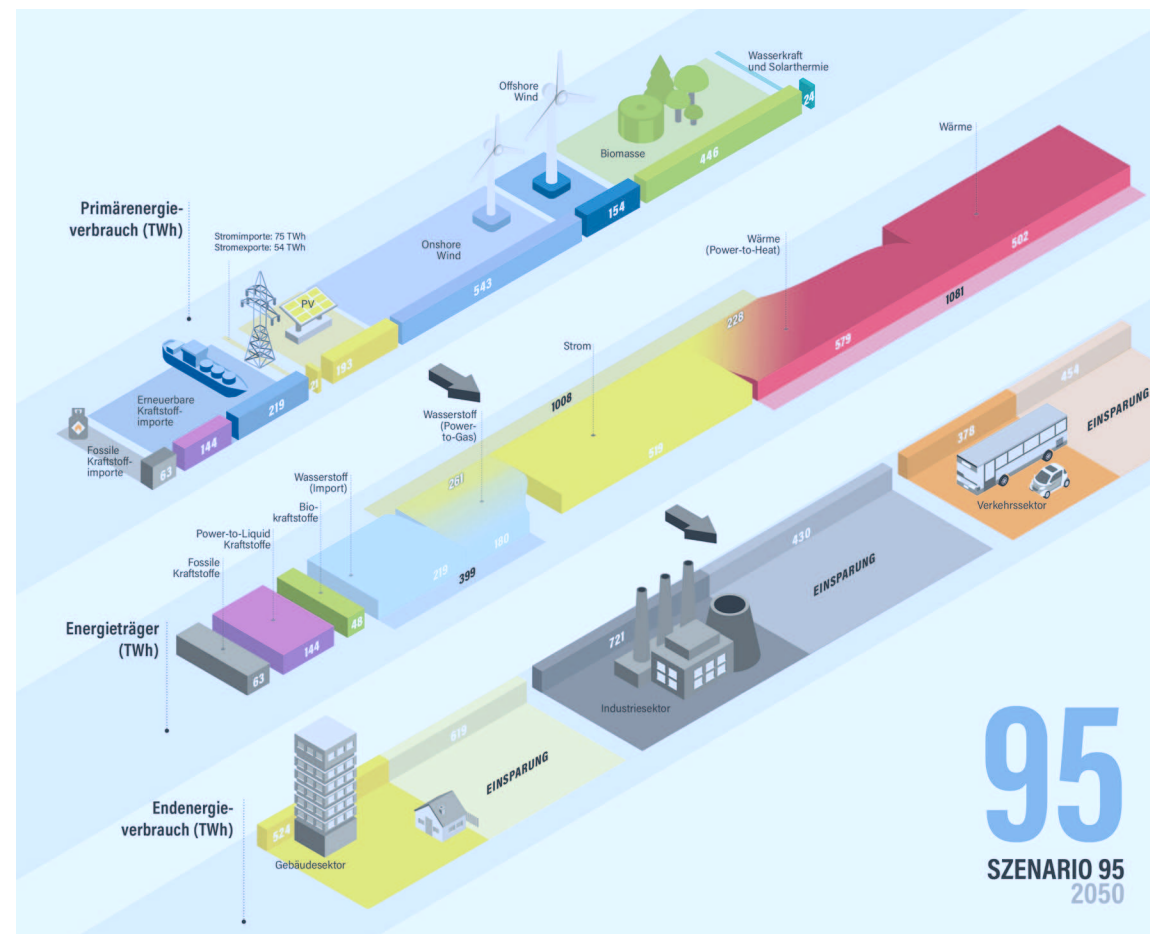




WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050

M. Robinius, P. Markewitz, P. Lopion, F. Kullmann, P.-M. Heuser, K. Syranidis, S. Cerniauskas, T. Schöb, M. Reuß, S. Ryberg, L. Kotzur, D. Caglayan, L. Welder, J. Linßen, T. Grube, H. Heinrichs, P. Stenzel und D. Stolten

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 499
ISBN 978-3-95806-483-6

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3)

WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050

Martin Robinius, Peter Markewitz, Peter Lopion, Felix Kullmann,
Philipp-Matthias Heuser, Konstantinos Syranidis, Simonas
Cerniauskas, Thomas Schöb, Markus Reuß, Severin Ryberg,
Leander Kotzur, Dilara Caglayan, Lara Welder, Jochen Linßen,
Thomas Grube, Heidi Heinrichs, Peter Stenzel und Detlef Stolten

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 499

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-483-6

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Herausgeber
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
Zentralbibliothek, Verlag
52425 Jülich
Tel.: +49 2461 61-5368
Fax: +49 2461 61-6103
zb-publication@fz-juelich.de
www.fz-juelich.de/zb

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2020

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 499

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-483-6

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.



This is an Open Access publication distributed under the terms of the [Creative Commons Attribution License 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/),
which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Managerial Summary

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % gegenüber dem Emissionsniveau von 1990 zu reduzieren. Die hierfür festgelegten Treibhausgasreduktionspfade werden durch eine Vielzahl von weiteren zum Teil sehr detaillierten Zielsetzungen (z. B. Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung) flankiert, die von der Bundesregierung als notwendig gesehen werden, um die übergeordneten Treibhausgasreduktionsziele zu erreichen. Dieser Zielekanon wurde im Laufe der letzten Dekade sukzessive entwickelt und erweitert. Viele vorliegende Studien, in denen Transformationspfade vorgeschlagen werden, integrieren diesen Zielkanon durch exogene Annahmen und schränken damit das Technikportfolio ein. Dies widerspricht einem Lösungsansatz, der sich vor allem durch Technologieoffenheit auszeichnen sollte. Die Frage, ob es sich bei den vorgeschlagenen Transformationspfaden um kostenoptimale Strategien handelt, bleibt in aller Regel unbeantwortet. Ziel der vorliegenden Studie ist es daher, die kosteneffizientesten CO₂-Minderungsstrategien zur Erreichung der Klimaschutzziele Deutschlands bis zum Jahr 2050 zu identifizieren.

Im Folgenden werden zwei CO₂-Reduktionsszenarien analysiert, die sich ausschließlich an den Minderungszielen für das Jahr 2050 von -80 % (Szenario 80) und -95 % (Szenario 95) orientieren. Für die Analyse wird eine neuartige Modellfamilie eingesetzt, die am Forschungszentrum Jülich¹ entwickelt wurde. Diese ermöglicht es, die nationale Energieversorgung in all ihren Wechselwirkungen und Pfaden abzubilden. Unter der Randbedingung der Einhaltung der Reduktionsziele lassen sich die kosteneffizientesten Maßnahmen bzw. Treibhausgasminderungsstrategien ermitteln. Die Kombination der verschiedenen eingesetzten Modelle, die sich durch unterschiedliche methodische Vorgehensweisen auszeichnen, erlaubt eine fundierte und tiefgehende Analyse von Treibhausgasminderungsstrategien. Die hohe zeitliche und räumliche Auflösung ermöglicht Aussagen zur Konzeption von zukünftigen Energieinfrastrukturen (Strom, Erdgas und Wasserstoff) sowie detaillierte Regionalanalysen eines möglichen Windkraft- sowie PV-Ausbaus. Darüber hinaus können zukünftige globale Energiemärkte (z. B. synthetische Kraftstoffe, synthetisches Methan, Wasserstoff) simuliert und mögliche Energieimporte und -exporte im Kontext der Energiewende abgeschätzt werden.

Bis zum Jahr 2050 ist eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 80 % – sowohl aus technischer als auch aus ökonomischer Perspektive – machbar. Um jedoch die Forderung nach einem klimaneutralen Deutschland im Sinne des Pariser Klimaschutzabkommens erfüllen zu können, bedarf es einer deutlich stärkeren Reduktion.

Eine Steigerung des Reduktionsziels um 15 % bis zum Jahr 2050 bringt gegenüber dem 80 %-Szenario anspruchsvollere technische und wirtschaftliche Herausforderungen mit sich. Allerdings ist ein Teil des für die Umsetzung notwendigen Technikportfolios heute schon verfügbar. Andere Technologien stehen bereits im Fokus aktueller Forschungs- und Entwicklungsarbeiten, so dass eine rechtzeitige Verfügbarkeit erwartet werden kann. Insgesamt ist der zusätzliche finanzielle Aufwand nennenswert, die Summen sind jedoch in ihren

¹ Institut für Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3)

Größenordnungen mit den gegenwärtigen Energiekostenkategorien vergleichbar und um ein vielfaches geringer als die Klimafolgekosten.

Als demgegenüber von größter Bedeutung zeigt sich in der Analyse, dass sich die Maßnahmenportfolios, die für das 80 %- und das 95 %-Reduktionsziel jeweils angemessen sind, erheblich voneinander unterscheiden. So sind einige Maßnahmen zwar für ein Erreichen des 80 %-Ziels hilfreich. Für die Einhaltung eines 95 %-Ziels sind Teile der 80 %-Maßnahmen aber nicht zielführend und im Gegenteil unter Umständen sogar kontraproduktiv. Konkret: heute mittelfristig geplante Maßnahmen dieser Zielkategorie würden bei einem 95 %-Ziel über kurz oder lang als „stranded investments“ enden. Um die finanziellen Mittel effizient einzusetzen, sollten Wirtschaft und Politik mittelfristige Minderungsstrategien und die damit verbundenen Investitionsmaßnahmen bereits zu Beginn der 2020-Jahre konsequent auf das 95 %-Reduktionsziel ausrichten. Der Ausbau von Energieinfrastrukturen benötigt erhebliche Vorlaufzeiten für die Planung und Umsetzung. Mit der Planung der erforderlichen Infrastrukturen (z. B. Langzeitspeicher, Pipelines) sollte daher bereits frühzeitig begonnen werden.

Folgende Kernergebnisse mit entsprechenden *Empfehlungen* sind festzuhalten:

1. Die Transformationsstrategien und die damit verbundenen Reduktionsmaßnahmen der beiden analysierten Szenarien unterscheiden sich voneinander erheblich. Die von der Bundesregierung für die Jahre 2030 und 2040 gesetzten übergeordneten Treibhausgasreduktionsziele sind nur mit einer Zielsetzung von 80 % bis zum Jahr 2050 kompatibel.

Die Einhaltung des Pariser Abkommens erfordert eine klimaneutrale Energieversorgung. Hierfür ist eine Treibhausgasreduktion von mindestens 95 % erforderlich. Eine Minderungsstrategie sollte daher so ausgelegt und Maßnahmen so ausgewählt werden, dass das Ziel von mindestens 95 % erreicht wird. Die bislang gesetzten Zwischenziele (insbesondere für das Jahr 2040) sind im zeitlichen Verlauf so anzupassen, dass sie mit dem 95 %-Ziel kompatibel sind.

2. Die zu ergreifenden Maßnahmen führen zu einer zunehmenden Elektrifizierung und der Nutzung von Sektorkopplungsoptionen und damit zu einem deutlich höheren Stromverbrauch. Gründe sind zum einen die Substitution von fossilen Energieträgern in allen Verbrauchssektoren sowie die zunehmende Bedeutung von PtX-Maßnahmen.

Um die Klimagasreduktionsziele zu erreichen, ist daher eine CO₂ freie Stromversorgung notwendig. Dies erfordert einen massiven und forcierten Ausbau von erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung.

3. Windkraft und Photovoltaik werden das Rückgrat der zukünftigen Stromversorgung sein. Der Erfolg der Energiewende hängt in entscheidendem Maß davon ab, ob es gelingt, den notwendigen Ausbau zu realisieren.

Ausgehend von einem notwendigen jährlichen Kapazitätsausbau von ca. 6,6 GW (Szenario 95) bis zum Jahr 2050 sind die derzeitig von der Bundesregierung festgelegten Ausbaukorridore zu modifizieren und anzupassen. Derzeitig bestehende Randbedingungen für die Planung (z.B. Abstandsregelungen, ausgewiesene Flächen) sind zu prüfen und ggfs. zu modifizieren. Parallel ist zu prüfen, ob die bestehenden Förderregularien und sonstige Anreizsysteme hierfür geeignet sind.

4. Die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen besitzt in allen Endverbrauchssektoren (Industrie, Gebäude, Verkehr) sowohl im Szenario 80 als auch im Szenario 95 eine herausragende Bedeutung. Aufgrund des bis zum Jahr 2035 noch signifikanten CO₂-Fußabdrucks der Stromerzeugung, ist das schnelle Umsetzen von Effizienzmaßnahmen in den Verbrauchssektoren besonders effektiv.

Forcierte Umsetzung von Effizienzmaßnahmen in allen Sektoren flankiert durch entsprechende Anreizsysteme und Förderprogramme.

5. Eine effizientere Wärmenutzung sowie eine CO₂-freie Raumwärme- und Prozesswärmeerzeugung sind elementare Bestandteile der Transformationsstrategie. Für einen klimaneutralen Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 ist zeitweise eine Verdopplung der energetischen Sanierungsrate notwendig. Wärmepumpen werden zukünftig eine Schlüsselrolle bei der Raumwärmeerzeugung einnehmen.

Ausweitung der bestehenden Förderprogramme (z. B. KfW-Förderprogramme), Ermöglichen steuerlicher Abschreibungsmöglichkeiten, Anreize für den Wärmepumpeneinsatz.

6. Der Einsatz von PtX-Techniken und der Einsatz von Wasserstoff für Industrieanwendungen (z. B. Stahlherstellung) aber auch in anderen Sektoren führt zu einer signifikanten Wasserstoffnachfrage. Notwendige Voraussetzung ist eine CO₂-freie Stromerzeugung. Für die Umsetzung bedarf es eines Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur (Erzeugung, Transport, Speicher).

Entwicklung von marktfähigen Techniken durch Förderung von Demo- und Pilotvorhaben, Planung einer Wasserstoffinfrastruktur (Pipeline, Speicher), Prüfung inwieweit eine Umwidmung des bestehenden Erdgasnetzes für einen Betrieb mit Wasserstoff möglich ist. Entwicklung von geeigneten Geschäftsmodellen für die Finanzierung und den Betrieb der Infrastruktur.

7. Die zu ergreifenden Minderungsmaßnahmen bewirken eine deutliche Abnahme der Energieimporte. Allerdings ist eine Treibhausgasreduktion von 95 % bis zum Jahr 2050 ohne Energieimporte (Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe) kaum zu schaffen. Die Importquote liegt etwa bei 20% und ist damit signifikant niedriger als die heutige Energieimportquote.

Analyse möglicher globaler Märkte für neue Energieträger (Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe) sowie technischer Möglichkeiten und Voraussetzungen für eine globale Wasserstofflogistik.

8. Batterieelektrische Antriebe sowie Brennstoffzellenfahrzeuge werden einen signifikanten Anteil am Pkw-Verkehr ausmachen. Allerdings sind die Einschätzungen zukünftiger Pkw-Herstellkosten sehr unterschiedlich, so dass eine robuste Aussage hier weitere Forschung erfordert. Darüber hinaus besitzt die Verlagerung des Personen- und Gütertransports von der Straße auf die Schiene eine wichtige Bedeutung.

Eine zukünftige Entwicklungsstrategie für Pkw-Antriebstechniken sollte möglichst technologieoffen ausgerichtet sein. Für die Verlagerung zum schienenengebundenen Verkehr sind neue Verkehrs- sowie Logistikkonzepte notwendig.

Inhaltsverzeichnis

Managerial Summary	I
Inhaltsverzeichnis	VI
1 Einleitung und Szenariendefinition	1
2 Rahmendaten	4
3 Definitionen und Systemgrenzen	9
4 Methodik und Vorgehensweise	10
5 Ergebnisse.....	17
5.1.1 CO ₂ -Emissionen	17
5.1.2 Primär- und Endenergiebedarf	18
5.1.3 Systemkosten	20
5.2 Energiesektor	24
5.2.1 Stromnachfrage	24
5.2.2 Strombereitstellung und installierte Erzeugungskapazitäten	25
5.2.3 Energiespeicher.....	31
5.2.4 Sektorkopplung.....	35
5.2.5 Wasserstoff.....	36
5.2.6 Wärmenachfrage und -bereitstellung	51
5.3 Gebäude.....	52
5.3.1 Gebäudebestandsentwicklung	52
5.3.2 Wärmebereitstellung für den Gebäudesektor	55
5.4 Industrie und Gewerbe.....	57
5.4.1 Prozesswärmebereitstellung	57
5.4.2 Roheisen- bzw. Stahlherstellung	59
5.5 Verkehrssektor	60
5.5.1 Kraftstoffnachfrage und -bereitstellung	61
5.5.2 Fahrzeugantriebskonzepte	65
6 CO ₂ -Reduktionsziele.....	71
7 Zusammenfassung	73
Anhang.....	77
A Modellstruktur	77
A.1 Energiesektor	77
Konventionelle Kraftwerke	77
Erneuerbare Energien	78

Energiespeichertechnologien und Power-to-X	82
A.2 Gebäudesektor	83
Struktur des Gebäudesektors.....	83
Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung	86
A.3 Industriesektor	88
Struktur des Industriesektors.....	88
Aggregierte Energienachfrage	89
Industrieprozesse und Prozessenergiebereitstellung	90
A.4 Verkehrssektor	91
Struktur des Verkehrssektors	91
Aggregierte Nachfrageprofile	92
Alternative Antriebe und Kraftstoffe.....	93
B Modelleingangsdaten	95
C Techno-ökonomische Annahmen	103
Abbildungsverzeichnis	113
Tabellenverzeichnis	119
Abkürzungsverzeichnis	123
Literaturverzeichnis.....	128

1 Einleitung und Szenariendefinition

In dem jüngsten Sonderbericht [1] des IPCC wird festgestellt, dass die derzeitigen Klimareduktionsaktivitäten der Staaten nicht ausreichen, um eine Begrenzung der globalen Erwärmung von 1,5 °C zu erreichen. Das IPCC fordert daher, drastischere Maßnahmen zu ergreifen und diese schnell umzusetzen. Vor dem Hintergrund des Pariser Klimaschutzabkommens, das im Jahr 2016 von der Europäischen Union ratifiziert wurde, erlangten die Reduktionsverpflichtungen eine völkerrechtliche Verbindlichkeit. Mit ihrem Energiekonzept [2] leitete die Bundesregierung bereits im Jahr 2010 die Energiewende ein und formulierte einen Zielekanon [3], der im Laufe der Jahre kontinuierlich erweitert und modifiziert wurde. Die Bandbreite des Zielekanons ist groß und reicht von der Reduktion des Stromverbrauchs bis hin zu Ausbaukorridoren für Windkraft und Photovoltaik. Übergeordnetes Ziel aller Bemühungen ist die Einhaltung der Treibhausgasreduktionsziele. Bezogen auf das Ausgangsjahr 1990 sollen die nationalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % bzw. 95 % reduziert werden. Auf dem Weg dorthin hat sich Deutschland für die Jahre 2020, 2030 und 2040 entsprechend Treibhausgasreduktionsziele gesetzt. Sowohl die übergeordneten Treibhausgasreduktionsziele als auch die für das Erreichen formulierten Energiewendeziele sind historisch gewachsen und nicht aufeinander abgestimmt. Darüber hinaus besteht weitgehend Unklarheit, welche Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Handlungsfeldern bestehen, die das Ausschöpfen der Reduktionspotenziale mitunter negativ beeinflussen könnten. Die zentrale Frage, die in dieser Studie aufgegriffen wird, lautet daher: Wie müsste eine konsistente und kosteneffiziente CO₂ Minderungsstrategie ausgestaltet sein, um die nationalen Treibhausgaspotenziale einzuhalten?

In den letzten Jahren wurde eine Vielzahl von nationalen Studien erstellt, in denen unterschiedlichste Wege für eine Treibhausgasemissionsreduktion aufgezeigt werden. Ob die vorgeschlagenen Reduktionsstrategien dem Kriterium der Kosteneffizienz genügen und ob mögliche Wechselwirkungen mit der hinreichenden Detailtiefe berücksichtigt wurden, wird in vielen Untersuchungen offengelassen bzw. kaum thematisiert.

Am Institut für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) des Forschungszentrums Jülich wurde daher eine Modellfamilie entwickelt, mit der es nunmehr möglich ist, für Deutschland kostenoptimale Treibhausgasreduktionsstrategien zu berechnen. Herzstück der Modellfamilie ist ein Gesamtmodell, das die nationale Energieversorgung über alle Sektoren abbildet und mit dem es möglich ist, kostenoptimale Transformationsstrategien zu berechnen. Die Besonderheit besteht darin, dass über alle Sektoren (Haushalte, Energiesektor, Industrie, Verkehr) hinweg verschiedenste Reduktionsmaßnahmen miteinander im Wettbewerb stehen. Der zugrunde gelegte Modellalgorithmus erlaubt es, unter dem Kriterium der Kosteneffizienz die kostengünstigsten Reduktionsmaßnahmen auszuwählen, die wiederum zu einer konsistenten, nationalen Treibhausgasreduktionsstrategie zusammengeführt werden.

Naturgemäß sind Zukunftsprojektionen mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Mit einer neu entwickelten Methodik ist es erstmalig möglich, auch Datenunsicherheiten in das Entscheidungskalkül mit einzubeziehen. Dies erlaubt die Entwicklung von robusten und konsistenten Treibhausgasreduktionsstrategien, die eine solide und fundierte Basis für Entscheidungsträger aus Politik und Wirtschaft sein können. Des Weiteren werden zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Modelle genutzt, welche z.B. Wind- und PV-Potenziale detailliert

berücksichtigen und mit denen detaillierte Infrastrukturanalysen wie beispielsweise für eine Wasserstoffinfrastruktur durchgeführt werden können.

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % bis 95 % gegenüber 1990 zu verringern (Abbildung 1.1). Angestrebt wird ein „weitgehend treibhausgasneutrales“ [3] Energiesystem. Im Klimaschutzplan [4] der Bundesregierung wurden für das Jahr 2030 weitere Treibhausgasreduktionsziele für die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie, Verkehr und Landwirtschaft festgelegt, um das gesetzte nationale Reduktionsziel für das Jahr 2030 von mindestens 55 % erreichen zu können. Flankiert werden die Treibhausgasemissionsziele durch eine Vielzahl weiterer Zielsetzungen (z.B. Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch, Reduktion des Primärenergieverbrauchs etc.), die im Laufe des Energiewendeprozesses seit 2010 sukzessive entwickelt wurden.

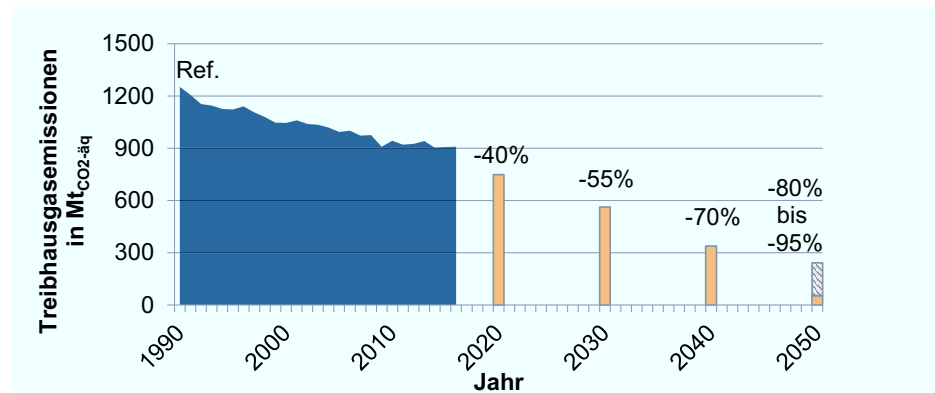


Abbildung 1.1: Treibhausgasemissionen und nationale Reduktionsziele [3],[4]

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden **zwei Zielszenarien** definiert:

Das erste Szenario (**Szenario 80**) beschreibt eine Transformationsstrategie mit der Zielsetzung von 80 % Treibhausgasminderung bis zum Jahr 2050. Die von der Bundesregierung für die Zwischenjahre gesetzten Mindestziele beschreiben hierbei die Begrenzung der Treibhausgasemissionen im zeitlichen Verlauf bis zum Jahr 2050.

Das zweite Szenario (**Szenario 95**) beschreibt eine Transformationsstrategie, mit der die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 95 % reduziert werden. Im Rahmen der Analysen hat sich gezeigt, dass die von der Bundesregierung für die Zwischenjahre formulierten Reduktionsziele nur kompatibel mit einer Reduktionsstrategie ist, die auf eine Minderung von 80 % bis zum Jahr 2050 abzielt. Für das Zwischenjahr 2040 wird für das Szenario 95 ein stringenteres Reduktionsziel vorgegeben, dass mit ca. 73 % über der Zielmarke der Bundesregierung (70 %) liegt. Da sich bereits heute abzeichnet, dass das Reduktionsziel für das Jahr 2020 von 40 % nicht erreicht werden kann, findet diese Zielmarke in beiden Szenarien keine Berücksichtigung.

Mit Ausnahme der übergeordneten Treibhausgasreduktionsziele werden in beiden Szenarien bewusst keine weiteren Energiewendeziele vorgegeben. Eine Ausnahme ist der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie- und Kohleverstromung. In Anlehnung an den von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (Kohlekommission) empfohlenen Ausstiegspfad [5] werden die in den jeweiligen Zwischenjahren verbleibenden Restkapazitäten von Kohlekraftwerken bis zum Jahr 2038 vorgegeben. Für den Ausstieg aus der Kernenergie wird der gesetzlich festgelegte Stilllegungsplan implementiert. Weiterhin ist anzumerken, dass die technische Möglichkeit der CO₂-Abscheidung abgebildet wird. Da die Möglichkeit einer CO₂-Speicherung ausgeschlossen wird, besteht lediglich die Option der CO₂-Nutzung (CCU).

Ausgehend von diesen Prämissen werden die kostenoptimalen Reduktionsstrategien für beide Szenarien ermittelt. Die so gewählte Vorgehensweise folgt somit der Logik von möglichen Auswirkungen eines sektorenübergreifenden Emissionshandels oder einer CO₂-Steuer. Weiterhin ist anzumerken, dass es sich bei den Ergebnissen nicht um Zukunftsprognosen im Sinne einer Erwartungshaltung handelt. Vielmehr werden mit den Szenarien mögliche Handlungsfelder („Was wäre, wenn ...?“) für Entscheidungsträger aus Politik und Wirtschaft aufgezeigt.

2 Rahmendaten

Für die Erstellung der Szenarien ist die Festlegung von sogenannten Rahmendaten (Tabelle 2.1, Abbildung 2.1) notwendig, welche bestimmte Trends sowie das sonstige Umfeld bis zum Jahr 2050 beschreiben. Dies sind zum Beispiel demografische Annahmen (z.B. Bevölkerungsentwicklung, Anzahl der Haushalte), die wirtschaftliche Entwicklung oder Verkehrsnachfragen oder Energiepreisprojektionen. Die gewählten Rahmendaten lehnen sich weitestgehend an den Rahmendatensatz an, der in der BDI Studie „Klimapfade für Deutschland“ [6] zugrunde gelegt wurde. Danach wird von einer Bevölkerungsentwicklung ausgegangen, die von heute (ca. 81,5 Mio. Einwohner) bis zum Jahr 2050 auf ca. 76,6 Mio. sinkt. Darüber hinaus wird angenommen, dass der Trend hin zu kleineren Haushaltsgrößen anhält. Die Anzahl der Haushalte wird sich daher bis zum Jahr 2050 um gut 2 % (ca. 1 Mio. Haushalte) erhöhen. Damit geht einher, dass sich die Wohnfläche ebenfalls um 11 % gegenüber heute erhöht. Somit wird der Trend der vergangenen Jahre hin zu einem größeren Pro-Kopf-Wohnflächenbedarf fortgeschrieben. Ausgegangen wird von einem allgemeinen realen Wirtschaftswachstum von jährlich 1,2 %. Mit der gleichen durchschnittlichen Wachstumsrate wird die Bruttowertschöpfung der Industrie fortgeschrieben, die aber je nach Industriebranche unterschiedlich sein kann. Entsprechend der sinkenden Bevölkerungszahl wird ebenfalls von einer rückläufigen Beschäftigtenzahl ausgegangen. Im Verkehr wird davon ausgegangen, dass die Personenverkehrsnachfrage analog zum Bevölkerungsrückgang gegenüber heute leicht rückläufig ist. Demgegenüber wird auch aufgrund des Anstiegs der industriellen Wertschöpfung angenommen, dass die Güterverkehrsleistung gegenüber heute um knapp 50% ansteigen wird. Eine weitere Detaillierung der Rahmendaten findet sich im Anhang (Kapitel B).

Tabelle 2.1: Auswahl von wichtigen Rahmendaten [6]

	2015	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung in Mio.	81,3	82,1	81,2	79,3	76,6
Haushalte in Mio.	40,5	41,6	42,1	42,2	41,4
Wohnfläche in Mrd. m²	3,599	3,653	3,759	3,865	3,971
Beschäftigte in Mio.	45,2	45,6	43,2	40,8	39,1
Bruttowertschöpfung in Mrd. €_{2015/a}	2552	2678	3092	3476	3835
Personenverkehrsnachfrage in Mrd. Pkm	1138	1152	1181	1149	1116
Güterverkehrsnachfrage in Mrd. tkm	639	705	838	892	945

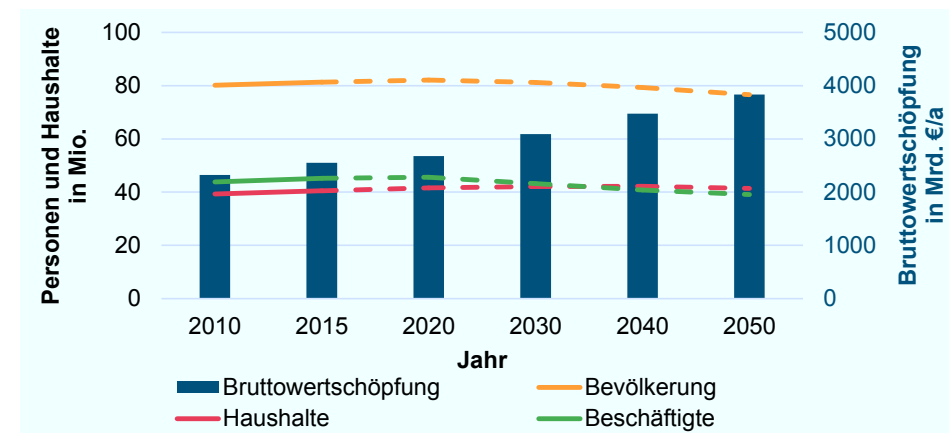


Abbildung 2.1: Annahmen zur gesellschaftlichen und volkswirtschaftlichen Entwicklung 2010-2050; angelehnt an: [6]

Eine weitere wichtige Eingangsgröße sind die angenommenen Energiepreise. Dies sind zum einen die Preisprojektionen für fossile Energieträger und zum anderen Preisannahmen für zukünftige erneuerbare Importe. Die historische Entwicklung der Import- bzw. Grenzübergangspreise der wichtigsten fossilen Brennstoffe sowie die Annahmen zu deren zukünftiger Entwicklung sind in Abbildung 2.2 dargestellt. Die Preisprojektionen der Grenzübergangspreise für den Zeitraum von 2020 bis 2050 lehnen sich an die Studien von Pfluger et al. (2017) [7] und Gerbert et al. (2018) [6] an. Die angenommenen Preisentwicklungen spiegeln die Trends wider, wie sie im World Energy Outlook (2018) [8, S. 602] angenommen werden. Hier wird davon ausgegangen (insbesondere im Szenario Sustainable Development), dass aufgrund forcierter Klimapolitiken die Nachfrage nach fossilen Energieträgern sinkt. Durch das hierdurch ausgelöste Überangebot sinken die Energiepreise für Rohölprodukte bzw. steigen die Preise für andere Energieträger nur sehr moderat.

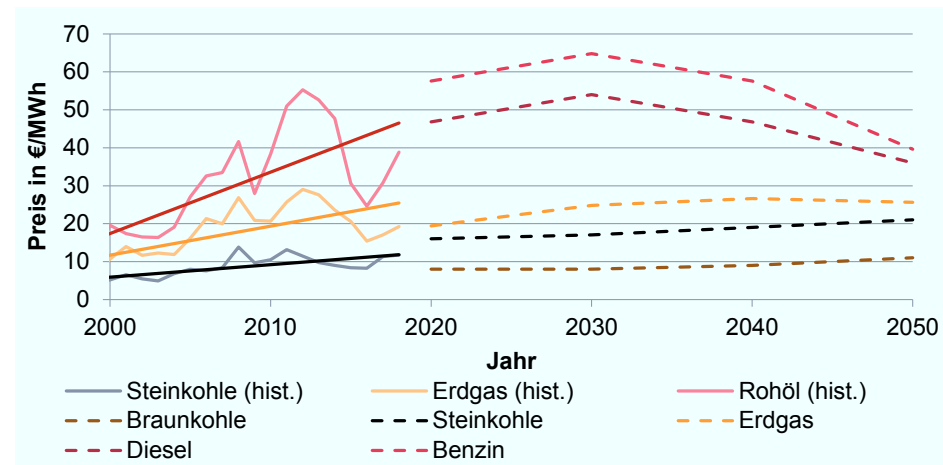


Abbildung 2.2: Historische Entwicklung von Brennstoffimportpreisen (Grenzübergangspreise) sowie Annahmen zur zukünftigen Entwicklung bis 2050; angelehnt an: [6; 7; 9; 10; 11]

Ergänzend zu den konventionellen Energieträgern wird ein internationaler Handel mit erneuerbaren Energien (Wasserstoff, PtL, SNG) angenommen. Die berechneten Importpotenziale und -preise sind in Abbildung 2.3 dargestellt. Es wurde ein globales Handelsmodell eingesetzt, das die Simulation eines Handels mit erneuerbaren Energieträgern erlaubt. Die Beschreibung der prinzipiellen Vorgehensweise und der verwendeten Methodiken findet sich in Kapitel 4. Eine genauere Modellbeschreibung findet sich in Heuser et al. (2019) [12; 13]. Neben dem direkten Import von Wasserstoff, aus der Elektrolyse in Kombination mit erneuerbaren Energien, wird ebenso die Weiterverarbeitung zu synthetischem Methan und Power-to-Liquid (PtL)-Kraftstoffen betrachtet. Die energetischen Importpotenziale für Wasserstoff liegen demnach bei ca. 443 TWh/a sowie bei jeweils ca. 357 TWh/a für synthetisches Methan und PtL-Kraftstoffe. Diese Importmengen basieren auf der Analyse ausgewählter Exportländer mit hohen Potenzialen für den Ausbau erneuerbarer Energien. Die korrespondierenden Importpreise liegen in Abhängigkeit der Importmenge für Wasserstoff bei 101-126 €/MWh_{H₂}, für synthetisches Methan bei 174-205 €/MWh_{CH₄} und bei PtL-Kraftstoffen bei 169-202 €/MWh_{Kraftstoff} bzw. 2,02-2,42 €/kg.

