario abgebildet. Es ist erkennbar, dass die Gasbeschaffungskosten in Deutschland und den benachbarten Ländern die größten Verringerungen aufweisen. Günstiges Gas aus Russland, das im Startszenario in Deutschland verbraucht wurde, wird im fuEL-Szenario an benachbarte Länder weitergeleitet. Die Veränderungen liegen aber im Vergleich zu realen Gaspreisen in einem moderaten Bereich, für den keine gravierenden Rückwirkungen erwartet werden.

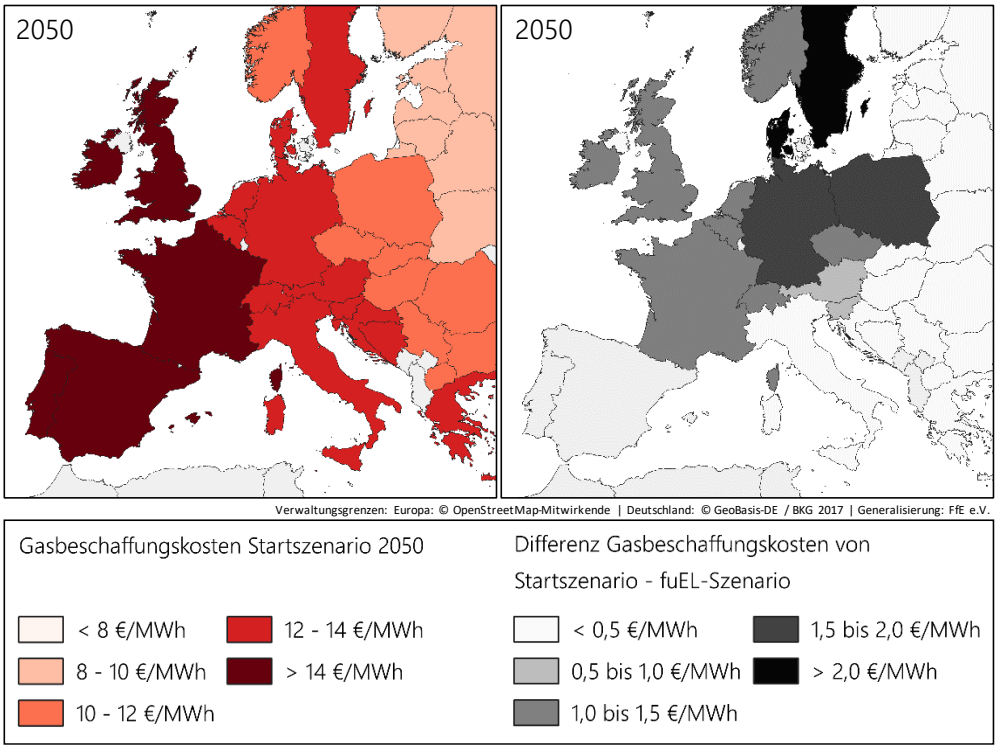


Abbildung 12-51: Mittlere Gasbeschaffungskosten im Startszenario und Differenz der Gasbeschaffungskosten von Startszenario – Szenario fuEL

Mit Hilfe des Gasmarktmodells MINGA konnten die Rückwirkungen des fuEL-Szenarios auf den Gasmarkt untersucht werden. Der europäische Gasmarkt erweist sich als sehr robust gegenüber einer Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland. Es kommt weder zu kritischen Auslastungen der Infrastruktur, noch zu großen Veränderungen der europäischen Gasbeschaffungskosten. Die Untersuchung zur Kopplung von Strom- und Gasmarktmodellen /FFE-44 17/ hat zudem bereits gezeigt, dass die Veränderung des Gasbedarfs in Deutschland keine große Rückwirkung auf Gaspreise und Strompreise hat.

12.4.8 Rückwirkungen auf das EU-ETS

Aufbauend auf den in Kapitel 4.6.2 beschriebenen Annahmen, Parameter sowie auf Grundlage der Emissionen des Szenarios fuEL wird die Entwicklung der EU-ETS relevanten Größen von 2008 bis 2030 modelliert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 12-52 dargestellt.

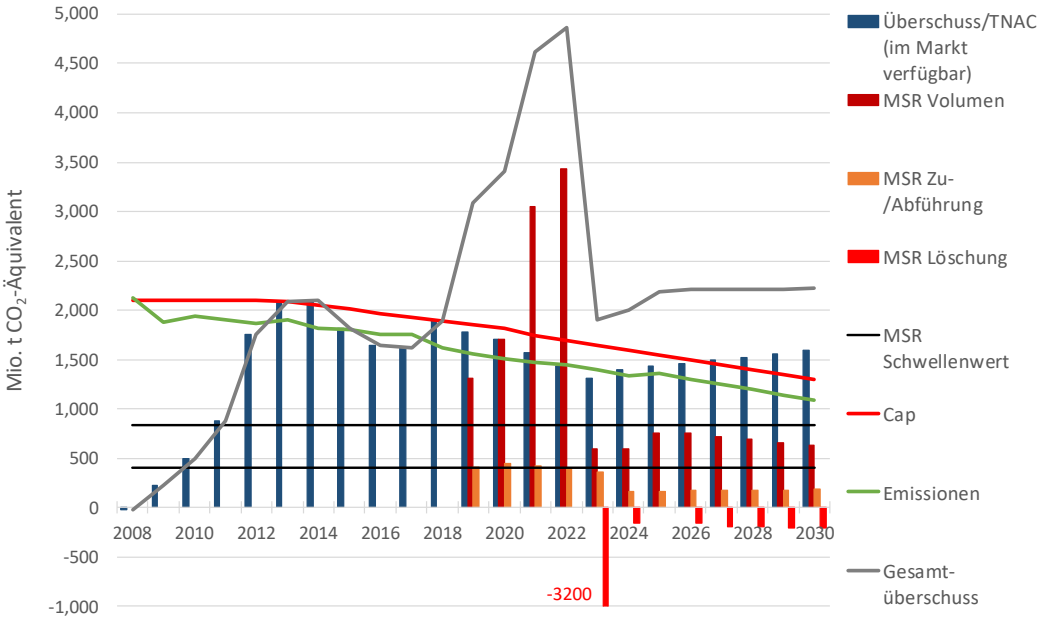


Abbildung 12-52: Entwicklung EU-ETS relevanter Größen auf Basis des fuEL

Die EU-ETS Emissionen der stationären Anlagen betragen ausgehend von der Entwicklung des fuEL-Szenarios im Jahr 2018 etwa 1.610 Mio. tCO_2-Äq. und im Jahr 2030 ca. 1.090 Mio. tCO_2-Äq. Im Vergleich zum Startszenario ergibt sich somit für das Jahr 2030 eine Differenz von 170 Mio. tCO_2-Äq. Der Unterschied zwischen Cap und Emissionen beträgt im Jahr 2030 ca. 220 Mio. tCO_2-Äq. Bezogen auf die Emissionen der stationären Anlagen im Jahr 2005 (2.370 Mio. tCO_2-Äq.) ergibt sich somit eine Reduktion von ca. 54 % /EEA-02 18/. Wie in Kapitel 5.8.6 beschrieben ist davon auszugehen, dass der Anteil der flugverkehrsbedingten Emissionen in Zukunft steigen wird. Für das Szenario fuEL ergibt sich bei einem jährlichen Zuwachs der flugverkehrsbedingten Emissionen von 5 % eine Reduktion von über 50 % gegenüber den Emissionen (inklusive Flugverkehr) von 2005. Das EU-ETS Reduktionsziel für das Jahr 2030 wird somit auch für das Szenario fuEL eingehalten.

Im Jahr 2019 werden erstmalig 410 Mio. Zertifikate in die MSR überführt. Durch die erhöhte MSR Zuführungsrate von 24 % ergibt sich zunächst ab 2019 bis 2023 ein jährliches Defizit, wodurch sich die TNAC verringert, obwohl die tatsächlichen Emissionen unter dem Cap liegen. Im Zeitraum 2019 bis 2023 werden insgesamt über 2.000 Mio. Zertifikate in die MSR überführt. Hierdurch ergibt sich eine Reduktion der TNAC von ca. 1.900 Mio. tCO_2-Äq. im Jahr 2018 auf etwa 1.300 Mio. tCO_2-Äq. im Jahr 2023. In Folge der verringerten MSR Zuführungsrate entsteht ab 2024 ein jährliches Überangebot an Zertifikaten, wodurch die TNAC wieder zunimmt und im Jahr 2030 einen Wert von ca. 1.590 tCO_2-Äq erreicht. Die TNAC liegt somit im Jahr 2023 um ca. 200 Mio. und 2030 etwa 760 Mio. tCO2-Äq. über den Werten des Startszenarios (vgl. Kapitel 5.8.6**).** Das MSR Volumen beträgt 2022 fast 3.440 Mio. und ca. 630 Mio. tCO_2-Äq im Jahr 2030. Wie im Falle des Startszenarios werden ab 2023 jedes Jahr mit Ausnahme von 2025 Zertifikate aus der MSR gelöscht, da die Menge an in der MSR befindlichen Zertifikaten die Versteigerungsmenge des Vorjahres überschreitet: Im Jahr 2023 werden 3.200 Mio. in der MSR befindliche Zertifikate gelöscht. Von 2023 bis 2030 verlieren insgesamt über 4.300 Mio. Zertifikate auf diese Weise ihre Gültigkeit. Der Gesamtüberschuss beläuft sich im Jahr 2030 auf über 2.220 Mio. tCO_2-Äq. und liegt damit knapp über dem Wert von 2014, jedoch rund 700 Mio. tCO_2-Äq über dem Wert des Startszenarios im gleichen Jahr (vgl. Kapitel 5.8.6**)**. So führt eine verstärkte Emissionsreduktion in den betroffenen Sektoren

sogar dazu, dass die TNAC und der Gesamtüberschuss größer ausfallen. Die Betrachtung zeigt, dass der Gesamtüberschuss bei einer Emissionsreduktion, wie sie das Szenario fuEL prognostiziert, trotz der Neuerungen der Richtlinie (EU) 2018/410 langfristig nicht verringert werden kann.

Die in Kapitel 5.8.6 und diesem Kapitel gezeigten Auswertungen geben Aufschluss darüber, wie sich die im EU-ETS relevanten Größen bei der aktuellen regulatorischen Ausgestaltung verhalten und zeigen, dass diese äußerst sensitiv auf unterschiedliche Emissionsreduktionspfade reagieren. /RFF-01 18/, /WHITM-01 17/ und /AGORA-09 18/ kommen zu ähnlichen Ergebnissen, wobei die Differenzen im Wesentlichen auf die verschiedenen Emissionsentwicklungen zurückzuführen sind. Einer der Gründe, warum die Menge an gelöschten Zertifikaten sowohl für das Startszenario als auch für das Szenario fuEL im Vergleich zu /RFF-01 18/ und /AGORA-09 18/ deutlich höher ausfällt und im Bereich der prognostizierten Menge von /WHITM-01 17/ liegt, ist das angenommene Volumen der nicht zugeteilten Zertifikate aus der dritten Handelsperiode (vgl. /IETA-01 15/). Die Anzahl der Jahre, in denen die TNAC oberhalb des Schwellenwerts von 833 Mio. liegt, ist eine entscheidende Größe im EU-ETS. Für die in diesem Kapitel durchgeführte Modellierung liegt die TNAC bis einschließlich 2030 oberhalb des Grenzwertes und entspricht der Projektion von /TILEC-01 18/. Der Zeitpunkt ist allerdings mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, wobei die Schätzungen nach /PERI-01 18/ von 2020 bis nach /DECOC-01 18/ und /CCCEP-01 19/ zur zweiten Hälfte der 2030er Jahre reichen (vgl. /NBER-01 19/).

Bewertung EU-ETS/Fazit

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass das EU-ETS prinzipiell funktioniert. Das vorgegebene Minderungsziel für 2020 (-21 % gegenüber 2005) wird erreicht, der Markt ist ausreichend liquide bei gleichzeitig reibungslos ablaufenden Auktionen und das Compliance-Verfahren ist ebenfalls eingespielt /DEHST-02 18/. In der Vergangenheit blieb jedoch die Wirksamkeit aus, was sich unter anderem in den niedrigen Preisen widerspiegelt (siehe Abbildung 4-35). Vor der Reform hatten zusätzliche nationale Klimaschutzmaßnahmen auf Grund des fixierten Caps eher einen kontraproduktiven Effekt und führten lediglich zu einer geographischen oder zeitlichen Verlagerung der Emissionen. Dieser Zusammenhang wird als Wasserbetteffekt bezeichnet und galt bislang als eines der zentralen Probleme des EU-ETS (siehe /BERT-01 15/, /JARK-01 17/, /GRIS-01 15/). Die Beschränkung der maximalen Größe der MSR führt dazu, dass in der Zukunft Zertifikate endgültig aus dem System gelöscht werden und somit zu einer Abschwächung des Wasserbetteffekts. Maßgeblich bei der Wirkweise des abgeschwächten Wasserbetteffekts ist jedoch, dass eine zusätzliche Einsparung von einer t CO_2-Äq. zu einer langfristigen Netto-Emissionsminderung von weniger als einer Tonne führt. Grund hierfür ist, dass die freiwerdenden Zertifikate nicht eins zu eins in die MSR überführt werden, sondern nur zu 24 % bzw. 12 % ab 2024 von der Auktion des Folgejahrs abgezogen werden, solange die TNAC über 833 Mio. liegt /RFF-01 18/. Die Löschung der Zertifikate wiederum ist abhängig davon, ob das MSR-Volumen das Auktionsvolumen des Vorjahres übersteigt. Somit führt die Wirkweise nicht zu einer 1:1-Reduktion der Zertifikatsmenge, wie es der Fall ohne Wasserbetteffekt wäre. Nach /RFF-01 18/ und /PERI-01 18/ ist die marginale Auswirkung eines Zertifikats auf das Gesamtsystem, welches aufgrund einer zusätzlich reduzierten t CO_2-Äq. frei wird, unabhängig davon, ob die Verminderung im Jahr 2008 oder 2017 stattgefunden hat. Entscheidend ist hierbei die Anzahl der Jahre, in denen eine Zuführung von Zertifikaten in die MSR stattfindet, da für jedes zusätzlich angehäufte Zertifikat die Anzahl der in die MSR platzierten Zertifikate im ersten Jahr um 0,24 Zertifikate (0,12 nach 2023) steigt, um (1-0,24) *0,24 = 0,1824 im zweiten und so weiter /PERI-01 18/. Angenommen, es findet bei einer MSR-