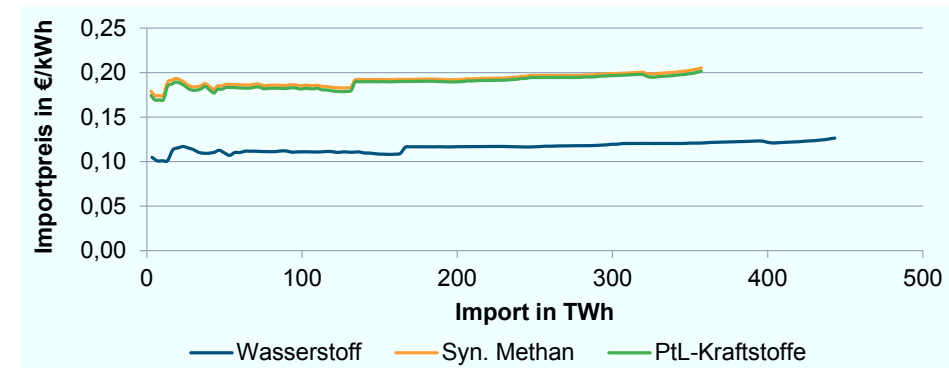


Abbildung 2.3: Importpreise (Grenzübergangspreise) für Wasserstoff und synthetische Energieträger in Abhängigkeit der importierten Energiemenge; angelehnt an: Heuser et al. [12]

Komplementär zum Brennstoffimport besteht ebenfalls die Option des Imports elektrischer Energie aus dem europäischen Verbundsystem. Für die Abschätzung von Stromim- und -exporten wurde ein Stromnetzmodell (siehe Kapitel 4) eingesetzt. Auf der Basis der Arbeiten von Syranidis (2019) [14] werden für die Nachbarstaaten Deutschlands stündliche Residuallasten berechnet, unter entsprechenden Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Stromnachfrage und des Ausbaus erneuerbarer Energien in den jeweiligen Ländern. Für die Abbildung des europäischen Strommarktes wurden für den Zeitraum bis 2040 der Zehn-jahresplan der ENTSO-E *Vision 4 – European Green Energy Revolution* (2015) [15] zugrunde gelegt. Für den Zeitraum von 2040 bis 2050 wurde das E-Highway Szenario *Large Scale RES* aus Sanchis et al. (2015) [16; 17] herangezogen. Begrenzt wird der Im- und Export durch die Annahmen zur Entwicklung der Kuppelkapazitäten zwischen Deutschland und den individuellen Nachbarländern. Der Stundenprofile für die Im- und Exporte differenziert nach Ländern für das 2050 sind in Abbildung 2.4 und Abbildung 2.5 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass vor allem Österreich und Schweiz in den Sommermonaten sowie Dänemark in den Wintermonaten potenzielle Stromimportländer für Deutschland darstellen.

Die Wetterabhängigkeit der Residuallasten macht es zudem erforderlich, Annahmen zu Wetter- und Witterungsbedingungen zu treffen. Für die Berechnung der Residuallasten wird ein historisches Wetterjahr gewählt, welches für die Bestimmung der Einspeiseprofile erneuerbarer Energien, der Nachfrageprofile und sonstiger zeitabhängiger Profile genutzt wird. Ausgewählt wird das Wetterjahr 2013. Zudem repräsentiert der thermische Energiebedarf dieses Jahres mit einem Klimakorrekturfaktor von 0,99 den langjährigen Durchschnitt [18].

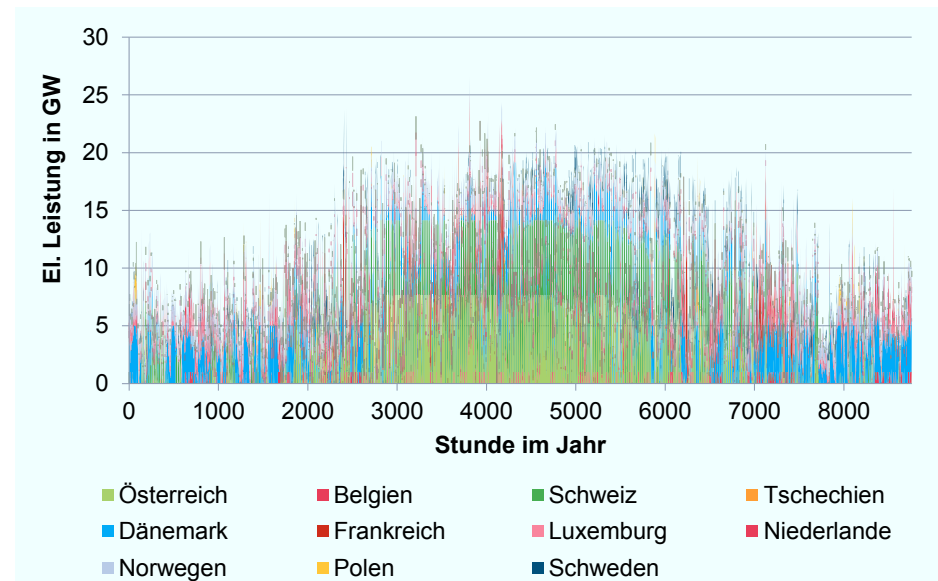


Abbildung 2.4: Stündliches elektrisches Leistungspotenzial (Stromimporte) im Jahr 2050; angelehnt an: [14]

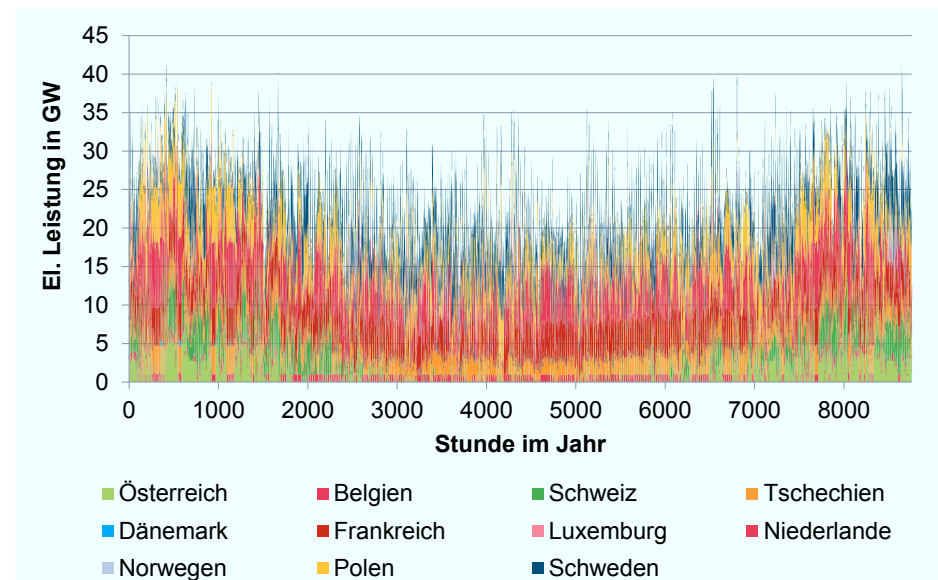


Abbildung 2.5: Stündliches elektrisches Leistungspotenzial (Stromexporte) im Jahr 2050; angelehnt an: [14]

3 Definitionen und Systemgrenzen

Im Rahmen dieser Studie werden nur die Emissionen innerhalb der deutschen Staatsgrenzen berücksichtigt (Inlandskonzept). Bilanziert wird nach dem Quellenprinzip. D.h. die Emissionen werden dort bilanziert, wo sie direkt entstehen. Dies bedeutet z.B., dass Emissionen, die evtl. durch den Stromeinsatz in verschiedenen Sektoren verursacht werden, dem Energiesektor zugerechnet werden. Erfasst werden in der vorliegenden Studie die energiebedingten CO₂-Emissionen inklusive der prozessbedingten CO₂-Emissionen der Industrie, die in Summe etwa 88% aller Treibhausgase darstellen. Da sich die Minderungsziele der Bundesregierung jedoch auf das gesamte Treibhausgasbudget (1990: 1251,6 Mt_{CO₂-äq}) beziehen, mussten für die Fortschreibung der Nicht-CO₂ Treibhausgase sowie für die Emissionen der im Rahmen dieser Analyse nicht berücksichtigten Sektoren (z.B. Landwirtschaft) mit Hilfe von Regressionsanalysen eine Trendfortschreibung durchgeführt werden. Unter Berücksichtigung dieser Reduktionstrends wurden die CO₂-Reduktionsziele abgeleitet, die dieser Studie zugrunde liegen (Tabelle 3.1).

Des Weiteren ist darauf hinzuweisen, dass eine mögliche Substitution von Rohstoffen bzw. Energieträgern, die heute für den nicht-energetischen Verbrauch eingesetzt werden, nicht Bestandteil der Analysen ist.

Tabelle 3.1: Treibhausgasemissionen nach Emissionsart und Klimaziele 2050 [19]

Jahr	1990	2018	Ziel 2050 (80%)	Ziel 2050 (95%)
Emissionsart	THG-Emissionen in Mt _{CO₂-äq}			
CO ₂ -Emissionen (ges.)	1052,8	755,4	207,8	52,7
Sonstige THG-Emissionen (ges.)	198,8	103,0	42,5	9,9
Summe	1251,6	858,4	250,3	62,6

Entsprechend dem Vorgehen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen liegen der primärenergieseitigen Bewertung folgende Annahmen zugrunde: Die Kernenergie wird nach der Wirkungsgradmethode mit einem Wirkungsgrad von 33% bewertet. Erneuerbare Energien, denen kein Heizwert zugeordnet werden kann (z.B. PV und Wind), werden mit einem Wirkungsgrad von 100% primärenergieseitig bewertet.

4 Methodik und Vorgehensweise



Abbildung 4.1: Eingesetzte Modelle und Vorgehensweise

Die vom Forschungszentrum Jülich (IEK-3) entwickelte und hier eingesetzte Modellfamilie (Abbildung 4.1) basiert größtenteils auf dem frei zugänglichen Modellgenerator FINE [20]. Mit diesem ist es möglich, Energieflüsse in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung zu modellieren sowie kostenoptimal unter der Vorgabe von Treibhausgasreduktionszielen zu berechnen. Die entwickelten Modelle werden miteinander gekoppelt und iterativ eingesetzt, sodass die jeweiligen Stärken der entsprechenden Modelle zum Tragen kommen. Verglichen mit anderen bestehenden Modellansätzen sind folgende Vorteile hervorzuheben, die in Summe als Alleinstellungsmerkmal aufzufassen sind:

- Detaillierte Abbildung von PtX-Pfaden von der Primär- bis hin zur Endenergie
- Berücksichtigung von sektoralen Wechselwirkungen und Gewährleistung von Konsistenz
- Hohe zeitliche und räumliche Auflösung von Infrastrukturen und erneuerbarer Stromerzeugung

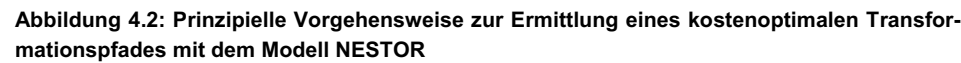
- Abbildung von zukünftigen Energieinfrastrukturen (Strom, Gas, H₂) und Speichern mit höchster räumlicher Auflösung
- Standortscharfe Darstellung von erneuerbaren Potenzialen (Wind, PV) sowie von Elektrolysestandorten
- Abbildung von zukünftigen globalen Energiemärkten (z.B. Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe)
- Ermittlung von robusten Treibhausgasreduktionsstrategien unter Berücksichtigung von Datenunsicherheiten durch Anwendung neuer Methoden

Nachfolgend erfolgt eine Kurzbeschreibung der im Rahmen dieser Studie eingesetzten Modelle.

Nationales Energiesystemmodell FINE-NESTOR

Eines der eingesetzten Hauptmodelle ist das Energiesystemmodell FINE-NESTOR (National Energy System Model with Sector Coupling). Das Modell bildet die nationale Energieversorgung vom Primärenergieaufkommen, über den Umwandlungssektor bis hin zu den Endverbrauchssektoren ab. Die Sektoren werden in Form von Techniken bzw. Prozessketten abgebildet und über Energieflüsse verknüpft. Die Techniken werden energie-, emissions- und kostenseitig charakterisiert. Das Modell ist als geschlossenes Optimierungsmodell konzipiert. Zielfunktion ist die Minimierung der Systemkosten. Da das Modell nur einen Teil der Volkswirtschaft abbildet, handelt es sich um ein partielles Gleichgewichtsmodell.

Unter Vorgabe eines CO₂-Minderungspfades lässt sich somit mit dem FINE-NESTOR Modell die kostenoptimale Transformationsstrategie berechnen. Um die fluktuierende Einspeisung von Erneuerbaren Energie und deren Auswirkungen problemgerecht abbilden zu können, verfügt das Modell über eine zeitliche Auflösung im Stundenbereich. Insbesondere vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung der Sektorkopplung besteht ein besonderer Vorteil des Modellansatzes darin, alle Wechselwirkungen des Energiesystems konsistent berücksichtigen zu können. Das Modell verfügt darüber hinaus über einen methodischen Ansatz, der es ermöglicht, Kostenunsicherheiten adäquat zu behandeln (siehe Lopion et al. [21]). Treiber des Modells sind sogenannte energieverbrauchsbestimmende Nachfragen (z.B. Bevölkerungsentwicklung, Bruttowertschöpfung, Güternachfragen, Verkehrsnachfragen etc.), die exogen vorgegeben werden und nicht Bestandteil der Optimierung sind. Das Modell basiert auf einem myopischen Ansatz, also auf einem Ansatz, der die jeweiligen Kosten sukzessive für die jeweiligen Zeitintervalle minimiert. Zur Ermittlung der Transformationsstrategie kommt in einem ersten Schritt ein *backcasting*-Verfahren zum Einsatz. Es basiert auf dem Konzept, zunächst das Energiesystem des Zieljahres möglichst frei zu optimieren und ausgehend von dem Ergebnis, obere und untere Grenzwerte für die Systeme der Zwischenzeitintervalle zu definieren. Anschließend wird in einem zweiten Schritt die Kostenoptimierung der vorangegangenen Intervalle, analog zu einem *forecasting*-Ansatz, innerhalb der gesetzten Grenzwerte durchgeführt. Die prinzipielle Vorgehensweise ist in Abbildung 4.2 dargestellt. Das FINE-NESTOR Modell wurde im Rahmen einer Dissertation entwickelt. Eine Vielzahl der im Nachfolgenden vorgestellten Ergebnisse sind ebenfalls Bestandteil dieser Dissertation. Eine detaillierte Modellbeschreibung



Das Modell EURO-Power bildet u.a. die europäischen Stromübertragungsnetze knotenscharf (ca. 3790 Knoten, berücksichtigte Netzlänge ca. 274.380 km) ab und erlaubt die stundenscharfe Berechnung von Lastflüssen (DC). Ebenfalls abgebildet ist der europäische Kraftwerkspark blockscharf mit seinen verschiedenen Erzeugungsmöglichkeiten (konventioneller Kraftwerkspark, Erneuerbare etc.). Durch ein mehrstufiges iteratives Verfahren ist es möglich, Redispatch-Maßnahmen zu berücksichtigen und z.B. mögliche Abregelungen von volatilen Stromerzeugungsanlagen oder auch den Einfluss von Nachfrageflexibilitäten abzuschätzen. Die prinzipielle Funktionsweise des Modells ist in Abbildung 4.3 dargestellt. Für den zukünftigen deutschen Netzausbau werden die Netzausbauplanungen berücksichtigt, die in den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber enthalten sind. Für die europäischen Netzplanungen werden die Netzplanungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E angenommen, die in den Zehnjahresplänen Plänen (TYNDP) vorgeschlagen werden. Das EURO-Power Modell wird im Rahmen der Studie u.a. dazu eingesetzt, um die Stromim- und exporte von und nach Deutschland zu bestimmen. Hierbei wird davon ausgegangen, dass in Europa eine einheitliche und zielgerichtete Klimapolitik verfolgt wird. Als europäischer Rahmen werden das Szenario Vision 4 – European Green Revolution des TYNP 2016 sowie das E-Highway-Szenario „Large scale RES“ zugrunde gelegt. Die mit dem EURO-Power Modell berechneten Stromim- und exporte sind Eingangsparameter für das NESTOR-Modell. Beide Modelle werden mit Hilfe eines iterativen Vorgehens gekoppelt. Eine detaillierte Beschreibung des EURO-Power Modells findet sich in [14] und [23].

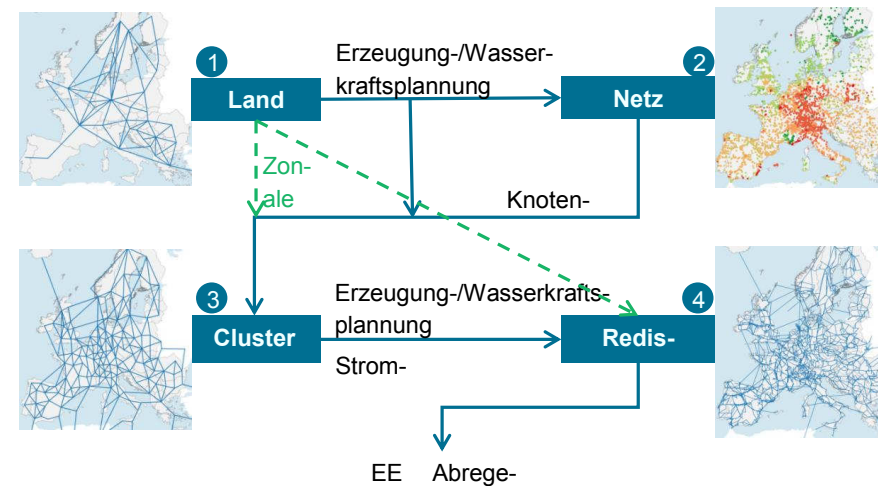


Abbildung 4.3: Softlink-Diagramm zwischen den vier Ebenen des mehrstufigen Modellierungsansatzes EURO-Power

Analyse des Potenzials für Erneuerbare Energien

Die Ableitung des erneuerbaren Energiepotenzials basiert auf einem zweistufigen Verfahren. Mit Hilfe des Open-Source Modells GLAES (Geospatial Land Eligibility for Energy Systems) ist es möglich, geeignete Flächen für den Aus- und Aufbau von Erneuerbaren Energien zu ermitteln ([github-Link](#)). Dafür werden mit Hilfe georeferenzierter Datensätze die für die Stromerzeugung von Windkraft und Freiflächen-PV geeigneten Standorte über Ausschlusskriterien bestimmt. Ausschlusskriterien sind z.B. Straßen, Naturschutzgebiete, urbane Gebiete etc. Aufbauend auf dieser Flächeneignungsanalyse wird die optimale Positionierung von Windparks oder PV-Freiflächen unter Berücksichtigung notwendiger Abstände für eine identifizierte Fläche ermittelt. Die prinzipielle Vorgehensweise ist in Abbildung 4.4 skizziert. In der zweiten Stufe der Potenzialanalyse werden mit Hilfe des RESKit-Modells (Renewable Energy Simulation Toolkit) räumlich und zeitlich aufgelöste Stromerzeugungsprofile für Windkraft- und PV-Anlagen unter Verwendung unterschiedlicher Wetterdatensätze (z.B. MERRA 2, COSMO-REA6) abgeschätzt. Hierauf aufbauend lassen sich standort- und anlagenscharfe Volllaststunden ableiten. Die Simulation der Windkraftanlagen basiert auf Parameter wie nominale Kapazität, Nabenhöhe und Rotor-durchmesser sowie einer Leistungskurve. Das Modell ist in der Lage, für einen einzelnen geeigneten Standort, ein optimales Windkraftanlagendesign unter Berücksichtigung der für diesen Standort typischen meteorologischen Bedingungen zu berechnen. Das mit dem oben geschilderten Verfahren ermittelte technische Potenzial ist damit als das maximal mögliche Erzeugungspotenzial unter den gesetzten Randbedingungen (z.B. Ausschlusskriterien) zu interpretieren. Für die vorliegende Untersuchung wurde der Ansatz zum einen für die Ableitung von Wind- und PV-Erzeugung für global geeignete Regionen eingesetzt. So wurden für 10 Regionen Windpotenziale und für 15 Regionen PV-Potenziale ermittelt, die Eingangsparameter für die Ermittlung von möglichen globalen Wasserstofferzeugungsmen-

gen bilden. Diese bilden wiederum die Grundlage für die nachgelagerte Ableitung von Angebots-/Kostenfunktionen für mögliche Wasserstoff-, SNG- oder PtL-Importe. Zum anderen werden die oben skizzierten Modelle für die Ermittlung des technischen nationalen Potenzials (Onshore Wind, Offshore Wind, PV) eingesetzt. Sowohl die technischen standortscharfen Potenziale als auch die zeitlich hochaufgelösten Erzeugungsprofile sind Eingangsparameter für das Einknoten-NESTOR-Modell. Aus den NESTOR-Optimierungsrechnungen resultiert die notwendige installierte Leistung von Erneuerbaren Energien, die für die verschiedenen Versorgungsaufgaben notwendig sind. Die berechneten Kapazitäten werden wiederum zurückgespielt und die optimalsten Standorte anlagenscharf identifiziert. Eine detaillierte Beschreibung des GLAES-Modells sowie des RESKit-Modells findet sich in [24] und [25].

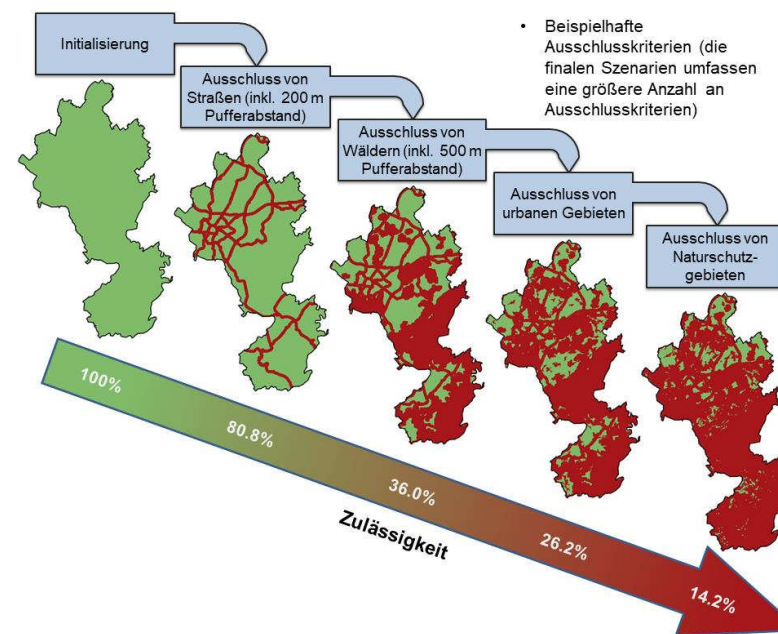


Abbildung 4.4: Beispiel eines Simulationsprozesses mit dem GLAES-Modell [25]

Globales Handelsmodell für Erneuerbare Energien

Unter den Randbedingungen einer globalen Anstrengung zur Klimagasreduktion wird der derzeitige Energiehandel um erneuerbare Energieträger wie Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe oder synthetisches Methan erweitert werden. Mit Hilfe eines Simulationsmodells werden weltweite Energieversorgungsstrukturen und mögliche Potenziale abgeschätzt. Aufbauend auf der im Rahmen der Studie vorgenommenen Potenzialanalyse für Erneuerbare Energien (Wind, PV) werden global 10 windreiche sowie 15 sonnenreiche Regionen detailliert betrachtet und im Hinblick auf eine mögliche Wasserstoff-, PtL- sowie SNG-Bereitstellung analysiert. Dazu wird die gesamte Prozesskette von der Stromerzeugung, Umwandlung und Transport sowohl energieverbrauchs- als auch kostenseitig in den Blick

genommen. Wesentliches Ergebnis sind kostenabhängige Angebotsfunktionen (H₂, PtL, SNG) für die Bereitstellung am ausgewählten Küstenstandort der jeweiligen Region. Der Überseetransport zu den global verteilten Verbrauchern erfolgt im Fall von Wasserstoff mit Flüssiggastankern. In Abhängigkeit der jeweiligen Transportentfernungen werden so Grenzübergangspreise in Form von Angebotsfunktionen für die verschiedenen Nachfrage-regionen ermittelt. Mit Hilfe eines Top-Down Ansatzes wird ein weltweiter Wasserstoffbedarf differenziert nach Ländern oder Regionen abgeschätzt. Auf der Basis der ermittelten regionalen bzw. länderspezifischen Nachfragen und den ermittelten Angebotsfunktionen wird mit Hilfe eines Optimierungsansatzes die kostenoptimale Verteilung des zur Verfügung stehenden Wasserstoffaufkommens ermittelt. Die Importpfade nach Deutschland und die damit korrelierenden Kosten für H₂, PtL und SNG sind somit ein Ergebnis einer globalen Importanalyse. Die so ermittelten Potenziale und Kostenfunktionen sind wiederum Eingangsgrößen in das NESTOR-Modell. Neben der inländischen Erzeugung stellt der Import eine Möglichkeit unter anderen Optionen dar. Ob und in welchem Ausmaß der Import von Erneuerbaren Energien eine attraktive Möglichkeit darstellt, ist Ergebnis der FINE-NESTOR-Optimierungsrechnungen. Die prinzipielle Funktionsweise des Modells ist in Abbildung 4.5 dargestellt. Eine detaillierte Beschreibung des Handelsmodells findet sich in [12] und [13].

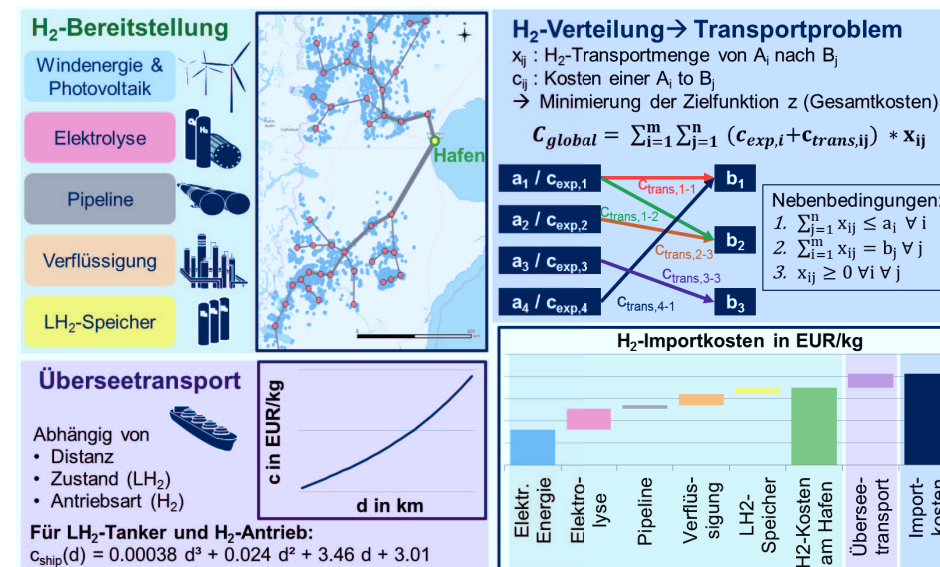


Abbildung 4.5: Übergreifende Modellübersicht der weltweiten Wasserstoffinfrastruktur am Beispiel Patagonien

Nationales H₂-Infrastrukturmodell H2MIND

Eine zunehmende Wasserstoffversorgung erfordert den Aufbau einer geeigneten inländischen Transport- und Verteilungsstruktur. In der Markteinführungsphase lässt sich diese mit Hilfe von Lkw-Transporten bzw. der Nutzung bestehender Transport- und Verteilsysteme bewerkstelligen (Abbildung 4.6). Eine sehr hohe Wasserstoffnachfrage erfordert jedoch eine ausgeprägte leitungsgebundene Pipelineinfrastruktur. Bereits seit 2012 werden diese möglichen Infrastrukturen und Sektorkopplungsoptionen in verschiedensten Arbeiten am IEK-3 detailliert untersucht (Quellen: [26]; [27]; [28]; [29]; [30]; [31]; [32]; [33])

Die in dieser Studie vom NESTOR Modell berechneten szenarioabhängigen Wasserstoffverbräuche, inländische Wasserstofferzeugung sowie die Wasserstoffimporte sind Eingangsparameter für ein Simulationsmodell, mit dem das kostenoptimale Design einer leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland ermittelt werden kann. Die aus dem NESTOR Modell erhaltenen Verbräuche, Erzeugungskapazitäten, Importe und Speicherkapazitäten werden hierfür regionalisiert. Auf dieser Grundlage wird unter Berücksichtigung minimaler Kosten eine leitungsgebundene Wasserstoffinfrastruktur ermittelt. Der Verlauf der Pipelines orientiert sich dabei an dem bestehenden Erdgasnetz sowie an anderen bereits vorhandenen Infrastrukturen (z.B. Straßen etc.). Für die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen wurden lediglich ein Pipelineneubau angenommen. Die Umwidmung von bestehenden Erdgaspipelines ist nicht Bestandteil der Untersuchungen, wenngleich den Autoren bewusst ist, dass hierin noch ein Kostensenkungspotential der Wasserstoffinfrastruktur liegt. Eine detaillierte Beschreibung des H2MIND Modells findet sich in [34].

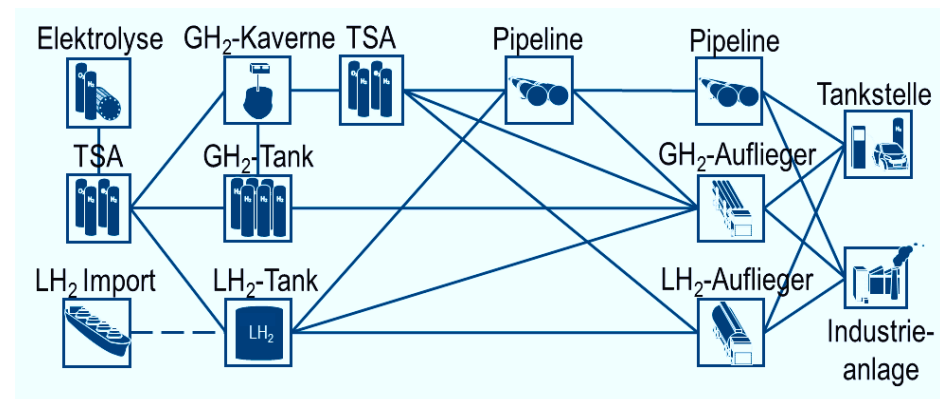


Abbildung 4.6: Übersicht über die zur Verfügung stehenden Wasserstoff Versorgungspfade

5 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Szenarienergebnisse detailliert vorgestellt und diskutiert. Zuerst erfolgt eine Ergebnisanalyse aus einer Gesamtsystemperspektive. In diesem Rahmen wird auf CO₂-Emissionen, Primär- und Endenergieverbrauch sowie auf die kostenseitigen Auswirkungen eingegangen. Danach schließt sich eine detaillierte Ergebnisanalyse an, in der u.a. auf einzelne Sektoren, Infrastrukturen sowie den Import von Erneuerbare Energien eingegangen wird.

5.1.1 CO₂-Emissionen

Die beiden Szenarien sind als normative² Zukunftsprojektionen zu verstehen. Hierbei wurden ausgehend von den definierten Klimazielen der Bundesregierung die maximal zulässigen CO₂-Emissionsmengen für die jeweiligen Jahre 2030 bis 2050 abgeleitet (vgl. Kpt. 3) und exogen vorgegeben. Eine Vorgabe des Reduktionsziels für das Jahr 2020 erfolgte nicht, da absehbar ist, dass dieses Ziel nicht mehr eingehalten werden kann. Die von der Bundesregierung für das Jahr 2030 gesetzten sektorspezifischen Reduktionsziele wurden bewusst nicht übernommen, um einen möglichst großen Optimierungsspielraum zu gewährleisten.

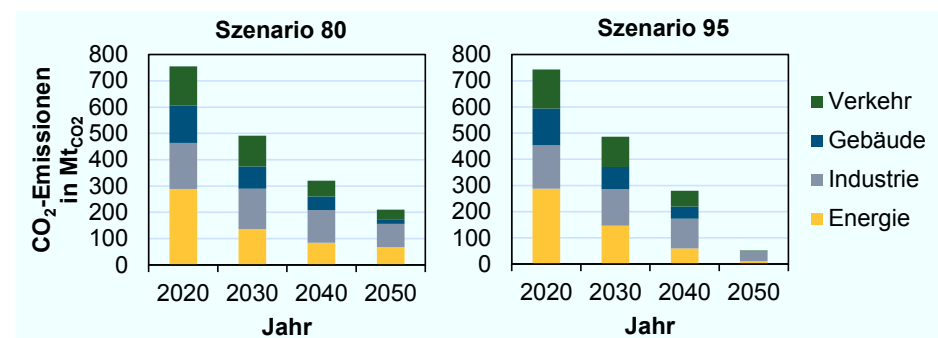


Abbildung 5.1: Vergleich der Entwicklung der sektoralen CO₂-Emissionen in Szenario 80 und Szenario 95

Abbildung 5.1 zeigt die Entwicklung des CO₂-Ausstoßes in beiden Szenarien differenziert nach Sektoren. Es ist zu erkennen, dass in *Szenario 80* die Emissionen bis zum Jahr 2050 gegenüber 2020 im Industriesektor auf 89 MtCO₂/a (-49 %), im Energiesektor auf 68 MtCO₂/a (-76 %), im Verkehrssektor auf 36 MtCO₂/a (-76 %) und im Gebäudesektor auf 18 MtCO₂/a (-87 %) zurückgehen. Folglich ist die Industrie der Sektor, der im Jahr 2050 die höchsten Emissionen aufweist. Ein ähnlicher Trend – allerdings auf deutlich niedrigerem Emissionsniveau – zeigt sich auch im *Szenario 95*. Die verbleibenden Gesamtemissionen sind zu 72 % (ca. 37 MtCO₂/a) auf den Industriesektor zurückzuführen. Etwa 85 % dieser Emissionen sind prozessbedingt (z.B. Zementindustrie etc.) und ca. 15 % werden durch Energieumwandlung verursacht. Die Sektoren Gebäude, Verkehr und der Energiesektor, die heute

² Dies bedeutet, dass die Reduktionsziele exogen gesetzt werden. Die für die jeweiligen Zeitpunkte (2030, 2040, 2050) erlaubten Gesamtemissionsmengen sind somit nicht Ergebnis der Optimierung.

noch den Hauptanteil der CO₂-Emissionen verursachen, sind im *Szenario 95* nahezu klimagasneutral und fast frei von Treibhausgasemissionen. So sinken die Emissionen des Energiesektors auf ca. 11 Mt_{CO2}/a, im Verkehrssektor auf ca. 3 Mt_{CO2}/a und im Gebäudesektor auf ca. 11 Mt_{CO2}/a.

5.1.2 Primär- und Endenergiebedarf

Die im Zeitverlauf zunehmenden CO₂-Restriktionen führen in beiden Szenarien zu einer deutlichen Abnahme des Primärenergieverbrauchs. Gegenüber 2020 sinkt der Primärenergieverbrauch im *Szenario 80* um ca. 40 % bzw. um ca. 44 % (*Szenario 95*) auf Werte von 1.894 TWh (*Szenario 80*) bzw. 1.763 TWh. Die deutlichen Verbrauchsrückgänge³ deuten darauf hin, dass in beiden Szenarien die Steigerung von Energieeffizienz eine wichtige Rolle spielt, worauf in den nachfolgenden Kapiteln noch näher eingegangen wird. Im *Szenario 80* beträgt der Anteil fossiler Energieträger im Jahr 2050 noch etwa 42 %, wobei dieser im Wesentlichen durch fossiles Erdgas dominiert wird. So beträgt der Erdgasverbrauch ca. 654 TWh und liegt gegenüber heute (2018) um ca. 23 % niedriger. Demgegenüber spielt der Einsatz von Kohle fast keine Rolle mehr. Der Anteil von fossilem Mineralöl ist mit einem Anteil von etwa 3 % am gesamten Primärenergieverbrauch nur noch unbedeutend. Der Anteil Erneuerbarer Energien setzt sich zu 408 TWh aus Bioenergie, 364 TWh aus Onshore-Strom, 102 TWh aus Offshore-Strom und 125 TWh aus PV-Strom zusammen. Außerdem werden 76 TWh an elektrischer Energie und 14 TWh PtL-Kraftstoffe importiert.

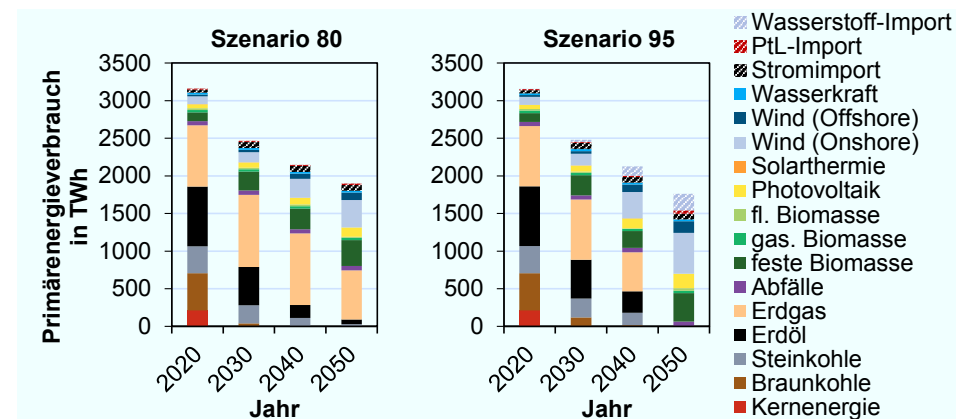


Abbildung 5.2: Vergleich der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

³ Vergleicht man den heutigen Energieverbrauch bzw. Werte vergangener Jahre, ist darauf hinzuweisen, dass der Verbrauchsrückgang nicht ausschließlich auf die Steigerung von Energieeffizienz zurückzuführen ist. Vielmehr sind auch statistische Effekte hierfür verantwortlich. Entsprechend der Bilanzierungsmethodik der Arbeitsgemeinschaft der Energiebilanzen wird Strom aus Erneuerbaren Energien primärenergieseitig mit einem Wirkungsgrad von 100% und Strom aus Kernkraftwerken mit einem Wirkungsgrad von 33% bewertet. D.h. eine Substitution von Kernenergiestrom durch Wind und PV führt somit aus bilanztechnischen Gründen zu einem niedrigeren Energieverbrauch.

Während im *Szenario 80* der Einsatz von fossilen Energieträgern eine signifikante Rolle spielt, basiert der Primärenergieverbrauch im *Szenario 95* im Jahr 2050 fast vollständig auf dem Einsatz Erneuerbarer Energien. Zur Veranschaulichung der Unterschiede zwischen *Szenario 80* und *Szenario 95* ist in Abbildung 5.3 die Änderung des Primärenergieverbrauchs aus *Szenario 95* gegenüber *Szenario 80* aufgetragen. In Summe liegt der Einsatz fossiler Energieträger mit Ausnahme der nicht-erneuerbaren Abfälle in *Szenario 95* bei nur noch ca. 5 TWh. Demnach muss deren Einsatz bis zum Jahr 2050 fast vollständig durch erneuerbare Energieträger kompensiert werden. So nimmt der Einsatz von Bioenergie im Jahr 2050 von 20,4 % (*Szenario 80*) am gesamten Primärenergieverbrauch auf 25 % im *Szenario 95* zu. Des Weiteren sind ein Zuwachs bei den PtL-Kraftstoffimporten auf insgesamt 48 TWh sowie der Import von Wasserstoff in Höhe von 219 TWh in 2050 zu verzeichnen. Die derzeitige Energieimportquote liegt derzeit im Saldo bei ca. 70 % (2018). Im *Szenario 80* sinkt die Importquote auf einen Wert von 44 % und im *Szenario 95* auf etwa 20 %. Da auch der Primärenergieverbrauch in beiden Szenarien deutlich abnimmt, liegen die absoluten Importmengen demzufolge deutlich niedriger.

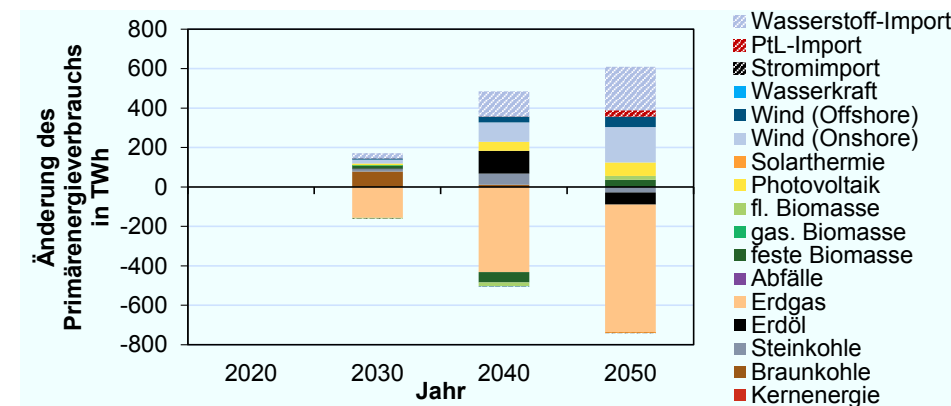


Abbildung 5.3: Änderung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträger in *Szenario 95* gegenüber *Szenario 80*

Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs spiegelt sich auch in den Endenergieverbräuchen beider Szenarien wider (siehe Abbildung 5.4). Gegenüber heute (2018) nimmt der Endenergieverbrauch im *Szenario 80* um 32 % ab und erreicht im Jahr 2050 einen Wert von 1.689 TWh. Die vergleichbare Reduktionsrate liegt im *Szenario 95* mit 35 % (auf 1.623 TWh) etwas höher. Die ähnlichen Reduktionsraten verdeutlichen, dass bereits im *Szenario 80* das Ergreifen von Energieeffizienzmaßnahmen eine auch aus Kostensicht attraktive Option darstellt. Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor sinkt bis zum Jahr 2050 um 41% auf einen Wert von 408 TWh (*Szenario 80*) bzw. 46 % (378 TWh) im *Szenario 95*. Trotz einer steigenden Wohnflächennachfrage belaufen sich die Einsparungen im Gebäudebereich auf 47 % im *Szenario 80* bzw. 51 % im *Szenario 95*. Im Industriesektor liegt die vergleichbare Reduktion bis 2050 in beiden Szenarien bei nur 8 % gegenüber 2020. Sie ist damit deutlich niedriger als in anderen Sektoren.

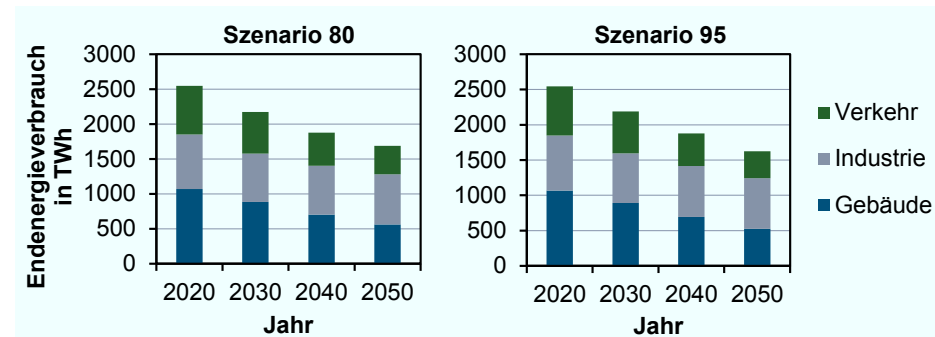


Abbildung 5.4: Vergleich der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektor in Szenario 80 und Szenario 95

Um die Effizienzsteigerungen einordnen zu können, ist die sektorale Endenergieeinsparung im Jahr 2050 in Abbildung 5.5 in Relation zum theoretischen Endenergieverbrauch bei unverändertem Technologiemiß dargestellt. Zur Ermittlung dieser theoretischen Verbrauchswerte wurden die aktuellen Technologieanteile und die zugehörigen technischen Eigenschaften (*frozen efficiency*) in den Sektoren fortgeschrieben und anhand steigender oder sinkender Nachfragen aus Kapitel 2 skaliert. Dieses Vorgehen verdeutlicht insbesondere auch den Einfluss der sektoralen Nachfragen, der sich insbesondere beim Industriesektor stark auswirkt. So wird im Industriesektor eine Steigerung der Bruttowertschöpfung um 1,2 % pro Jahr bis zum Jahr 2050 angenommen, was mit einer Erhöhung der Güterproduktion korreliert. D.h. durch das Umsetzen von Energieeffizienzmaßnahmen wird der durch die Gütermehrproduktion sonst zu erwartende Energieverbrauchsanstieg überkompensiert.

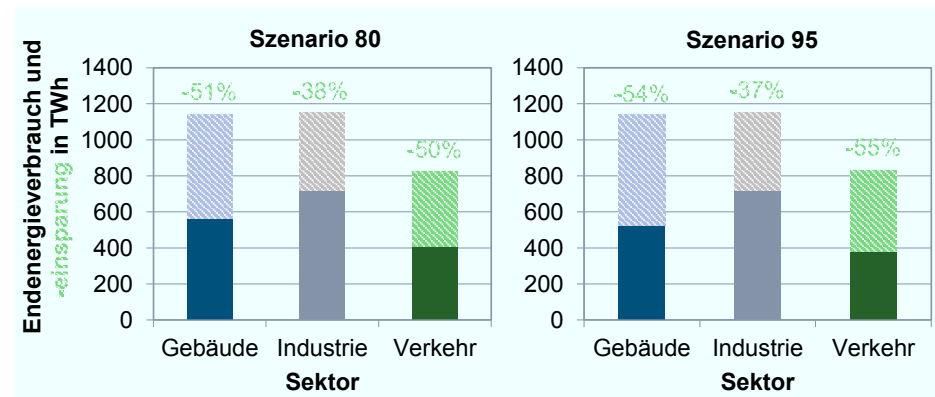


Abbildung 5.5: Vergleich des Endenergieverbrauchs und der Energieeinsparung nach Sektor im Jahr 2050 in Szenario 80 und Szenario 95

5.1.3 Systemkosten

Unter den Gesamtsystemkosten ist die Summe aller Kosten (Investitionen, fixe und variable Betriebskosten, Kosten für Importe etc.) zu verstehen, die für den Umbau des Energiesys-

tems notwendig sind. Da dem NESTOR Modell ein Optimierungskalkül zugrunde liegt, handelt es sich demzufolge um die minimalen Systemkosten unter den gesetzten Randbedingungen. Nicht berücksichtigt sind hierbei Effekte, die im Kontext der gesamten Volkswirtschaft ausgelöst werden. So werden beispielsweise Wertschöpfungseffekte, die durch die Umsetzung der Maßnahmen zu erwarten sind, nicht berücksichtigt. Hierfür bedarf es einer volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, die im Rahmen der vorliegenden Studie nicht durchgeführt wurde. Kosten, die durch einen vorzeitigen Ausstieg aus der Kohle- sowie Kernenergieverstromung verursacht werden (z.B. Entschädigungskosten, Strukturhilfen etc.) sind ebenfalls nicht Bestandteil der Systemkosten.

Die Umsetzung der CO₂-Reduktionsmaßnahmen bedeutet eine Einsparung fossiler Energieträger und führt damit zu einer Einsparung der Energiekosten. Diesen eingesparten Kosten sind die Investitionen für den Bau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen bzw. Infrastrukturen und für die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen gegenüber zu stellen. Diese Mehrkosten (Mehrinvestitionen sowie Betriebskosten ohne Energieträgerkosten) betragen im Jahr 2050 im Szenario 80 gegenüber heute ca. 102 Mrd. € bzw. ca. 192 Mrd. € (Szenario 95). Saldiert man die Mehrkosten mit den eingesparten Energiekosten, betragen die jährlichen zusätzlichen Kosten für das Szenario 80 ca. 49 Mrd. € im Jahr 2050. Für das Szenario 95 liegen die vergleichbaren saldierten Mehrkosten bei ca. 128 Mrd. €/a (Tabelle 5.1). Der Kostenvergleich verdeutlicht, dass für ein Reduktionsziel von 95% der Kostenaufwand deutlich höher ist. Verglichen mit dem Szenario 80 sind die Herstellung und der Import erneuerbarer Energien, der inländische Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Dekarbonisierung der Heizwärmeerzeugung die größten Kostenblöcke.

Tabelle 5.1: Kostenübersicht der beiden Szenarien

Jahr 2050		Szenario 80	Szenario 95
Mehrinvestitionen ggü. heute	Mrd. €/a	102	192
Eingesparte Energiekosten ggü. heute	Mrd. €/a	53	64
Saldierte Kosten	Mrd. €/a	49	128
Anteil der saldierten Kosten am BIP 2050	%	1,1	2,8
Durchschnittliche Vermeidungskosten	€/tCO ₂	83	170
Grenzvermeidungskosten	€/tCO ₂	306	744
Kumulierte Mehrkosten (von heute bis 2050)	Mrd. €	655	1850

Im Szenario 80 entfallen etwa 53 % der Mehrkosten im Jahr 2050 gegenüber heute auf den Verkehrssektor, während der Anteil für den Energiesektor gut 28 % beträgt. Demgegenüber sind die Mehrkosten für den Bau von Energieinfrastrukturen mit einem Anteil von ca. 9,6 % deutlich geringer. Eine andere Verteilung zeigt sich im Szenario 95: Etwa 28 % der Mehrkosten sind hier dem Verkehrssektor zuzuordnen. Absolut gesehen liegen sie aber deutlich über dem Wert des Szenario 80. Etwa 27 % der Mehrkosten sind für den Ausbau erneuerbarer Energien im Umwandlungssektor notwendig, und etwa 21 % müssen für die Herstellung bzw. den Import erneuerbarer Kraftstoffe aufgewendet werden. Die Mehrkosten im

Gebäudebereich machen etwa 9 % aus und sind im Wesentlichen auf die Substitution konventioneller Heizungssysteme durch Wärmepumpen sowie auf Maßnahmen für die energetische Sanierung zurückzuführen. Die Mehrausgaben für den Aufbau der notwendigen Energieinfrastruktur inkl. Speicher im Szenario 95 belaufen sich auf einen Anteil von 12,6%. Absolut gesehen, ist dies mehr als eine Verdopplung gegenüber den vergleichbaren Mehrinvestitionen des Szenario 80 (siehe Abbildung 5.6 und Abbildung 5.7).

Der deutliche Unterschied beider Treibhausgasminderungspfade lässt sich auch an den spezifischen Vermeidungskosten für das Jahr 2050 ablesen. Zu unterscheiden ist zwischen den durchschnittlichen CO₂-Vermeidungskosten und den Grenzvermeidungskosten. Die durchschnittlichen Vermeidungskosten beschreiben den gesamten Kostenaufwand bezogen auf die reduzierte Emissionsmenge für das gesamte Energiesystem. Hingegen beschreiben die Grenzvermeidungskosten die Kosten der letzten reduzierten Tonne CO₂, die erforderlich ist, um die Ziele von 80 % bzw. 95 % im Jahr 2050 zu erreichen. Die durchschnittlichen Vermeidungskosten liegen für das Szenario 80 bei etwa 83 €/tCO₂, während sie im Szenario 95 mit ca. 170 €/tCO₂ mehr als doppelt so hoch sind. Erwartungsgemäß liegen die CO₂-Grenzkosten mit ca. 306 €/tCO₂ (Szenario 80) bzw. 744 €/tCO₂ deutlich höher.

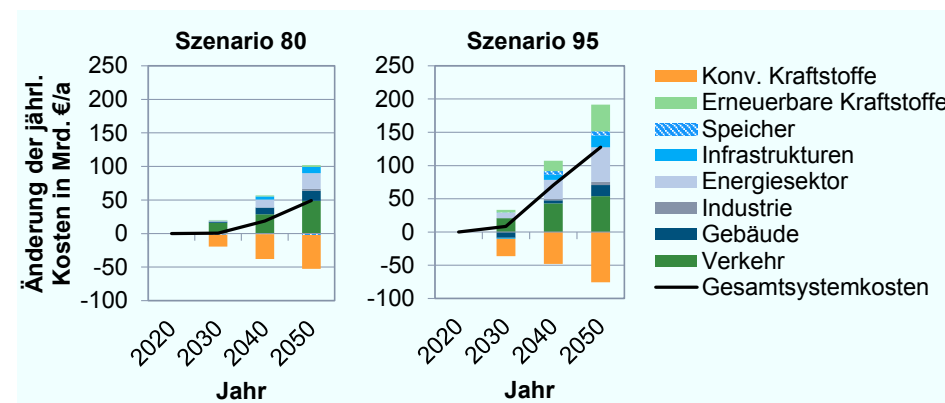


Abbildung 5.6: Vergleich der Entwicklung der Änderung der jährlichen Gesamtsystemkosten gegenüber 2020 sowie deren Zusammensetzung in Szenario 80 und Szenario 95

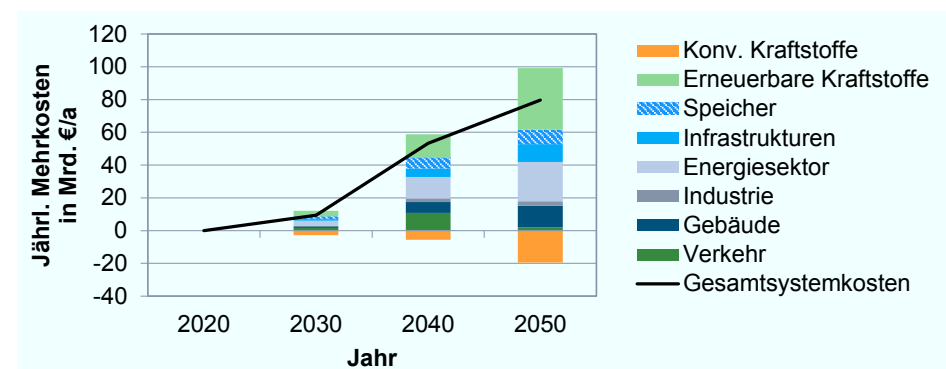


Abbildung 5.7: Änderung der jährlichen Gesamtsystemkosten gegenüber 2020 sowie deren Zusammensetzung in Szenario 95 gegenüber Szenario 80

Bezieht man die saldierten Umbaukosten (Szenario 80: 49 Mrd. €, Szenario 95: 128 Mrd. €) auf das für 2050 angenommene Bruttoinlandsprodukt, errechnen sich Anteile von 1,1 % (Szenario 80) bzw. 2,8 % (Szenario 95). Die Höhe der erforderlichen Mehrkosten relativiert sich, wenn sie vergleichend mit heutigen energiebedingten Kostenkategorien gespiegelt werden: So betrugen die Kosten für Energieimporte nach Deutschland im Jahr 2018 im Saldo ca. 63 Mrd. €. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt lag der Anteil der Energieimportkosten bei knapp 1,9%. Wie im Nachfolgenden noch gezeigt wird, spielt der Import von erneuerbaren Energien (PtL, H2) im Szenario 95 eine wichtige Rolle. Etwa 20% des Primärenergiebedarfs wird in diesem Szenario über den Import erneuerbarer Energien gedeckt. Die Kosten dieser Importe belaufen sich im Jahr 2050 auf ca. 40 Mrd. €. Bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt beträgt der Anteil der Erneuerbaren Energieimporte knapp 0,9%.

Die Höhe der ausgewiesenen zusätzlichen Kosten korreliert stark mit den getroffenen Annahmen. So hängt die Höhe der eingesparten Energiekosten stark von den Energiepreissprojektionen ab. In der vorliegenden Studie wird von moderat steigenden und teilweise von einer Reduktion fossiler Energieimportpreise ausgegangen. Ein stärkerer Anstieg der Energiepreise würde demzufolge zu höheren Einsparkosten und damit auch zu niedrigeren Gesamtmehrkosten führen.

Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass die für das Jahr 2050 ausgewiesenen Mehrkosten den Scheitelpunkt bzw. das Maximum markieren. Die Mehrkosten beinhalten aufgrund teilweise langer Abschreibungsdauern auch Maßnahmen, die weit vor dem Jahr 2050 implementiert wurden. Da diese Techniken zeitnah nach dem Jahr 2050 durch effizientere und kostengünstigere Alternativen ersetzt werden, ist davon auszugehen, dass die jährlichen Mehrkosten nach dem Jahr 2050 deutlich abnehmen werden.

Im Rahmen der Analyse werden Transformationsstrategien für einen Zeitraum von heute bis 2050 analysiert. Insofern sind die über diesen Zeitraum kumulierten Systemmehrkosten ebenfalls von Relevanz, da sie die Gesamtkosten über den gesamten Zeitraum beinhalten. Für das Szenario 80 errechnen sich kumulierte Kosten (abdiskontiert) in Höhe von 655 Mrd. €. Im Szenario 95 liegen sie mit ca. 1850 Mrd. € um mehr als einen Faktor 3 höher. Zur

Einordnung mag folgender Vergleich dienen: Alleine die Kosten für Importe fossiler Energieträger belief sich in den letzten 15 Jahren (2003-2018) auf ca. 1000 Mrd. €. Der Vergleich verdeutlicht, dass die für die Transformation berechneten Mehrkosten vergleichbar sind mit den Kategorien heutiger Energiekosten.

5.2 Energiesektor

Im Nachfolgenden wird auf die Stromnachfrage sowie auf die erforderlichen Kapazitäten eingegangen, die für die Deckung notwendig sind. Danach wird auf den Bereich Energiespeicherung und die Rolle von PtX-Technologien eingegangen. Dies umfasst auch die Auslegung einer Wasserstoffinfrastruktur für Deutschland sowie eine Erläuterung der Wasserstoffimporte. Zum Abschluss wird eine Übersicht des Wärmemarkts Deutschland gegeben, der in den nachfolgenden sektorspezifischen Kapiteln noch weiter detailliert wird.

5.2.1 Stromnachfrage

Die Substitution fossiler Energieträger bewirkt im Zeitverlauf eine zunehmende Elektrifizierung des deutschen Energieversorgungssystems und führt somit zu steigenden Stromverbräuchen in beiden Szenarien (Abbildung 5.8). So liegt der Stromverbrauch im Jahr 2050 bei etwa 725 TWh und ist somit in etwa um ein Drittel höher als der heutige Verbrauchswert. Im Szenario 95 erreicht er im Jahr 2050 einen Wert von 1008 TWh, was einer Steigerung gegenüber heute um über 80% entspricht. Haupttreiber für diese Entwicklung sind vor allem der massive Einsatz von Wärmepumpen zur Raumwärmeerzeugung und der zunehmende Stromverbrauch in der Industrie. Trotz erheblicher Effizienzpotenziale bei Stromanwendungstechniken steigt der Stromverbrauch der Haushalte im Jahr 2050 gegenüber heute um ca. 21 % (*Szenario 80*) bzw. 54 % (*Szenario 95*). Die vergleichbaren Steigerungsraten für die Industrie liegen bei 21 % (*Szenario 80*) bzw. 32 % (*Szenario 95*). Der Stromverbrauch des Verkehrssektors nimmt aufgrund zunehmender Elektrifizierung auf einen Wert von 40 TWh (*Szenario 80*) bzw. 49 TWh (*Szenario 95*) zu. Eine weitere wichtige Ursache ist der zunehmende Stromeinsatz für die Elektrolyse, dessen Anteil am gesamten Stromverbrauch im *Szenario 95* im Jahr 2050 ca. 26 % (261 TWh) beträgt und im *Szenario 80* bei etwa 11,5 % (84 TWh) liegt.

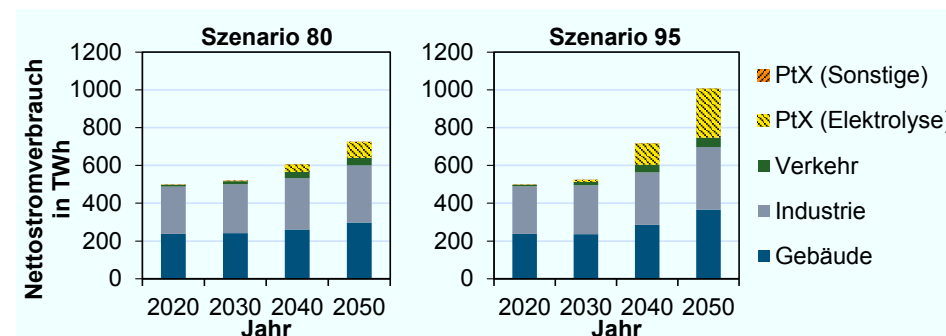


Abbildung 5.8: Vergleich der Entwicklung des Nettostromverbrauchs nach Sektor bzw. Bereich in Szenario 80 und Szenario 95

5.2.2 Strombereitstellung und installierte Erzeugungskapazitäten

Es wird davon ausgegangen, dass auch in anderen europäischen Ländern eine ähnliche stringente Klimapolitik verfolgt wird, wie in Deutschland. Die durchgeführten modellgestützten Strommarktanalysen mit dem Modell EUROPOWER zeigen, dass unter diesen Bedingungen Deutschland sich zu einem Stromnettoimporteur wandelt. Gemessen an den Stromverbräuchen nimmt die Bedeutung von ausgetauschten Strommengen zukünftig ab.

Die installierte Stromerzeugungskapazität, die erforderlich ist, um die Stromnachfrage zu decken, ist für beide Szenarien in Abbildung 5.9 dargestellt. Exogen vorgegeben wurde der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergieversorgung bis zum Jahr 2022 sowie der von der Kohlekommission bis zum Jahr 2038 vorgeschlagene Ausstiegspfad für die Kohleverstromung. Während der Zeitraum bis zum Jahr 2035 durch den Abbau von Überkapazitäten sowie den Kohleausstieg gekennzeichnet ist, ist für den Zeitraum danach ein erheblicher Kapazitätszubau festzustellen, der im Wesentlichen durch den Zubau Erneuerbarer Kapazität dominiert wird. Im *Szenario 80* beträgt die gesamte installierte Leistung ca. 342 GW während sie im *Szenario 95* mit 477 GW deutlich höher liegt. Die Anteile von Kapazität auf der Basis Erneuerbarer betragen im Jahr 2050 ca. 87 % (296 GW) im *Szenario 80* bzw. 99% (471 GW) im *Szenario 95*. Zum Vergleich: Im Jahr 2018 waren rund 118 GW erneuerbare Stromerzeugungskapazität installiert. D.h. die installierte erneuerbare Leistung liegt im Jahr 2050 liegt um einen Faktor 2,5 (Szenario 80) bzw. 4 (Szenario 95) höher als heute. Um die Werte für 2050 zu erreichen, müssten demzufolge jährlich rund 5,8 GW (Szenario 80) bzw. ca. 11,5 GW (Szenario 95) installiert werden. Ob ein solcher Zubau machbar ist, lässt sich anhand der Zubauraten ablesen, die in den vergangenen Jahren zu beobachten waren. So wurde in den Jahren von 1995 bis 2017 ein durchschnittlicher Zubau von 8 GW pro Jahr realisiert. Der Peak-Zubau lag in den Jahren 2011 und 2012 bei jeweils ca. 10 GW. Ein Erreichen des notwendigen Ausbaus bis zum Jahr 2050 setzt insbesondere im Szenario 95 voraus, dass diese Raten kontinuierlich über den gesamten Betrachtungszeitraum von heute bis zum Jahr 2050 erreicht werden müssen. Eine zeitweise Verzögerung bzw. niedrigere Ausbauraten würde in den Folgejahren zu noch höheren Zubauraten führen, was mitunter die technische Machbarkeit schon aus Gründen von Produktionsengpässen in Frage stellen könnte.

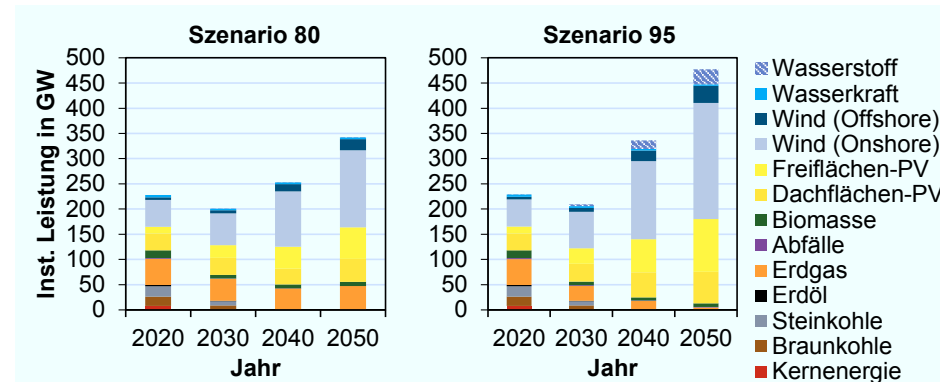


Abbildung 5.9: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

Aufgrund der geringeren CO₂-Restriktion spielt im *Szenario 80* die Stromerzeugung von Erdgaskraftwerken noch eine signifikante Rolle. Etwa 14% des Kraftwerksparks im Szenario 80 sind erdgasgefeuerte Kapazitäten. Die erdgasgefeuerte Kraftwerkskapazität beträgt in Summe ca. 47 GW und liegt somit deutlich über der heute installierten Kapazität (2018: ca. 30 GW). Aufgrund der sehr viel härteren CO₂-Restriktion spielt die Verstromung von Erdgas im *Szenario 95* praktisch keine Rolle mehr (Abbildung 5.10). Die Versorgungsaufgaben werden nun von wasserstoffbasierten Stromerzeugungsanlagen (Gasturbinen, GuD, SOFC) übernommen. Insbesondere spielt die Wasserstoffrückverstromung über SOFC Brennstoffzellen mit einer installierten Leistung von knapp 30 GW eine signifikante Rolle.