Zuführung über 7 Jahre eine Emissionsminderung von 1 tCO_2-Äq. im Jahr 2019 statt, so entspricht nach /PERI-01 18/ die langfristige Netto-Emissionsminderung etwa 75 %. Bei einer Emissionsminderung im Jahr 2022 sind es knapp 40 % und ab dem Jahr 2024 0 %, d. h. der Wasserbetteffekt ist hierbei wieder vollständig wirksam /PERI-01 18/. Eine zeitnahe zusätzliche Emissionsminderung hat somit im Vergleich zu einer späteren einen größeren Effekt auf das EU-ETS (vgl. /CARL-01 19/ /RFF-01 18/ /PERI-01 18/ /NBER-01 19/). Eine weitere Neuerung der Richtlinie (EU) 2018/410 besteht in der Möglichkeit, dass Mitgliedstaaten im Fall der Stilllegung von Stromerzeugungskapazitäten aufgrund von zusätzlichen nationalen Klimaschutzmaßnahmen die entsprechende Menge an Zertifikaten selbst löschen können. Eine Stilllegung von Kohlekraftwerken, wie es in Deutschland geplant ist, führt zu einer Verringerung der Nachfrage an Zertifikaten, wodurch sich die Umlaufmenge zunächst erhöht. Hierdurch werden mehr Zertifikate in der MSR überführt und letztendlich gelöscht. /PERI-01 18/ und /CARL-01 19/ kommen daher zu dem Schluss, dass Länder mit der Löschung dieser Zertifikate warten sollten bis es zu keiner MSR Zuführung mehr kommt. /NBER-01 19/ untersucht weiter, wie sich unterschiedliche zusätzliche nationale Klimaschutzmaßnahmen, aufgeteilt in drei Kategorien (Kostensteigerung, Nachfragereduzierung und Angebotssteigerung), auf das aktuell ausgestaltete EU-ETS auswirken. /NULS-01 19/ führt an, dass die von /PERI-01 18/ beschriebene Schwächung des Wasserbetteffekts sich jedoch umkehrt, d. h. die kumulierten Emissionen steigen, wenn die Minderungsanstrengungen ausreichend lange in der Zukunft von den Akteuren vorhergesehen werden. Somit kann nach /NULS-01 19/ allein die heutige Ankündigung, dass eine zusätzliche Klimaschutzmaßnahme in der Zukunft umgesetzt wird, dazu führen, dass sich die kumulativen Emissionen erhöhen: Die Intuition ist, dass, wenn die Marktteilnehmer heute einen weniger angespannten, zukünftigen Markt erwarten, das Banking weniger profitabel wird. Durch ein verringertes Banking werden weniger Zertifikate in den MSR überführt, wodurch wiederum weniger Zertifikate gelöscht werden. /NULS-01 19/ nennt diesen Zusammenhang „new green paradox".

Im Jahr 2021 wird eine erste Überprüfung der MSR durchgeführt, welche anschließend in regelmäßigen Abständen vorgesehen ist /EU-07 18/. Es bleibt abzuwarten, wie die EU-Behörden den Einfluss der MSR auf das EU-ETS bewerten und ob sie es für notwendig halten, Änderungen, wie zum Beispiel eine Anpassung der Zuführungsraten, der Schwellenwerte oder eine Berücksichtigung der Flugverkehrsemissionen, bei der TNAC Berechnung durchzuführen.

Im Falle eines möglichen Brexits ohne Austrittsabkommen wird Großbritannien automatisch aus dem EU-ETS ausscheiden. Ansonsten ist nach /TWID-01 18/ für einen geregelten Brexit ein Austritt aus dem ETS für voraussichtlich Ende 2020 geplant. Großbritannien hat gegenüber den meisten anderen EU-Mitgliedstaaten weitaus ambitioniertere Emissionsziele /CARBO-01 18/. In Folge dessen müssten bei einem Austritt andere EU-Mitgliedstaaten ihre Bestrebungen zur Reduktion der Emissionen weiter ausweiten, um die EU-weiten Reduktionsziele einzuhalten. Hinzu kommt, dass Großbritanniens Versorgungs- und Industrieunternehmen zu den größten Käufern von Zertifikaten zählen, wodurch ein Ausstieg mit hoher Wahrscheinlichkeit einen Effekt auf den Zertifikatspreis haben würde.

Nach /PBL-01 17/ ist ein EU-weites Emissionsziel von -55 % gegenüber dem Niveau von 1990 notwendig, um das 2-Grad-Ziel des Übereinkommens von Paris im Jahr 2030 einzuhalten. Dies entspricht einem Cap der stationären Anlagen von 943 Mio.t CO_2-Äq. im Jahr 2030 und kommt somit einer Verringerung von 60 % gegenüber den Emissionen der stationären Anlagen in 2005 gleich /CARBO-01 18/. Der angesetzte LRF von 2,2 % ab dem Jahr 2021 (Reduktion von ca. 48 Mio. Zertifikate pro Jahr) führt im Vergleich zu einem Cap von etwa

1.300 Mio.t CO_2-Äq und entspricht somit noch nicht einem glaubwürdigen Minderungspfad zur Erreichung des 2-Grad-Ziels des Paris-Übereinkommens /DEHST-02 18/.

Die Richtlinie (EU) 2018/410 hat die Komplexität des EU-ETS zunehmend verschärft. /PERI-01 18/ schreibt hierzu, dass die aktuelle Ausgestaltung einer der undurchsichtigsten Wege zur Endogenisierung der Gesamtemissionen in einem Cap and Trade System sei. /CARL-01 19/ ergänzt weiter, dass es nach der Reform keineswegs offensichtlich ist, wie und inwieweit eine zusätzliche nationale Emissionsminderung die gesamten Emissionen verringert. Die zuvor genannten Gründe zeigen, dass für das EU-ETS weiterer Reformbedarf besteht. Um rationale und langfristige Entscheidungen zu treffen, ist jedoch für alle Beteiligten eine zuverlässige und nachvollziehbare Gesetzgebung zwingend erforderlich. Daher gilt es, bei zukünftigen Reformen des EU-ETS verstärkt folgende Grundaspekte zu beachten: Sicherheit und Transparenz.

12.4.9 Kritische Würdigung

Europäisches Umland

Die Abbildung einer europäischen Klimastrategie hätte starke Rückwirkungen auf die Anteile von Im- und Exporten, regionale Verteilung des EE-Ausbaus und die nationale Dimensionierung gesicherter Leistung. Durch eine Berücksichtigung ambitionierterer Emissionsziele in den Nachbarländern wären darüber hinaus Verschiebungen auf den Strom- und Gasmärkten zu erwarten. Die Erneuerbaren Energien würden aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit vermutlich geringere Marktwerte erzielen und damit der Anreiz für Flexibilitätsoptionen steigen. Nichtsdestotrotz sind bei einem europäischen Klimapfad Synergien zu erwarten, welche in Summe zu einer deutlichen Kostenreduktion und damit einer Steigerung der Gesamtwohlfahrt führen können.

Infrastrukturkosten

Die Vernachlässigung von Infrastrukturkosten, wie z.B. dem Netzausbau, führt dazu, dass die Kostenabschätzungen für den nötigen Transformationsprozess als untere Grenze einzustufen sind. Je nach Maßnahme sind unterschiedliche Folgekosten auf Seiten der Infrastruktur zu erwarten. Durch Hinzunahme dieser Bewertungsdimension können sich die ermittelten Verminderungskosten und die Reihenfolge der sortierten Werte verändern.

Akzeptanz

Der errechnete Transformationspfad stellt eine umfassende Umstellung von Anwendungs- und Erzeugungstechnologien dar. Bereits heute zeigt sich, dass die gesellschaftliche Akzeptanz nicht für alle Technologien uneingeschränkt vorhanden ist. Durch Sensitivitätsanalysen könnten perspektivisch die Auswirkung mangelnder Akzeptanz auf die Zielerreichung und die resultierenden Mehrkosten analysiert werden.

Die „letzten" Prozente

Die Analysen haben gezeigt, dass eine große Unsicherheit bezüglich der technoökonomischen Bewertung von CCS und synthetischen Kraftstoffen herrscht. Je nach Entwicklung des Reifegrads und der Kosten kann sich die Zusammensetzung der Technologien insbesondere in Energiesystemen mit einem hohen Ambitionsniveau für den Klimaschutz stark unterscheiden.

Stranded Investments

Die Methodik der Ausbauplanung führt dazu, dass Investitionen nicht über ihre gesamte Lebensdauer integriert bewertet werden, sondern nur mit Blick auf das jeweilige Betrachtungsjahr. Für die Bewertung der gesicherten Leistung ist dieser Punkt von hoher Relevanz. Ein Kapazitätsbedarf in frühen Jahren kann beispielsweise trotz zukünftig sinkender Batteriespeicherkosten zu einem Ausbau konventioneller Kraftwerke führen, welche dann in späteren Jahren keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften.

Lernkurven bei hoher Marktdurchdringung

Bei vielen berücksichtigten Technologien werden modellexogene Kostendegressionen angenommen, die einen gewissen Grad der Marktdurchdringung voraussetzen. Da die Marktdurchdringung jedoch ein Teil des Szenarioergebnisses darstellt, ist diese Abhängigkeit nicht abgebildet. Die modellendogene Integration der Kostenfunktionen in Abhängigkeit der Durchdringung würde eine realistische Abbildung der realen Dynamik eines Markthochlaufes ermöglichen, jedoch ein nicht lineares Problem darstellen.

Globale Optimierung aller strombasierten Anlageneinsätze

Elektrische Wärmepumpen und batterieelektrische Pkw können durch ihre Speicherfähigkeit als Flexibilität für das Energiesystem nutzbar gemacht werden. Im Szenario fuEL werden die Strombezugskosten dieser Anwendungen minimiert, in dem die Laststeuerung „statisch" auf den Strompreis des Technologiemix-Szenarios hin optimiert werden. Eine Alternative zu diesem iterativen Vorgehen besteht in der globalen Optimierung des Anlageneinsatzes. „Global" heißt in diesem Zusammenhang, dass der Einsatz der strombasierten Technologien gemeinsam mit dem der Anlagen des Bereitstellungssektors optimiert wird. Dies kann gegenüber der Optimierung auf ein zentrales Signal (Strompreis) zu sinkenden Systemgesamtkosten führen. Gleichzeitig führt es aufgrund der Heterogenität der Anwendungen zu einer gesteigerten Komplexität des Optimierungsproblems.

13 Kernaussagen und Handlungsoptionen

Im Folgenden werden die im Projekt Dynamis generierten Bewertungsergebnisse, die im Abschlussbericht ausführlich beschrieben werden, in Form von Kernaussagen zusammengefasst. Dabei werden zunächst die Erkenntnisse aus Methodikentwicklung und Modellierung erläutert und anschließend die zentralen Aussagen zu jedem der betrachteten Sektoren und dem Szenario fuEL vorgestellt.

13.1 Methodik und Modellierung

Durch die im Projekt entwickelte explorative und mehrstufige Bewertungsmethodik wird ein tieferes Verständnis der Rückwirkungen der Maßnahmenumsetzung im Energiesystem geschaffen.

Der im Projekt entwickelte explorative Ansatz und die mehrstufige Bewertungsmethodik ermöglichen ein tieferes Verständnis der Wirkweise einzelner Maßnahmen und -kombinationen im Energiesystem. Mit jeder Stufe wird die Komplexität durch die Erweiterung des Bilanzraums sukzessive erhöht. So werden auf Basis der Voranalyse zunächst die wichtigsten Maßnahmen identifiziert und gebündelt, um die Komplexität der anschließenden Bewertung des Emissionseinsparpotenzials und der CO_2-Verminderungskosten zu reduzieren. Die *statische* Bewertung gibt Aufschluss über die Sensitivität verschiedener Parameter wie beispielsweise der gewählten Referenztechnologie oder des gewählten Jahres auf die CO_2-Verminderungskosten. In der *sektordynamischen* Bewertung werden darüber hinaus zeitliche Abhängigkeiten und die Verdrängungsmechanismen der verschiedenen Endenergiesektoren berücksichtigt. Die darauffolgende *systemdynamische* Bewertung ermöglicht die Quantifizierung der Rückwirkungen einzelner Maßnahmen auf den Ausbau und den Einsatz von Anlagen im Bereitstellungssektor. Die Referenz der Bewertung stellt dabei jeweils das Startszenario dar. Die Optimierung des Bereitstellungssektors in einem Szenario mit maximaler Umsetzung von Elektrifizierungsmaßnahmen gibt Aufschluss darüber, durch welche weiteren Maßnahmen sich der Flexibilitätsbedarf reduzieren lässt. Durch die Gegenüberstellung mit einem Technologiemix-Szenario können darüber hinaus die Vorteile einer diversifizierten Maßnahmenumsetzung quantifiziert werden. Die Erkenntnisse all dieser Bewertungsschritte fließen schließlich in die Erstellung eines sektorübergreifenden, konsistenten Klimaschutzszenarios fuEL ein. Dieser mehrstufige, explorative Ansatz ermöglicht somit die Erstellung eines auf der Bereitstellungsseite kostenoptimalen Klimapfades unter Berücksichtigung der technologie- und sektorspezifischen Randbedingungen und Besonderheiten.

Mittels detaillierter Modelle finden die Besonderheiten der verschiedenen Sektoren (z. B. Transformationsgeschwindigkeiten) Eingang in die Bewertung.

Die verschiedenen Sektoren werden mithilfe einzelner Modelle detailliert abgebildet und in einer Modelllandschaft mit einheitlichen Schnittstellen zusammengeführt. Die Modelle berücksichtigen sektorspezifische Besonderheiten und Mechanismen, welche für die Bewertung der Kosteneffizienz und Emissionswirkung einer Maßnahme wichtig sind. Hierzu gehören Transformationsgeschwindigkeiten, Verdrängungsmechanismen und Pfadabhängigkeiten. Transformationsgeschwindigkeiten ergeben sich aus dem Alter und der

Nutzungsdauer der Gebäude und Technologien. Die sektorspezifischen Verdrängungsmechanismen berücksichtigen das tatsächliche Mengengerüst an Fahrzeugklassen, Gebäudetypen, Industriebranchen etc.. Außerdem reduziert die Umsetzung einer Maßnahme das Potenzial anderer Maßnahmen. Den Pfadabhängigkeiten wird durch Betrachtung von kumulierten Emissionen und Kosten Rechnung getragen. Wird eine Maßnahme umgesetzt, so wird zudem davon ausgegangen, dass diese nach Nutzungsdauerende durch die gleiche ersetzt wird und sich das System somit langfristig verändert.

Die anwendungsorientierte Emissionsbilanz verdeutlicht die Relevanz der Anwendungen und stellt damit eine geeignete Grundlage für die Maßnahmenidentifikation und die Potenzialanalyse dar.