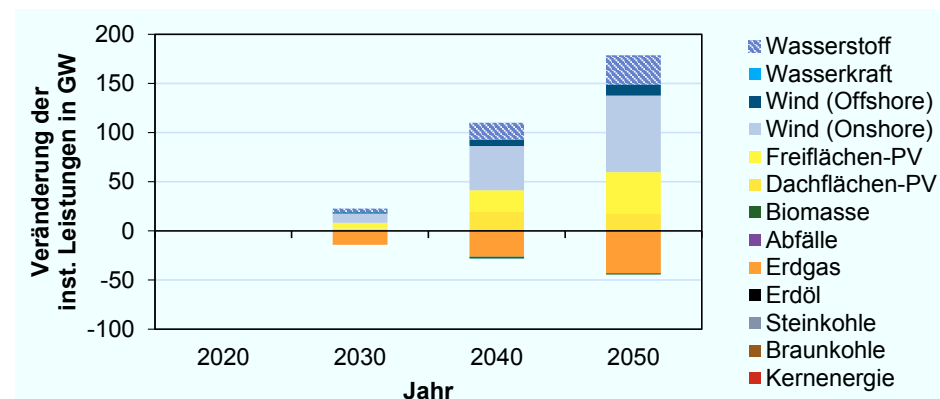


Abbildung 5.10: Änderung der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger in Szenario 95 gegenüber Szenario 80

Der Kapazitätsausbau auf Basis erneuerbarer Energien wird in beiden Szenarien wesentlich durch den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik getrieben. Sie bilden das Rückgrat

der zukünftigen Stromversorgung. Der kontinuierliche Ausbau von Windkraft beläuft sich im Jahr 2050 im *Szenario 80* auf insgesamt 175 GW (davon 22 GW Offshore). Der Anteil an der gesamten installierten Leistung beträgt ca. 51 %. Im *Szenario 95* beträgt die installierte Windkraftleistung 264 GW (davon 33 GW Offshore); der Anteil an der gesamten Leistung beträgt ca. 55 %. Gegenüber der heute installierten Windkraftleistung bedeutet dies eine Steigerung um einen Faktor 3 (*Szenario 80*) bzw. Faktor 4 (*Szenario 95*). Den Analysen liegt eine bundesweite Abstandsregel von 800 m zu ländlichen Siedlungen bzw. 1.000 m zu städtischen Bebauungen zugrunde. Die durchschnittlichen Volllaststunden liegen im Bundesdurchschnitt für Onshore Windkraft bei einem Wert von 2.384 (*Szenario 80*) bzw. 2.354 Stunden (*Szenario 95*)⁴. Je nach Standort schwanken sie in einer Bandbreite von 2.305 - 2.990 h. Gegenüber heutigen Volllaststunden liegen die für das Jahr 2050 berechneten Volllaststunden deutlich höher. Ursache hierfür ist, dass die optimalsten Standorte zugrunde gelegt werden und die Windkraftanlagen für diesen Standort maßgeschneidert konfiguriert werden und somit ertragreicher sind. Darüber hinaus wird von einer deutlichen verbesserten Anlagentechnik gegenüber heute ausgegangen. Je nach Standort und standortspezifischem Anlagendesign schwanken die spezifischen Gestehungskosten in einer Bandbreite von 3,4 bis 10,3 €/kWh. Der mengengewichtete Durchschnittswert liegt bei 6,8 €/kWh.

Vergleicht man die errechneten wirtschaftlichen Potenziale mit den zuvor technischen Potenzialen (Tabelle 5.2 und Tabelle A.1), so wird im Fall der Onshore Windkraft das technische Potenzial zu ca. 25 % (*Szenario 80*) bzw. ca. 37 % (*Szenario 95*) ausgeschöpft.

Gegenüber heute wird die Offshore Windkraftkapazität in beiden Szenarien deutlich ausgebaut (Abbildung 5.11). So liegen die installierten Kapazitäten bei 22 GW (*Szenario 80*) bzw. 33 GW (*Szenario 95*). Sie bleiben damit weit unter dem ausgewiesenen technischen Potenzial von ca. 82 GW. Der relativ geringe Ausbau der Offshore Kapazität lässt sich mit den im Vergleich zur Onshore Windkraft deutlich höheren Netzanschlusskosten begründen. Trotz deutlich höherer Volllaststunden (ca. 4.600 Stunden)⁵ gegenüber heutigen Anlagen ist der Ausbau der Offshore Kapazität inklusive Netzanschluss aus einer kostenoptimalen Systemsicht eine weniger attraktive Option. Wie bei der Onshore Windkraft lassen sich die deutlich höheren Volllaststunden auf eine verbesserte Anlagentechnik zurückführen. Die spezifischen Gestehungskosten für Offshore Windkrafterzeugung liegen in einer Bandbreite von 4,9 bis 9,8 €/kWh.

⁴ Zum Vergleich: Im aktuellen Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 vom Januar 2020, S. 60 wird eine Volllaststundenzahl von 2.400 zugrunde gelegt.

⁵ Im aktuellen Szenariorahmen (Entwurf der ÜBN zur Konsultation) zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 (S. 60) wird für das Jahr 2035 von 4000 Volllaststunden ausgegangen.

Tabelle 5.2: Installierte Windkraftkapazität

	Onshore Wind		Offshore Wind		Summe Wind
	Kapazität	VLS	Kapazität	VLS	Kapazität
Szenario 80	153 GW	2.384 h	22 GW	4.595 h	175 GW
Szenario 95	231 GW	2354 h	33 GW	4.595 h	264 GW

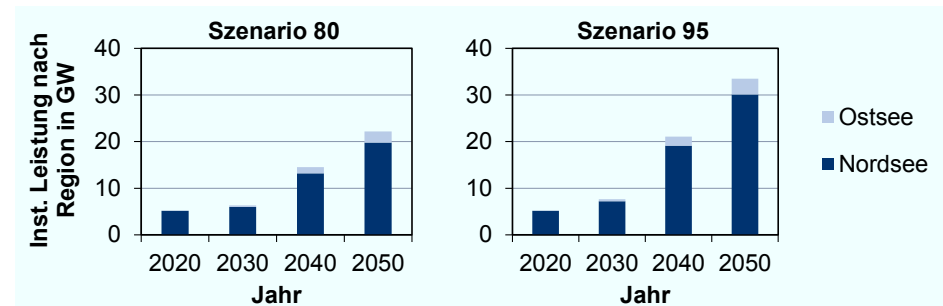


Abbildung 5.11: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Offshore-Windkraftanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95

Eine weitere Säule der zukünftigen Energieversorgung ist die Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen (Tabelle 5.3). So steigt die gesamte PV Kapazität von heute (47 GW) bis zum Jahr 2050 auf 109 GW (Szenario 80) bzw. 167 GW (Szenario 95). Wesentlicher Treiber ist der Ausbau der Freiflächen PV. Gegenüber heute (2018: 13 GW) liegt die installierte Leistung von Freiflächen PV um einen Faktor 4,8 (Szenario 80) bzw. einen Faktor 8 (Szenario 95) höher.

Tabelle 5.3: Installierte PV Kapazität

	PV Dach		PV Freifläche		Summe PV
	Kapazität	VLS	Kapazität	VLS	Kapazität
Szenario 80	46 GW	1.100 h	63 GW	1.194 h	109 GW
Szenario 95	63 GW	1.100 h	104 GW	1.187 h	167 GW

Bei der Dachflächen-PV findet der wesentliche Ausbau in den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg statt (Abbildung 5.12). Der Anteil dieser Regionen an der insgesamt installierten Leistung liegt bei 43 % (Szenario 80) bzw. 46 % (Szenario 95). Weitere Potenziale, aufgrund vieler geeigneter Dachflächen werden in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Hessen, Rheinland-Pfalz und Niedersachsen genutzt. Die spezifischen Gesteungskosten für das Szenario 95 liegen in einer Bandbreite von 8,2 (beste Anlage) bis 9,9 €/kWh (schlechteste Anlage).

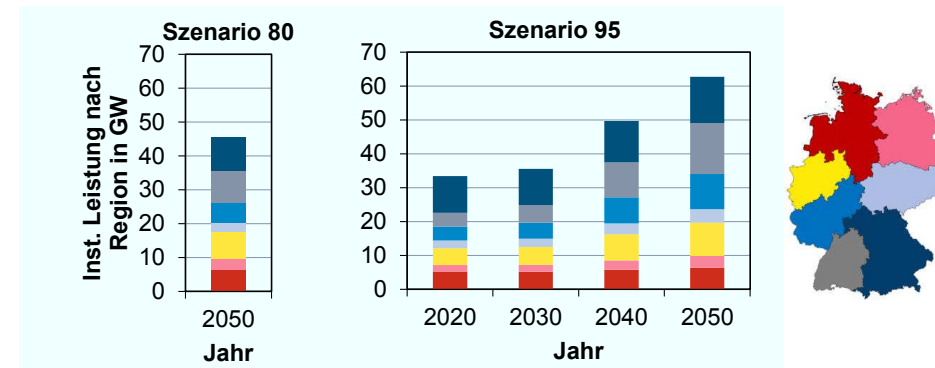


Abbildung 5.12: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Dachflächen-Photovoltaikanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95

Bei der Freiflächen-PV ergibt sich ebenfalls der größte Ausbau in den Regionen Bayern und Baden-Württemberg, bedingt durch das große technische Potenzial und die vergleichsweise hohen möglichen Volllaststunden. Zusammen tragen beide Regionen zu 60 % des Ausbaus in *Szenario 80* bzw. zu 57 % in *Szenario 95* bei (siehe Abbildung 5.13). Für das Szenario 95 liegen die Gestehungskosten der Freiflächen PV Anlagen in einer Bandbreite von 6,6 (beste Anlage) bis 8,1 €/kWh (schlechteste Anlage).

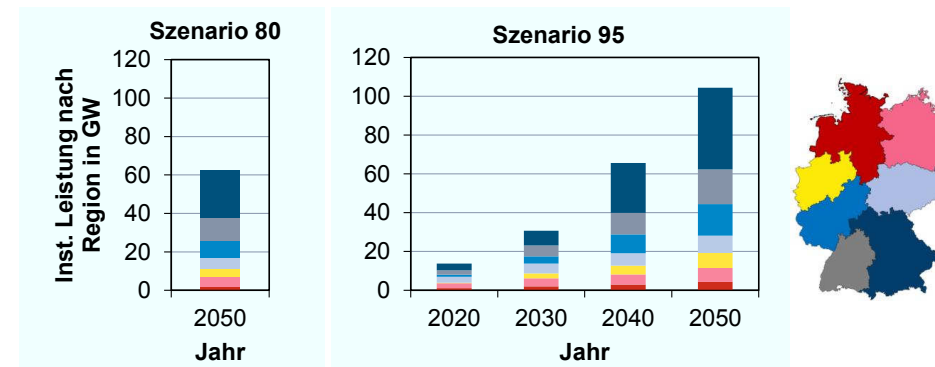


Abbildung 5.13: Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95

Während im Szenario 80 noch etwa 10 % der Bruttostromerzeugung fossilen Ursprungs sind, basiert die Erzeugung im Szenario 95 nahezu vollständig auf erneuerbaren Energien (Abbildung 5.14). Die Stromerzeugung aller Windkraftwerke beträgt im Jahr 2050 etwa 467 TWh (Szenario 80) bzw. 697 TWh (Szenario 95). Die Anteile an der gesamten Stromerzeugung liegen bei 63 % (Szenario 80) bzw. 65 % (Szenario 95). D.h. die Windkraftstromerzeugung bildet in beiden Szenarien das Rückgrat der Stromversorgung. Die zweite Säule ist die PV-Stromerzeugung. Sie trägt mit Anteilen von 15 % (Szenario 80) bzw. 18 % (Szenario 95) zur Bruttostromerzeugung im Jahr 2050 bei.

Der Anteil der Erdgasverstromung liegt im Jahr 2050 im Szenario 80 bei etwa 10 % bei einer Auslastung der Erdgaskraftwerke (ca. 47 GW) von etwa 1751 Volllaststunden. Demgegenüber spielt die Erdgasverstromung im Szenario 95 faktisch keine Rolle mehr. Die nur noch geringe Anzahl von Gaskraftwerken wird nur noch mit 286 Volllaststunden betrieben und übernimmt damit nur noch Regelenergieaufgaben. Anstelle von Gaskraftwerken werden im Szenario 95 verstärkt SOFC Brennstoffzellen sowie Gasturbinen zur Rückverstromung von Wasserstoff eingesetzt. Mit einer installierten Leistung von ca. 30 GW und einer Stromproduktion von fast 52 TWh beträgt ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung im Jahr 2050 ca. 5 %.

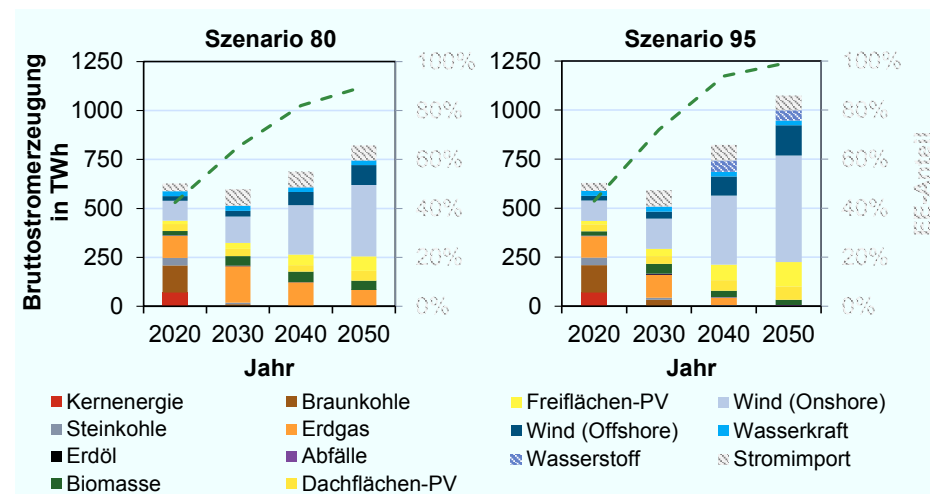


Abbildung 5.14: Vergleich der Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträger sowie des Anteils erneuerbarer Energien (EE) an der Stromerzeugung in Szenario 80 und Szenario 95

Exkurs: Verstärkter Ausbau von Offshore Windkraft

In der derzeitigen energiepolitischen Diskussion wird angesichts möglicherweise zu erwartender Akzeptanzprobleme beim Zubau von Onshore Windkraftanlagen angeregt, den Ausbau von Offshore Windkraftanlagen zu forcieren. Ziel dieser Überlegung ist eine Substitution von Onshore Anlagen und somit den Ausbau dieser Anlagen zu reduzieren. Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen wurde für das Szenario 95 eine zusätzliche Sensitivität für das Jahr 2050 analysiert, in dem ein deutlich stärkerer Ausbau von Offshore Windkraft angenommen wird. Es ist zu beachten, dass der Zubau des zuvor vorgestellten Szenario 95 Ergebnis des Optimierungskalküls ist. Im Gegensatz hierzu wird nun der Ausbau der Offshore Windkraft exogen vorgegeben; er ist somit nicht mehr Optimierungsergebnis und repräsentiert kein kostenoptimales Ergebnis.

Die installierte Leistung von Offshore Windkraftanlagen beträgt im Referenzfall für das Szenario 95 ca. 34 GW. Im Rahmen dieses Exkurses wird nun für das Jahr 2050 eine installierte

Offshore Kapazität von 60 GW exogen vorgegeben. Hierdurch kommt es zu einem Rückgang von Wind Onshore Kapazität um 22 GW auf einen Wert von 209 GW. D.h. der Anteil eingesparter Onshore Kapazität beträgt etwa 9,5 %. Eine weitere Auswirkung des Offshore Ausbau ist ein Rückgang von Freiflächen-PV-Kapazität um 5 GW und Dachflächen-PV um 1 GW. Dies bedeutet, dass durch den forcierten Ausbau von Offshore Kapazität ca. 28 GW erneuerbare Erzeugungskapazität eingespart wird (Abbildung 5.15).

Die exogene Vorgabe der Offshore-Kapazität bedeutet eine Einengung des Optimierungsspielraums und führt damit zu erhöhten Systemkosten. Gegenüber dem ursprünglichen Szenario 95 liegen die Gesamtsystemkosten im Jahr 2050 um ca. 1 Mrd. € höher, was einem Anstieg von ca. 0,8 % entspricht.

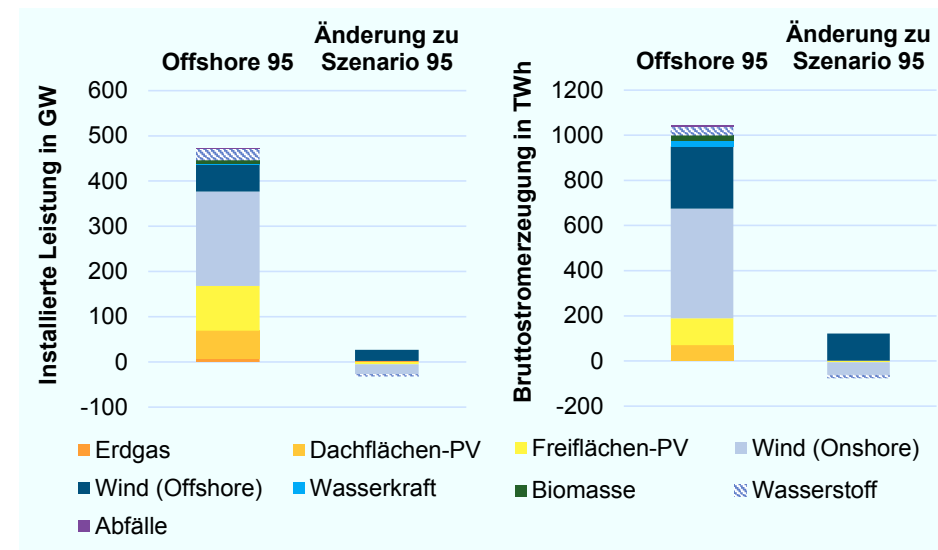


Abbildung 5.15: Vergleich der installierten elektrischen Leistung und der bereitgestellten elektrischen Energie nach Energieträger bzw. Technologie im Jahr 2050 in Szenario Offshore 95 sowie die Veränderungen gegenüber Szenario 95

5.2.3 Energiespeicher

Bedingt durch den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien sowie der Systemintegration von PtX-Verfahren steigt der Bedarf an Energiespeichern. Hierbei ist zwischen unterschiedlichen Speichertypen und –aufgaben zu differenzieren. Für die kurzfristige Speicherung zum Ausgleich von Wettereffekten bei der Einspeisung von PV- und Windkraftanlagen sowie von Nachfrageschwankungen im Stundenbereich und darunter eignen sich vor allem Batteriespeicher. Aufgrund eines hohen Anteils batterieelektrischer Fahrzeuge im Verkehrssektor und unter der Annahme, dass sich 10 % von deren verfügbarer Speicherkapazität systemdienlich nutzen lassen, besteht darüber hinaus kein nennenswerter Ausbaubedarf an zusätzlichen Kurzzeitspeichern (Abbildung 5.16). Die mittelfristige Speicherkapazität dient dem Ausgleich von Tages- und Wochenzyklen der elektrischen Einspeisung (insbesondere Photovoltaik) sowie dem Ausgleich nachfragebedingter

Schwankungen. Um den Bedarf zu decken, reicht die in Deutschland verfügbare Pumpspeicherkapazität von rund 56 GWh nicht aus. Für die Deckung dieser Speicherkapazität kommen adiabate Druckluftspeicherkraftwerke zu Einsatz. Die installierte Leistung beträgt im Jahr 2050 für das Szenario 80 etwa 24 GWh (ca. 400 MW) und steigt im Szenario 95 auf einen Wert von 189 GWh (ca. 5 GW) an.

Beim Zubau der Pumpspeicherkapazitäten ist in beiden Szenarien ein Zuwachs von ca. 10% zu verzeichnen. Die hiervon wahrgenommen Kurz- und Mittelfristspeicheraufgaben werden zudem durch den Ausbau von Druckluftspeichern unterstützt.

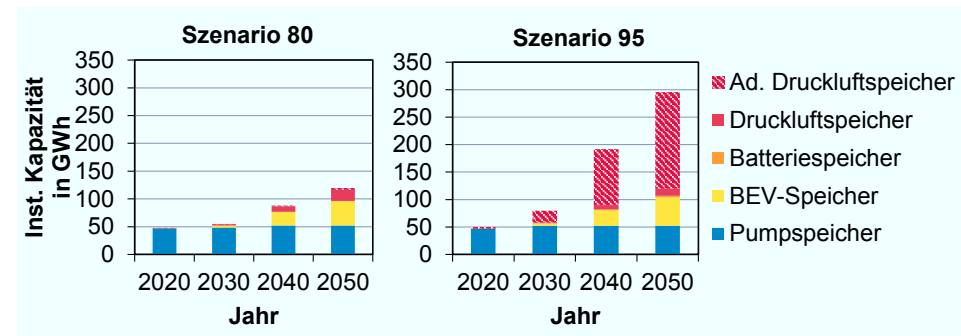


Abbildung 5.16: Vergleich der Entwicklung der installierten Speicherkapazität der Speichertechnologien (kurz- und mittelfristig) nach Speicherart in Szenario 80 und Szenario 95

Verglichen mit der heutigen Energieversorgung erlangt die Langzeitspeicherung eine besondere Bedeutung. Hiermit wird der saisonale Ausgleich des Dargebots an Solar- und Windenergie unter Berücksichtigung der verbraucherseitigen Nachfragen geregelt. Darüber hinaus wird er zur Kompensation einer unvorhergesehenen Dunkelflaute benötigt

Für die saisonale Langfristspeicherung eignen sich in Deutschland vor allem Wasserstoff- und Methan-Salzkavernenspeicher. Die verbleibende Speicherkapazität des heutigen Bestandes an Erdgas- bzw. Methanspeichern liegt im Jahr 2050 bei ca. 42 TWh und wird überwiegend für die Biomethanspeicherung genutzt. Ergänzend ist die Umwidmung von Erdgaskavernenspeichern zu Wasserstoffkavernenspeichern mit einer Kapazität von 67 TWh (Szenario 95) notwendig. Wie bereits zuvor beschrieben, ist die Rückverstromung von Wasserstoff im Szenario 95 eine wichtige Option. Durch die Kombination von Wasserstoffspeichern mit Rückverstromungstechniken (H₂-Gasturbine, Brennstoffzellen) besteht eine kostenoptimale Konfiguration zur Sicherung der zukünftigen Versorgungssicherheit. Die Ergebnisse verdeutlichen ebenfalls, dass ein saisonaler Speicherbedarf mit Hilfe von Wasserstoff im Szenario 80 nicht erforderlich ist.

Die Wasserstoffspeicherung stellt in Szenario 95 die zentrale Technologie zum Ausgleich der witterungsabhängigen Einspeisung der erneuerbaren Energien dar. Anhand der aufgezeigten Speicherstandentwicklung über das Jahr 2050 in Abbildung 5.17 wird ersichtlich,

dass der Wasserstoffspeicher in Szenario 95 einem klaren saisonalen Transfer der verfügbaren Energie aus den Sommer- und Herbstmonaten in die Winter- und Frühlingsmonate dient.

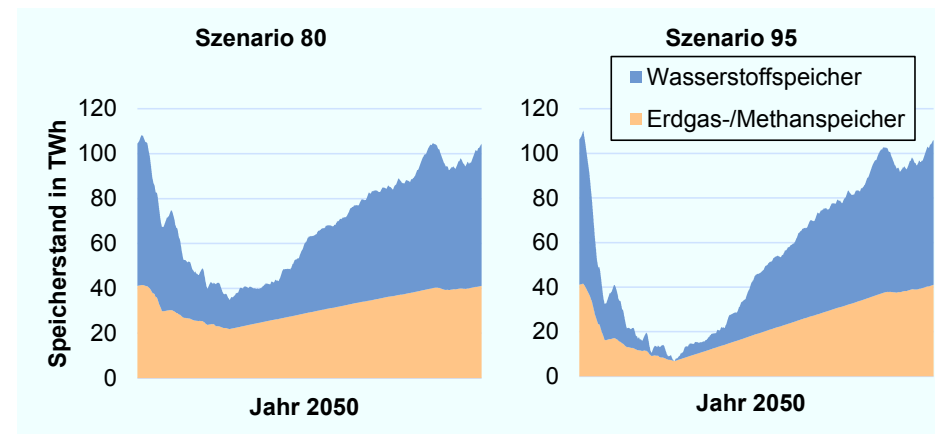


Abbildung 5.17: Vergleich der Speicherstandentwicklung des Wasserstoff-Salzkaavernenspeichers über das Jahr 2050 in Szenario 80 und Szenario 95

Exkurs: Dunkelflaute

In Nachfolgenden wird der Einfluss einer möglichen Dunkelflaute im Hinblick auf einen Speicherbedarf analysiert. Für diesen Zweck wird eine synthetische Dunkelflaute definiert, mit der extreme Witterungsbedingungen abgebildet werden. Unter einer kalten Dunkelflaute wird die Kombination unvorhergesehener Wetterereignisse verstanden, die zu einer niedrigen erneuerbaren Stromerzeugung bis hin einem Ausfall der Erzeugung führen kann. Gleichzeitig wird von einer niedrigen Außentemperatur ausgegangen, die zu einem hohen Heizwärmeverbrauch führt. In der vorliegenden Studie wurde von einem Zeitraum von zwei Wochen ausgegangen, in der eine Dunkelflaute vorherrscht. Die niedrige Außentemperatur führt zu einer Erhöhung des Wärmebedarfs von 25 % und beinhaltet den kältesten Zeitpunkt des angenommenen Wetterjahres. Zusätzlich wird angenommen, dass über zwei Wochen nur 10 % der installierten Windkraft- und PV-Kapazität zur Verfügung stehen. Dieser als „Worst case“ Fall anzusehende Zustand wird für die Speicherauslegung zugrunde gelegt, um die Versorgungssicherheit im Jahr 2050 zu gewährleisten. Als Referenz dient hierbei das Szenario 95.

Inwieweit sich die Vorgabe dieser Dunkelflaute auf die installierten Erzeugungskapazitäten auswirkt, ist in Abbildung 5.18 dargestellt. Während die gesamte installierte Leistung lediglich um 5 GW (+1 %) von 477 auf 482 GW ansteigt, stellt sich auf Energieträger- bzw. Technologieebene eine Verschiebung ein. Der Vergleich der Änderung der installierten Leistung in Szenario Dunkelflaute 95 gegenüber Szenario 95 zeigt eine Reduktion der On-shore-WKA um ca. 10 GW. An deren Stelle kommen mit 9 GW an Gaskraftwerken, 4 GW an SOFC und 1 GW an Biomassekraftwerken zusätzliche flexible Erzeugungsanlagen in das System.

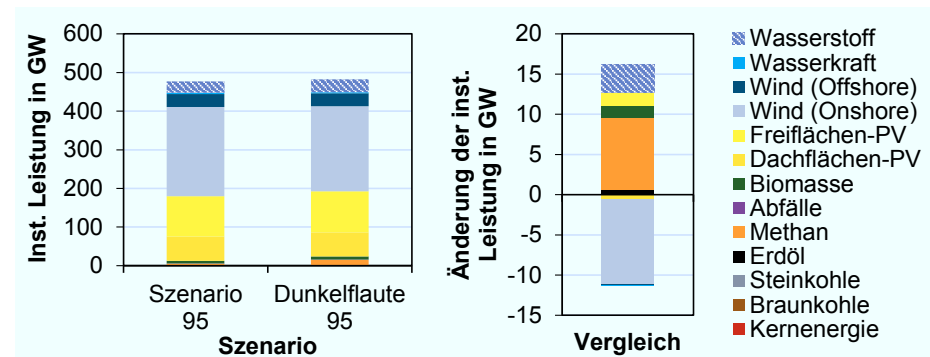


Abbildung 5.18: Vergleich der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 in den Szenarien: Szenario 95 und Dunkelflaute 95 (links); Veränderung installierten elektrischen Leistung nach Technologie bzw. Energieträger im Jahr 2050 im Szenario Dunkelflaute 95 gegenüber Szenario 95

Zur Verdeutlichung der Auswirkungen auf den Speicherbedarf im Dunkelflaute-Szenario ist die Speicherstandentwicklung des Wasserstoff-Salzkaavernenspeichers im Jahr 2050 in Abbildung 5.19 dargestellt. Dabei ist der Zeitraum der synthetischen kalten Dunkelflaute farblich hervorgehoben. Der Vergleich der Speichernutzung zeigt qualitativ einen ähnlichen Verlauf über das Jahr. Die installierte Speicherkapazität in Szenario Dunkelflaute 95 steigt um nur etwa 1 TWh gegenüber Szenario 95 auf 69 TWh an. Bei der Betrachtung der Speichernutzung in Szenario 95 wird zudem deutlich, dass die Speicherkapazität nicht vollständig ausgenutzt wird. Es verbleibt ein Mindestspeicherstand von 13 TWh. In einem eingeschwungenen System ist jedoch von einer vollständigen Ausnutzung der Speicherkapazität auszugehen. Im Zeitraum der kalten Dunkelflaute ist allerdings mit einem vergleichbaren Speicherverhalten zu rechnen. Hier liegt ein Mehrbedarf von ca. 22 TWh an Wasserstoff vor. Insgesamt wird im Verlauf der 14 Tage etwa 52 TWh an Wasserstoff benötigt, die entsprechend über das Jahr vorgehalten werden müssen.

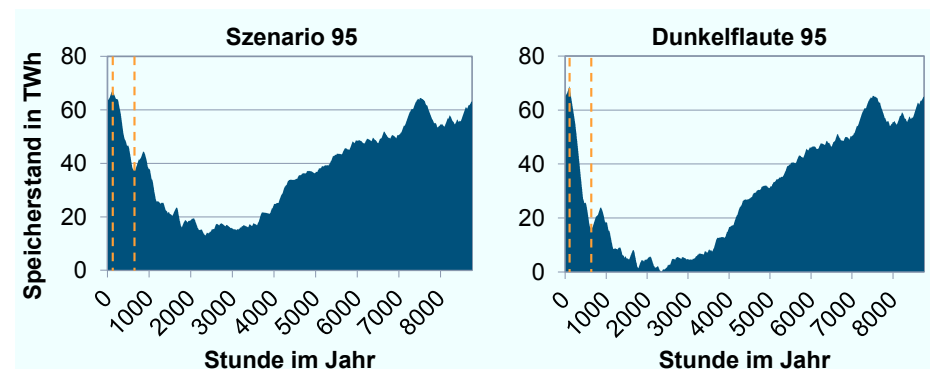


Abbildung 5.19: Vergleich der Speicherstandentwicklung des Wasserstoff-Salzkaavernenspeichers über das Jahr 2050 in den Szenarien: Szenario 95 und Dunkelflaute 95

Bei der Auslegung des Systems auf eine kalte Dunkelflaute anstelle eines durchschnittlichen Wetterjahres, wie in den Referenzszenarien, errechnen sich Mehrkosten. Diese belaufen sich im Jahr 2050 auf +8,4 Mrd. €/a gegenüber Szenario 95. Dies bedeutet eine Steigerung der Mehrkosten für das Jahr 2050 um ca. 6,6 %.

5.2.4 Sektorkopplung

Die Substitution fossiler Energieträger führt zu einer verstärkten direkten Nutzung von Strom (z.B. Elektromobilität) sowie einem forcierten Einsatz von neuen Energieträgern (z.B. Wasserstoff, synthetisches Methan) und strombasierter Wärmeerzeugung (z.B. Wärmepumpen), die wiederum auf der Basis von Strom hergestellt werden. Diese auch als Power to x (Pt_x) bezeichneten Entwicklungen erlangen insbesondere im Szenario 95 eine große Bedeutung. Grundlegende Voraussetzung dabei ist, dass der eingesetzte Strom auf Basis erneuerbarer Energien hergestellt wird und somit frei von CO₂-Emissionen ist. Gegenüber der heutigen Energieversorgung nimmt damit die Anzahl der Energieträger ab. Dies wiederum bedeutet, dass die Kopplung von Energiesektor und Endverbrauchssektoren deutlich zunimmt. Dieser unter dem Begriff „Sektorkopplung“ bezeichnete Effekt spielt für das Erreichen der Klimaziele eine zentrale Rolle.

Insgesamt beträgt der Nettostromverbrauch durch die Sektorkopplung im Jahr 2050 ca. 306 TWh (Szenario 80) und 538 TWh (Szenario 95), wie in Abbildung 5.20 dargestellt. Mit Anteilen von 42,7 % (Szenario 80) bzw. ca. 53 % (Szenario 95) prägen Sektorkopplungsmaßnahmen den gesamten Stromverbrauch in beiden Szenarien erheblich.

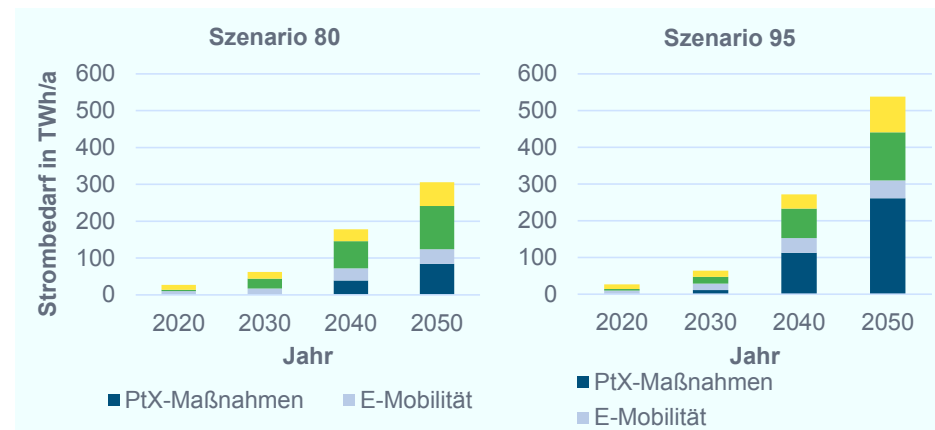


Abbildung 5.20: Nettostromverbrauch durch Sektorkopplung

Bereits im Szenario 80 ist im Gebäudesektor ein deutlicher Effekt zu Power to Heat festzustellen. So liegt im Jahr 2050 der Anteil der Wärmepumpen an Heizungstechniken der Wohn- und Nichtwohngebäude bei 56 %. Der vergleichbare Wert für das Szenario 95 beträgt sogar 83 %. Mit dieser Entwicklung korreliert ein Strommehrbedarf von 117 TWh (Szenario 80) bzw. 131 TWh (Szenario 95). Auch im Industriesektor ist ein Trend zur strombasierten Prozesswärmeerzeugung festzustellen, wobei die Ausprägung jedoch nicht so signifikant wie im Gebäudesektor ist. Den größten Anteil am Strommehrbedarf hat die Wasserstoffherzeugung. So werden für die Wasserstoffproduktion im Szenario 80 ca. 84 TWh und im Szenario 95 ca. 261 TWh Strom benötigt. Die Anteile am gesamten deutschen Nettostromverbrauch im Jahr 2050 betragen 8,5 % (Szenario 80) bzw. 25,9 % (Szenario 95).

5.2.5 Wasserstoff

Mit Ausnahme eines möglichen prozessbedingten Wasserstoffbedarfs für die Stahlerzeugung wird in den Analysen lediglich die energetische Wasserstoffnutzung (z.B. Rückverstromung, Prozesswärmeerzeugung, berücksichtigt. Alle anderen nicht energiebedingten Nachfragen (z.B. für die Herstellung von chemischen Rohstoffen) sind in den nachfolgenden Analysen nicht enthalten. Würde man diese Nachfrage mitberücksichtigen, läge der Wasserstoffbedarf deutlich höher.

- Wasserstoffnachfrage

Die Wasserstoffnachfrage nimmt in beiden Szenarien im Zeitverlauf bis zum Jahr 2050 deutlich zu (Abbildung 5.21). So liegt die Wasserstoffmenge im Jahr 2050 im Szenario 80 bei 145 TWh (ca. 4 Mio. t). Im Szenario 95 beträgt die vergleichbare Wasserstoffnachfrage knapp 400 TWh (ca. 12 Mio. t) und liegt damit deutlich höher. Während im Szenario 80 der Verkehrssektor mit einem Anteil von 77 % (ca. 112 TWh) die größte Wasserstoffmenge gefolgt von der Industrie (ca. 32 TWh) nachfragt, verteilt sich die Wasserstoffnachfrage im Szenario 95 auf alle vier Sektoren. Die Sektoren Industrie und Verkehr sind im Jahr 2050 mit Anteilen von 36 % (145 TWh) und 33,3 % (133 TWh) die größten Wasserstoffverbraucher. Wasserstoff wird in der Industrie zur Stahldirektreduktion sowie zur Prozesswärmeerzeugung eingesetzt. Der Anteil des Wasserstoffeinsatzes im Energiesektor beträgt ca.

22,8%. Wasserstoff wird hier vorwiegend für die Rückverstromung eingesetzt. Der Wasserstoffeinsatz im Gebäudesektor ist mit einem Anteil von 6,7 % eher gering.

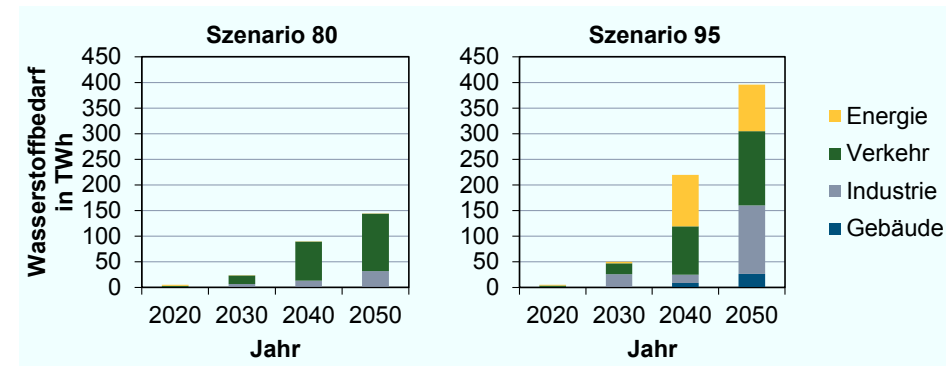


Abbildung 5.21: Vergleich der Entwicklung des jährlichen Wasserstoffbedarfs nach Sektor in Szenario 80 und Szenario 95

- Inländische Wasserstofferzeugung

Während im Szenario 80 der Wasserstoff auf der Erdgasreformierung (Anlagenkapazität: 10 GW) und auf 22 GW installierter Elektrolyseleistung basiert, wird im Szenario 95 die Erdgasreformierung durch Wasserstoffimporte ersetzt und die inländische Elektrolyseleistung auf einen Wert von 62 GW ausgebaut (Abbildung 5.23). Die durchschnittlichen Volllaststunden der Elektrolyseanlagen von 2636 h (Szenario 80) bzw. 2887 h (Szenario 95) unterstreichen die Notwendigkeit, diese an Netzknoten mit erheblichen EE-Strompotenzial im Norden Deutschlands zu installieren. Die Analysen zeigen, dass die für das 95 % Szenario im Jahr 2050 insgesamt benötigte Wasserstoffmenge nicht ausschließlich durch inländische Produktion hergestellt werden kann. Der Anteil der inländischen Wasserstofferzeugung beträgt ca. 45 % (Abbildung 5.22). Dies bedeutet, dass etwa mehr als die Hälfte des Wasserstoffs importiert wird.

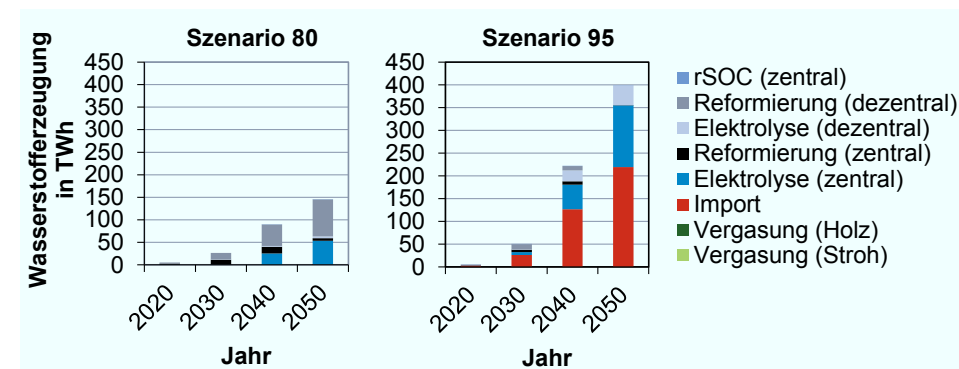


Abbildung 5.22: Vergleich der Entwicklung der jährlichen Wasserstofferzeugung nach Technologie bzw. Verfahren in Szenario 80 und Szenario 95

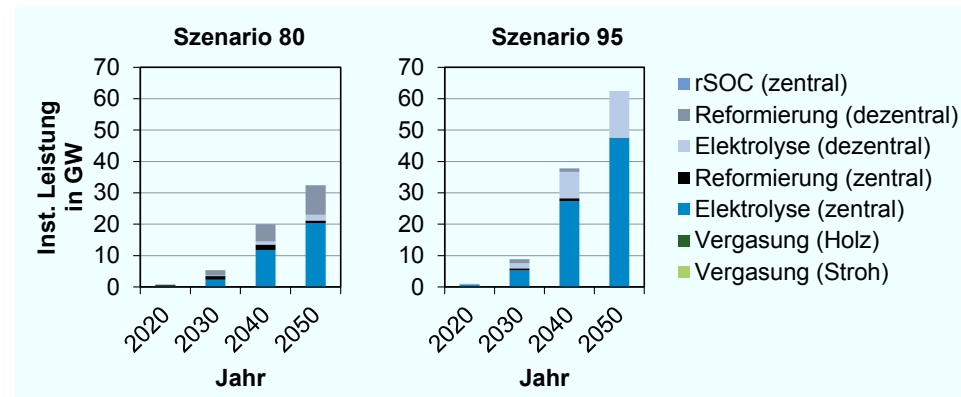


Abbildung 5.23: Vergleich der Entwicklung der installierten Leistung der Technologien bzw. Verfahren zur Wasserstofferzeugung in Szenario 80 und Szenario 95

Zur Veranschaulichung des Betriebsverhaltens der Elektrolyseanlagen ist in Abbildung 5.24 die stündliche elektrische Last im Jahr 2050 am Beispiel von Szenario 95 abgebildet. Hierbei ist die Elektrolyse als zusätzliche zukünftige Verbrauchergruppe hervorgehoben. Es zeigt sich über das Jahr eine gesamte Spitzenlast von bis zu ca. 200 GW. Anhand des Lastprofils der übrigen Verbraucher ist zu erkennen, dass die Elektrolyse nur zu allgemeinen Spitzenlastzeiten genutzt wird, die sich im Übrigen durch ein besonders hohes Dargebot an elektrischer Energie aus PV und Windenergie auszeichnen.

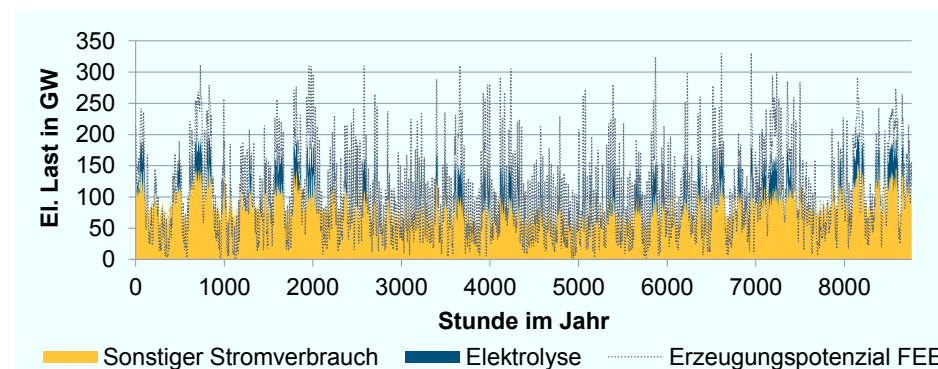


Abbildung 5.24: Verlauf der stündlichen elektrischen Last und des Stromerzeugungspotenzials der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) im Jahr 2050 unter Hervorhebung der Elektrolyseanlagen als zukünftigen Verbraucher am Beispiel von Szenario 95

- Wasserstoffimport

Während der Wasserstoffbedarf im Szenario 80 ausschließlich durch inländische Erzeugung (Reformierung und Elektrolyse) gedeckt werden kann, ist für die Deckung der Nachfrage im Szenario 95 der Import von Wasserstoff notwendig. Etwa 55 % (219 TWh) der gesamten Nachfrage wird durch den Import von Wasserstoff gedeckt.

Exkurs: Keine erneuerbaren Energieimporte

Im Rahmen einer Sensitivität wurde untersucht, wie sich ein Verzicht auf erneuerbaren Energieimporten auswirkt. Ausgangsbasis ist das Jahr 2050 für das Szenario 95, in dem - wie zuvor beschrieben - ca. 219 TWh Wasserstoff und 48 TWh PTL Kraftstoffe importiert werden. D.h. dass diese Mengen entweder durch inländische Produktion oder durch sonstige Maßnahmen (Effizienzsteigerungen etc.) substituiert werden, um das übergeordnete CO₂-Reduktionsziel von 95% einzuhalten. Da das Potenzial einer Vielzahl von sonstigen Maßnahmen bereits ausgeschöpft ist, besteht nur die Möglichkeit, PtL Kraftstoffe sowie zusätzlich Wasserstoff zusätzlich inländisch zu erzeugen. Gegenüber dem ursprünglichen Szenario 95 erhöht sich die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen um 47 TWh (Offshore) sowie 176 TWh (Onshore). Die PV Stromerzeugung erhöht sich um 126 TWh. Vergleicht man die gesamte Stromerzeugung (Wind, PV) mit dem ursprünglichen Szenario 95, liegt sie um etwa 39,2 % (349 TWh) höher. Dies erfordert wiederum den zusätzlichen Aufbau von Windkraft- und Photovoltaikkapazität (Abbildung 5.25). Um die erneuerbaren Energieimporte zu ersetzen, wäre ein Ausbau der Windkraft um 73 GW (Onshore) und 10 GW (Offshore) notwendig. Zusätzlich wäre ein Ausbau der PV Kapazität um 113 GW erforderlich. Für die Wasserstofferzeugung wäre eine Steigerung der Elektrolysekapazität von 62 GW auf 106 GW notwendig. Die Größenordnung dieses zusätzlichen Ausbaus verdeutlicht die Notwendigkeit von erneuerbaren Energieimporten. Ein Verbot von erneuerbaren Energieimporten impliziert erheblich Mehrkosten. Gegenüber dem ursprünglichen Szenario 95 liegen diese um 8,6 Mrd. € im Jahr 2050 höher. Dies entspricht einer Steigerung von 6,7 %.

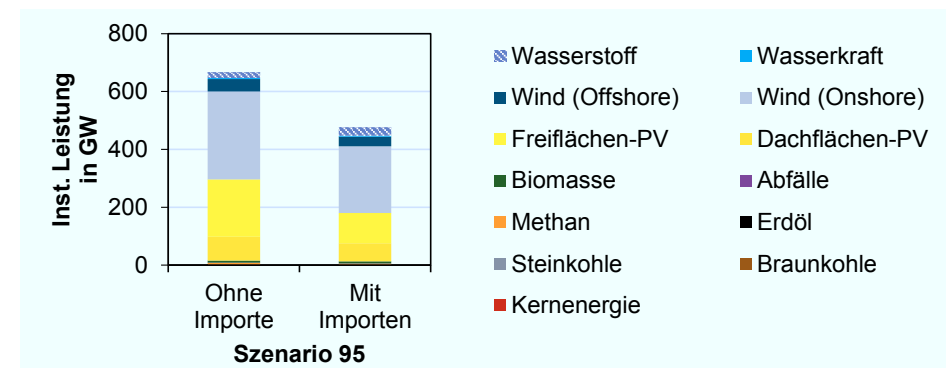


Abbildung 5.25: Vergleich der installierten Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 im Fall mit und ohne die Berücksichtigung von Energieträgerimporten am Beispiel von Szenario 95

- Herkunft von Wasserstoffimporten

Die nachfolgenden Analysen fokussieren lediglich auf den Import von grünem Wasserstoff. Die Möglichkeit des Imports von blauem Wasserstoff wurde ausgeschlossen. Unter den Randbedingungen einer globalen Anstrengung zur Klimagasreduktion wird der derzeitige Energiehandel um erneuerbare Energieträger wie Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe oder synthetisches Methan erweitert werden. Hierfür werden weltweite Energieversorgungsstrukturen und mögliche Potenziale abgeschätzt. Aufbauend auf einer Potenzialanalyse für Erneuerbare (Wind, PV) werden global 10 windreiche sowie 15 sonnenreiche Regionen detailliert betrachtet und im Hinblick auf eine mögliche Wasserstoff-, PtL- sowie SNG-Bereitstellung analysiert. Dazu wird die gesamte Prozesskette von der Stromerzeugung, Umwandlung und Transport sowohl energieverbrauchs- als auch kostenseitig in den Blick genommen. Wesentliches Ergebnis sind kostenabhängige Angebotsfunktionen (H_2 , PtL, SNG) für die Bereitstellung am ausgewählten Küstenstandort der jeweiligen Region. Der Überseetransport zu den global verteilten Verbrauchern erfolgt im Fall von Wasserstoff mit Flüssiggastankern. Des Weiteren wird eine gesamtoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung durchgeführt, in der auch die Nachfrage nach erneuerbaren Energieimporten anderer Länder inklusive des Eigenbedarfs möglicher Produktionsländer berücksichtigt werden. Eine genaue Beschreibung der Methodik und der Vorgehensweise findet sich in [12], [13] und [35].

Das Gesamtbild der weltweiten Wasserstoffallokation für eine weltweite Wasserstoffversorgung ist in Abbildung 5.26 dargestellt. Zu erkennen sind die vielfältigen und unterschiedlichen Handelsströme zwischen Produzenten- und Nachfrageländern. So wird z.B. der asiatische Raum vorwiegend durch Lieferungen aus Nahost sowie Australien versorgt.

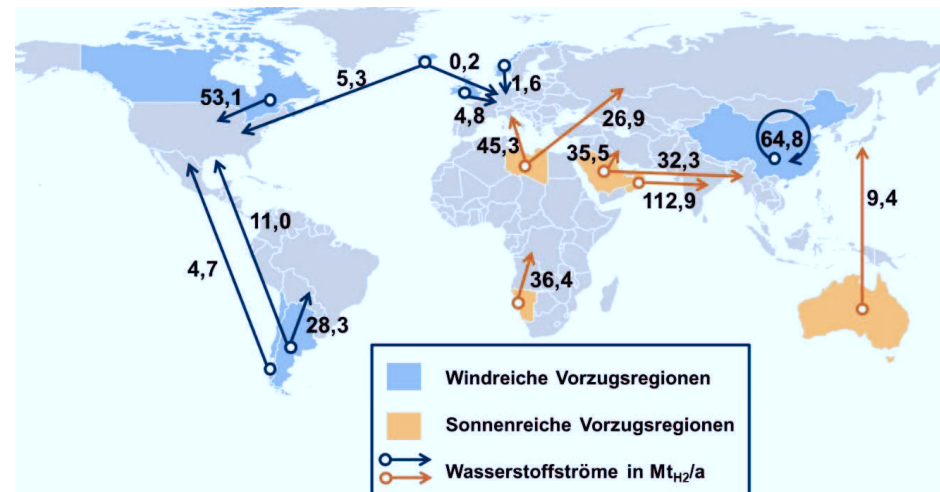


Abbildung 5.26: Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsdeckung

Ergebnisse

Aufgrund verschiedener Ausbaugrade von Windenergie bzw. Photovoltaik in den analysierten Vorzugsregionen errechnen sich unter Berücksichtigung der gesamten Prozesskette (inkl. Seetransport) unterschiedliche Importkosten. Hieraus wird für Deutschland eine Kosten-Angebotsfunktion abgeleitet, mit der die jeweiligen Importmengen und die damit korrelierenden Kosten beschrieben wird. Die Kosten sind als Grenzübergangspreise zu verstehen. Der Importbedarf im Szenario 95 in Höhe von etwa 219 TWh (6,5 Mio. t im Jahr 2050) wird zu 5 % aus Island, etwa 50 % aus Irland, zu 22 % aus dem Vereinigten Königreich und zu 23 % aus Norwegen gedeckt (Abbildung 5.27). Aus diesen Importmengen ergeben sich gewichtete Importkosten (frei deutsche Grenze) von 11,7 €/kWh (ca. 3,9 €/kg_{H2}).

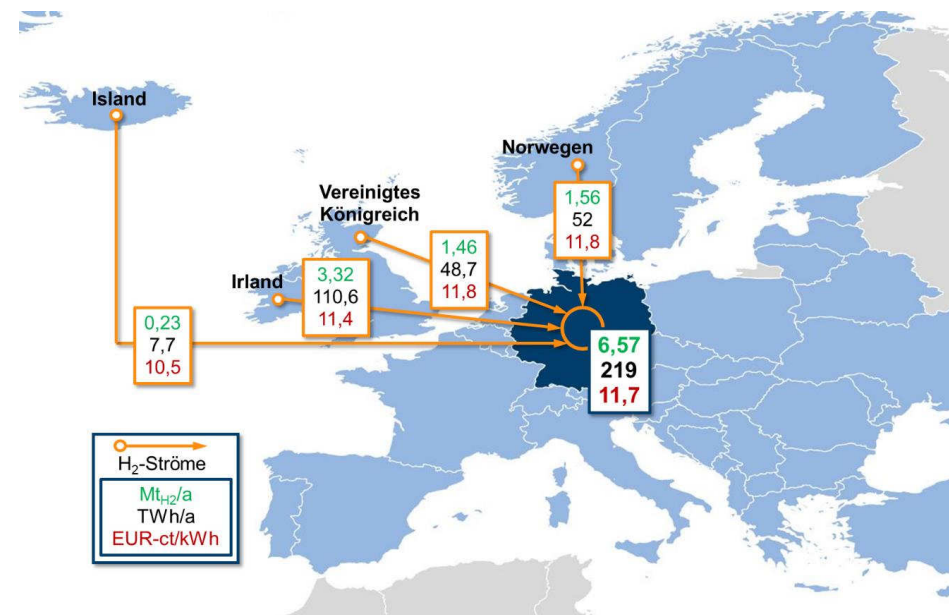


Abbildung 5.27: Detailansicht der Importströme nach Deutschland unter Berücksichtigung der Importmengen und -kosten

Der Detaillierungsgrad sowie die Vorgehensweise für die Ermittlung der länderspezifischen Wasserstoffimporte wird im Folgenden am Beispiel von Island diskutiert (Abbildung 5.28). Angenommen wird ein Ausbau von Onshore-Windkraftstromerzeugung in Island. Das Ausbaupotenzial wurde auf der Basis von standortspezifischen Gegebenheiten sowie unter Berücksichtigung der meteorologischen Witterungsverhältnisse modellbasiert berechnet. Eine detaillierte Beschreibung findet sich in Ryberg et al. [24]. Demnach steht für die isländische Wasserstoffproduktion eine Strommenge von 332 TWh zur Verfügung. Die hierfür erforderliche installierte Onshore Windkapazität beträgt 76,5 GW bei einer durchschnittlichen Auslastung von 4340 Volllaststunden. Durch eine Abregelung von Erzeugungsspitzen lassen sich die Volllaststunden der nachgeschalteten Elektrolyse auf 5051 h steigern. Mit einem Elektrolysewirkungsgrad von 70 % werden etwa 6 Mio. t_{H2} pro Jahr erzeugt. Aufgrund von Verlusten bei der Kompression im Zuge des Pipelinetransports können am ausgewählten

Hafenstandort Reykjavik somit 5,6 Mio. t_{H_2} pro Jahr für den globalen Wasserstoffhandel zur Verfügung gestellt werden. Um einen kontinuierlichen Export sicherzustellen, sind Flüssigwasserstoffspeicher notwendig, die die volatile Wasserstoffproduktion ausgleichen. Von den 5,6 Mio. t_{H_2} werden 0,3 Mio. t_{H_2} nach Deutschland exportiert. Das isländische Wasserstoffpipelinenetz umfasst eine Länge von etwa 2646 km.

Eine analoge Beschreibung der Importländer Vereinigtes Königreich, Irland und Norwegen findet sich in der Abbildung 5.29 (Irland), Abbildung 5.30 (Vereinigtes Königreich) und Abbildung 5.31 (Norwegen).

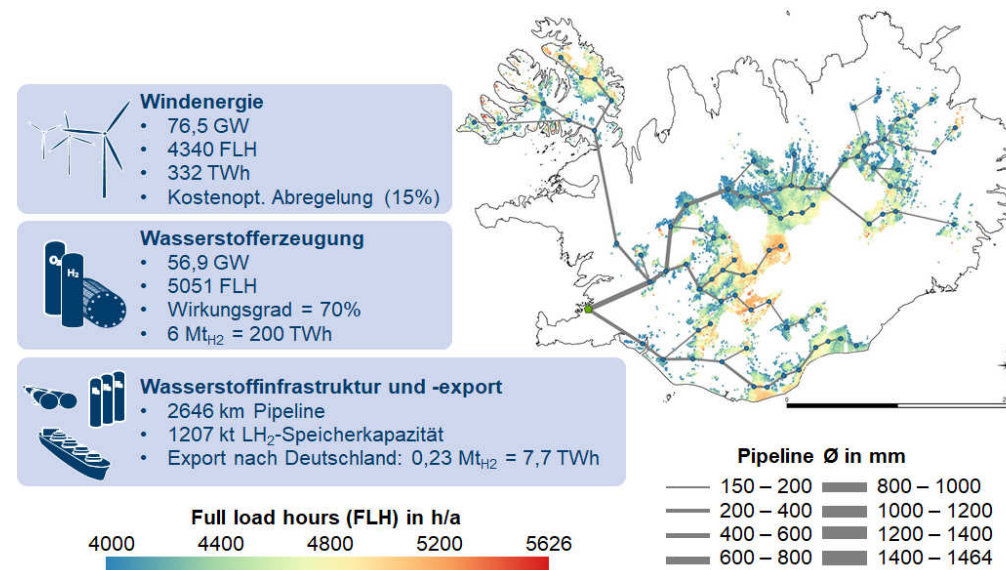


Abbildung 5.28: Erforderlicher Windenergieausbau und Wasserstoffinfrastruktur in Island

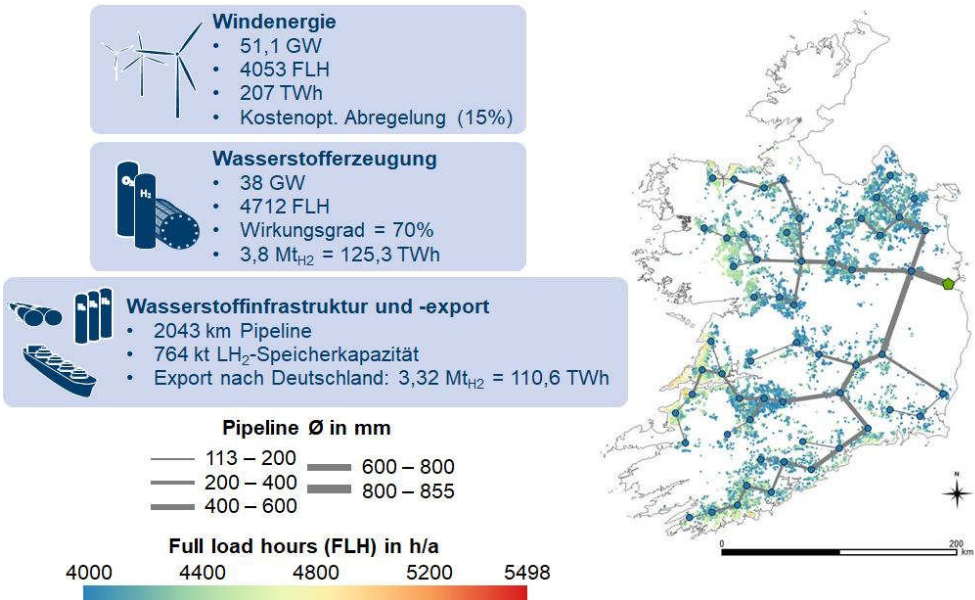


Abbildung 5.29: Erforderlicher Windenergieausbau und Wasserstoffinfrastruktur in Irland

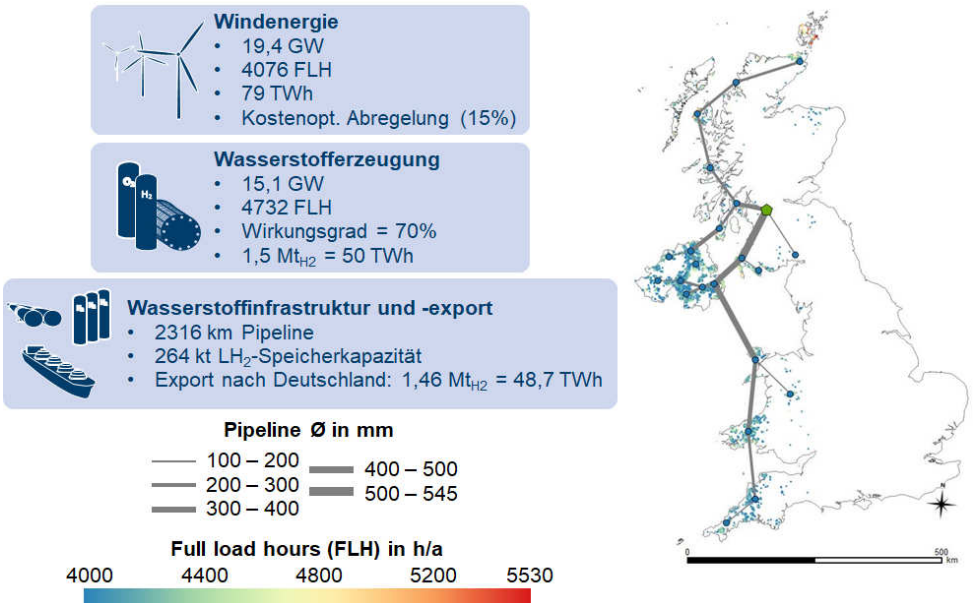


Abbildung 5.30: Erforderlicher Windenergieausbau und Wasserstoffinfrastruktur im Vereinigten Königreich

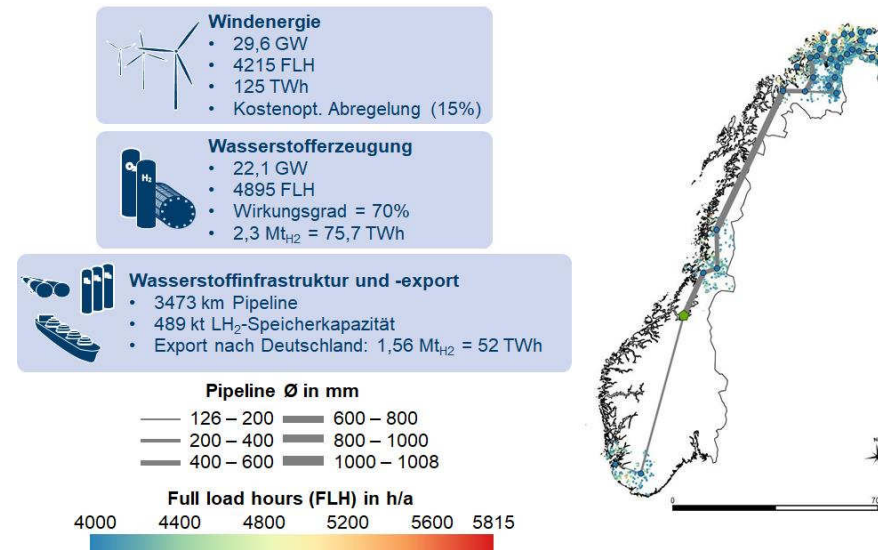


Abbildung 5.31: Erforderlicher Windenergieausbau und Wasserstoffinfrastruktur in Norwegen

- Inländische Wasserstoffinfrastruktur

Im Folgenden wird ausgehend von dem zuvor skizzierten Wasserstoffbedarf analysiert, wie eine inländische Wasserstoffinfrastruktur konzipiert werden müsste. Dies geschieht unter Berücksichtigung der sektorspezifischen Verbrauchscharakteristika. Da sich die Wasserstoffnachfrage sowie auch die Erzeugungsoptionen beider Szenarien deutlich unterscheiden, wird die modellgestützte Analyse jeweils für beide Szenarien durchgeführt. Eine genaue Beschreibung der Vorgehensweise und der eingesetzten Modelle findet sich in [36]. Es gilt zu beachten, dass lediglich der Aufbau einer komplett neuen inländischen Wasserstoffinfrastruktur in den Blick genommen wird. Die Option einer Umwidmung von Erdgaspipelines zu Wasserstoffpipelines ist nicht Gegenstand der Analysen. Untersuchungen, die hierzu vom Forschungszentrum Jülich durchgeführt wurden, finden sich in [34].

Im Jahr 2050 betragen die verbraucherseitigen durchschnittlichen Kosten⁶ (Erzeugung/Import incl. Infrastruktur) jeweils 4,4 €/kg (13,2 €/kWh_{H₂}) und 5,3 €/kg (15,9 €/kWh_{H₂}) für die Szenarien 80 und Szenario 95 (Abbildung 5.32). In beiden Reduktionszenarien ist die landesweite Infrastruktur hinreichend ausgebaut, um eine kosteneffiziente Wasserstoffversorgung zu gewährleisten. Insgesamt macht die Versorgungsinfrastruktur etwa 30 bis 40 % der gesamten spezifischen, verbraucherseitigen Wasserstoffkosten aus. Einen deutlich größeren Einfluss auf die Verbraucherkosten haben die Beschaffungskosten (Herstellung und Import). Im Szenario 80 basiert die Herstellung von Wasserstoff jeweils auf etwa 60 % Dampfreformierung und 40 % einheimische Wasserelektrolyse. Demgegenüber wird im Szenario 95 die Wasserstoffnachfrage ausschließlich durch die Produktion von grünem

⁶ Ohne Steuern und sonstige Abgaben

Ergebnisse

Wasserstoff (inländische Elektrolyse, Importe) gedeckt. Das Verfahren der Dampfreformierung spielt im ambitionierten Szenario 95 somit keine Rolle. Im Vergleich zum Szenario 80 führen diese Effekte zu einer Erhöhung der Wasserstoffgestehungskosten um insgesamt 1,1 €/kg. Dieses Ergebnis verdeutlicht insbesondere die Notwendigkeit einer möglichst kosteneffizienten Wasserstoffherstellung.