Da aktuell ein besonderer Handlungsbedarf zur Emissionsreduktion in den Endenergiesektoren Verkehr, Private Haushalte, Industrie und GHD besteht, wird mit der anwendungsorientierten Emissionsbilanz ein Ansatz gewählt, der den möglichen Beitrag der Anwendungen[48] zur Emissionsreduktion beurteilt. Dabei werden die Emissionen des Bereitstellungssektors verursachergerecht auf die Anwendungen in den Endenergiesektoren alloziert. Durch die detaillierte Abbildung von Verminderungsmaßnahmen und die dynamische Kopplung der Sektormodelle mit dem Bereitstellungssektor können die Systemeffekte einer Umsetzung von Maßnahmen in den Anwendungen bewertet werden.

13.2 Verkehr

Die Elektrifizierung ist in großen Teilen der Pkw-Flotte die kostengünstigste Maßnahme – Brennstoffzellen-Pkw oder Gasfahrzeuge sollten komplementär eingesetzt werden.

Die kosteneffizienteste Reduktion der Emissionen im Pkw-Bereich wird mit einem Technologiemix erreicht. Je nach Fahrzeugklasse und notwendiger Reichweite/Batteriegröße haben Batteriefahrzeuge Vor- und Nachteile. So ist es wichtig, die Batteriegröße dem Einsatzzweck des Fahrzeugs anzupassen und eine kostspielige und ökologisch unnötige Überdimensionierung zu vermeiden. Ergänzend dazu sind Brennstoffzellenfahrzeuge in Kleinwägen und in Fahrzeugen, die besonders große Reichweiten benötigen, einzusetzen. Sollten Brennstoffzellenfahrzeuge zu keiner Zeit in ausreichender Zahl im Markt zur Verfügung stehen, können alternativ Gasfahrzeuge eingesetzt werden.

Die Elektrifizierung Leichter Nutzfahrzeuge erschließt sehr schnell ein großes Potenzial zur Verminderung von CO_2-Emissionen.

Leichte Nutzfahrzeuge im Lieferverkehr fahren tägliche, gut planbare Strecken bei denen größtenteils geringere Reichweiten nötig sind. Zudem stellt die im Vergleich zur Pkw-Flotte geringe Anzahl von Akteuren eine sehr gute Grundlage für eine breite Elektrifizierung der Flotte. Die hohe Auslastung der Fahrzeuge bei gleichzeitig verhältnismäßig geringen Technologiekosten ermöglicht hohe Emissionseinsparungen bei negativen CO_2-Verminderungskosten in diesem wachsenden Sektor.

[48] Mechanische Energie, Prozesswärme, Raumwärme, Beleuchtung, Warmwasser, IKT, Prozesskälte und Klimakälte

Es bestehen große erschließbare Potenziale im Bereich der Sattelzugmaschinen durch alternative Antriebe.

Rund ein Drittel der Emissionen im Straßenverkehr entstehen durch den Güterverkehr. Durch die höheren spezifischen Verbräuche und großen Jahresfahrleistungen können in diesem Bereich mit vergleichsweise geringen Investitionen große Emissionsminderungspotenziale erschlossen werden. Wenngleich große Infrastrukturinvestitionen getätigt werden müssen, stellen Oberleitungs-Lkw im Vergleich zu batterieelektrischen Sattelzugmaschinen mit sehr großen Batterien die günstigere Alternative dar und sollten entsprechend gefördert werden. Neben diesen Kosten stehen Varianten mit großem Infrastrukturausbau grundsätzlich vor Akzeptanzproblemen, welche die zugrunde gelegte Umsetzungsgeschwindigkeit reduzieren können.

Schnelle Transformationsgeschwindigkeiten des Sektors ermöglichen ein Erreichen kurzfristiger Emissionsziele.

Die kurzen Lebensdauern von Straßenfahrzeugen gewähren schnelle Transformationsgeschwindigkeiten im Verkehrssektor. Somit können neue Technologien sehr schnell in die Flotte eingebracht werden und zum Erreichen von Emissionsminderungszielen beitragen. Auch hier gilt es jedoch zusätzlich den notwendigen Infrastrukturausbau bei der Umsetzung zu berücksichtigen.

Green Fuels müssen in erster Linie dort eingesetzt werden, wo keine Alternativen existieren.

Auch in der Zukunft wird es insbesondere im Flug- und Schiffsverkehr aber auch im Straßenverkehr Bereiche geben, in denen kohlenstoffhaltige Kraftstoffe zum Einsatz kommen. Denn in diesen Bereichen existieren keine (wirtschaftlichen) Alternativen. Mit dem Ziel einer vollständigen und kosteneffizienten Defossilisierung sollte der Einsatz von Green Fuels daher zunächst diesen Bereichen vorbehalten werden.

13.3 Private Haushalte

Maßnahmen, die im Jahr 2050 wirken sollen, müssen heute geplant und umgesetzt werden. Der Fokus des Handelns sollte auf den Gebäudebestand gerichtet werden.

Der Sektor der Privaten Haushalte zeichnet sich durch eine niedrige Transformationsgeschwindigkeit aus. Diese betrifft sowohl die Gebäude als auch die Technologien zur Wärmeerzeugung. Für den Neubau und die energetische Sanierung von Gebäuden sind bereits hohe energetische Anforderungen zu erfüllen, weshalb der Bestand an alten Gebäuden auch in Zukunft den Großteil des Nutzenergiebedarfs ausmachen wird. Im Jahr 2050 verursachen Gebäude, die vor 1995 errichtet wurden, noch immer 81 % des Wärmebedarfs. Durch die langen Nutzungsdauern der Wärmeerzeuger bleiben, selbst bei vollständiger Verdrängung des Bruttozubaus ab dem Jahr 2021, bis zum Jahr 2050 Restbestände an Öl- und Gaskesseln vorhanden. Der Fokus des Handelns sollte deshalb auf den Gebäudebestand gerichtet werden.

Efficiency First ist (k)eine Lösung!

Der Anreiz für einen verstärkten Ausbau von Wärmepumpen sollte aus Sicht des Regulators nicht erst nach einer umfassenden Gebäudesanierung erfolgen, da dies zu höheren CO_2-Verminderungskosten und einer geringeren kumulierten Emissionsminderung führt. Dem Nutzen eines prioritären Förderprogramms für Gebäudesanierung („Efficiency First“) steht das

Risiko eines geringeren Ausbaus der Wärmepumpen gegenüber. Aus Sicht des Entscheidungsträgers eines Gebäudes gilt jedoch weiterhin, dass wenn beide Maßnahmen (Sanierung und Wärmepumpe) geplant sind, die Wärmepumpe immer auf die Heizlast nach der Sanierung ausgelegt werden sollte.

Die Wärmewende ist mit hohen Mehrinvestitionen verbunden.

Es zeigt sich, dass elektrische Wärmepumpen zu den günstigsten CO_2-Verminderungsmaßnahmen der Privaten Haushalte gehören, diese im Vergleich zu Maßnahmen in anderen Sektoren aber höhere Mehrinvestitionen aufweisen. Anders als beispielsweise im Sektor Verkehr sind in Privaten Haushalten keine nennenswerten Kostendegressionen der Maßnahmen zu erwarten. Für die Umsetzung der Wärmewende müssen deshalb Lösungen gefunden werden, die hohen Mehrinvestitionen zu stemmen und die Verteilung der Kosten zu klären.

Der verstärkte Ausbau von Luftwärmepumpen führt zu hohen Lastspitzen und großem Speicherbedarf, wenn diese nicht durch eine Vielzahl an Maßnahmen reduziert werden.

Niedrige Außenlufttemperaturen führen im Winter zu geringen Leistungszahlen von Luftwärmepumpen. Da diese zeitlich mit einem hohen Wärmebedarf korrelieren, tragen Luftwärmepumpen im Falle eines verstärkten Ausbaus in hohem Maße zur Spitzenlast im Stromnetz bei. Zur Bereitstellung der Spitzenlast sind große Speicherkapazitäten erforderlich. Der Speicherbedarf lässt sich bei gleichbleibender Durchdringung elektrischer Heizsysteme durch eine Vielzahl an Maßnahmen reduzieren. Zu diesen zählen beispielsweise höhere Anteile von Erdwärmepumpen, steuerbare Thermostate, Wärmerückgewinnung und Lastflexibilisierung.

13.4 Industrie

Keine Industriewende ohne enge Zusammenarbeit zwischen Industrie, Wissenschaft und Politik

Die Modellierung praxisnaher industrieller Transformationspfade ist ohne die enge Zusammenarbeit zwischen Wissenschaft und Industrievertretern nicht darstellbar. Grund hierfür ist die Vielfalt und Komplexität industrieller Produktionsprozesse. Dies hat u. a. zur Folge, dass die öffentlich verfügbare Datengrundlage, die zur Berechnung industrieller Transformationspfade benötigt wird, lückenhaft und mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Die Validierung der Eingangsdaten durch Prozessexperten ist folglich Grundvoraussetzung für die Ableitung belastbarer Transformationspfade. Aufgrund der hohen Bedeutung des Industriesektors für die Bruttowertschöpfung ist die Umsetzung tiefgreifender und teilweise investitionsintensiver Verminderungsmaßnahmen mit einem hohen Risiko behaftet. Die Modellierung im Projekt Dynamis zeigt, dass die Industrie einen grundlegenden strukturellen Wandel durchlaufen muss, damit die Klimaziele erreicht werden können. Hierzu müssen Maßnahmen umgesetzt werden, die Prozessabläufe verändern, die teilweise über ein Jahrhundert verfeinert und optimiert wurden. Dies kann nur dann erfolgreich durchgeführt werden, wenn Wissenschaft, Politik und Industrie gemeinsam Lösungen erarbeiten, welche die globale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie erhalten.

Die Transformationsgeschwindigkeit des Industriesektors ist aufgrund hoher Anlagenlebensdauern, Anfangsinvestitionen und Gewinnerwartungen grundsätzlich langsam.

Die Transformationsgeschwindigkeit des Industriesektors, insbesondere der Grundstoffindustrie, ist aufgrund langer Lebensdauern und hoher Anfangsinvestitionen in vielen Fällen sehr langsam. Die Ergebnisse der Modellierung zeigen, dass spätestens ab dem Jahr 2025 mit der Umsetzung tiefgreifender Verminderungsmaßnahmen begonnen werden muss, um eine Treibhausgasverminderung von 95 % im Jahr 2050 ggü. 1990 zu ermöglichen. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass Anlagen erst dann angepasst oder ausgewechselt werden, sobald diese ihr Lebensdauerende erreicht haben. Wenngleich dies der wirtschaftlich günstigste Zeitpunkt für eine Neuinvestition ist, hat die Vergangenheit gezeigt, dass der Industriesektor schneller auf wirtschaftliche Anreize reagiert als jeder andere Sektor. Grundsätzlich ist eine Beschleunigung der Transformationsgeschwindigkeit durch wirtschaftliche Anreize also möglich.

95 % Treibhausgasverminderung im Gesamtsystem erfordert eine Kombination aus Energieeffizienz, Elektrifizierung, dem Einsatz von Green Fuels und der Abscheidung von CO_2.

Der Transformationspfad des Industriesektors im Projekt Dynamis zeigt, dass die Erreichung der klimapolitischen Ziele im Industriesektor nur dann möglich ist, wenn ein Maßnahmenmix eingesetzt wird. Die Reduktion des Endenergieverbrauchs durch die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen ist nicht ausreichend, um die erforderliche Treibhausgas-reduktion zu erzielen. Auch die Elektrifizierung industrieller Prozesswärme und der Verfahrensroutenwechsel hin zu strombasierten Produktionsprozessen führt die erforderliche Emissionsreduktion noch nicht vollständig herbei. Um die Klimaziele zu erreichen, muss letztlich - aufbauend auf der Umsetzung klassischer Effizienzmaßnahmen und der Elektrifizierung industrieller Prozesswärme - ein Teil der industriellen Emissionen durch den Einsatz synthetischer Brennstoffe (z. T. verbunden mit Prozessanpassungen) und CO_2-Abscheidung reduziert werden.

Die Verminderung von Treibhausgasemissionen infolge erhöhter Energieeffizienz verliert im Zuge des abnehmenden Stromemissionsfaktors zunehmend an Bedeutung. Effizienzmaßnahmen sind in einem konsistenten Industrieszenario dennoch essenziell, um den Ausbaubedarf von EE-Erzeugungsanlagen im Bereitstellungssektor zu verringern.

Trotz des geringen Beitrags zur THG-Verminderung im Jahr 2050, nehmen Energieeffizienzmaßnahmen in einem konsistenten Industrieszenario eine wichtige Rolle ein. Hohe Kosten erneuerbarer Energieerzeugung im Bereitstellungssektor führen oftmals dazu, dass die Energieeffizienz die sektorenübergreifend günstigere CO_2-Verminderungs-maßnahme ist. Viele Energieeffizienzmaßnahmen in der Industrie weisen bereits jetzt negative Verminderungskosten auf. Die praktische Umsetzung der Effizienzmaßnahmen scheitert derzeit oft nur an zu langen Amortisationszeiten im Vergleich zu anderen potenziellen industriellen Investitionen. Die gesellschaftliche und politische Begrenzung von Flächenpotenzialen zur Erzeugung erneuerbarer Energien im europäischen Verbund vermindert zudem die Möglichkeit zur Bereitstellung erneuerbaren Stroms. Energieeffizienz bildet also auch langfristig einen wesentlichen Teil des Lösungsraums der industriellen Energiewende.

13.5 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Energieeffizienz

Eine weitere Steigerung der Energieeffizienz für alle Anwendungen Erneuerbarer und konventioneller Energien ist im Sektor GHD für die Erreichung der Klimaziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 von sehr hoher Bedeutung. Dabei spielen im Gebäudebereich besonders Maßnahmen zur Reduktion des Raumwärmeverbrauchs sowie z.B. die energetische Modernisierung, aber auch die Umstellung auf moderner Technologien zur Wärme- und Kältebereitstellung eine Rolle. Zur Erreichung der ambitionierten sektoralen Dekarbonisierungsziele, müssen neben den technologischen Herausforderungen zukünftig Effizienzpotenziale kritisch evaluiert und auch nicht-technische Umsetzungshemmnisse verstärkt erforscht werden.

Elektrifizierung

Die Elektrifizierung unterstützt die Integration der Erneuerbaren Energien in das Energiesystem und wird mit deren Ausbau in Kombination mit Flexibilitätsoptionen, auch im Sektor GHD, weiter an Bedeutung gewinnen. Die energieeffiziente Wärmeerzeugung in Form von Power-to-Heat-Anwendungen, wie z. B. der Wärmepumpe, ermöglichen es dem Sektor GHD fossile Energieträger zu substituieren. Bei der Elektrifizierung stellt die derzeitige Kostenstruktur zwischen den fossilen und elektrischen Energieträgern, wie z. B. in der Wärmebereitstellung, das größte Hemmnis dar. Dies könnte mit gezielten umfassenden Förderprogrammen für den GHD-Sektor adressiert werden.