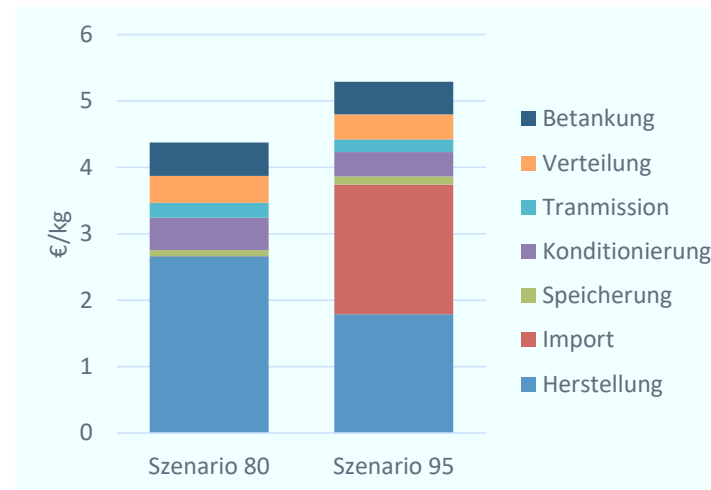


Abbildung 5.32: Wasserstoff-Infrastruktur Kosten für Szenarien 80 und 95 im Jahr 2050

Eine forcierte Wasserstoffnutzung erfordert den Aufbau einer geeigneten inländischen Transport- und Verteilungsinfrastruktur. In der Markteinführungsphase lässt sich diese mit Hilfe von Lkw-Transporten realisieren. Bei einer ausreichend großen Wasserstoffnachfrage, wie in Szenarien 80 und 95, ist der Bau von Pipelines notwendig und kosteneffizient, um eine landesweite nationale Versorgung zu ermöglichen (Abbildung 5.33, Abbildung 5.34). Darüber hinaus sind Salzkavernen für eine Langzeitspeicherung notwendig, deren Standorte sich in Norddeutschland befinden. Die notwendigen Pipelinenetze sind in beiden Szenarien 80 und 95 sehr ähnlich, da bereits im Szenario 80 eine Wasserstoffmenge nachgefragt wird, die den Bau von Pipelines erfordert. Die grundlegenden Pipelinekorridore sind daher sehr ähnlich. Die ermittelten Pipelineinfrastrukturkosten liegen je nach Verbrauchergruppe in einer Bandbreite von 0,2 €/kg (0,6 ct/kWh_{H2}) und 0,56 €/kg (1,7 ct/kWh_{H2}). Sie sind somit vergleichbar mit den Netzkosten der heutigen Erdgasversorgung⁷. Es ist nochmals darauf hinzuweisen, dass ausschließlich der Neubau von Wasserstoffpipelines angenommen wurde. Für den Fall einer Umwidmung heute bestehender Erdgaspipelines könnten die Infrastrukturkosten nochmals signifikant verringert werden [34].

⁷ Die Gas-Netzentgelte für die Industrie und das produzierende Gewerbe in Deutschland lagen im Jahr 2018 in einer Bandbreite von 0,33 ct/kWh und 1,25 ct/kWh

Insgesamt unterscheiden sich beide Pipelinenetze insbesondere durch den Grad der Zentralisierung der Produktionen. Das Szenario 80 zeichnet sich durch eine breite Streuung der Produktionskapazitäten über Deutschland aus, da sowohl Elektrolyse in Norddeutschland als auch Dampfreformer-Anlagen an heutigen Industriestandorten eingesetzt werden. Um die notwendige Übertragungskapazität sicherzustellen, werden Pipelines mit einem Durchmesser von maximal 1150 mm benötigt. Im Gegenzug ist das Szenario 95 durch eine ausgeprägte Zentralisierung der Wasserstoffbereitstellung (inländische Elektrolyse, Import) in Norddeutschland charakterisiert. Dies führt zu einer deutlich größeren Übertragungskapazität des Pipelinenetzes, was deutlich größere Pipelinedurchmesser (max. 1850 mm) erfordert. Im Vergleich zum Szenario 80 nehmen die Pipelinekapazitäten entlang der Nord-Süd Achse zu, welche die Regionen in Niedersachsen mit Industriestandorten in Nordrhein-Westfalen, Hessen, Baden-Württemberg und Bayern verbinden. Relevante Daten zur Beschreibung des Pipelinenetzes sind in Tabelle 5.4 aufgeführt. Es zeigt sich, dass die Gesamtlänge des Transportnetzes in Szenario 80 größer als in Szenario 95 ist. Dies ist vor allem auf die höhere Zahl an Dampfreformierungsanlagen an unterschiedlichen Standorten zurückzuführen, die an das Netz angeschlossen sind.

Tabelle 5.4: Ausgewählte Kenndaten der Wasserstoffinfrastruktur in beiden Szenarien

		Szenario 80	Szenario 95
Wasserstoffnachfrage	Mio. t	4	12
Länge des Transportnetzes	km	12500	12200
Länge des Verteilungsnetzes	km	32500	41900
Anzahl der Verdichterstationen	-	180	220
Anzahl der Tankstellen	-	7750	10600
Speicherkapazität (Kavernenspeicher)	TWh	3	67
Kosten der Infrastruktur (Großverbraucher)	€/ct/KWh	10,4	13,3
Kosten der Infrastruktur (Endverbraucher)	€/ct/KWh	13,1	15,9

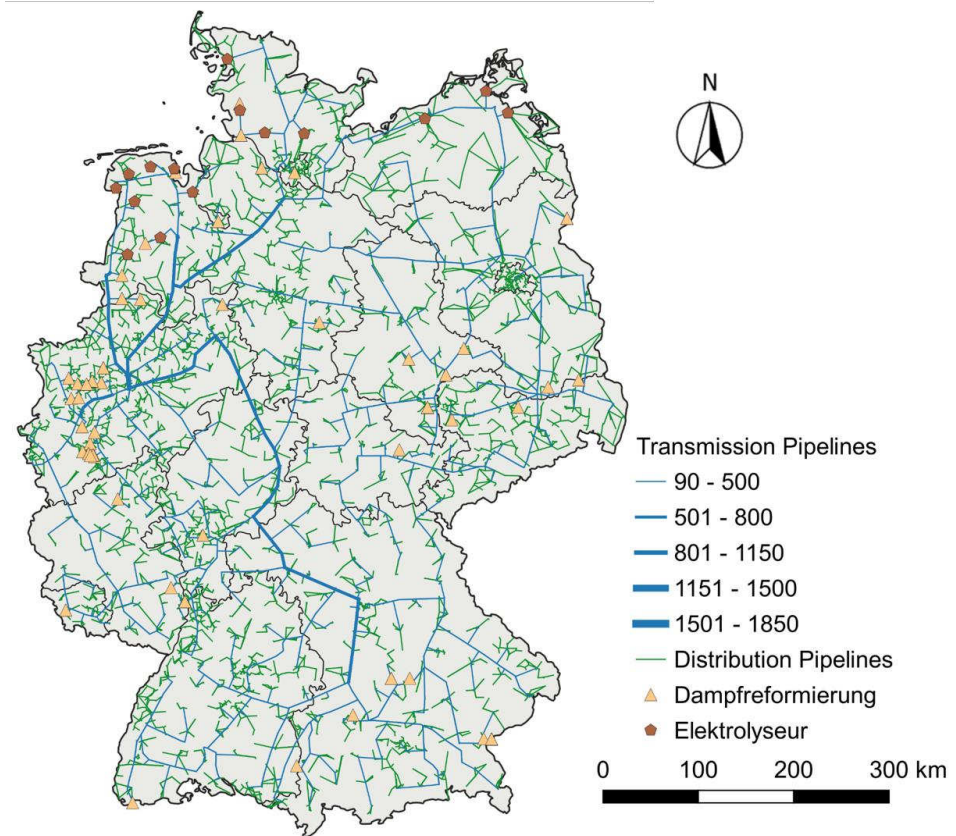


Abbildung 5.33: Wasserstoff-Pipelineinfrastruktur im Szenario 80 im Jahr 2050

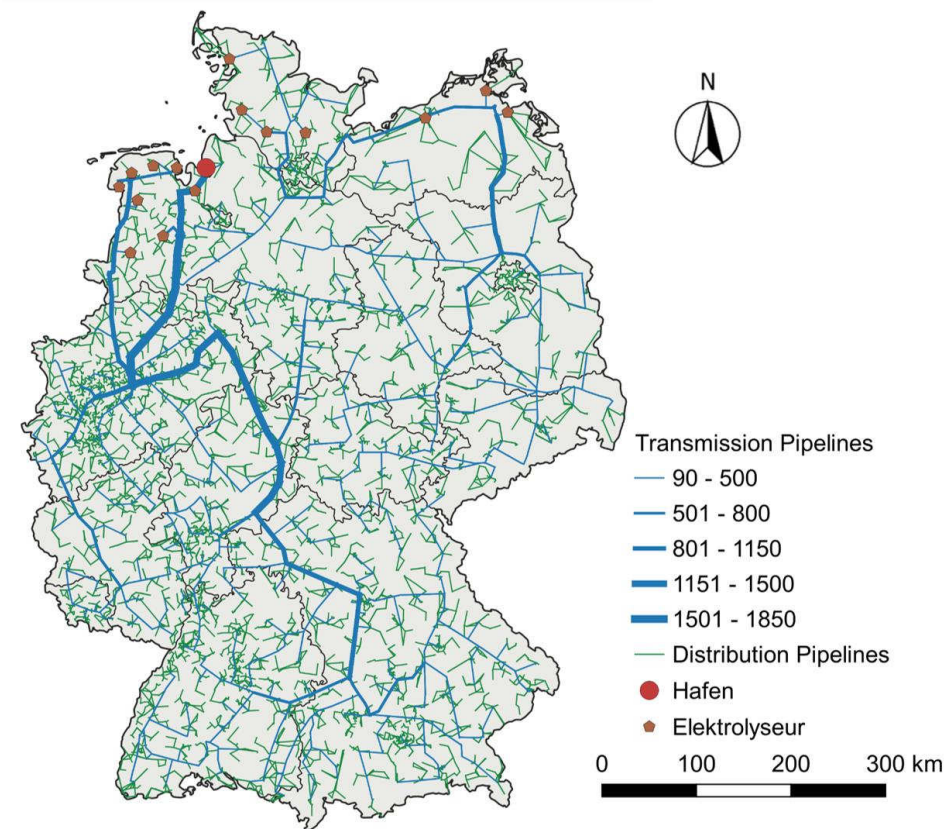


Abbildung 5.34: Wasserstoff-Pipelineinfrastruktur im Szenario 95 im Jahr 2050

- Erdgas- bzw. Methannachfrage

Etwa 24 % des heutigen Primärenergieverbrauchs wird durch Erdgas bereitgestellt. Der heutige Erdgasverbrauch verteilt sich im Wesentlichen auf die Sektoren Haushalte (29,7%), Industrie (38,5 %) und die Stromerzeugung (11 %). Insbesondere durch den Kernenergieausstieg sowie dem Ausstieg aus der Kohleverstromung erlangt der Erdgaseinsatz insbesondere zu Beginn des Transformationsprozesses eine besondere Bedeutung. So nimmt der Erdgaseinsatz im Szenario 80 bis zum Jahr 2040 auf einen Wert von 948 TWh zu (siehe Abbildung 5.35). Danach sinkt die Erdgasnachfrage auf einen Wert von 647 TWh im Jahr 2050. Aufgrund des geringeren Reduktionsziels von 80 % und der damit noch erlaubten CO₂-Emissionsmenge ist der Einsatz dieser Erdgasmenge möglich. Haupteinsatzgebiete sind die Stromerzeugung (ca. 43,5 %) und die Industrie mit einem Anteil von knapp 26 %. Mit einem Anteil von nur noch 15,1 % nimmt die Bedeutung des Erdgaseinsatzes für den Gebäudesektor im Vergleich zu heute stark ab. Aufgrund des deutlich stringenteren Reduktionsziels von 95 % bis zum Jahr 2050 nimmt der Erdgasverbrauch insbesondere in der zweiten Phase des Transformationsprozesses deutlich stärker ab. So liegt der Erdgasverbrauch im Jahr 2040 um 55 % niedriger als im Szenario 80. Im Jahr 2050 wird nur noch

42 TWh Methan eingesetzt, das zu wesentlichen Anteilen aus Biomethan besteht. Der Vergleich zeigt, dass insbesondere hinsichtlich des Erdgaseinsatzes ein deutlicher Unterschied zwischen beiden Szenarien besteht. Eine Fokussierung auf ein 80 % Ziel würde bedeuten, dass hierfür entsprechende Infrastrukturmaßnahmen und Anlagen (z.B. Kraftwerke) errichtet werden, die jedoch nicht mit einer Strategie, die auf eine Reduktion von 95% abzielt, kompatibel sind.

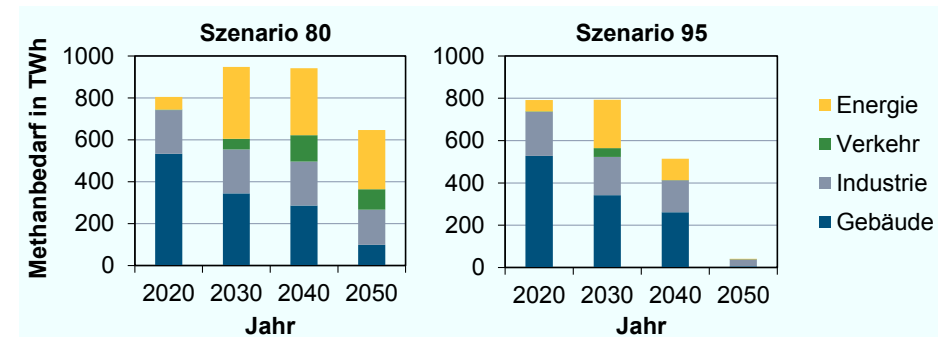


Abbildung 5.35: Vergleich der Entwicklung des Erdgas- bzw. Methanbedarfs nach Sektoren in Szenario 80 und Szenario 95

Analog zum Wasserstoffimport wurde auch ein möglicher grüner SNG-Import nach Deutschland sowie eine inländische SNG Erzeugung in die Überlegungen einbezogen. Hierbei wird angenommen, dass für die Methanisierung CO₂ aus der Luft abgeschieden wird und mit grünem Wasserstoff zu SNG umgewandelt wird, dass für einen globalen Handel bzw. für den Import nach Deutschland zur Verfügung steht. Allerdings ist festzustellen, dass diese Option aufgrund der hohen Kosten nicht wirtschaftlich ist und damit in beiden Szenarien keine Rolle spielt (Abbildung 5.36).

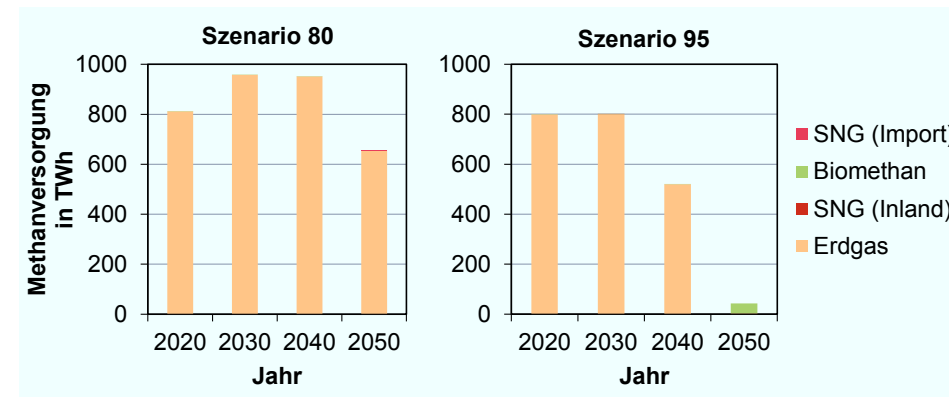


Abbildung 5.36: Vergleich der Entwicklung der Methanversorgung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

- Bioenergie

Eine weitere wichtige Option ist der Einsatz von Bioenergie. Aufgrund ihrer umfangreichen und kostengünstigen Speicher- bzw. Lagerfähigkeit spielt sie für eine flexible Energiebereitstellung eine bedeutende Rolle. Im Jahr 2050 trägt sie insgesamt mit 408 (Szenario 80) bzw. 461 TWh (Szenario 95) zur Primärenergieversorgung bei. Die Anteile am gesamten Primärenergieverbrauch betragen 21 % (Szenario 80) bzw. 26,1 % (Szenario 95). Der größte Teil der bereitgestellten Energie wird dabei mit 51 % in Szenario 80 bzw. 57 % in Szenario 95 im Industriesektor zur Prozesswärmeversorgung genutzt (Abbildung 5.37). Zur Herstellung von Biokraftstoffen werden bis zu 46 bzw. 60 TWh umgesetzt. Im Bereich des Energie- und Gebäudesektors ist jedoch in den Szenarien eine deutliche Verschiebung zu erkennen. Bei den geringeren CO₂-Reduktionszielen in Szenario 80 kommt die Biomasse noch verstärkt zur Wärmebereitstellung bzw. in KWK-Anlagen im Gebäudesektor zum Einsatz. In Szenario 95 wird die verfügbare Bioenergie stattdessen verstärkt im Energiesektor umgesetzt. Dieses Verhalten ist insbesondere auf die Bereitstellung und Nutzung von Biomethan im Energiesektor zurückzuführen.

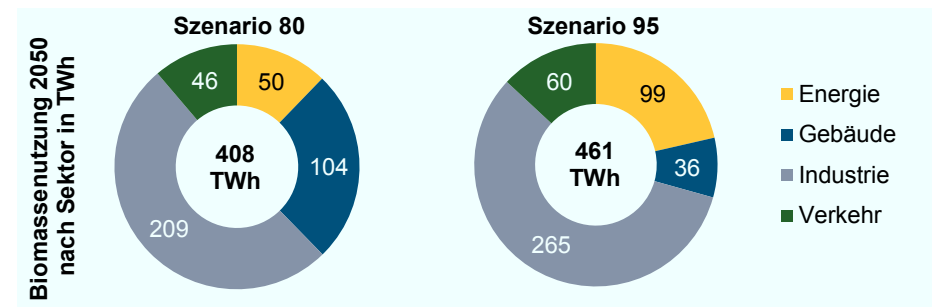


Abbildung 5.37: Vergleich der energetischen Biomassenutzung nach Sektor im Jahr 2050 in Szenario 80 und Szenario 95

Zur Bereitstellung der Biomasse werden in beiden Szenarien die verfügbaren Potenziale an Rest- und Abfallbiomasse sowie an Anbauflächen im Jahr 2050 nahezu vollständig ausgenutzt. Im Bereich der Rest- und Abfallbiomasse wird ausschließlich die verfügbare Strohmenge nicht vollständig genutzt. In Szenario 95 wird die verfügbare Strohmenge allerdings zu ca. 94 % (29 TWh/a) umgesetzt und in Szenario 80 nur zu ca. 10 % (3 TWh/a). In Summe trägt die Rest- und Abfallbiomasse somit zu ca. 223 TWh/a (*Szenario 80*) bzw. ca. 250 TWh/a (*Szenario 95*) bei. In Bezug auf die verfügbaren Acker- bzw. Grünlandflächen werden die verfügbaren Potenziale zum Energiepflanzenanbau von 3,0 Mio. ha bzw. 1,7 Mio. ha im Jahr 2050 in beiden Szenarien vollständig ausgenutzt (vergleiche Abbildung A.3). Die Grünlandflächen werden dabei in beiden Szenarien ausschließlich zur Bewirtschaftung von Kurzumtriebsplantagen (KUP) verwendet. Diese tragen mit etwa 68 TWh/a zur Strom- und Wärmeherzeugung bei. Bei der Verwendung der verfügbaren Ackerlandflächen unterscheiden sich die Szenarien wiederum. Während diese in Szenario 80 zu 70 % für KUP und zu 30 % für den Rapsanbau genutzt werden, werden in Szenario 95 ca. 79 % der Flächen für KUP und 21 % für den Zuckerrübenanbau genutzt. Insbesondere der hohe energetische, flächenspezifische Ertrag durch den Zuckerrübenanbau ermöglicht die zusätzliche Energiebereitstellung durch Biomasse in Szenario 95.

5.2.6 Wärmenachfrage und -bereitstellung

Im Gegensatz zur Stromnachfrage zeigt sich bei der Entwicklung der gesamten Wärmenachfrage eine deutliche Reduktion bis 2050. Insbesondere Im Gebäudebereich ist dies auf Effizienzsteigerungen und Wärmedämmmaßnahmen zurückzuführen (Abbildung 5.38). So sinkt die Nachfrage nach Wärme (Heizung und Warmwasser) um bis zu 24 % in Szenario 80 und um 31 % in Szenario 95. Der Prozesswärmebedarf der Industrie bleibt trotz steigender Bruttowertschöpfung nahezu konstant. Insgesamt sinkt die gesamte Wärmenachfrage um 14 % auf 1.077 TWh/a in Szenario 80 und um 19 % auf 1.017 TWh/a in Szenario 95.

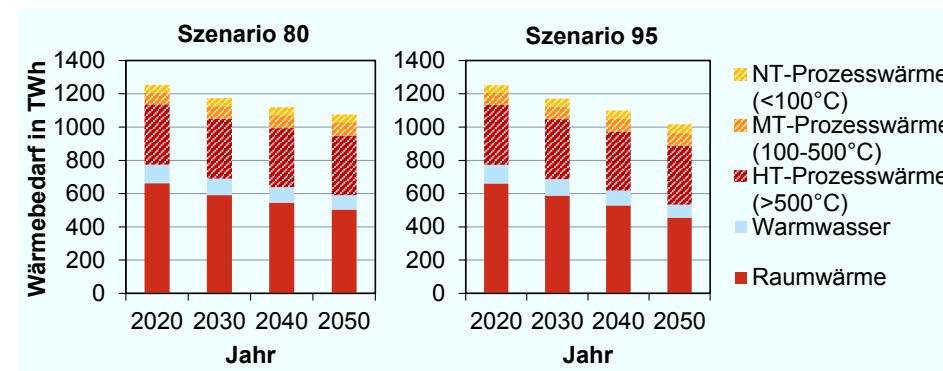


Abbildung 5.38: Vergleich der Entwicklung Gesamtwärmenachfrage nach Art und Temperaturniveau in Szenario 80 und Szenario 95

Bei der Wärmebereitstellung ist bis zum Jahr 2050 eine zunehmende Elektrifizierung festzustellen. (siehe Abbildung 5.39). In Szenario 80 steigt ihr Anteil auf 42 % an bzw. auf 54% in Szenario 95. Ebenfalls ist eine forcierte Nutzung von Biomasse zur Wärmeproduktion festzustellen. Ihr Anteil erhöht sich in beiden Szenarien auf ca. 23 %. Während in Szenario 80 im Jahr 2050 noch 25 % der Wärmeerzeugung über Erdgas erfolgt, reduziert sich dieser Anteil in Szenario 95 auf 4 %. Dieser wird durch die elektrische Wärmeerzeugung sowie durch den Einsatz von Wasserstoff, mit einem Anteil von 16 %, substituiert. Eine detaillierte Beschreibung der sektoralen Wärmeerzeugung findet sich in den Kapiteln zu den jeweiligen Sektoren.

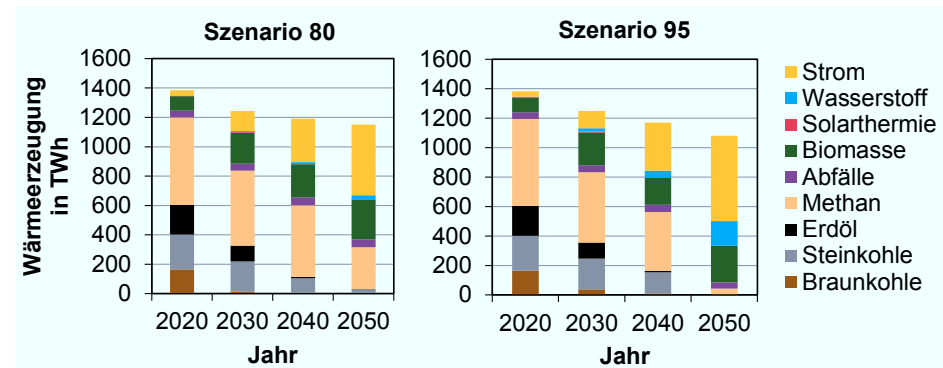


Abbildung 5.39: Vergleich der Entwicklung der Gesamtwärmeerzeugung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

5.3 Gebäude

5.3.1 Gebäudebestandsentwicklung

Die Entwicklung des aktuellen Gebäudebestands lässt sich in drei Kategorien aufteilen, den Abriss von Bestandsgebäuden, die Sanierung von Bestandsgebäuden und den Neubau. Zur besseren Unterscheidung wird nachfolgend zunächst auf den Wohngebäudebestand eingegangen und anschließend auf den Nichtwohngebäudebestand. Die Angaben beziehen sich dabei immer auf den Referenzgebäudebestand des Jahres 2015.

- Wohngebäude

Anhand der Entwicklungen in Szenario 80 und Szenario 95 aus Abbildung 5.40 zeigt sich, dass die Sanierung von Bestandswohngebäuden sowie die Einhaltung effizienter Gebäudestandards beim Neubau eine entscheidende Rolle bei der Transformation des Energiesystems spielen.

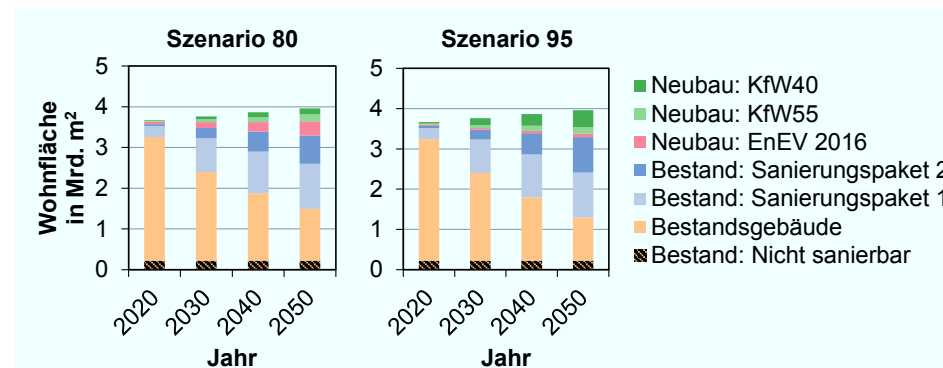


Abbildung 5.40: Vergleich der Entwicklung des Wohngebäudebestands anhand der Wohnfläche nach energetischem Sanierungsstand in Szenario 80 und Szenario 95

Im direkten Vergleich der getroffenen Maßnahmen in Szenario 95 gegenüber Szenario 80 ist ein Anstieg des Sanierungsbedarfs zu erkennen (Abbildung 5.41). Entsprechend steigt der Anteil der energetisch sanierten Bestandswohngebäude von 55 % auf 61 % im Jahr 2050 an. Hierbei ist anzumerken, dass 7 % des Gebäudebestands als nicht-sanierbar angenommen sind und weitere 12,5 % des Bestands im betrachteten Zeitraum nicht im Sanierungszyklus liegen. Bei der zusätzlichen Sanierung zeigt sich außerdem ein direkter Umstieg auf das energieeffizientere Sanierungspaket 2 (vergleiche Kapitel A.2, Tabelle A.7). Ein ähnlicher Effekt ist ebenfalls beim Neubau zu beobachten. Hier erfolgt eine Umstellung vom Standard (EnEV 2016) auf den Standard KfW 40.

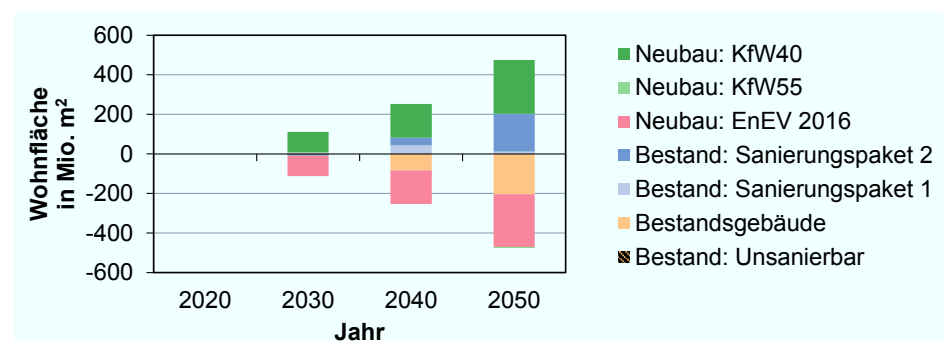


Abbildung 5.41: Veränderung des Wohngebäudebestands anhand der Wohnfläche nach energetischem Sanierungsstand in Szenario 95 gegenüber Szenario 80

Basierend auf der dargestellten Bestandsentwicklung lässt sich die jährliche energetische Sanierungsrate bestimmen. Bedingt durch den unterstellten Sanierungszyklus stehen in jedem Jahr Sanierungsmaßnahmen für ca. 2,5% des Gebäudebestands an. Für diese Gebäude fallen folglich nur die energiebedingten Mehrkosten bei der energetischen Sanierung an. Über alle Gebäudetypen liegt die durchschnittliche jährliche Sanierungsrate bei 1,3% in Szenario 80. Diese steigt in Szenario 95 auf 1,5% pro Jahr an.

Wie am Beispiel des Szenario 95 (Abbildung 5.42) deutlich wird, kann der verbleibende Zeitraum bis zum Jahr 2050 in zwei Handlungsphasen unterteilt werden. In der ersten Phase bis zum Jahr 2035 wird verstärkt auf die Umsetzung gebäudeseitiger Effizienzmaßnahmen gesetzt, während die Phase danach durch den verstärkten Einsatz strombasierter Heizungstechniken und einen zunehmenden Biomasseeinsatz charakterisiert ist. In der ersten Phase ist eine energetische Sanierungsrate von zeitweise mehr als 2% notwendig, die in der zweiten Phase wieder abnimmt. Der Grund ist die starke Kopplung von Stromerzeugung und Gebäudewärmeversorgung (Sektorkopplung). Da die Stromerzeugung bis zum Jahr 2035 in beiden Reduktionsszenarien noch einen signifikanten CO₂-Fußabdruck aufweist, ist der Einsatz von gebäudeseitigen Effizienzmaßnahmen effektiver, um die CO₂-Emissionen zu mindern. Erst mit der signifikanten Zunahme von regenerativer Stromerzeugung, die mit geringeren spezifischen CO₂-Emissionen korreliert, wird der Einsatz von strombasierten Wärmeerzeugungstechniken attraktiv und bringt deren emissionsseitigen Vorteile voll zur Entfaltung. So steigt die Anzahl der installierten Wärmepumpen im Jahr 2050 im Szenario 95 auf ca. 14 Mio. Anlagen an. Die Wärmepumpe ist damit die dominierende Heizungstechnik.

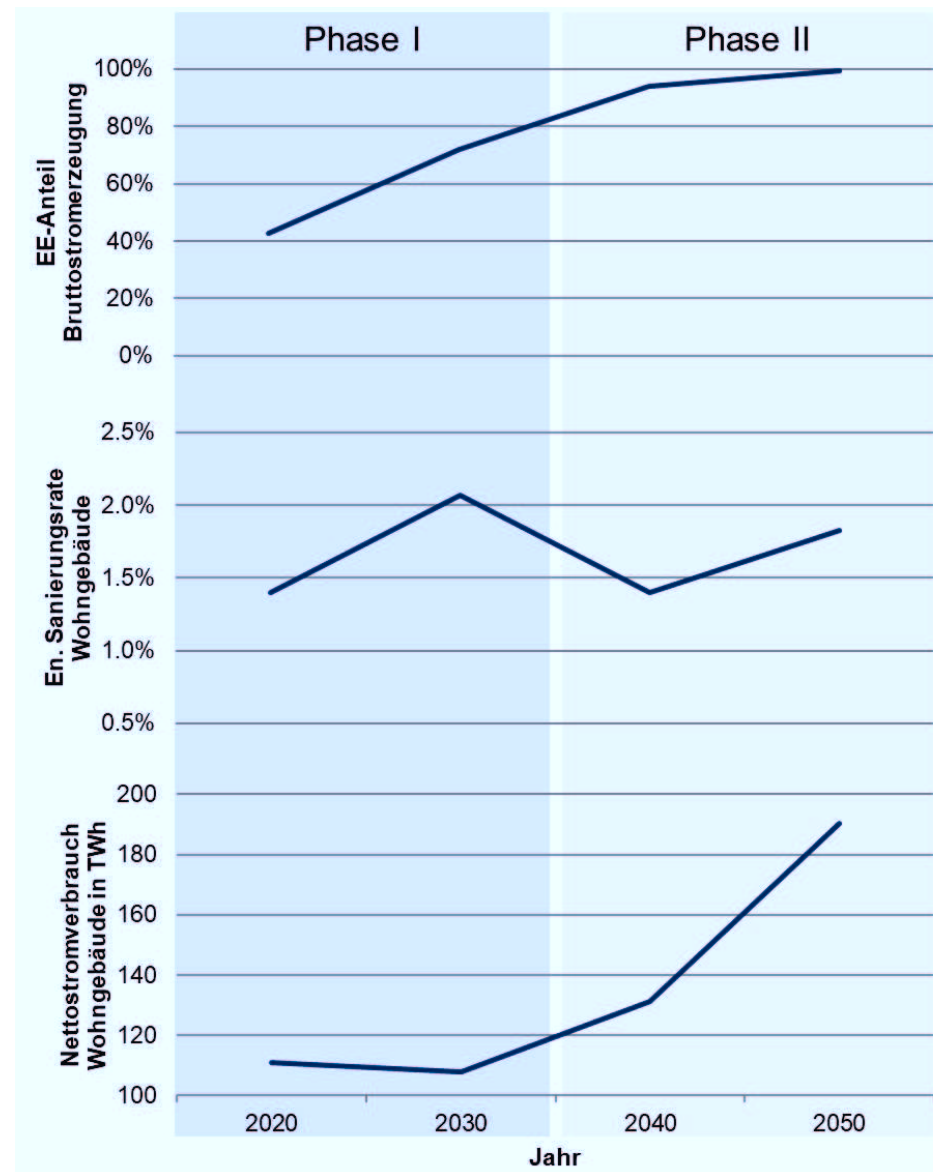


Abbildung 5.42: Energetische Sanierungsrate von privaten Wohngebäuden sowie Strombedarf der privaten Haushalte im Szenario 95

- Nichtwohngebäude

Ergänzend zur Betrachtung der Wohngebäudeentwicklung wird in Abbildung 5.43 die Bestandsentwicklung im Nichtwohngebäudebereich dargestellt. Im Gegensatz zur Nettozunahme der Wohnfläche sinkt die Nutzfläche der Nichtwohngebäude bis 2050 um 15 %. Der

Anteil der energetisch sanierten Bestandsgebäude liegt hier bei 36 % im Jahr 2050 in Szenario 80 und bei 50 % in Szenario 95. Aufgrund der hohen angenommenen Effizienzstandards beim Neubau von Nichtwohngebäuden und den vergleichsweise geringen Kosten werden hierbei die als Standard definierten Maßnahmen (vergleiche Kapitel A.2) umgesetzt.

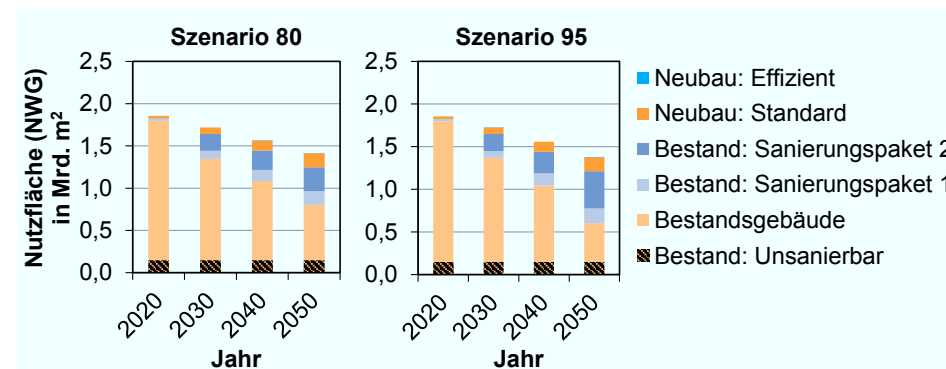


Abbildung 5.43: Vergleich der Entwicklung des Nichtwohngebäudebestands anhand der Nutzfläche nach energetischem Sanierungsstand in Szenario 80 und Szenario 95

5.3.2 Wärmebereitstellung für den Gebäudesektor

Im Nachfolgenden wird auf die Wärmeerzeugung bzw. die Wärmebereitstellung für den Gebäudesektor (Wohn- und Nichtwohngebäude) eingegangen. Unterschieden wird zwischen den Kategorien dezentrale Wärmeerzeugung sowie leitungsgebundene Wärmebereitstellung. Letztere teilt sich wiederum in Fernwärme und Nahwärme⁸ auf. Wie Abbildung 5.44 verdeutlicht, spielt in beiden Szenarien auch im Jahr 2050 die dezentrale Wärmeversorgung die wichtigste Rolle. Trotz des technologischen Wandels im Gebäudesektor sind strukturelle Veränderungen hinsichtlich des Anteils der dezentralen Wärmeversorgung vergleichsweise gering. Dieser steigt in *Szenario 80* von 70 % auf 75 % an bzw. sinkt in *Szenario 95* auf 66 % ab. Die größten Veränderungen sind bei der Fernwärmeversorgung festzustellen. Deren Anteil an der Gebäudewärmeversorgung sinkt in beiden Szenarien bis 2050 auf 1 bis 2%. Dieser Effekt beruht auf den geringeren Skaleneffekten beim Ausbau strom- oder biomassebasierter Heiztechnologien. Folglich reichen die Kosteneinsparungen beim Bau eines großen, zentralen Heizwerks nicht aus, um die Kosten für den Ausbau eines Fernwärmenetzes zu kompensieren. Jedoch profitieren Nahwärmelösungen von diesem Effekt. Ihr Anteil steigt bis 2050 auf 23 % in *Szenario 80* bzw. auf 33 % in *Szenario 95* an. Bis zu dieser Größenordnung reichen die Kosteneinsparungen beim Ausbau größer skalierter Wärmepumpen und Biomasseheizanlagen zur Kompensation der zusätzlichen Wärmenetzkosten aus.

⁸ Leitungslängen bis 15m

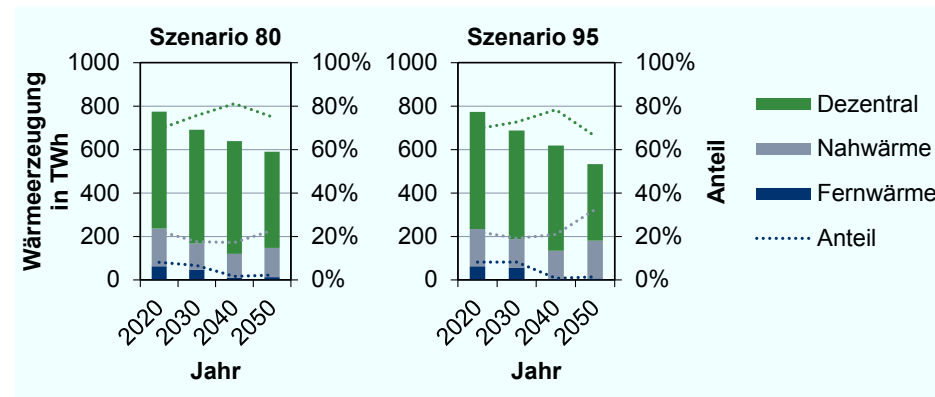


Abbildung 5.44: Vergleich der Entwicklung des Anteils der Fern- und Nahwärme sowie der dezentralen Erzeugung an der Raumwärme- und Warmwasserversorgung in Szenario 80 und Szenario 95

Bei der in Abbildung 5.45 dargestellten Entwicklung der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung ist eine deutliche Elektrifizierung des Sektors zu erkennen. Der Anteil von Wärmepumpen an der Gebäudewärmeversorgung erhöht sich in Szenario 80 auf bis zu 68 % und in Szenario 95 auf bis zu 83 %. Während in Szenario 80 in 2050 noch ein Anteil von 17% der Wärmeversorgung über fossiles Erdgas abgedeckt wird, erfolgt in Szenario 95 eine fast vollständige Verdrängung fossiler Energieträger. Auch der Einsatz von Heizöl erfolgt noch bis zum Jahr 2030 und spielt danach keine Rolle mehr. Die Substitution der fossilen Energieträger wird durch den weiteren Ausbau von Wärmepumpen und in einem kleinen Ausmaß durch den Einsatz von wasserstoffbasierten Technologien (z.B. SOFC) ersetzt. Der Einsatz von Biomasse zur Raumwärmeerzeugung nimmt insbesondere im Szenario 95 deutlich ab, da Biomasse in anderen Bereichen (z.B. Industrie) deutlich effektiver eingesetzt werden kann.

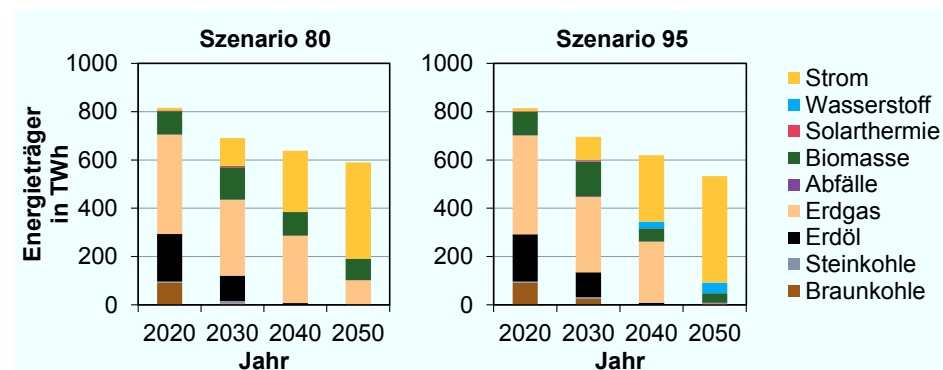


Abbildung 5.45: Vergleich der Entwicklung der Raumwärme- und Warmwasserversorgung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

5.4 Industrie und Gewerbe

Die im Nachfolgenden gezeigten Energieverbräuche sind immer im Kontext der angenommenen Güterproduktionen bzw. der Bruttowertschöpfung bis zum Jahr 2050 zu sehen. So wird bis zum Jahr 2050 davon ausgegangen, dass die Bruttowertschöpfung deutlich steigt (Kapitel 2). Dies bedeutet, dass die Bruttowertschöpfung im Jahr 2050 und die damit korrelierenden Nachfragen um etwa 47 % über dem Ausgangswert des Jahres 2015 liegen. Der industrielle Energiebedarf lässt sich zu einem großen Anteil auf die Prozesswärmefachfrage zurückführen. Wie in Abbildung 5.46 dargestellt, bleibt die Prozesswärmefachfrage trotz steigender Bruttowertschöpfung nahezu konstant. D.h. mit den angenommenen Effizienzverbesserungen lässt sich der eigentlich zu erwartende Mehrverbrauch nahezu kompensieren. Beim Nettostrombedarf der Industrie ist hingegen ein Anstieg durch die zunehmende Elektrifizierung der Prozesswärmefachbereitstellung zu festzustellen. In Szenario 95 sind ab 2040 zusätzliche Elektrifizierungsmaßnahmen gegenüber Szenario 80 zu erkennen. Insgesamt erhöht sich der Nettostromverbrauch der Industrie gegenüber heute um ca. +28 % in Szenario 80 und um ca. +42 % in Szenario 95.

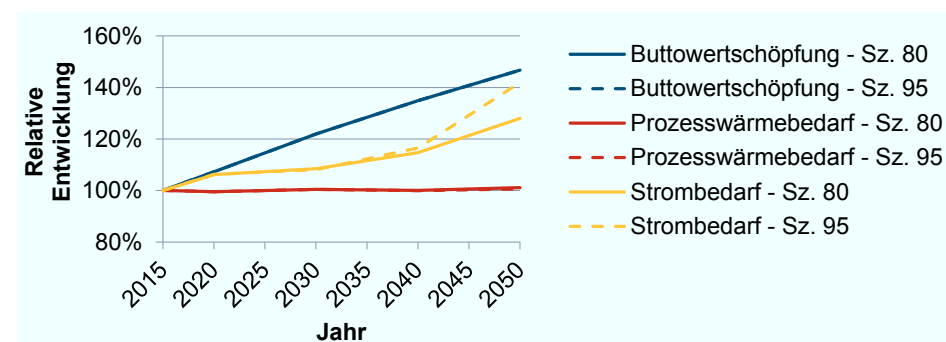


Abbildung 5.46: Vergleich der relativen Entwicklung der Bruttowertschöpfung, des Prozesswärmefachbedarfs und des Strombedarfs des Industriesektors gegenüber 2015 in Szenario 80 und Szenario 95

5.4.1 Prozesswärmefachbereitstellung

Mit einem Anteil von etwa 78 % am gesamten Endenergieverbrauch der Industrie spielt die Prozesswärmefachherzeugung eine entscheidende Rolle bei der CO₂-Minderung der Industrie. Da die Effizienzmaßnahmen schon im Szenario 80 fast annähernd ausgeschöpft werden, ist die Prozesswärmefachnachfrage in beiden Szenarien fast identisch. Die entscheidende Stellgröße für eine CO₂-Minderung ist der Energieträgermix für die Prozesswärmefachherzeugung. Wie in Abbildung 5.47 dargestellt, unterscheiden sich die Zusammensetzungen der eingesetzten Energieträger in den Szenarien deutlich. Während im Szenario 80 der Einsatz von fossilen Energieträgern (Gas, Kohle) mit einem Anteil von 38 % noch signifikant ist, spielt der Einsatz von fossilen Energieträgern im Szenario 95 keine Rolle mehr. Darüber hinaus ist eine deutliche Elektrifizierung festzustellen. So besitzt der Anteil von Elektrizität im Szenario 95 einen Anteil von etwa 26,6 % bzw. 14,1 % im Szenario 80. In beiden Szenarien dominiert der Einsatz von Biomasse im Jahr 2050. Die Anteile liegen bei 32,2 % (Szenario

80) bzw. 37,3 % (Szenario 95). Die Prozesswärmenachfrage wird in drei Temperaturkategorien unterteilt. Etwa 73 % ist Hochtemperaturwärme (>500°C), 16 % Mitteltemperaturwärme (100 bis 500°C) und 11 % Niedertemperaturwärme (<100°C). Insbesondere zur Erzeugung der Hochtemperaturwärme wird Biomasse in Form von torrefizierter Biomasse („Biokohle“) eingesetzt. Der Anteil von Biokohle an der Hochtemperaturwärmeerzeugung beträgt im Szenario 95 ca. 72 % (Szenario 80: 57%). Während im Szenario 80 noch etwa 35 % der Hochtemperaturwärme mit Erdgas erzeugt wird, wird im Szenario 95 Wasserstoff für die Produktion von Hochtemperaturwärme eingesetzt. Dessen Anteil an der Hochtemperaturwärmeerzeugung beträgt im Jahr 2050 ca. 22 %. Eine Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung findet vor allem bei der Erzeugung von Mitteltemperaturwärme statt. So liegt der Stromanteil im Szenario 95 bei 42 %, während er im Szenario 80 bei 27% liegt. In beiden Szenarien spielt der Einsatz von Abfällen zur Erzeugung von Mitteltemperaturwärme mit Anteilen von über 40 % eine wichtige Rolle (Tabelle 5.5, Tabelle 5.6).

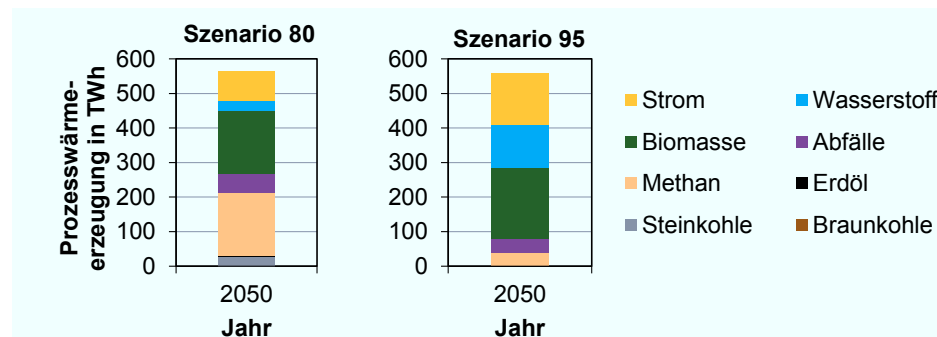


Abbildung 5.47: Vergleich der Entwicklung des Energiebedarfs für die gesamte Prozesswärmeerzeugung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

Tabelle 5.5: Prozesswärmeerzeugung (ohne Stahl- u. Zementindustrie) im Szenario 95 im Jahr 2050

Szenario 95	HT-Wärme	MT-Wärme	NT-Wärme
Biomasse	72%	17%	26%
Strom	-	42%	51%
Methan	-	-	-
Abfälle	-	41%	16%
Wasserstoff	22%	-	7%
Andere	6%	-	-
Summe	353 TWh	77 TWh	53 TWh
Anmerkung: NT (Niedertemperatur), MT (Mitteltemperatur), NT (Niedertemperatur)			

Tabelle 5.6: Prozesswärmeerzeugung (ohne Stahl- und Zementindustrie) im Szenario 80 im Jahre 2050

Szenario 80	HT-Wärme	MT-Wärme	NT-Wärme
Biomasse	57%	-	59%
Strom	-	27%	26%
Methan	35%	30%	13%
Abfälle	-	43%	1%
Wasserstoff	-	-	-
Andere	7%	-	1
Summe	360 TWh	78 TWh	53 TWh
Anmerkung: NT (Niedertemperatur), MT (Mitteltemperatur), NT (Niedertemperatur)			

Die Erzeugung von Niedertemperatur erfolgt in beiden Szenarien durch eine Vielzahl von unterschiedlichen Techniken (z.B. Wärmepumpen, KWK-Anlagen, Elektrokessel etc.). Vergleicht man beide Szenarien, ist festzustellen, dass im Szenario 95 über 50 % der Niedertemperaturwärme auf der Basis von Strom hergestellt wird. Demgegenüber liegt der vergleichbare Anteil im Szenario 80 mit 26 % deutlich niedriger. Hier dominiert der Biomasseinsatz mit einem Anteil von fast 60 %.

5.4.2 Roheisen- bzw. Stahlherstellung

Mit einem Anteil von mehr als ein Drittel an den gesamten CO₂-Emissionen der Industrie und einem Anteil von knapp 9 % an den gesamten CO₂ Emissionen Deutschlands ist die Stahlproduktion eine der energie- und CO₂-intensivsten Industriebranchen. Neben dem Recycling von Stahl über Elektrolichtbogenöfen kommt zur Rohstahlerzeugung derzeit nur der Hochofenprozess in entsprechenden Hüttenwerken zum Einsatz. Zur Einhaltung der CO₂-Reduktionsziele zeigt sich jedoch in Abbildung 5.48 in beiden Szenarien, dass das Direktreduktionsverfahren über Wasserstoff zukünftig eine wichtige Alternative ist. Das Verfahren ersetzt in beiden Szenarien sukzessive den Hochofenprozess bis zu einem Marktanteil im Jahr 2050 von 66 % (Szenario 80) bzw. 100 % (Szenario 95) an der Rohstahlerzeugung.

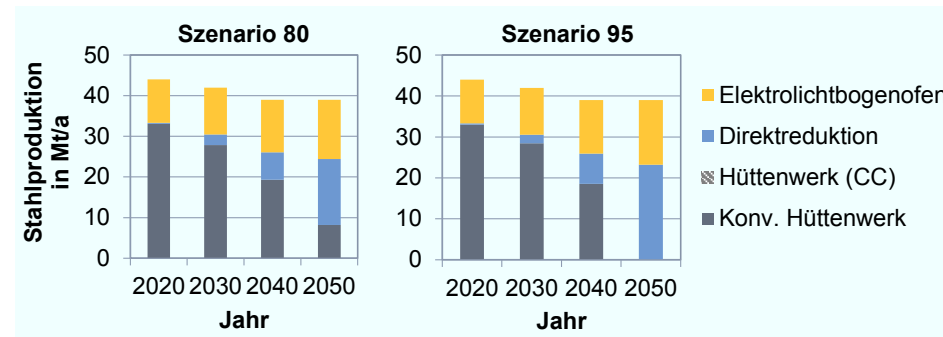


Abbildung 5.48: Vergleich der Entwicklung der Stahlproduktion nach Verfahren in Szenario 80 und Szenario 95

Aus der Prozessumstellung bei der Stahlerzeugung sowie dem Rückgang der Jahresproduktionsmenge (vergleiche Abbildung A.8) zeigt sich ebenfalls eine Veränderung der nötigen Energieträger zur Stahlproduktion (siehe Abbildung 5.49). Der Anteil von Kohle bzw. Koks als Energieträger wird zunehmend von Wasserstoff und Methan abgelöst.

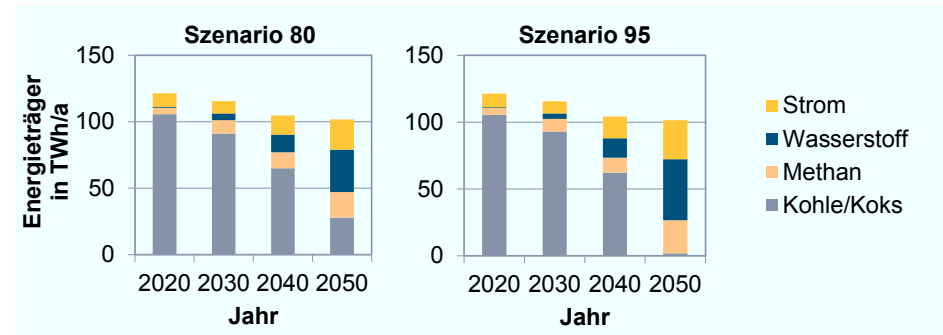


Abbildung 5.49: Vergleich der Entwicklung des Endenergiebedarfs der Stahlproduktion nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95

Neben dem Verfahren der Wasserstoffdirektreduktion besteht prinzipiell auch die Möglichkeit des Einsatzes von Carbon Capture Verfahren mit anschließender CO₂ Nutzung. Allerdings ist diese Variante nicht Bestandteil des kostenoptimalen Technikportfolios.

5.5 Verkehrssektor

Mit einem Anteil von etwa 22 % an den gesamten nationalen CO₂-Emissionen ist der Verkehrssektor derzeit einer der größten Emittenten. Während in allen anderen Sektoren in den letzten Jahren die Treibhausgasemissionen signifikant reduziert worden sind, ist für den Verkehrssektor nahezu eine Stagnation der CO₂-Emissionen festzustellen. Vor diesem Hintergrund stellt die Reduzierung der CO₂-Emissionen in diesem Sektor eine besondere

Herausforderung dar. Wichtige Parameter sind hierbei die zu erwartenden Verkehrsleistungsnachfragen, die immer im Kontext der nachfolgenden Ergebnisanalyse zu berücksichtigen sind. Wie in Kapitel 2 (siehe auch Anhang A.4) erläutert, wird davon ausgegangen, dass die Personenverkehrsnachfrage bis zum Jahr 2050 um etwa 1,9 % auf einen Wert von 1116 Mrd. Pkm abnehmen wird. Demgegenüber wird angenommen, dass sich der Trend steigender Güterverkehrsleistungen auch bis zum Jahr 2050 deutlich fortsetzen wird. Es wird angenommen, dass die Güterverkehrsleistung bis zum Jahr 2050 um knapp 48 % auf einen Wert von 945 Mrd. tkm ansteigen wird.

Die folgende Ergebnisanalyse ist wie folgt aufgebaut: In einem ersten Schritt werden die Kraftstoffnachfragen bzw. deren Bereitstellung vorgestellt. Daran schließt sich eine Darstellung der Fahrzeugbestände an, in der ausführlich auf die jeweiligen Antriebstechniken für die jeweiligen Verkehrsarten im Personen- und Güterverkehr eingegangen wird.

5.5.1 Kraftstoffnachfrage und -bereitstellung

Im Rahmen der Kraftstoffbereitstellung wird zunächst auf die drei wichtigsten derzeitigen Flüssigkraftstoffarten, Ottokraftstoff, Diesellokraftstoff und Flugturbinenkraftstoff, eingegangen. Für diese wird jeweils zuerst die Versorgungsstruktur inklusive der Substitution durch alternative Kraftstoffe aufgezeigt und anschließend die Kraftstoffverteilung auf die einzelnen Verkehrsbereiche. Ergänzend wird diese Verteilung ebenfalls für den Einsatz von Strom und Wasserstoff im Verkehrsbereich beschrieben.

Tabelle 5.7: Portfolio Otto-Kraftstoffe

Konventionell	CO ₂ -freie Alternativen
- Fossiles Benzin	- Fischer Tropsch (FT) Benzin (Inland, Import)
- Liquefied Petroleum Gas (LPG)	- Bioethanol (E85)
- Erdgas - Compressed Natural Gas (CNG) - Liquefied Natural Gas (LNG)	- Synthetic Natural Gas SNG (Inland, Import), Biomethan - Compressed Natural Gas (CNG) - Liquefied Natural Gas (LNG)

Bei der Kraftstoffbereitstellung für Ottomotoren wird zum einen zwischen unterschiedlichen fossilen Kraftstoffen und CO₂ freien Alternativen unterschieden (Tabelle 5.7). Bei den nachfolgenden Erläuterungen ist anzumerken, dass die Beimischung geringer Mengen biogener Kraftstoffe zum konventionellen Benzin (E5/E10) unter der Kategorie des fossilen Benzins bilanziell zusammengefasst werden.

In Abbildung 5.50 ist die Entwicklung der Ottokraftstoffnachfrage für den Transportsektor dargestellt. Ottokraftstoffe spielen in beiden Szenarien zum Ende der Transformation eine deutlich geringere Rolle als heute. So liegt der Anteil von Ottokraftstoffen am gesamten Kraftstoffeinsatz des Verkehrssektors im Jahr 2050 im Szenario 95 nur noch bei ca. 10 %. Der vergleichbare Anteil für das Szenario 80 beträgt 32 %. In beiden Szenarien nimmt der Einsatz von fossilem Benzin stark ab. So ist der Einsatz von konventionellem Benzin im

Szenario 80 im Jahr 2040 nur noch sehr gering, während er im Szenario 95 noch etwa 100 TWh beträgt. Im Jahr 2050 wird in keinem der beiden Szenarien mehr fossiles Benzin eingesetzt. Der Übergang zu Erdgas spielt insbesondere im Szenario 80 eine größere Rolle. Ursache hierfür ist u.a. der spezifisch gesehen geringere CO₂-Ausstoß gegenüber fossilem Benzin.

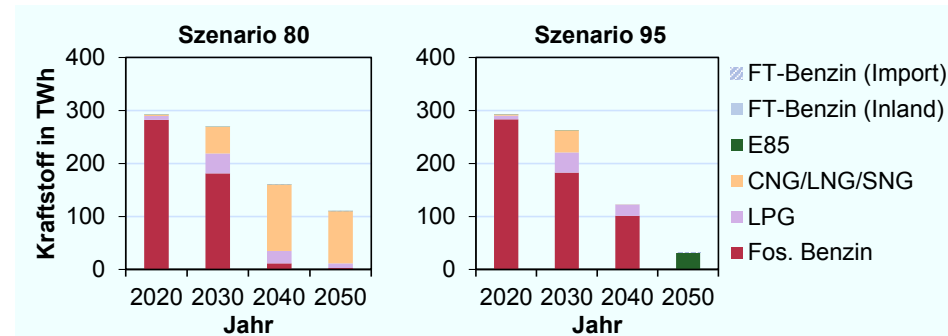


Abbildung 5.50: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Ottokraftstoffbereitstellung nach Kraftstoffart in Szenario 80 und Szenario 95

Der Einsatz der (alternativen) Ottokraftstoffe beschränkt sich aktuell bei den betrachteten Transportmitteln ausschließlich auf den Straßenverkehr und insbesondere den Pkw-Verkehr. Wie in Abbildung 5.51 zu sehen ist, bleibt das Pkw-Segment in beiden Szenarien auch in Zukunft der größte Verbraucher für (alternative) Ottokraftstoffe, allerdings in deutlich geringerem Ausmaß. Alternative Ottokraftstoffe werden darüber hinaus in Lkw, Kleintransportern und Bussen eingesetzt. Im Jahr 2050 im Szenario 80 besitzen Lkw einen Anteil von ca. 24 %, Kleintransporter von ca. 18 % und Busse von ca. 13 % am entsprechenden Kraftstoffabsatz. In Szenario 95 werden für diese Transportmittel nur noch marginale Mengen eingesetzt.

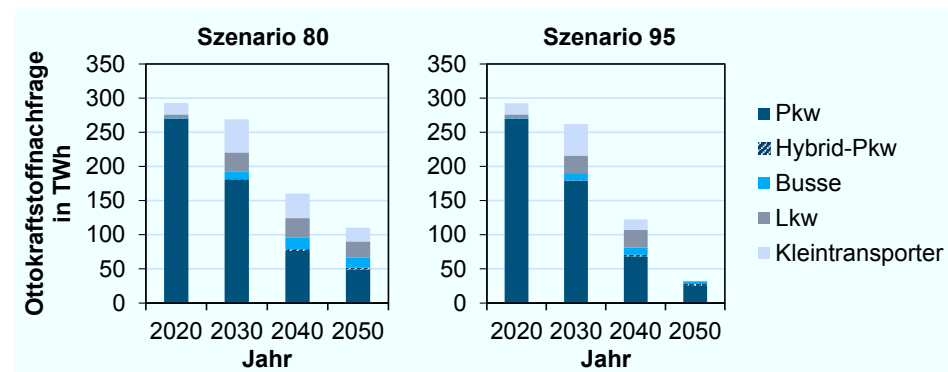


Abbildung 5.51: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Ottokraftstoffnachfrage nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95

Eine ähnliche Entwicklung wie bei den Ottokraftstoffen ist für den Einsatz von Dieseldieselkraftstoff festzustellen (Abbildung 5.52). Insgesamt nimmt der Einsatz von Dieseldieselkraftstoffen in beiden Szenarien stark ab. Die Anteile am gesamten Kraftstoffbedarf des Verkehrssektors betragen im Jahr 2050 ca. 12 % (Szenario 80) und ca. 15 % (Szenario 95). Während im Szenario 80 noch zu einem überwiegenden Anteil fossiler Diesel eingesetzt wird, beschränkt sich der Einsatz im Szenario 95 ausschließlich auf importierten „grünen“ FT-Diesel.

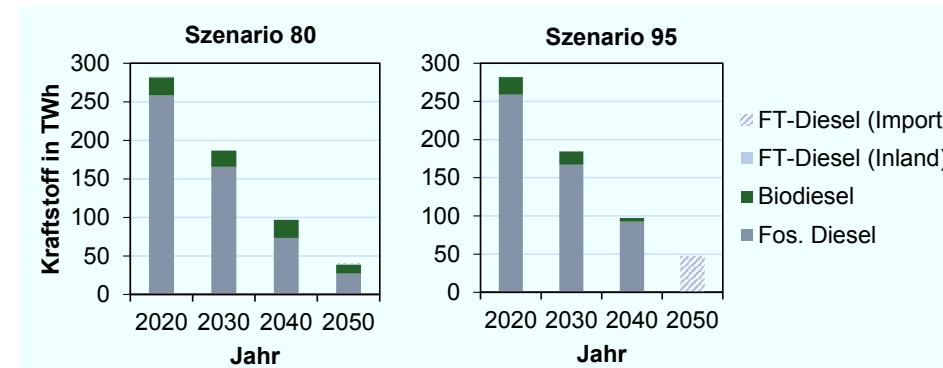


Abbildung 5.52: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Dieseldieselkraftstoffbereitstellung nach Kraftstoffart in Szenario 80 und Szenario 95

Die größten Abnehmer für (alternativen) Dieseldieselkraftstoff sind der Lkw- und Pkw-Verkehr (siehe Abbildung 5.53). Beide Verkehrsbereiche bleiben demnach auch in Zukunft in beiden Szenarien die größten Verbraucher. Im Jahr 2050 machen die Lkw einen Anteil von 58 % in Szenario 80 bzw. 38% in Szenario 95 aus.

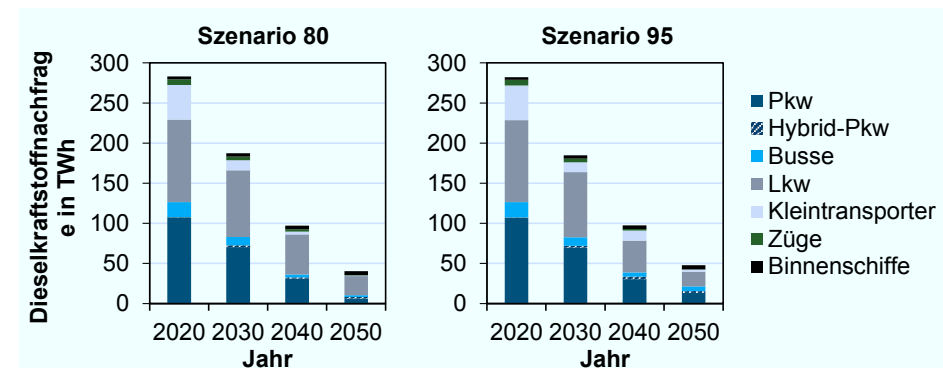


Abbildung 5.53: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Dieseldieselkraftstoffnachfrage nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95

Für die Abnahme von Fluggastkraftstoff kommt lediglich der Flugverkehr als Abnehmer in Frage. Dessen Versorgung beruht in Szenario 80 bis zum Jahr 2050 weiterhin auf konventionellem, fossilem Kerosin. In Szenario 95 erfolgt bis zum Jahr 2050 jedoch eine vollständige Umstellung auf importiertes, erneuerbares Fischer-Tropsch-Kerosin.