Brenn- und Kraftstoffsubstitution

Die Substitution fossiler Brennstoffe durch alternative Energieträger stellt im Sektor GHD eine wichtige Möglichkeit zur Reduktion von Treibhausgasemissionen dar. Dabei spielen biomassebasierte Kraftstoffe vor allem eine Rolle im Bereich der Landwirtschaft. Zudem sollten auch synthetische Kraftstoffe aus Erneuerbaren Energien weiterentwickelt werden und die Potenziale im GHD-Sektor weiter erforscht werden.

Auch der Sektor GHD zeigt eine geringe Transformationsgeschwindigkeit in Bezug auf die Wärmebereitstellung.

Für die Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen im Sektor GHD muss der Fokus der Maßnahmen auf der Dekarbonisierung der Wärmebereitstellung liegen. Um die Klimaschutzziele trotz der langen Lebensdauern der eingesetzten Technologie noch bis 2050 erreichen zu können, muss der Transformationsprozesses hin zu einer klimaneutralen Bereitstellung der Wärme zeitnah beginnen.

13.6 Bereitstellungssektor

Der Ausbau der Erneuerbaren stellt den wichtigsten Baustein zur Erreichung der Klimaziele dar.

Die Technologien Windenergie- und Photovoltaikanlagen weisen in verschiedenen Konstellationen und Bewertungsansätzen geringe oder sogar negative CO_2-Verminderungskosten auf. Dies bedeutet, dass durch einen Zubau dieser Technologien Emissionen und Gesamtkosten gleichermaßen reduziert werden können. Im untersuchten Szenario fuEL spielen sie eine zentrale Rolle. Die ermittelten Windenergiepotenziale (On- und

Offshore) werden hier zur Erreichung des Klimaziels vollständig erschlossen. Mittelfristig ist zu erwarten, dass die Freiflächen-Photovoltaik (PV) geringere Gestehungskosten als Wind-Onshore erreichen wird und damit ab 2035 ein deutlich verstärkter Zubau von PV stattfindet. Bis 2050 ist die heute installierte Anlagenleistung Erneuerbarer Energien um mehr als das Dreifache zu erhöhen. Ohne eine massive Beschleunigung der Zubauraten innerhalb der nächsten Jahre sind erhebliche Mehrkosten zur Emissionszielerreichung zu erwarten. Im Vergleich zu den übrigen Erzeugungstechnologien, sektorkoppelnden Maßnahmen oder Speichern machen die Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien den mit Abstand größten Anteil an den Gesamtkosten aus. Um die nötige Ausbaugeschwindigkeit und die entsprechenden Investitionsanreize zu schaffen, könnten Genehmigungsverfahren vereinfacht und beschleunigt, Ausschreibungsvolumina erhöht, Abstandsregelungen überarbeitet und die frühzeitige Bürgerbeteiligung gestärkt werden.

Auch unter Berücksichtigung der Raumwirkung auf die Bevölkerung stehen uns genügend Potenziale für Erneuerbare Energien zur Verfügung.

Der Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen (WEA) wird durch die Akzeptanz der Bevölkerung beschränkt. Daher wird im Rahmen von Dynamis das Potenzial für Onshore-WEA unter Berücksichtigung der Raumwirkung bestimmt. Die Szenarien zeigen, dass die zukünftige Raumwirkung geringer ist als die Raumwirkung des aktuellen Anlagenbestands. Das Potenzial beträgt insgesamt 130 GW.

In den vergangenen Jahren wurde der Konflikt zwischen Energie- und Nahrungsmittelerzeugung immer wieder debattiert. Eine zunehmende Nutzung landwirtschaftlicher Flächen durch Freiflächen-Photovoltaikanlagen (FF-PVA) ist zu erwarten. Die in Dynamis ermittelten Potenzialflächen befinden sich außerhalb von Schutzgebieten und sind entweder durch die unmittelbare Nähe zu Verkehrswegen vorbelastet oder entsprechen landwirtschaftlichen Minderertragsflächen. Dadurch wird sichergestellt, dass sowohl der Aspekt des Naturschutzes berücksichtigt als auch die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion minimiert wird. Die Obergrenze eines raumverträglichen Flächenpotenzials von FF-PVA wird zudem von der Gesamtfläche der derzeit für den Anbau von Energiepflanzen verwendeten landwirtschaftlichen Flächen definiert. Diese Fläche wird bereits energetisch genutzt und steht der Nahrungsmittelproduktion nicht zur Verfügung. Daraus ergibt sich ein Potenzial von 935 GW.

Die Raumwirkung von Offshore-WEA und Gebäude-Photovoltaikanlagen (GEB-PVA) werden insgesamt als gering eingeschätzt. Für diese beiden Technologien ergibt sich ein Potenzial von 53 GW bzw. 193 GW. Das Potenzial von GEB-PVA beinhaltet dabei einen Abschlag von 15,5 %, da zu erwarten ist, dass durch alternative Nutzungen (z. B. Solarthermie) und bauliche Beschränkungen dieses nicht vollständig erschlossen wird.

Der Grad der Potenzialerschließung wirkt sich insbesondere auf die Standortqualität und damit auf die Gestehungskosten von Wind-Onshore aus, für die Photovoltaik hingegen überwiegt der Zeitpunkt des Ausbaus aufgrund der Kostendegression.

Die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen sind von der solaren Strahlung, der Anlageneffizienz, dem geographischen Standort, der Ausrichtung der Module sowie den Betriebs- und Investitionskosten abhängig. Mit zunehmender Erschließung des Potenzials steigen die Stromgestehungskosten von GEB-PVA leicht an. Ein starker Rückgang der Kosten ist die Folge sinkender Investitionskosten über die Zubaujahre.

Die Stromgestehungskosten von WEA berücksichtigen die Windhöffigkeit bzw. die Volllaststunden des Standorts sowie die Betriebskosten und Investitionen. Die Investitionen sind stark abhängig vom verwendeten Anlagentyp und berechnen sich aus der Leistung, dem Rotordurchmesser und der Nabenhöhe. Mit zunehmender Potenzialerschließung steigen die Stromgestehungskosten, da weniger geeignete Standorte erschlossen werden müssen. Die Reduktion der anlagenspezifischen Investitionen über die Zubaujahre ist vergleichsweise gering.

Power-to-X flexibilisiert das inländische Energiesystem und substituiert einen Teil der fossilen Brennstoffimporte durch Sektorenkopplung.

Inländische Power-to-X Technologien erfüllen neben ihrem Hauptzweck, der Bereitstellung eines emissionsfreien Brennstoffes, auch den sekundären Nutzen, das zunehmend erneuerbare Stromsystem zu flexibilisieren. Je nach Prozesskette sind manche Power-to-X-Anwendungen schon bei wenig EE-Überschüssen wirtschaftlich (z. B. Elektrokessel in der Fernwärme) und andere Anwendungen erst, wenn EE-Überschüsse zu sehr vielen Stunden vorhanden sind (z. B. Elektrolyse mit Methanisierung). Die Kopplung von Strom und Fernwärme bietet dabei ein besonders großes Flexibilisierungs- und Dekarbonisierungspotenzial. Power-to-Heat in der Fernwärme profitiert von besonders niedrigen Verminderungskosten und kann bereits ab heute aus Kostensicht einen Mehrwert für das System liefern. Mit abnehmenden Emissionen des Strombezugs sind langfristig auch die Elektrolyse von Wasserstoff und darauf folgend auch die inländische Methanisierung mit CO_2-Punktquelle aus der Industrie wichtige Verminderungsmaßnahmen. Um die für eine gelingende Energiewende nötigen Durchdringungen an Power-to-X Technologien zu erreichen, könnte die Abgabenstruktur für die Nutzung von Strom mit diesen Technologien reformiert werden. Damit diese Technologien zu einem späteren Zeitpunkt zu marktfähigen Kosten verfügbar sind, ist bereits heute durch Förderung die Technologieentwicklung voranzutreiben.

Integration der Erneuerbaren Energien: Europäischer Stromhandel, Netzausbau und Großbatteriespeicher

Die beschriebenen Szenarien weisen einen massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien auf. Zur Integration dieser ist ein über den geplanten Umfang hinausgehender Netzausbau bis in das Jahr 2050 nötig. Der Netzausbau stellt damit eine kritische Komponente als „Enabler" der betrachteten Minderungsszenarien dar.

Mittelfristig werden Großbatteriespeicher neben dem grenzüberschreitenden Stromhandel eine zentrale Rolle als Flexibilitätsoption zur Integration der Erneuerbaren spielen. Langfristig stellen sie in Verbindung mit dem EE-Ausbau zudem eine kosteneffiziente Alternative zum Ausbau und Einsatz konventioneller Kraftwerke für die gesicherte Leistung dar.

Um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen, ist der Netzausbau zu beschleunigen und die europäische Strommarktintegration weiter voranzutreiben. Eine Reformierung der Abgabenstruktur für Großbatteriespeicher könnte die nötigen wirtschaftlichen Anreize schaffen, damit diese Speicheroption zur Integration emissionsfreier Stromerzeugung am Markt bestehen kann.

Ein beschleunigter Kohleausstieg bis 2030 hätte ein Verminderungspotenzial von 300 Mio. Tonnen CO_2.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass ein beschleunigter Kohleausstieg bis 2030 das Potenzial hätte, 300 Mio. t CO_2 gegenüber einem Ausstieg im Jahr 2038 einzusparen. Zentrale Voraussetzung wäre hier jedoch ein beschleunigter EE-Ausbau und ein umfangreicherer Neubau von Gasturbinenkraftwerken im Vergleich zu den Empfehlungen der Kohlekommission. Erst unter diesen Randbedingungen wäre sichergestellt, dass Emissionen nur geringfügig verlagert werden und Systemsicherheit gewährleistet ist. Die Verminderungskosten dieser Maßnahme liegen mit 105 €/t in einem vergleichsweise niedrigen Bereich.

Um einen kosteneffizienten, sozialverträglichen und emissionsmindernden Kohleausstieg zu realisieren, ist der aktuelle Kohleausstiegspfad zunächst zu verfolgen und bei geänderten Rahmenbedingungen (beschleunigter Ausbau Erneuerbarer Energien, Vorhaltung ausreichend gesicherter Leistung und höheren CO_2-Zertifikatspreisen) zu beschleunigen.

Die Einführung der Marktstabilitätsreserve im EU ETS reicht nicht aus um Knappheitspreise herbeizuführen.

Die Reform der Marktstabilitätsreserve für die vierte Phase des Europäischen Emissionshandels im November 2017 war ein wichtiger Schritt auf dem Weg zu einer nachhaltigen Reduktion der überschüssigen Zertifikate. So führt insbesondere die Beschränkung der Marktstabilitätsreserve auf die Auktionsmenge des Vorjahres ab 2023 zu einem deutlichen Abbau des Überschusses. Dennoch führt die Reform unter den angenommenen regulatorischen Rahmenbedingungen in keinem der untersuchten Szenarien zu einer Knappheitssituation am Markt.

13.7 Sektorenübergreifende Kernaussagen

„Zuerst elektrifizieren und vor dem Ziel grün Gas geben"

Aufgrund der effizienten Stromanwendungen stellen elektrische Nachfragetechnologien die günstigsten CO_2-Verminderungsmaßnahmen dar. Entsprechend liegt der technologische Schwerpunkt des Szenarios fuEL in den nächsten 15 bis 20 Jahren auf dem Energieträger Strom. Die verbleibende Emissionsminderung muss durch Technologien erfolgen, deren Kostenentwicklung von vielen Faktoren abhängt und zum aktuellen Zeitpunkt von großen Unsicherheiten geprägt ist. Je nach unterstellter Kostenentwicklung kann sich eine unterschiedliche Mischung aus Carbon Capture and Storage (CCS), inländischer Green Fuel Erzeugung und dem Import von Green Fuels einstellen. Der im Szenario fuEL beschriebene Einsatz dieser Technologien ergibt sich dabei aus den darin unterstellten Kostenentwicklungen und stellt nur eine mögliche Variante dar.

Der Anteil von Investitionsausgaben (CAPEX) an den gesamten Kosten des Energiesystems nimmt zu.

Durch Effizienzmaßnahmen und den Wechsel zu effizienten, strombasierten Anwendungen sinken die variablen Betriebskosten. Gleichzeitig verursachen einige der Maßnahmen höhere Investitionen als deren Referenztechnologien, was insgesamt zu einem steigenden Anteil von CAPEX an den Gesamtkosten führt. Zusätzlich führt die verstärkte Elektrifizierung zu einer Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Importen hin zu einer inländischen erneuerbaren Stromerzeugung.

Auf Green Fuel-Importe warten und Akzeptanzproblemen aus dem Weg gehen, stellt keine kosteneffiziente Lösung dar.

Grundsätzlich bestünde die Möglichkeit, auf tiefgreifende Änderungen im Energiesystem vorerst zu verzichten und auf eine Reduktion der Kosten zur Herstellung von Green Fuels im Ausland zu spekulieren. Aus heutiger Sicht würde ein auf Green Fuel-Importen oder in-/ausländischem CCS basierender Klimapfad ohne nennenswerte Technologieanpassung in den Energieanwendungen bis 2050 kumulierte Mehrkosten in Höhe von über einer Billionen Euro gegenüber dem Szenario fuEL verursachen. Mittelfristig ist eine technologieoffene Förderung anzustreben. Wenn sich daraufhin eine der geförderten Technologien hinsichtlich ihrer gesellschaftlichen Akzeptanz, technologischen Reife und Kosten gegenüber den anderen als überlegen abzeichnet, kann diese spezifisch gefördert werden.

Die Umsetzung von vielen Elektrifizierungsmaßnahmen wird durch die Abgabenstruktur der Energieträger behindert.

Der Stromverbrauch privater Nutzer ist mit höheren Abgaben belastet als viele fossile Energieträger, wie beispielsweise Heizöl und Erdgas. Dies führt für Elektrifizierungsmaßnahmen zu einem Ungleichgewicht der Bewertung aus System- und Akteurssicht und stellt damit ein Hemmnis für deren Umsetzung dar. Durch eine Reform der Abgaben- und Umlagenstruktur zugunsten des Stromverbrauchs kann das Gleichgewicht wiederhergestellt und damit die Umsetzung strombasierter Maßnahmentechnologien angereizt werden.

14 Literatur

AGEV-01 18 Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2016; Berlin: AG Energiebilanzen e.V., 2018.

AGFW-01 17 AGFW - Hauptbericht 2016. Frankfurt am Main: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW), 2017.

AGORA-05 13 Fürstenwerth, Daniel: Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin: Agora Energiewende, 2013.

AGORA-07 13 Fürstenwerth, Daniel: Studie zum kostenoptimalen Ausbau der Erneuerbaren Energien - Hintergrunddokument zu Kostenannahmen der Erneuerbaren. Berlin: Agora Energiewende, 2013.

AGORA-103 14 Gerhardt, Norman et al.: Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Berlin: Agora Energiewende, 2014.

AGORA-02 15 Mayer, Johannes N. et al.: Current and Future Cost of Photovoltaics - Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Berlin: Agora Energiewende, 2015.

AGORA-03 17 Matthes, Felix Christian; Heinemann, Christoph; Ludig, Sylvie; Cook, Vanessa: Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich - Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen. Berlin: Agora Energiewende, 2017.

AGORA-09 18 Agora Energiewende et al.: Vom Wasserbett zur Badewanne - Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO2-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren. Berlin: Agora Energiewende, 2018.

AGRA-01 18 Tagesaktueller Markreport von agrarheute.com. In: https://markt.agrarheute.com/. (Abruf am 2018-12-14); Berlin: Deutscher Landwirtschaftsverlag, 2018.

BAFA-01 14 Zulassung von KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2014.

BBR-01 12 Schlömer, Claus: Raumordnungsprognose 2030 - Bevölkerung, private Haushalte, Erwerbspersonen. Bonn: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2012.

BCG-01 18 Gebert, Philipp et al.: Klimapfade für Deutschland. München: The Boston Consulting Group (BCG), prognos, 2018.

BDEW-05 15 Wie heizt Deutschland? - BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2015.

BDEW-04 18 BDEW - Strompreisanalyse Mai 2018 - Haushalt und Industrie. Berlin: BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2018.

BDEW-07 18 BDEW-Gaspreisanalyse Mai 2018 - Haushalte: https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/; Berlin: BDEW, 2018.

BDH-02 17 10 Jahresverlauf Absatz Wärmeerzeuger Deutschland - Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2006-2016 in: http://www.bdh-koeln.de/presse/daten-fakten.html (Abruf: 04.10.2017) (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6txrNkbDM). Köln: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V., 2017.

BDH-01 19 10 Jahresverlauf Absatz Wärmeerzeuger Deutschland. Köln: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e. V., 2019.

BDIIE-01 09 McKinsey & Company, Inc.: Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland. New York City: BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz, 2009.

BERT-01 15 Bertram, Christoph et al.: Complementing carbon prices with technologypolicies to keep climate targets within reach. In: Nature Climate Change Volume 5. London: Macmillan Publishers Ltd., 2015.

BFI-01 16 Langholz, Thies; Zimmermann, Dirk; Zaspel-Heispers, Brigitte: Potenziale für Erneuerbare Energien. Bonn: Bundesanstalt für Immobilienaufgaben, 2016.

BHF-01 17 Jochum, Patrick et al.: Ableitung eines Korridors für den Ausbau der erneuerbaren Wärme im Gebäudebereich. Berlin: Beuth Hochschule für Technik, 2017.

BLESL-01 13 Blesl, Markus; Kessler, Alois: Energieeffizienz in der Industrie in: Springer Verlag. Berlin Heidelberg: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Forschung und Innovation, Karlsruhe, 2013.

BMU-07 12 Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012.

BMU-01 16 Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU), 2016.

BMUB-06 15 Repenning, Julia; Emele, Lukas; Blanck, Ruth et al.: Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht. Berlin: Öko-Institut e.V., 2015.

BMWI-14 13 Überblick zu den landesplanerischen Abstandsempfehlungen für die Regionalplanung zur Ausweisung von Windenergiegebieten. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2013.

BMWI-01 14 Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.

BMWI-23 14 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) § 78 Stromkennzeichnung entsprechend der EEG-Umlage (EEG §78). Ausgefertigt am 2014-07-21, Version vom 2017-07-17; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017.

BMWI-15 15 Nieder, Thomas; Bickel, Peter; Musiol, Frank: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2014 - Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand Dezember 2015 in: www.erneuerbare-energien.de. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015.

BMWI-20 15 Erneuerbare in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2014 in: www.bmwi.de. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015.

BMWI-123 17 Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (Netzentgeltmodernisierungsgesetz). Ausgefertigt am 2005-07-07, Version vom 2017-07-17; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2017.

BMWI-03 18 Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018.

BMWI-04 19 Final Report: Commission on Growth, Structural Change and Employment. Berlin: BMWi, 2019.

BMWI-06 19 Stromerzeugungskapazitäten, Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch sowie Erzeugung und Brennstoffeinsatz der Kraft-Wärme-Kopplung sowie KWK-Anteil an der Stromerzeugung: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energietraeger/energiedaten-energietraeger-28.html; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019.

BMWI-07 19 Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende "Energie der Zukunft". Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Referat Soziale Medien, Öffentlichkeitsarbeit, 2019.

BNETZA-01 15 Monitoringbericht 2015. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2015.
BNETZA-01 16 Monitoringbericht 2016. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2016.
BNETZA-01 16 Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2016.
BNETZA-105 17 Monitoringbericht 2017 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2017.
BNETZA-03 18 Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung 2019-2030. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2018.
BNETZA-07 18 Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Bonn: BNetzA, 2018.
BNETZA-21 18 Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand November 2018; Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2018.
BNETZA-22 18 Veröffentlichung Zu- und Rückbau - BNetzA Kraftwerksliste; Bonn: BNetzA, 2018.
BREG-01 18 Ein neuer Aufbruch für Europa Eine neue Dynamik für Deutschland Ein neuer Zusammenhalt für unser Land - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 19. Legislaturperiode. 2018.
BSR-01 11 Hinweise zur Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen (WKA) - Windenergie-Erlass Bayern - Gemeinsame Bekanntmachung der Bayerischen Staatsministerien des Innern, für Wissenschaft, Forschung und Kunst, der Finanzen, für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, für Umwelt und Gesundheit sowie für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. München: Bayerische Staatsregierung, 2011.
BVW-01 18 Datensatz zu Automatischen Zählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen - Abruf der Daten vom Online-Portal: https://www.bast.de/BASt_2017/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl_node.html; Bergisch Gladbach: Bundesanstalt für Verkehrswesen, 2018.
CAR-01 18 Preisentwicklungen von Hackschnitzel und Holzpellets: https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes; Straubing: Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N), 2018.
CARBO-01 18 Lewis, Mark: Carbon Clampdown - Closing the Gap to a Paris-compliant EU-ETS. London: Carbon Tracker, 2018.
CARL-01 19 Carlén, Björn et al.: EU ETS emissions under the cancellation mechanism - Effects of national measures. In: Energy Policy Volume 129, Juni/2019, Pages 816-825. Amsterdam: Elsevier, 2019.
CCCEP-01 15 Kollenberg, Sascha et al.: The European Union Emissions Trading System and the market stability reserve: optimal dynamic supply adjustment. Leeds: Centre for Climate Change Economics and Policy (CCCEP), 2015.
CCCEP-01 19 Quemin, Simon et al.: Intertemporal emissions trading and market design: an application to the EU ETS - Working Paper 348, Working Paper 316. London: Centre for Climate Change Economics and Policy, 2019.
CORR-01 13 Corradini, Roger: Regional differenzierte Solarthermie-Potenziale für Gebäude mit einer Wohneinheit. Dissertation an der Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum. Herausgegeben durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München 2013 – ISBN 978-3-941802-26-1; ISBN-A 10.978.3941802/261.
CTG-01 19 Industrie. In: https://www.carbon-terra.eu/de/pflanzenkohle/anwendungen/industrie. (Abruf am 2019-08-08); (Archived by archive.org at

https://web.archive.org/web/20180513222327/https://www.carbon-terra.eu/de/pflanzenkohle/anwendungen/industrie); Augsburg: Carbon Terra GmbH, 2019.

DECOC-01 18 Beck, Ulrik R. et al.: Endogenizing the cap in a cap-and-trade system: Assessing the agreement on EU ETS phase 4. Kopenhagen: Danish Economic Councils, 2018.

DEHST-02 18 Kühleis, Christoph: Neues aus der DEHSt – aktuelle Emissionsentwicklung im ETS-Sektor in Deutschland und Ausblick. Berlin: Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), 2018.

DENA-06 13 Energieberatung in Industrie und Gewerbe. - Der Schlüssel zum Kostensenken. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2013.

DENA-05 17 dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Zwischenfazit Impulse und Erkenntnisse aus dem Studienprozess. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2017.

DENA-01 18 Bründerlinger, Thomas et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen. Berlin: dena, 2018.

DENA-02 18 Kruse, Jürgen et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Teil B. Köln: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, 2018.

DENA-04 18 Bründlinger, Thomas et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 - Teil A: Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen (dena) - Teil B: Gutachterbericht (ewi Energy Research & Scenarios gGmbH). Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2018.

DENA-10 18 Wilms, Susan et al.: Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels - Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2018.

DESTATIS-07 08 Klassifikationen - Gliederung der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). Wiesbaden: Statistische Bundesamt, 2008.

DESTATIS-15 13 Zensusdatenbank des Zensus 2011: https://ergebnisse.zensus2011.de/; Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2013.

DESTATIS-08 14 Regionaldatenbank - www.regionalstatistik.de. Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2014.

DESTATIS-08 15 Ergebnisse ohne Grenzen: der Zensus-Atlas in: www.zensus2011.de (Abruf am 23.11.2015). Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2015

DESTATIS-28 16 Destatis: Bauen und Wohnen - Mikrozensus - Zusatzerhebung 2014 Bestand und Struktur der Wohneinheiten Wohnsituation der Haushalte. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2016.

DESTATIS-06 18 Destatis: Produktionsindex. In: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/IndustrieVerarbeitendesGewerbe/Methoden/Produktionsindex.html. (Abruf am 2018-05-01); (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/6z5gzjrdy); Wiesbaden: Destatis, Statistisches Bundesamt, 2018.

DESTATIS-11 18 Preise Daten zur Energiepreisentwicklung - Lange Reihen von Januar 2000 bis Mai 2018: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung.html; Wiesbaden: Destatis, Statistisches Bundesamt, 2018 (überarbeitet: 2018).

DESTATIS-16 18 Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2018.

DEU-01 93 Antwort der Bundesregierung - Klimawirksamkeit und zusätzlicher Energieverbrauch durch Bordanlagen von Fahrzeugen - Drucksache 12/6144. Berlin: Deutscher Bundestag, 1993.

DIET-01 18 Dietrich, Ralph-Uwe et al.: Erzeugung alternativer flüssiger Kraftstoffe im zukünftigen Energiesystem. In: Chemie Ingenieur Technik Vol. 90, No 1-2, 179-192. Weinheim: WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2018.

DIW-07 13 Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 - Data Documentation 68. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), 2013.

DIW-04 19 Gerbaulet, Clemens et al.: European electricity sector decarbonization under different levels of foresight. Berlin: German Institute for Economic Research (DIW), 2019.

DLR-03 15 Teske, Sven; Sawyer, Steve; Schäfer, Oliver: Energy [r]evolution - 100% renewable energy for all. Hamburg: Solar Power Europe, 2015.

DNZ-01 17 Dachverband Norddeutscher Zuckerrübenanbauer e.V (DNZ): Pressemitteilung - Vertragsbedingungen für Zuckerrüben ab 2018 stehen - Nordzucker und DNZ schließen Verhandlungen ab. Braunschweig/Hannover: Dachverband Norddeutscher Zuckerrübenanbauer e.V (DNZ), 2017.

DWD-02 04 Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen, Zeitraum 1981-2000. Hamburg: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2004.

DWD-02 12 Digitale Weibulldaten der Windgeschwindigkeit für gesamt Deutschland im 200-m-Raster. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2012.

DWD-01 14 Wetterdaten des DWD - Zugriff auf die Daten über das WebInterface Pamore in: https://webservice.dwd.de/cgi-bin/spp1167/webservice.cgi. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2014.

DWG-01 13 Wallasch, Anna-Katrin et al.: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Varel: Deutsche WindGuard GmbH, 2013.

ECOFYS-05 15 Ecofys: Projections behind the 500-900 million estimate of "unused" Phase 3 allowances. Berlin: Ecofys, 2015.

EEA-02 18 European Union Emissions Trading System (EU ETS) data from EUTL: https://www.eea.europa.eu/ds_resolveuid/f1f4c856530a410f8e26941ea331a77b; Copenhagen Denmark: European Environment Agency (EEA), 2018.

EEX-01 19 EUA Primary Market Auction Report 2019: https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/auktionsmarkt/european-emission-allowances-auction/european-emission-allowances-auction-download; Leipzig: EEX, 2019.

ENEV-01 14 Energieeinsparverordnung EnEV 2014 in: http://www.enev-online.com/. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2014.

ENRDY-01 19 Günther, Maik et al.: Gas Flows and Gas Prices in Europe: What is the Impact of Nord Stream 2. Dresden: ENERDAY 2019 - 13th International Conference on Energy Economics and Technology, 2019.

ENT-01 17 ENTSO-G Transmission Capacity Map 2017: https://www.entsog.eu/maps/transmission-capacity-map; Brüssel: ENTSOG, 2017.

ENTSOE-02 01 Net Transfer Capacity (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM). Avenue de Cortenbergh 100, 1000 Brussels, Belgium: ENTSO-E AISBL, 2001.

ENTSOE-02 15 Transparency Plattform. Brüssel: ENTSO-E, 2015 Url: https://transparency.entsoe.eu (Aufgerufen am 20.03.2016)

ENTSOE-01 18 TYNDP 2018 - Ten Year Net Developing Plan 2018: http://tyndp.entsoe.eu/maps-data/; Brüssel, Belgien: ENTSO-E, 2018.

ENTSOG-01 18 TYNDP 2018 Scenario Report. Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), 2018.

EPP-02 15 Regions in the European Union - Nomenclature of territorial units for statistics NUTS 2013/EU-28. Luxemburg: Eurostat, 2015.

EPP-06 17 Eurostat: Versorgung - Gas - monatliche Daten . In: http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database. (Abruf am 2017-01-18); Luxemburg: Eurostat, 2017.

ETG-01 17 Conrad, Jochen et al.: Evolution und Vergleich der CO2-Bewertungsmethoden von Wärmepumpen in: 3. Dialogplattform Power to Heat. Berlin: Energietechnische Gesellschaft ETG, VDE, 2017.

EU-09 15 Beschluss (EU) 2015/1814 des europäischen Parlaments und des Rates über die Einrichtung und Anwendung einer Marktst abilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG (Beschluss (EU) 2015/1814). Ausgefertigt am 2015-10-06; Brüssel: EU-Kommission, 2015.

EU-10 16 Capros, P. et al.: EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. Brüssel: Europäische Kommission, 2016.

EU-13 16 Factsheet on the Commission's proposal on binding greenhouse gas emission reductions for Member States (2021-2030). Brüssel: Europäische Komission, 2016.

EU-16 16 Impact Assessment - Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions and low-carbon investments. Brussels: EU-Kommission, 2016.

EU-11 17 EU-Kommission: Veröffentlichung der Gesamtmenge der in Umlauf befindlichen Zertifikate für die Zwecke der Marktstabilitätsreserve im Rahmen des mit der Richtlinie 2003 /87/EG eingerichteten EU-Emissionshandelssystems - 2017/C 150/03. Brüssel: EU-Kommission, 2017.

EU-06 18 Richtlinie (EU) 2018/410 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO2 Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814 (Richtlinie (EU) 2018/410). Ausgefertigt am 2018-03-14; Brüssel: Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union, 2018.

EU-07 18 EU-Kommission: Überarbeitung für Phase 4 (2021–2030). In: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/revision_de. (Abruf am 2018-12-17); (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/74jWNcPOp); Brüssel: EU-Kommission, 2018.

EU-03 19 Verordnung (EU) 2019/943 Des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) . Ausgefertigt am 2019-06-14; Brüssel: Europäische Union, 2019.

EUST-01 17 Energiestatistik - Preise in: http://ec.europa.eu/eurostat/de/data/database. Luxemburg: Europäische Kommission, 2017.

EWI-01 14 Techno-ökonomische Kennwerte für den Forschungsverbund - Systemanalyse Energiespeicher. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2014.

FCCC-01 15 Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 13 December 2015. Paris: United Nations Framework Convention on Climate Change (FCCC), 2015.

FFE-01 12 Beer, Michael; et al.: flex: Flexibilisierung der Betriebsweise von KWK - Projekt im Verbund "Eneff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2012. URL: http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb14/779648722.pdf

FFE-04 12 Schmid, Tobias; Beer, Michael; Corradini, Roger: Energiemodell der Wohngebäude in: BWK Bd. 64 (2012) Nr. 1/2. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2012.

FFE-31 14 Lernende Energieeffizienz-Netzwerke (LEEN): München-Oberbayern, Südbayern, Vorarlberg I und II, Chiemgau-Rupertiwinkel, Bayerngas, Verbund - laufende Projekte. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2014.

FFE-04 15 Hecker, Constanze; Zauner, Evamaria; Pellinger, Christoph; Carr, Luis; Hötzl, Stephan: Modellierung der flexiblen Energiebereitstellung von Wasserkraftwerken in Europa. In: IEWT 2015. Wien, 2015.

FFE-56 15 Michael, Hinterstocker; Benedikt, Eberl; Von Roon, Serafin: Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2015.

FFE-04 16 Pellinger, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Hauptbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2016.

FFE-13 17 Rasch, M.; Regett, A.; Pichlmaier, S.; Conrad, J.; Greif, S.; Guminski, A.; Rouyrre, E.; Orthofer, C.; Zipperle, T.: Eine anwendungsorientierte Emissionsbilanz - Kosteneffiziente und sektorenübergreifende Dekarbonisierung des Energiesystems in: BWK Ausgabe 03/2017, S. 38-42. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2017.

FFE-145 17 Estermann, Thomas et al.: Kurzstudie Power-to-X - Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB. München: FfE, 2017.

FFE-146 17 Conrad, Jochen et al.: Flexibilisierung der Kraft-Wärme- Kopplung - Kurzgutachten im Auftrag der ÜNB. München: FfE, 2017.

FFE-16 17 Fattler, Steffen; Böing, Felix; Pellinger, Christoph: Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen und deren Einfluss auf betriebsbedingte Emissionen in: IEWT 2017 - 10 . Internationale Energiewirtschaftstagung Wien. Wien: TU Wien, 2017

FFE-21 17 Corradini, Roger; Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias: FREM - Ein regionalisiertes Energiesystemmodell in: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2017.

FFE-42 17 Conrad, Jochen; Greif, Simon: Dynamik der Energiewende - Wie lassen sich Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen quantifizieren? in: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung. Wien: Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe der TU Wien (ESEA), 2017.

FFE-43 17 Kern, Timo; Eberl, Benedikt; Lencz, Dominic; von Roon, Serafin: Modellierung des europäischen Gasmarkts zur Darstellung verschiedener Gasimportszenarien. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2017.

FFE-44 17 Kern, Timo; Eberl, Benedikt; Böing, Felix; von Roon, Serafin: Coupling of Electricity and Gas Market Models in: 14th International Conference on the European Energy Market – EEM 2017. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2017.

FFE-45 17 Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmair, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017.

FFE-46 17 Konetschny, Claudia; Schmid, Tobias; Jetter, Fabian: Potenzielle Leistungsdichte und Stromerzeugung von Windparks: Anteil der regionalen Windstromerzeugung am Verbrauch für ein "2 % Szenario" in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 5 2017. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017.

FFE-47 17 Conrad, Jochen et al.: Vergleich der Emissionen von Solarthermieanlagen und Wärmepumpensystemen in: 27. Symposium Thermische Solarenergie. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), 2017.

FFE-48 17 Greif, Simon et al.: Zukunftsfähigkeit von Heizsystemen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67.Jg. (2017) Heft 4. Essen: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2017

FFE-05 18 Hinterstocker, Michael: Potenzielle Reduktion von Einspeisemanagement durch DSM-Maßnahmen in Haushalten. In: Zukünftige Stromnetze; Berlin: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2018.

FFE-18 18 Kern, Timo et al.: The impact of electrification on the gas sector. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2018.

FFE-19 18 Böing, Felix et al.: Electrification and coal phase-out in Germany: A scenario analysis. In: 15th International Conference on the European Energy Market; Lodz, Poland: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2018.

FFE-20 18 Pichlmaier, Simon et al.: Modelling the Transport Sector in the Context of a Dynamic Energy System, 41st IAEE conference Groningen. Research Center for Energy Economics, Munich. 2018.

FFE-21 18 Kleinertz, Britta et al.: CO_2-Verminderungskosten von Gasen - Projekt in Auftrag von EnBW Energie Baden-Württemberg AG. In: https://www.ffe.de/themen-und-methoden/ressourcen-und-klimaschutz/764-co2-verminderungskosten-von-gasen-entwicklung-statischer-co2-verminderungskostenkurven. (Abruf am 2018-07-17); (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/70yXTyspa); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.

FFE-22 18 Regett, Anika et al.: Emission Assessment of Electricity: Mix vs. Marginal Power Plant Method. In: 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM). Piscataway: IEEE, 2018.

FFE-23 18 Fattler, Steffen et al.: Charge optimization of privately and commercially used electric vehicles and its influence on operational emissions. Munich: Research Center for Energy Economics, 2018.

FFE-38 18 Hübner, Tobias et al.: Die Rolle synthetischer Brennstoffe zur Erreichung der klimapolitischen Ziele - Bedeutung im Jahr 2050. In: BWK (Brennstoff, Wärme, Kraft) - Das Energie-Fachmagazin 10/2018. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018.

FFE-60 18 Schmid, Tobias; Jetter, Fabian, Konetschny, Claudia: Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan 2030 Version 2019. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2018.

FFE-65 18 Böing, Felix et al.: Power-to-Heat in Fernwärmenetzen zur Entlastung des Übertragungsnetzes. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2018.

FFE-01 19 Müller, Mathias et al.: Regionales Flexibilitäts-Potenzial dezentraler Anlagen - Modellierung und Bewertung des regionalen Flexibilitäts-Potenzials von dezentralen Flexibilitäts-Typen im Verteilnetz. Berlin: Conexio GmbH, 2019.

FFE-03 19 Pichlmaier, Simon et al.: Development of Application-Related Emissions in the Course of the German Energy Transition. In: IEWT 2019 11. Internationale Energiewirtschaftstagung. Wien: TU Wien, 2019.

FFE-05 19 Kleinertz, Britta et al.: Kosteneffizienz von fossilen und erneuerbaren Gasen zur CO2-Verminderung im Energiesystem. München, Karlsruhe: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschat mbH, 2019.

FFE-08 19 Hübner, Tobias et al.: Modellgestützte Analyse synthetischer Brennstoffe in der Industrie bei ambitioniertem Klimaschutz. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2019.

FFE-18 19 Veitengruber, Frank et al.: Potenzialanalyse zur Hybridisierung von Prozessen in der Grundstoffindustrie. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.

FFE-19 19 Conrad, Jochen et al.: Modelling Load Profiles of Heat Pumps. In: Energies Special Issue "Energy Efficiency in Plants and Buildings" Volume 12 Issue 4. Basel: MDPI, 2019.

FFE-22 19 von Roon, Serafin et al.: Relevance and chances for industrial self-generation of electricity for high market shares of renewable energies. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.

FFE-35 19 Guminski, Andrej et al.: Model based evaluation of industrial greenhouse gas abatement measures. Wien, Österreich: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2019.

FFE-54 19 Ebner, Michael et al.: Regionalized Potential Assessment of Variable Renewable Energy Sources in Europe. In: IEEE Xplore; New York: IEEE, 2019.

FFE-56 19 Jetter, Fabian; Schmid, Tobias: Potenziale der Erneuerbaren Energien. In: Dynamis Ergebnis -Symposium; München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019.

FFE-57 19 Kleinertz, Britta et al.: Coping with drawbacks of conventional CO2 abatement curves - A case study on fossil and renewable gases. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT); Wien: TU Wien, 2019.

FFE-58 19 Ostermann, Adrian et al.: Analysen zum EU-ETS und Bewertung von CO2-Verminderungsmaßnahmen. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien; Wien: TU Wien, 2019.

FFE-60 19 Böing, F. et al.: Das Merit-Order-Dilemma der Emissionen - Eine Diskussionsgrundlage zur klimapolitischen Debatte. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e.V., 2019.

FFE-70 19 Böing, F., & Regett, A. (2019). Hourly CO2 Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems. Energies, 12(12), 2260. Basel, Switzerland: MDPI AG, 2019.

FFE-76 19 Ganz, Kirstin et al.: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2019.

FFE-78 19 Hübner, Tobias et al.: 2019 Small-scale modeling of individual GHG abatement measures in the industry. In: 8th International Ruhr Energy Conference (INREC) (University Duisburg-Essen) 09/2019. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2019.

FIN-01 18 Preisentwicklungen Weizen, Mais, Rapssaat und Palmöl (Finanzen.net): https://www.finanzen.net/rohstoffe; Karlsruhe: FINANZEN.NET, 2018.

FJL-01 18 Robinius, Martin et al.: Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles - Schriften des Forschungszentrums Jülich: Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 408. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, 2018.

FNR-01 18 Becker, A. et al.: Anbau und Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Deuschland. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2018.

FWA-01 17 Überblick zu den Abstandsempfehlungen zur Ausweisung von Windenergiegebieten in den Bundesländern. Berlin: Fachagentur Windenergie an Land, 2017.

GEA-01 18 Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol 2018. Dessau -Roßlau: German Environment Agency, 2018.

GIE-01 18 AGSI+ Transparency Plattform. In: https://agsi.gie.eu/. (Abruf am 2018-06); Brüssel: GIE - Gas Infrastructure Europe, 2018.

GIE-02 18 GIE LNG Investment Database: https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/databases/lng-investment-database; Brüssel: Gas Infrastructure Europe, 2018.

GREIF-01 18 Greif, Simon; Conrad, Jochen; Schmid Tobias: Methoden zur Erstellung synthetischer Wärmelastgänge. In: et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen - Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt 10/2018. Berlin: EW Medien und Kongresse GmbH, 2018.

GRIS-01 15 Grischa, Perino: Climate campaigns, cap-and-trade and carbon leakage: Why reducing your carbon footprint can harm the climate. In: Journal of the Association of Environmental and Resource Economists Vol. 2, Issue 3. Chicago: The University of Chicago Press, 2015.

GUM-01 17 Guminski, Andrej et al.: Energiewende in der Industrie: Methodik zur Identifikation und Quantifizierung von Dekarbonisierungsmaßnahmen. In: et Energiewirtschaftliche Tagesfragen (Ausgabe 12/2017). Essen: etv Energieverlag GmbH, 2017.

GUM-01 18 Guminski, Andrej et al.: System effects on high demand-side electrification rates: A scenario analysis for Germany in 2030. In: WIREs Energy Environ. e327. New Jersey: Wiley Online Library, 2018.

GWS-01 15 Lehr, Ulrike et al.: Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen. Berlin: Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforschung (GWS), 2015.

GZB-01 10 Platt, Michael; Exner, Stepha; Bracke, Rolf: Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends. Bochum: GeothermieZentrum Bochum, 2010.

HAU-01 16 Hau, Erich: Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Kralling: Springer Vieweg, 2016. ISBN 978-3-662-53153-2.

HLH-01 09 Pfannstiel, Dieter: Energieeinsparung und Komfortverbesserung - Einsatz von elektronischen Einzelraumtemperaturregelungen oder Hausautomationssystemen - Teil 1 in: HLH Bd. 60 1-2009. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2009.

HOLT-01 16 Holtmann, Bernhard: Das darf Silomais Kosten - Für Käufer und Verkäufer von Mais ab Feld und Silo - Tipps und Tricks zur Berechnung der Preise als Verhandlungsgrundlage. Ochtrup: Holtmann Saaten GmbH, 2016.

HOLZ-01 18 Holzmartbericht zum IV. Quartal in Bayern. In: http://www.stmelf.bayern.de/mam/cms01/wald/holz/dateien/holzmarkt_quartalsbericht_bayern_iv_2018.pdf. (Abruf am 2019-06-13); München: Bayerische Forstverwaltung, 2018.

IAEE-01 17 Böing, Felix; Bruckmeier, Andreas; Murmann, Alexander; Pellinger, Christoph; Kern, Timo: Reliving the German Transmission Grid with Regulated Wind Power Development in: 15th IAEE European Conference. Vienna, Austria: IAEE, 2017

IASS-03 16 Naims, Henriette: Economics of carbon dioxide capture and utilization—a supply and demand perspective. Berlin: Springer, 2016.

IBP-04 13 Kersken, Matthias et al.: Simulationsstudie zum Energieeinsparpotential einer Heizungsregelung mit Abwesenheitserkennung und Wetterprognose. Stuttgart: Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP, 2013.

ICE-01 17 Daten von https://www.theice.com/market-data. Atlanta, Georgia, U.S.: Intercontinental Exchange, Inc, 2017.

IER-03 02 Sander, Kai et al.: Analyse der industriellen Nutzenergienachfrage nach Sektoren und Betriebsgrößenklassen - Projektbericht. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung IER, 2002.

IER-02 17 Blesl, Markus et al.: Energieeffizienz in der Industrie - 2. Auflage. Stuttgart, Karlsruhe: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universtität Stuttgart, 2017.

IETA-01 15 International Emissions Trading Association (IETA): Unallocated allowances in the EUETS - How should they be treated in the Market Stability Reserve proposal?. Genf: International Emissions Trading Association (IETA), 2015.

IETD-01 17 Iron and Steel - Benchmarks in: The Industrial Efficiency Technology Database (IETD) verfügbar unter: http://ietd.iipnetwork.org/content/iron-and-steel#benchmarks (Abruf: 02.06.2017) Archived by WebCite® at: http://www.webcitation.org/6qwdS5Asc. Washington, D.C. (USA): Institute for Industrial Productivity, 2017.

IFCE-01 15 Jalard, Matthieu et al.: The EU ETS and the Market Stability Reserve. Paris: Institute for Climate Economics, 2015.

IFO-01 12 Buchholz, Wolfgang; Frank, Jonas; Karl, Hans-Dieter; Pfeiffer, Johannes; Pittel, Karen; Triebswetter, Ursula; Habermann, Jochen; Mauch, Wolfgang; Staudacher, Thomas: Die Zukunft der Energiemärkte - Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. München: ifo Institut für Wirtschaftsforschung, 2012.

INDE-08 18 Kerosin monatilicher Preis: https://www.indexmundi.com/de/rohstoffpreise/?ware=kerosin&monate=60&wahrung=eur; Charlotte, USA: IndexMundi, 2018 (überarbeitet: 2018).

INFAS-01 10 Follmer, Robert; Gruschwitz, Dana; Jesske, Birgit; Quandt, Sylvia; Lenz, Barbara; Nobis, Claudia; Köhler, Katja; Mehlin, Markus: Mobilität in Deutschland 2008 - Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. Bonn: infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, 2010.

IRENA-01 12 Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Volume 1: Power Sector Issue 5/5 Wind Power. Abu Dhabi, Vereinigte Arabische Emirate: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2012.

ISE-03 10 Russ, Christel et al.: Feldmessung Wärmepumpen im Gebäudebestand. Freiburg: Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2010

ISE-07 14 Günther, Danny; Miara, Marek et al.: WP Monitor - Feldmessung von Wärmepumpenanlagen. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2014.

ISE-02 15 Was kostet die Energiewende? - Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesystem (ISE), 2015.

ISE-02 17 Burger, Bruno: Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2016. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2017.

ISE-01 19 Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland 2018 - Erneuerbare Energiequellen erreichen über 40 Prozent. In: https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2018/nettostromerzeugung-2018.html. (Abruf am 2019-01-09); Freiburg: Fraunhofer ISE, 2019.

ISI-05 13 Fleiter, Tobias; Schlomann, Barbara; Eichhammer, Wolfgang: Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien - Einsparpotentiale, Hemmnisse und Instrumente in: ISI Schriftenreihe "Innovationspotentiale". Stuttgart: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 2013.

ISI-02 16 Rohde, Clemens: Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierung der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2016.

ISI-07 17 Pfluger, Benjamin et al.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), 2017.

ISI-14 17 Pfluger, Benjamin et al.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Karlsruhe, Aachen, Heidelberg: Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2017.

IWES-02 11 Bofinger, Stefan; Callies, Doron; Scheibe, Michael; Saint-Drenan, Yves-Marie; Rohrig, Kurt: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), 2011.

IWES-14 11 Gerhardt, Norman; Valov, Boris; Trost, Tobias; Degner, Thomas; Lehnert, Wieland; Rostankowski, Anke: Bahnstrom Regenerativ - Analyse und Konzepte zur Erhöhung des Anteils der Regenerativen Energien des Bahnstrom - Endbericht. Kassel: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2011.

IWU-01 10 Diefenbach, Nikolaus; Cischinsky, Holger; Rodenfels, Markus; Clausnitzer, Klaus-Dieter: Datenbasis Gebäudebestand – Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2010.

IWU-02 12 Hinz, Eberhard: Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Wohngebäuden in: BMVBS-Online-Publikation, Nr. 07/2012. Berlin: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2012.

IWU-04 12 Loga, Tobias; Diefenbach, Nikolaus; et al.: TABULA - Scientific Report Germany - Further Development of the German Residential Building Typology. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH, 2012.

JARK-01 17 Jarke, Johannes: Do Renewable Energy Policies Reduce Carbon Emissions? On Caps and Inter-Industry Leakage. In: Journal of Environmental Economics and Management Volume 84. Amsterdam: Elsevier, 2017.

JET-01 15 Jetter, Fabian: GIS-gestützte Analyse des Photovoltaik-Potenzials einer Großstadt anhand siedlungsgenetischer Merkmale. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Universität Augsburg, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2015.

KBA-04 15 Die jährliche Fahrleistung deutscher Pkw - Erstmals Ergebnisse aus Echtdaten. Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2015.

KBA-03 16 Besitzumschreibungen und Außerbetriebsetzungen von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter. Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt, 2016.

KLI-01 14 Klinger, Diandra: Bestimmung von Windeignungsflächen mit PostGIS - Identification of suitable wind turbine sites applying PostGIS. Masterarbeit. Herausgegeben durch Hochschule für Angewandte Wissenschaften München - Fakultät für Geoinformation, betreut durch Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2014.

KÖC-01 17 Köckhuber, Claudius: Anwendung und Bewertung von erneuerbaren Brennstoffen - Application and Evaluation of Green Fuels. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - TUM School of Management, betreut durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH: München, 2017.

KONS-01 18 Konstantin, Panos: Praxisbuch der Fernwärmeversorgung - Systeme, Netzaufbauvarianten, Kraft-Wärme-Kopplung, Kostenstruktur und Preisbildung. Burgstetten: Springer Vieweg, 2018.

KWSB-01 19 Abschlussbericht. Berlin: Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung", 2019.

LAGVSW-01 15 Abstandsempfehlungen für Windenergieanlagen zu bedeutsamen Vogellebensräumen sowie Brutplätzen ausgewählter Vogelarten - Helgoländer Papier: Länderarbeitsgemeinschaft der Staatlichen Vogelschutzwarten in Deutschland (LAG VSW), 2015.

LEE-01 02 Unger, H.; Wagner, H.-J.; et al.: Validierung und kommunale Disaggregierung des Expertensystems HERAKLES - Abschlussbericht zum Vorhaben 258 114 98. Bochum: Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Ruhr-Universität Bochum (LEE), 2002.

LFU-01 16 Lärmschutz bei Luft-Wärmepumpen. Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU), 2016.

LUS-01 17 Bücken, Manuela et al.: Potenziale der Sektorkopplung und Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich in Sachsen-Anhalt. Berlin/Aldenhoven: Landesamt für Umweltschutz Sachsen-Anhalt, 2017.

MKUNRW-01 11 Erlass für die Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen und Hinweise für die Zielsetzung und Anwendung (Windenergie-Erlass) vom 11.07.2011 - Gemeinsamer Runderlass des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein - Westfalen (Az. VIII2 - Winderlass) und des Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Bauen, Wohnen und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen (Az. X A 1 – 901.3/202) und der Staatskanzlei des Landes Nordrhein-Westfalen (Az. III B 4 – 30.55.03.01).

Düsseldorf: Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein, 2011.

MOU-01 17 Moultak, Marissa et al.: TRANSITIONING TO ZERO-EMISSION HEAVY-DUTY FREIGHT VEHICLES. Berlin: icct, 2017.

MVV-01 17 MVV Energie AG: Leitfaden zum Einspeisemanagement 3.0 - Stellungnahme. Mannheim: MVV Energie AG, 2017.

MWV-01 17 Preiszusammensetzungen - Superbenzin, Dieselkraftstoff, leichtes Heizöl in: https://www.mwv.de/statistiken/preiszusammensetzung/. Berlin: Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV), 2017.

NASA-01 17 Mai, Thuy: Technology Readiness Level. In: https://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/txt_accordion1.html. (Abruf am 2019-07-08); Washington: National Aeronautics and Space Administration (NASA), 2017.

NBER-01 19 Perino, Grisch et al.: Understanding overlapping policies: Internal carbon leakage and the punctured waterbed - NBER working paper series. Cambridge: National bureau of economic research, 2019.

NEXA-01 08 H2A Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis Models and Conventional Pathway Options Analysis Results - Interim Report. San Francisco: Nexant Inc., 2008.

NIE-01 16 Niemöller, Susanne: Abstandsanalyse bestehender, genehmigter und geplanter Windenergieanlagen in Deutschland. Bachelorarbeit. Herausgegeben durch die Hochschule für angewandte Wissenschaft München. München, 2016.

NOVO-01 19 Professionell zur industriellen Pflanzenkohle. In: https://www.novocarbo.com/produkte-leistungen/novospecialties/. (Abruf am 2019-08-08); (Archived by archive.org at https://web.archive.org/web/20190809102017/https://www.novocarbo.com/produkte-leistungen/novospecialties/); Dörth: Novocarbo GMBH, 2019.

NTNU-01 14 Tereshchenko, Tymofii et al.: Uncertainty of the allocation factors of heat and electricity production of combined cycle power plant. Trondheim, Norway: Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Department of Energy and Process Engineering, 2014.

NULS-01 19 Rosendahl, Knut: EU ETS and the new green paradox. Ås: Norwegian University of Life Sciences, 2019.

ÖKO-03 12 Liu, Ran; Gröger, Jens: PROSA Programmierbare Heizkörperthermostate - Studie im Rahmen des Projekts „Top 100 – Umweltzeichen für klimarelevante Produkte". Freiburg: Öko-Institut e.V., 2012.

ÖKO-04 14 Klimaschutzszenario 2050 - 1. Modellierungsrunde. Freiburg, Berlin: Öko-Institut e.V., Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2014.

ÖKO-03 18 Kühnel, Sven et al.: Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr - Ein Technologie- und Wirtschaftlichkeitsvergleich. Berlin: Öko-Institut e.V., 2018.

ORP-01 17 Günther, Maik: Practical Application of a Worldwide Gasmarket Model at Stadtwerke München. Wien: Operations ResearchProceedings 2015 pp. 715-721, 2017.

ÖVK-01 12 Batterieelektrische Fahrzeuge in der Praxis. Wien: Österreichischer Verein für Kraftfahrzeugtechnik (ÖVK), 2012.

PBL-01 17 van Vuuren, Detlef P. et al.: The Implications of the Paris Climate Agreement for the Dutch Climate Policy Objectives. Den Haag: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, 2017.

PEL-02 16 Pellinger, Christoph: Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht - Dissertation. TU München, 2016.

PERI-01 18 Perino, Grischa: New EU ETS Phase 4 rules temporarily puncture waterbed. In: Nature Climate Change Vol. 8; London: Macmillan Publishers Limited, 2018.

PLAT-01 18 WEPP Database (Europe). Washington, DC: Platts, 2018.

PMC-01 17 Murray, Stuart et al.: Managing the policy interaction with the eu ets. London, UK: Pöyry Management Consulting (UK) Ltd, 2017.

REH-01 16 Rehfeldt, Matthias; Rohde, Clemens; Fleiter, Tobias; Toro, Felipe; Reitze, Felix: A Bottom-up Estimation of Heating and Cooling Demand in the European Industry in: European Council for an Energy-Efficient Economy (ECEEE Industrial Summer Study). Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, 2016

RFF-01 15 Fell, Harrison: Comparing Policies to Confront Permit Over-allocation. Washington DC: Resources for the Future (RFF), 2015.

RFF-01 18 Burtraw, Dallas et al.: Companion Policies under Capped Systems and Implications for Efficiency —The North American Experience and Lessons in the EU Context. Washington, DC.: Resources for the Future (RFF), 2018.

RLI-01 13 Breyer, Christian et al.: Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin: Reiner Lemoine Institut gGmbH, 2013.

ROG-01 18 Rogelj, Joeri et al.: Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development. Geneva, Switzerland: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty, 2018.

RWTH-02 17 Figgener, Jan; Haberschusz, David; Kairies, Kai-Philipp; Tepe, Benedikt; Ebbert, Markus; Herzog, Reiner; Sauer, Dirk Uwe: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2017. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2017

SCHM-01 18 Schmid, Tobias: Dynamische und kleinräumige Modellierung der aktuellen und zukünftigen Energienachfrage und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München, geprüft von Prof. Wagner, Ulrich und Prof. Kolbe, Thomas H.: München, 2018.

SCHÖ-01 10 Schöneich, Hubertus: Gasversorgungsnetze in Deutschland. Essen: VGE Verlag GmbH, 2010.

SMWA-01 13 Energie- und Klimaprogramm Sachsen 2012 vom 12. März 2013. Dresden: Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr, 2013.

SOW-01 18 Meilenstein der Energiewende: 100.000ster Solarstromspeicher installiert. In: https://www.solarwirtschaft.de/presse/pressemeldungen/pressemeldungen-im-detail/news/meilenstein-der-energiewende-100000ster-solarstromspeicher-installiert.html. (Abruf am 2019-12-01); Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft, 2018.

STATI-01 15 Wie die Zeit vergeht - Ergebnisse zur Zeitverwendung in Deutschland 2012 / 2013: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Zeitbudgeterhebung/TagungsbandWieDieZeitVergeht5639103169004.pdf?__blob=publicationFile; Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2015.

STATIS-01 18 Preis* für Fernwärme nach Anschlusswert in Deutschland in den Jahren 1992 bis 2017 (in Euro pro Megawattstunde): https://de.statista.com/statistik/daten/studie/250114/umfrage/preis-fuer-fernwaerme-nach-anschlusswert-in-deutschland/; Hamburg: Statista GmbH, 2018.

STRAT-01 18 Stratou, Evangelia: Auswirkung der energetischen Gebäudequalität auf den Wärmelastgang von Wohngebäuden - Abbildung mittels repräsentativer Typologien und Baualtersklassen. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Technische Universität München - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: München, 2018.

SU-01 19 Kahles, Markus: Überprüfung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung. Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht, 2019.

SWM-01 18 Ochs, Jörg: Lastprofil Wärmepumpe. In: https://www.swm-infrastruktur.de/strom/netzzugang/bedingungen/waermepumpe.html. (Abruf am 2018-07-09); (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/70mdJTt9Q); München: SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, 2018.

THO-01 15 Fischedick, Manfred; Görner, Klaus; Thomeczek, Margit: CO2: Abtrennung, Speicherung, Nutzung - Ganzheitliche Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2015

THÜR-01 14 Thüringen gemeinsam voranbringen - demokratisch, sozial, ökologisch - Koalitionsvertrag zwischen den Parteien Die Linke, SPD, Bündnis 90/Die Grünen für die 6. Wahlperiode des Thüringer Landtags. Erfurt: Die Linke, SPD, Bündnis 90/Die Grünen, 2014.

TILEC-01 18 Volleberg, Herman: National measures complementary to EU ETS - Assessment of unilateral and multilateral options. Tilburg: Tilburg University, 2018.

TWID-01 18 Twidale, Susanna: UK signals plan to leave EU emissions trading scheme after Brexit. In: https://www.reuters.com/article/us-britain-eu-carbontrading/uk-signals-plan-to-leave-eu-emissions-trading-scheme-after-brexit-idUSKCN1NK1MX. (Abruf am 2019-01-22); (Archived by WebCite® at http://www.webcitation.org/75c2A3s27); London: Reuters, 2018.

UBA-06 11 Graichen, Verena; Gores, Sabine; Penninger, Gerhard; Zimmer, Wiebke; Cook, Vanessa; Schlomann, Barbara; Fleiter, Tobias; Strigel, Adrian; Eichhammer, Wolfgang; Ziesing, Hans-Joachim: Energieeffizienz in Zahlen - Endbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2011.

UBA-05 12 HINTERGRUND - Ökodesign-Richtlinie Umwälzpumpen. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2012.

UBA-04 13 Lütkehus, Insa; Salecker, Hanno; Adlunger, Kirsten: Potenzial der Windenergie an Land - Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2013

UBA-03 16 Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2016 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2014. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2016

UBA-14 16 Konzept zur absoluten Verminderung des Energiebedarfs: Potenziale, Rahmenbedingungen und Instrumente zur Erreichung der Energieverbrauchsziele des Energiekonzepts in: Climate Change 17/2016. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2016.

UBA-10 18 Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung): https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland; Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2018.

UBA-01 19 Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018. Dessau: Umweltbundesamt (UBA), 2019.

UBA-09 19 Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2017. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2019.

UCB-01 13 Kaup, Christoph; Kampeis, Percy: Studie zum Beitrag und zum Anteil der Wärmerückgewinnung aus zentralen Raumlufttechnischen Anlagen (RLT-Anlagen) in Nicht-Wohngebäuden. Birkenfeld: Umwelt-Campus Birkenfeld, 2013

UCL-01 11 Ekins, Paul; Kesicki, Fabian; Smith, Andrew: Marginal Abatement Cost Curves - A call for caution. München: University College London Energy Institute, 2011.

ÜNB-02 18 Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart:

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2018.

UNF-01 19 GHG Profiles - Annex 1 - Historic GHG Data of Annex 1 Countries: https://di.unfccc.int/flex_annex1; Bonn: United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2019 (überarbeitet: 2019).

VDI-101 17 Konstantin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg 4. Auflage. Berlin: VDI Verlag GmbH, 2017.

VIP-01 12 Wermuth, Manfred: Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010) - Schlussbericht. Braunschweig: Verkehrsforschung und Infrastrukturplanung GmbH, 2012.

WEBER-01 17 Weber, Alexander; Johannes, Rode: Imitationseffekte bei der Verbreitung von Photovoltaik-Anlagen in Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67. Jg. (2017) Heft 1/2. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2017.

WHITM-01 17 Whitmore, Adam: An agenda for strategic reform of the ETS - What's the future for EU carbon pricing? London: Sandbag, 2017.

ZBW-01 16 Andor, Mark A. et al.: Reforming the EU Emissions Trading System: An Alternative to the Market Stability Reserve. In: Intereconomics Volume 51, March/April 2016, Number 2; Hamburg: ZBW – Leibniz Information Centre for Economics, 2016.

ZIV-01 16 Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2016. Sankt Augustin: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks – Zentralinnungsverband (ZIV), 2016.

15 Anhang

15.1 Emissionsbilanz

Tabelle 15-1: Energiebedingte CO_2-Emissionen **2014** je Endenergiesektor nach Anwendungen und Energieträger in Mio. t CO_2[49]

Sektor	Energie-träger	Prozess-wärme	Mechanische Energie	Raum-wärme	Beleuch-tung	IKT	Prozess-kälte	Klima-kälte	Warm-wasser
Verkehr	Öl	0,0	167,4	0,8	0,7	0,5	0,0	0,2	0,0
	Strom	0,0	5,2	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0
	Gas	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gesamt	*0,0*	*173,1*	*1,2*	*1,0*	*0,8*	*0,0*	*0,2*	*0,0*
Private Haushalte	Öl	0,0	0,0	41,4	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4
	Gas	0,2	0,0	42,1	0,0	0,0	0,0	0,0	8,7
	Kohle	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Strom	20,1	2,5	5,9	5,8	11,9	15,6	0,6	8,1
	Fernwärme	0,0	0,0	13,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
	Gesamt	*20,3*	*2,5*	*106,9*	*5,8*	*11,9*	*15,6*	*0,6*	*23,3*
GHD	Öl	0,0	8,4	16,2	0,0	0,0	1,1	0,0	1,1
	Gas	0,0	0,1	22,1	0,0	0,0	2,1	0,2	1,1
	Kohle	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Strom	6,5	19,1	3,2	27,6	12,5	3,7	1,5	3,0
	Fernwärme	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0	0,6	0,0	0,2
	Gesamt	*6,6*	*27,6*	*46,0*	*27,6*	*12,5*	*7,5*	*1,7*	*5,4*
Industrie	Öl	4,6	0,1	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Gas	52,6	1,7	8,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
	Kohle	46,5	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Strom	22,5	91,4	0,5	5,9	5,4	2,8	2,7	0,0
	Fernwärme	11,5	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
	Sonstige	5,8	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gesamt	*143,5*	*93,1*	*13,8*	*5,9*	*5,4*	*2,8*	*2,7*	*1,1*

[49] Abweichungen in der Gesamtsumme können sich aufgrund von Rundungen ergeben

Tabelle 15-2: Energiebedingte CO_2-Emissionen 2016 je Endenergiesektor nach Anwendungen und Energieträger in Mio. t CO_2[50]

Sektor	Energie-träger	Prozess-wärme	Mechanische Energie	Raum-wärme	Beleuch-tung	IKT	Prozess-kälte	Klima-kälte	Warm-wasser
Verkehr	Öl	0,0					0,0		0,0
	Strom	0,0					0,0		0,0
	Gas	0,0					0,0		0,0
	Gesamt	0,0	208,3	1,2	1,1	0,9	0,0	0,2	0,0
Private Haushalte	Öl	0,0	0,4	36,1	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
	Gas	0,2	0,0	44,8	0,0	0,0	0,0	0,0	9,4
	Kohle	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Strom	18,9	2,2	4,5	5,0	10,5	14,0	0,6	7,6
	Fernwärme	0,0	0,0	13,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
	Gesamt	19,1	2,6	102,5	5,0	10,5	14,0	0,6	23,1
GHD	Öl	1,1	9,5	14,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
	Gas	2,2	0,0	20,6	0,0	0,0	0,0	0,1	1,1
	Kohle	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Strom	3,6	18,5	3,2	26,6	11,9	6,4	1,5	2,9
	Fernwärme	0,4	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
	Gesamt	7,3	28,1	41,2	26,6	11,9	6,4	1,6	5,2
Industrie	Öl	5,1	0,1	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Gas	50,7	1,6	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7
	Kohle	51,6	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Strom	22,3	87,7	0,4	5,0	5,1	2,8	2,7	0,0
	Fernwärme	11,6	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2
	Sonstige	6,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Gesamt	147,4	89,5	11,2	5,0	5,1	2,8	2,7	1,1

15.2 Weitere Parameter für die statische Bewertung

Ergänzend zu den in Kapitel 5.1 aufgeführten exogenen Eingangsparametern sowie den in den Abschnitten 5.8.2 und 5.8.3 dargestellten Emissionsfaktoren und Energieträgerpreisen der simulierten Energieträger, werden im Folgenden alle weiteren Parameter für die statische Bewertung ausgewiesen.

Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, erfolgt neben der Verwendung der Ergebnisse aus dem Startszenario für jede Maßnahme zudem die Bewertung der CO_2-Verminungskosten für eine erneuerbare Variante. Die berechneten Gestehungskosten der erneuerbaren Energieträger, die in diese Bewertung einfließen, werden in Tabelle 15-3

[50] Abweichungen in der Gesamtsumme können sich aufgrund von Rundungen ergeben

dargestellt. Die zugrundeliegenden technoökonomischen Eingangsdaten der Bereitstellungstechnologien können dem Datenanhang entnommen werden.

Tabelle 15-3: Gestehungskosten von erneuerbaren Energieträgern in €/MWh (bilanziell ohne dynamische Effekte, gesellschaftlicher Zinssatz: 3,5 % /UCL-01 11/, Volllaststunden: 2000 h/a für Power-to-X und 7000 h/a für Biomass-to-X)

Jahr	Strom	Wasserstoff (H_2)		Methan (CH_4)		SynFuel	
		Strom (PEM)	Biomasse (Vergasung)	Strom (PEM+ Methanisierung)	Biomasse (Fermenter)	Strom (PEM + FT-Synthese)	Biomasse „neu" (Vergasung + FT-Synthese)
2020	50	217	267	335	95	517	298
2025	49	170	239	234	96	482	261
2030	45	129	207	157	95	354	222
2035	44	113	201	143	94	324	213
2040	42	105	194	131	94	311	203
2045	40	98	192	121	93	284	200
2050	40	79	190	114	92	285	197

Für die Bewertung aus Akteurssicht kommen zu den jeweiligen Energieträgerkosten aus Systemsicht weitere Preisbestandteile hinzu. Tabelle 15-4 enthält sowohl die Energie- bzw. Stromsteuer als auch die sonstigen Preisbestandteile, die mit der Bereitstellung der Energieträger einhergehen. Die dargestellten Werte bilden den aktuellen Stand (Mittel der letzten verfügbaren drei Jahre) ab und werden aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklung auch für das Jahr 2020, für das die Akteursbewertung durchgeführt wird, angenommen. Neben der Energie- bzw. Stromsteuer fällt für Energieträger, die in Haushalten oder im Personenverkehr eingesetzt werden, zusätzlich die Mehrwertsteuer (19 % des Gesamtpreises inkl. Kostenbestandteilen aus) an. Für SynFuels wird der Mittelwert der Energieträger Benzin, Diesel und Kerosin verwendet. Während die anzusetzenden Strompreisbestandteile für Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Technologien aus /AGORA-103 14/, /LUS-01 17/ und /DENA-10 18/ stammen, erfolgt die Quantifizierung der einzelnen Bestandteile auf Basis der GHD-Strompreise.

Tabelle 15-4: Zusätzliche Kostenbestandteile der Energieträger aus Akteurssicht

Verbraucher	Kostenart*	Energieträgerkosten in €/MWh								
		Strom	Fern-wärme	Erd-gas/ CH_4	Heiz-öl leicht	Benzin	Diesel	Kerosin	H_2	Kohle
Power-to-Heat	Steuer	15,4	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sonstige	Mix: 104,6 EE: 25,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Power-to-Gas	Steuer	15,4	-	-	-	-	-	-	-	-
	Sonstige	Mix: 57,1 EE: 25,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Haushalte	Steuer	20,5	-	5,5	6,2	-	-	-	-	-
	Sonstige	189,5	51,4	25,2	5,0	-	-	-	-	-
GHD	Steuer	15,4	-	5,5	6,2	-	-	-	-	12,0
	Sonstige	126,9	50,2	24,3	5,0	-	-	-	-	6,5
Industrie	Steuer	7,7	-	5,5	6,2	-	-	-	-	0
	Sonstige	67,1	47,6	6,7	5,0	-	-	-	-	6,5
Personen-verkehr	Steuer	20,5	-	2020: 13,9 2025: 22,9 2030: 31,8	-	72,5	47,3	0	0	-
	Sonstige	189,5	-	25,2	-	14,0	13,5	4,4	2020: 198,5 2050: 85,6	-
Güterverkehr	Steuer	15,4	-	13,9***	-	72,5	47,3	0	0	-
	Sonstige	126,9	-	24,3	-	14,0	13,5	4,4	2020: 4,6 2050: 3,1	-
Quellen:***		[1-6]	[7-9]	[10-14]	[15]	[15]	[15]	[10,15-17]	[10,18]	[10,19],

*Steuer: Stromsteuer, Energiesteuer; Sonstige: je nach Energieträger weitere Abgaben, Umlagen, Entgelte, Vertriebskosten, Deckungsbeiträge, Transport, Verteilung etc.

**Mittelwert der Kostenbestandteile von Benzin, Diesel und Kerosin

*** [1] StromStG, [2] /BDEW-04 18/, [3] /EUST-01 17/, [4] /AGORA-103 14/, [5] /DENA-10 18/, [6] /LUS-01 17/, [7] /KONS-01 18/, [8] /BMWI-03 18/, [9] /STATIS-01 18/, [10] EnergieStG, [11] /BDEW-07 18/, [12] /BNETZA-01 16/, [13] /BNETZA-01 15/, [14] /BNETZA-105 17/, [15] /MWV-01 17/, [16] /INDE-08 18/, [17] /DESTATIS-11 18/, [18] /FJL-01 18/, [19] /BMWI-01 14/

Zudem werden für die Bewertung aus Akteurssicht die kalkulatorischen Zinssätze der verschiedenen Akteure aus /DENA-02 18/ angenommen. In der folgenden Tabelle werden diese sowie der angesetzte gesellschaftliche Zinssatz aus Systemsicht nach /UCL-01 11/ zusammengefasst.

Tabelle 15-5: Zinssätze aus System- und Akteurssicht

Jahr	Perspektive	Akteur	Zinssatz
Alle	Systemsicht	Gesellschaft	3,5 %
	Akteurssicht	Haushalte, Personenverkehr	4 %
		GHD, Güterverkehr	8 %
		Industrie	8 %
		Bereitstellung	10,5 %

15.3 Charakteristische Größen des Szenarios fuEL im Vergleich zum Startszenario

Tabelle 15-6: Zusammenfassung Startszenario und Szenario fuEL

Parameter	Einheit	Startszenario				fuEL-Szenario			
		2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
EE-Leistung	GW	121	162	184	208	Siehe Startszenario	217	350	516
Davon:									
PVA		49	68	75	82		95	187	324
Onshore WEA		55	70	78	87		93	117	130
Offshore WEA		8	15	23	31		20	36	53
Konventionelle Kraftwerksleistung	GW	73	69	56	54		80	74	73
Großbatteriespeicher	GW	0,6	1,2	2,4	2,7		1,9	6,6	24,7
	GWh	0,7	2,7	5,3	6,0		4,3	14,9	55,5
E-Kessel in Fernwärme	GW_{el}	1,7	3,2	3,2	3,2		3,6	4,7	14,1
Großwärmepumpe in Fernwärme	GW_{el}	0	0	0	0		1,5	1,8	2,1
PEM-Elektrolyseure	GW_{el}	0,2	2,2	3,9	5,8		2,2	3,9	28,8
PEM-Elektrolyseure + Methanisierung	GW_{el}	0,0	0,4	0,8	1,2		0,4	0,8	18,6
Stromnachfrage der Endenergiesektoren	TWh	551	543	546	557		590	693	733
davon:									
Industrie		243	246	245	243		224	254	260
PHH		135	123	117	116		152	165	170
Verkehr		15	19	26	32		59	102	111
GHD		158	155	158	166		155	172	192
PtX-Nachfrage	TWh								
1. ...Heat		0	0	2	4		12	35	65
2. ...Wasserstoff		0	0	2	8		1	8	62
3. ...Methan		0	0	0	0		0	0	60
Erdgas Importe	TWh	851	898	871	802		693	509	134
Mineralöl Importe (davon Green Fuel in %)	TWh	810 (0%)	670 (0%)	561 (0%)	473 (0%)		524 (0%)	274 (0%)	168 (100%)
CCS	Mio. t CO_2.	0	0	0	0		0	0	53