Wie im Folgenden gezeigt wird, werden die heute konventionellen Otto- und Dieselmotoren zu großen Anteilen durch Wasserstoff und Strom substituiert. In Abbildung 5.54 ist die jährliche Wasserstoffnachfrage nach Verkehrsmittel dargestellt. In beiden Szenarien ist ein signifikanter Anstieg der Wasserstoffnachfrage zu erkennen. So werden im Szenario 80 im Jahr 2050 ca. 118 TWh Wasserstoff eingesetzt, was einem Anteil von 35 % am gesamten Kraftstoffverbrauch entspricht. Im Szenario 95 liegt der vergleichbare Anteil mit 49 % deutlich höher und, der Verbrauchswert liegt bei ca. 152 TWh. Wasserstoff wird in beiden Szenarien im Lkw- und Pkw-Bereich eingesetzt. Im Szenario 80 verteilt sich die Wasserstoffnachfrage zu ca. 43 % auf Lkw, zu ca. 36 % auf Pkw, zu ca. 11 % auf Kleintransporter, zu ca. 6 % auf Züge und zu ca. 4 % auf Busse. Gegenüber Szenario 80 ist im Szenario 95 im Jahr 2050 ein deutlich höherer Wasserstoffeinsatz im Lkw Segment zu erkennen. So beträgt der Anteil des Lkw-Verkehrs ca. 47 %, während der Wasserstoffanteil des Pkw Segments ca. 30 % beträgt. Der Anteil des Kleintransporter-Verkehrs beträgt 10 %. Signifikant ist der Anstieg des Wasserstoffeinsatzes im Zugverkehr und Busverkehr. Mit Anteilen von ca. 7% im Zugverkehr und 5% im Busverkehrs liegen sie deutlich höher als im Szenario 80.

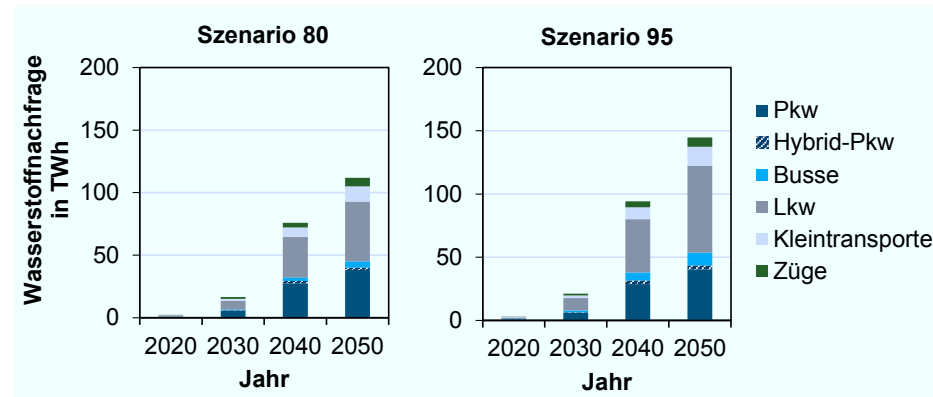


Abbildung 5.54: Vergleich der Entwicklung der Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95

Bei der Stromnachfrage des Verkehrssektors ist in Abbildung 5.55 ein Anstieg auf insgesamt etwa 40 TWh/a in Szenario 80 und etwa 49 TWh/a in Szenario 95 zu erkennen. Etwa zwei Drittel der Stromnachfrage entfällt in beiden Szenarien auf den Pkw-Verkehr. Als weiterer relevanter Verbraucher ist der Zugverkehr mit einem Anteil von ca. 20 % in Szenario 80 und von ca. 17 % in Szenario 95 zu nennen. Die Kleintransporter kommen auf einen Anteil von 14 % in Szenario 80 bzw. 18 % in Szenario 95.

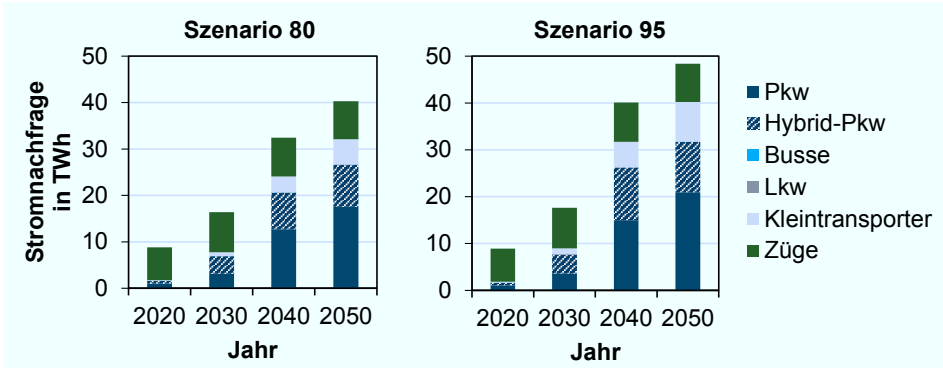


Abbildung 5.55: Vergleich der Entwicklung der Stromstoffnachfrage im Verkehrssektor nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95

5.5.2 Fahrzeugantriebskonzepte

Während zuvor auf den Kraftstoffeinsatz eingegangen wurde, wird im Folgenden der Fokus auf die Antriebstechnologien gelegt. Das Portfolio der Antriebstechniken mit den entsprechenden Abkürzungen findet sich in Tabelle 5.8. Unterschieden wird zwischen Verbrennungsmotoren sowie rein elektrischen Antrieben. Für die Kombination von Antrieben (Hybrid) stehen die Konzepte „ohne externe elektrische“ Ladung sowie mit „externer elektrischer Ladungsmöglichkeit“. Die jeweiligen Anteile der Antriebskonzepte beziehen sich auf die Verkehrsleistung des jeweiligen Transportsegments (z.B. Pkw, Busse etc.).

Tabelle 5.8: Portfolio der Antriebskonzepte

Verbrennungsmotor	Reine elektrische Antriebe	
	Batterieelektrisch	Brennstoffzelle
Dieselmotor (Compression Ignition Engines, CIE) - Hybrid, (H)-CIE - Plug in Hybrid, (PIH)-CIE	Batterieelektrisch (BEV) - Oberleitungsanbindung (OHW)	Brennstoffzelle (FCEV) - Plug in Hybrid, (PIH)-FCEV
Ottomotor (Spark ignition Engine SIE) - Hybrid, (H)-SIE - Plug-in Hybrid, (PIH)-SIE		

a. Personenverkehr

Mit einem Anteil von knapp 78 % (867 Mrd. Pkm) dominiert der straßengebundene Pkw-Verkehr auch im Jahr 2050 die gesamte Personenverkehrsleistung (siehe auch Anhang A.4). Die in Abbildung 5.56 dargestellten Anteile der Antriebstechnik beziehen sich auf die

Verkehrsleistung des Pkw-Verkehrs. Wie in der Abbildung zu erkennen ist, sind in beiden Szenarien ähnliche Trends zu erkennen. Wie sich schon bei der Kraftstoffnachfrage andeutete, verlieren die Verbrennungskonzepte stark an Bedeutung und werden zu einem großen Anteil durch batterieelektrische Fahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge ersetzt. So liegt der Anteil dieser beiden Antriebskonzepte im Szenario 80 im Jahr 2050 in Summe bei ca. 56 % (34 % FCEV, 22 % BEV). Der vergleichbare Anteil für das Szenario 95 liegt mit 65 % (39 % FCEV, 26 % BEV) noch deutlich höher. Der Anteil von Ottomotoren liegt im Szenario 80 bei ca. 25 %; der hierfür notwendige Energieträgereinsatz basiert im Wesentlichen auf Gas (siehe vorheriges Kapitel 5.5.1). Der vergleichbare Anteil des Ottomotorantriebs beträgt im Szenario 95 ca. 15 %, wobei hier ausschließlich Bioethanol eingesetzt wird.

Da die Ergebnisse mit einem kostenminimierenden Modell berechnet wurden, spielen die angenommenen Herstellkosten eine entscheidende Rolle. Die Analysen zeigen, dass insbesondere die Pkw-Fahrzeugkosten die Wahl der Antriebstechniken stark beeinflussen. So haben bereits relativ geringe Veränderungen der Fahrzeugkosten einen erheblichen Einfluss auf die Wahl der Antriebstechniken (siehe nachfolgenden Exkurs). Da allerdings derzeit sehr unterschiedliche Kostenprojektionen für die jeweiligen Antriebstechniken angegeben werden, ist das ermittelte Ergebnis als nicht besonders robust einzuordnen.

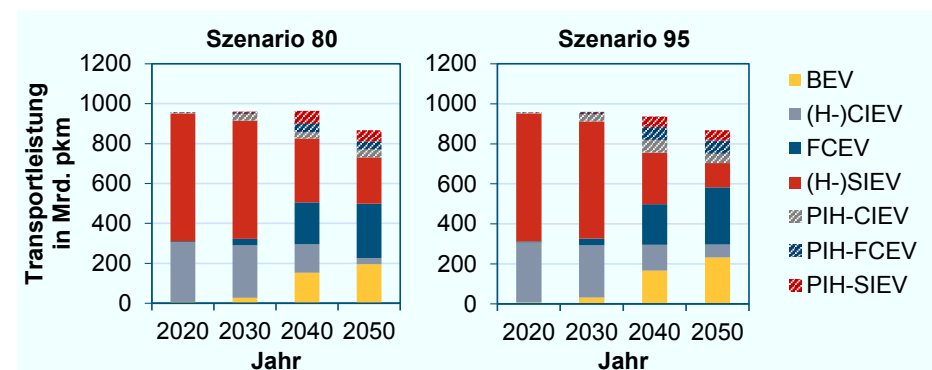


Abbildung 5.56: Anteile der Antriebsarten im Pkw Segment bezogen auf die Personenverkehrsleistung

Exkurs: Variation der Fahrzeugkosten für den Pkw Verkehr

Für die Berechnung einer kostenoptimalen Treibhausgasreduktionsstrategie ist die Annahme von Herstellkosten sowie Lernraten notwendig. Ein Literaturvergleich unterschiedlicher Studien von Kostendaten für die jeweiligen Antriebstechniken zeigt ein uneinheitliches Bild. Dies gilt nicht nur für die absolute Höhe der Herstellkosten, sondern auch für den Kostenvergleich zwischen den jeweiligen Verkehrsträgern (Pkw, Busse etc.). Fast immer ist unklar, von welchen Annahmen bei der Abschätzung ausgegangen wird bzw. welche „Storyline“ für eine Referenztechnik (z. B. zukünftige Anforderungen für Verbrennungsmotoren bezüglich der Rückhaltung klassischer Emissionen wie Stickoxide oder Feinstaub oder Lärminderung) zugrunde liegt. Vor diesem Hintergrund wurde auf die Generierung eigener Herstellkosten verzichtet. Vielmehr wurden für das Jahr 2050 Sensitivitätsanalysen auf

Ergebnisse

der Basis von Kostenangaben verschiedener Auswertungen externer Studien durchgeführt. Zum einen wurde eine Metaanalyse von externen Studien durchgeführt und auf dieser Basis Durchschnittskosten für die jeweiligen Antriebskonzepte ermittelt. Zum anderen wurden die Werte einer Studie des Öko-Instituts [37] direkt übernommen und auf dieser Basis Modellrechnungen durchgeführt. Die Analysen zeigen, dass schon eine relativ geringe Variation der Herstellkosten zu einer signifikanten Änderung der Wahl bzw. Zusammensetzung der Antriebstechniken und damit auch der Kraftstoffzusammensetzung führt. So schwankt z. B. je nach Annahme der Herstellkosten der Anteil von Batteriefahrzeugen an der Pkw-Flotte zwischen 20 und 53 % (siehe Abbildung 5.57). Vor diesem Hintergrund wurde in der vorliegenden Studie für das Jahr 2050 von gleichen Pkw-Herstellkosten der verschiedenen Antriebstechniken (z. B. Verbrennungsmotor, Brennstoffzelle, Batteriefahrzeuge) ausgegangen. Unabhängig von den folgenden Ergebnissen ist festzuhalten, dass bezüglich der Kostenannahmen noch erheblicher Analysebedarf besteht.

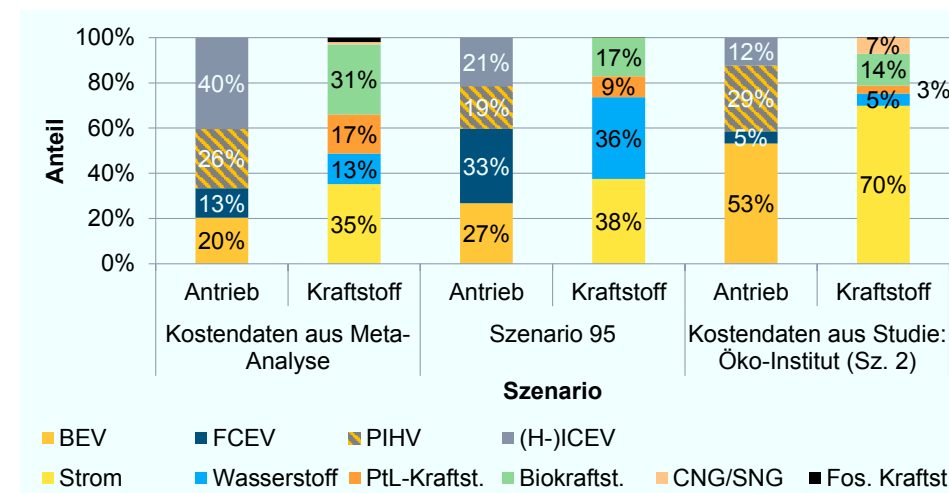


Abbildung 5.57: Vergleich der Verteilung der Antriebsart nach Technologie und der Kraftstoffnachfrage nach Kraftstoffart im Pkw-Bereich im Jahr 2050 bei unterschiedlichen Fahrzeugkostenannahmen am Beispiel von Szenario 95

- Öffentlicher Personenverkehr (Busse)

Der öffentliche Personenverkehr im Bereich der Busse trägt mit einem Anteil von 9 % (2050) deutlich weniger zur gesamten Personentransportleistung bei als der Pkw-Bereich. Jedoch wird für diesen ein Anstieg der nachgefragten Transportleistung bis 2050 um 40 % auf 100 Mrd. Pkm/a angenommen (vergleiche Kapitel A.4 im Anhang). Zum Einsatz kommen in beiden Szenarien drei Antriebsoptionen. Die Anteile an der Transportleistung betragen in Szenario 80 ca. 63 % an SIE-Bussen, 28 % an FCE-Bussen und 9 % an CIE-Bussen (siehe Abbildung 5.58). In Szenario 95 steigt der Anteil der FCE-Busse deutlich auf ca. 57 % an, gefolgt von ca. 26 % CIE-Bussen und ca. 16 % SIE-Bussen. Unter den angenommenen Parametern spielen batterieelektrische und oberleitungsgebundene Antriebe in diesem Einsatzbereich keine Rolle.

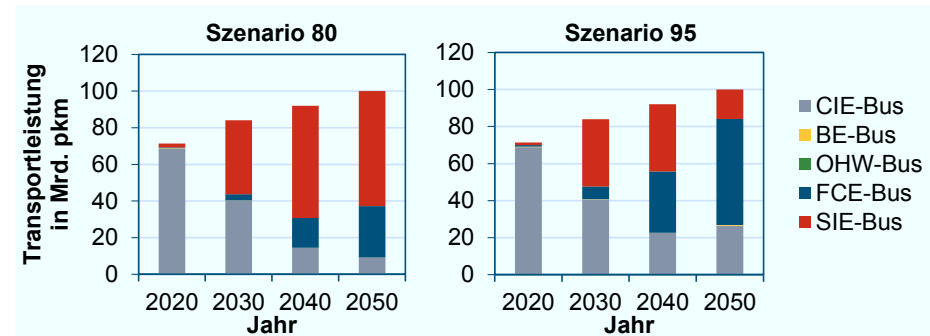


Abbildung 5.58: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Omnibus-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95

- Öffentlicher Personenverkehr (Züge)

Für den schienengebundenen Personentransport wird entsprechend Abbildung 5.59 ein Anstieg der Transportleistung auf bis zu 138 Mrd. Pkm/a (+22 %) im Jahr 2050 angenommen. Der Anteil an der gesamten Personenverkehrsleistung beträgt ca. 12,3 %. Unter den gegebenen Rahmenbedingungen wird in beiden Szenarien eine Zunahme des Anteils oberleitungsgebundener Personenzüge an der Transportleistung auf bis zu 79 % erreicht. Diese werden durch 21 % an Brennstoffzellenpersonenzüge ergänzt, welche die im Einsatz befindlichen Dieselpersonenzüge bis zum Jahr 2050 vollständig ersetzen.

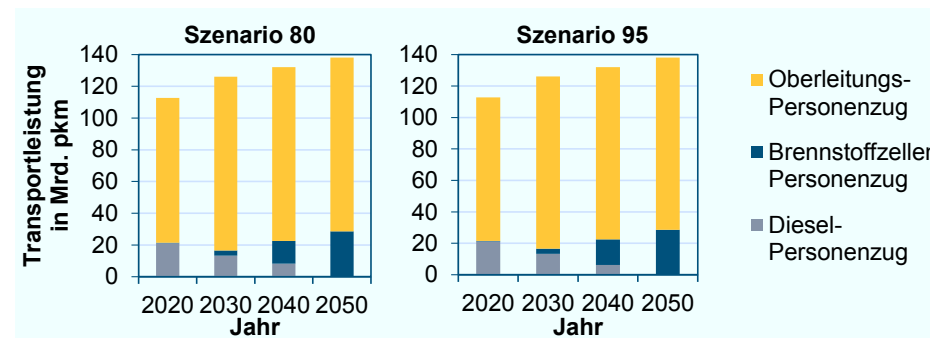


Abbildung 5.59: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Personenzug-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95

b. Güterverkehr

- Straßengebundener Güterverkehr

Wie auch im öffentlichen Personenverkehr wird im Güterverkehr ein Anstieg der Transportleistung angenommen. Im Bereich der Schwerlast-Lkw (Heavy-Duty Vehicles, HDV) mit einem zulässigem Gesamtgewicht ab 7,5 t steigt die Transportleistungsnachfrage um ca. 23% auf 613 Mrd. tkm/a im Jahr 2050 an (vergleiche Kapitel A.4), was einem Anteil an der

gesamten Güterverkehrsnachfrage von knapp 65 % entspricht. Hierbei erweisen sich insbesondere Brennstoffzellenantriebe als wichtigste Antriebstechnologie (siehe Abbildung 5.60). Die mit Brennstoffzellen ausgestatteten Schwerlast-Lkw (FCE-HDV) besitzen im Jahr 2050 einen Anteil von 56 % (Szenario 80) bzw. 81 % (Szenario 95). Ergänzend kommen in Szenario 80 ca. 21 % an Ottomotoren (SIE-HDV) und ca. 24 % an Dieselmotoren (CIE-HDV) zum Einsatz. Wie im vorherigen Abschnitt gezeigt wurde, werden als Kraftstoffe Methan sowie fossiler Diesel eingesetzt. In Szenario 95 sinkt der Anteil der CIE-HDV auf etwa 19 % ab und es wird ausschließlich erneuerbarer FT Diesel eingesetzt. Ottomotoren zählen im Jahr 2050 nicht mehr zum Portfolio der Antriebstechniken. Batterieelektrische und oberleitungsgebundene Antriebsoptionen sind auch in diesem Transportbereich in beiden Szenarien unter den angenommenen Rahmenbedingungen keine kosteneffiziente Option.

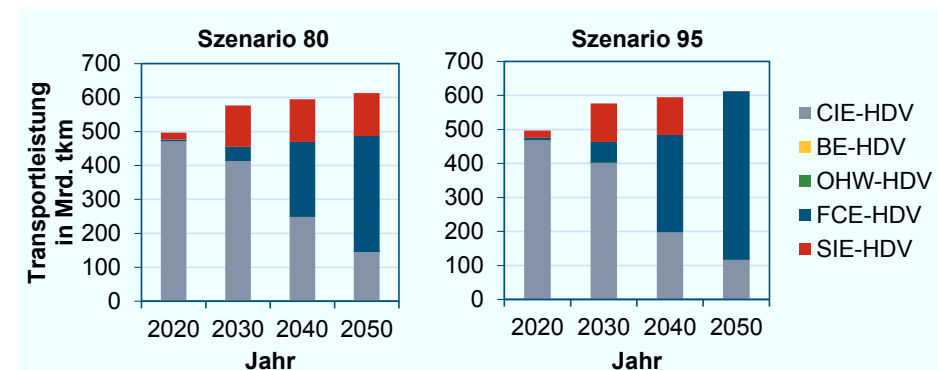


Abbildung 5.60: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Lkw-Bereich (≥ 7,5 t) nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95

Im Bereich der Kleintransporter bzw. Light-Duty Vehicles (LDV) mit zulässigem Gesamtgewicht bis 7,5 t steigt die Transportleistung um ca. 24 % und erreicht einen Wert im Jahr 2050 von etwa 14 Mrd. tkm/a. Gemessen an der gesamten Gütertransportleistung liegt der Anteil dieses Segments bei lediglich 1,5 %.

Bei der Entwicklung der genutzten Antriebstechnologien (siehe Abbildung 5.61) ist für diese Transportmittelklasse ebenfalls eine starke Elektrifizierung festzustellen. In Szenario 80 liegt der Anteil der Brennstoffzellenantriebe (FCE-LDV) im Jahr 2050 bei ca. 37 %. Der Anteil der batteriebetriebenen Fahrzeuge (BE-LDV) und der Fahrzeuge mit einem Ottomotor (SIE-LDV) liegen jeweils bei etwa 31 %. Die Flottenanteile der elektrischen Antriebe erhöht sich in Szenario 95 nochmals auf bis zu 49 % (BE-LDV) und 46 % (FCE-LDV).

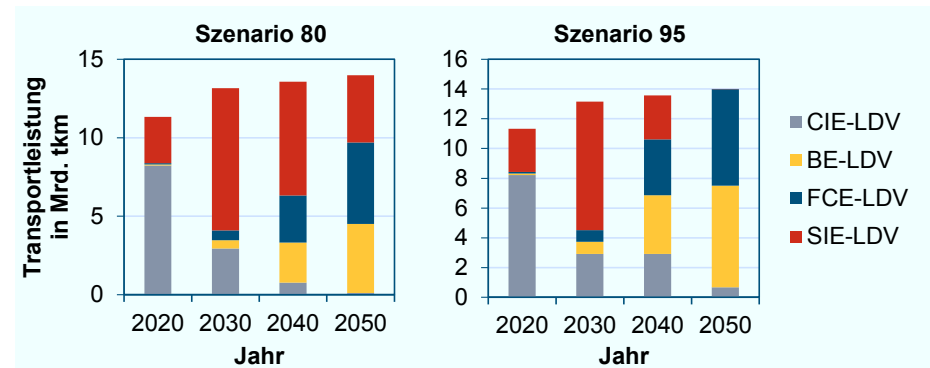


Abbildung 5.61: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Kleintransporter-Bereich (< 7,5 t) nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95

- Schienengebundener Güterverkehr

Für den schienengebundenen Güterverkehr wird eine deutliche Zunahme der Transportleistung um ca. 65 % auf 220 Mrd. tkm/a bis zum Jahr 2050 angenommen. Der Anteil an der gesamten Güterverkehrsleistung beträgt 23,2 %. Wie auch schon im Schienenpersonenverkehr ist eine Umstellung von Diesel- auf Brennstoffzellenzügen zu erkennen (siehe Abbildung 5.62). Im Jahr 2050 steigt der Anteil an Brennstoffzellenzügen im Szenario 80 auf ca. 44 % und in Szenario 95 auf ca. 50 %. Während in Szenario 80 mit ca. 7 % Flottenanteil noch Diesalgüterzüge eingesetzt werden, werden diese in Szenario 95 vollständig durch Brennstoffzellenzüge substituiert.

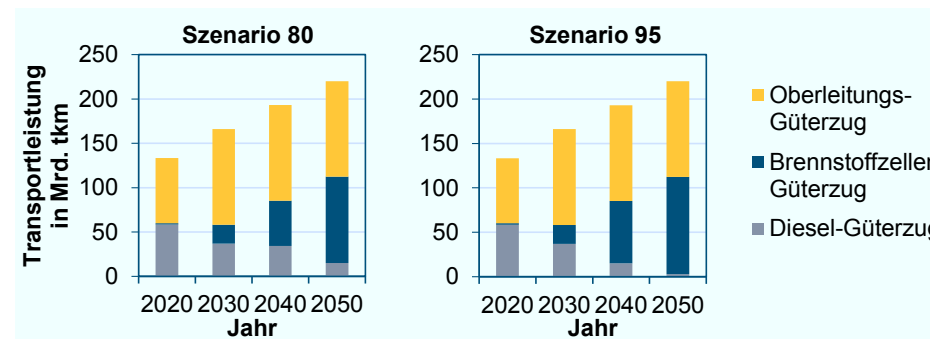


Abbildung 5.62: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Güterzug-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95

6 CO₂-Reduktionsziele

Wie der Vergleich der beiden Szenarien verdeutlicht, unterscheiden sich die Technologieportfolios der jeweiligen Transformationspfade zum Teil erheblich voneinander. Maßgeblich hierfür ist die gesetzte CO₂-Reduktion bzw. die noch erlaubte CO₂-Menge, die noch emittiert werden darf. Wie sich das Technologieportfolio in Abhängigkeit der CO₂-Reduktion verändert, wurde im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Hierbei wird für das Jahr 2050 die CO₂ Restriktion in einem Bereich von 0 bis 95 % in Einprozentschritten sukzessive verschärft. Zur besseren Übersicht wurde die Vielzahl der jeweils vom Modell ausgewählten Techniken zu Technologiegruppen zusammengefasst. Für diese Gruppen wird eine einheitliche Bezugsgröße eingeführt, um die Vergleichbarkeit der vielen Modellläufe zu ermöglichen. So wird für jede Technologiegruppe ein individuelles Marktsegment festgelegt. Innerhalb dieses Marktsegments kann jede Technologiegruppe eine theoretische Marktdurchdringung von 100 % erreichen. Die Marktanteile der jeweiligen Technologiegruppen in Abhängigkeit des Reduktionsziels sind in Abbildung 6.1 dargestellt. Da die heutigen CO₂-Emissionen bereits etwa 36 % unter dem Emissionsniveau von 1990 [19] liegen (Stand 2019), geben die dargestellten Marktanteile in dem Bereich bis zu einer Emissionsreduktion von 36 % einen Hinweis auf bereits aus heutiger Sicht wirtschaftlicher Reduktionspotenziale. Dies sind z.B. Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebereich, effiziente elektrische Anwendungstechniken (z.B. Beleuchtung) sowie die Nutzung von erdgasbasierten Technologien im Gebäude- und Industriesektor. Wie aus Abbildung 6.1 zu erkennen ist, lassen sich Brückentechnologien identifizieren, die nur unter der Vorgabe eines Reduktionsziels von 80% wirtschaftlich darstellbar und sinnvoll sind. Dies ist insbesondere die erdgasbasierte Stromerzeugung, der Einsatz von Erdgas im Verkehrssektor (CNG, LNG) sowie die Dampfreformierung von Erdgas zur Wasserstoffgewinnung. Zu erkennen ist ebenfalls, welche Reduktionsmaßnahmen für das Erreichen eines Reduktionsziels von 95% notwendig sind, die aber für eine 80% Zielmarke noch keine oder nur wenig Relevanz haben. Dies ist z.B. der Import von grünem Wasserstoff, die Wasserstoff-Direktreduktion zur Stahlerzeugung oder die wasserstoffbasierte Rückverstromung. Bei der Nutzung von Biomasse lässt sich ablesen, dass der Einsatz im Gebäudebereich bei niedrigeren CO₂-Zielen präferiert wird. Bei stringenteren Zielsetzungen verschiebt sich der Biomasseeinsatz hin zur Kraftstofferzeugung sowie zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme im Industriesektor. Die Analysen verdeutlichen einmal mehr, wie entscheidend die Vorgabe des Reduktionsziels für das Jahr 2050 ist.

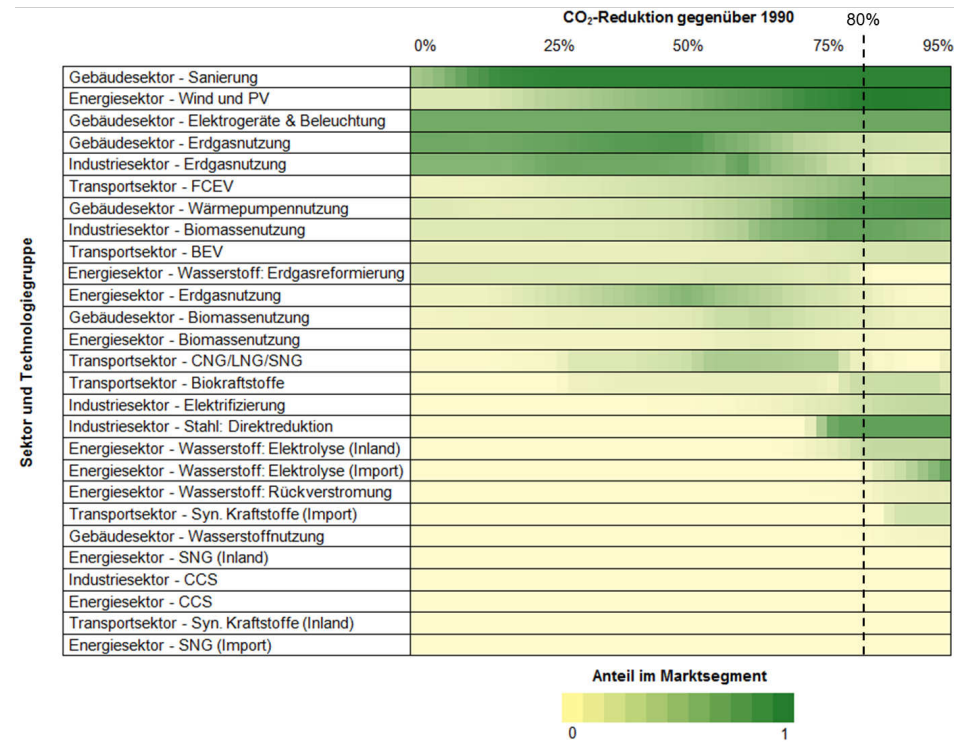


Abbildung 6.1: Vergleich der Anteile unterschiedlicher Technologiegruppen in ihrem Marktsegment für das Jahr 2050

- Reduktionsziele für die Zwischenjahre bis 2050

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Analysen verdeutlichen darüber hinaus, dass die von der Bundesregierung für die jeweiligen Jahre (2030, 2040) gesetzten Reduktionsziele nur mit dem Reduktionsziel von 80 % im Jahr 2050 im Einklang sind. Um ein Reduktionsziel von 95 % bis zum Jahr 2050 zu erreichen, wäre es notwendig, dass Ziel für das Jahr 2040 zu verschärfen. Um die Dynamik der zu ergreifenden Maßnahmen einigermaßen realistisch zu gestalten, wurde das Reduktionsziel von 70 % auf 73,3 % angehoben. Selbst in diesem Fall ist die notwendige Veränderungsdynamik äußerst ambitioniert. Weitere durchgeführte Rechnungen zeigen, dass zur Vermeidung von abrupten Technologiewechseln Maßnahmen deutlich früher eingeleitet werden müssen. Notwendige Voraussetzung hierfür ist, dass die gesetzten Reduktionsziele der Zwischenjahre (2030, 2040) deutlich verschärft werden müssten.

7 Zusammenfassung

Transformationsstrategien für eine 80 %- bzw. 95 %-Reduktion sind nicht kompatibel

Die Szenarioanalysen verdeutlichen, dass sich die Transformationspfade je nach Stringenz des Treibhausgasminderungsziels (80 bzw. 95 % bis zum Jahr 2050) erheblich voneinander unterscheiden. Die zu ergreifenden Maßnahmen unterscheiden sich sowohl hinsichtlich der Auswahl als auch durch ihre Ausprägung. Dies bedeutet, dass einige Maßnahmen, die für ein Szenario 80 zielführend sind, in einem Szenario 95 unter Umständen keine Rolle spielen bzw. sogar kontraproduktiv sind. Maßgebend für die Zielsetzung ist das Pariser Klimaschutzabkommen, in dem sich viele Staaten (darunter auch Deutschland) verpflichtet haben, den erwarteten anthropogen verursachten Temperaturanstieg auf deutlich unter 2° C zu begrenzen. Vor diesem Hintergrund besitzt das Ziel von 95 % (klimaneutrales Deutschland) größte Relevanz. Um mögliche Lock-in Effekte optimal nutzen zu können, sollten sich daher die zu ergreifenden Maßnahmen bzw. der Handlungsbedarf entlang eines Transformationspfades orientieren, der auf eine Treibhausgasminderung von 95 % abzielt. Maßnahmen, von denen in beiden Szenarien eine signifikante Wirkung ausgeht, sollten prioritär realisiert werden.

Darüber hinaus zeigt sich, dass die von der Bundesregierung für die Zwischenjahre 2030 (-55 %) und insbesondere 2040 (-70 %) nur mit einem Reduktionsziel von 80 % bis zum Jahr 2050 kompatibel sind. Für das Erreichen eines CO₂-Reduktionsziels von 95 % müssen ambitioniertere Ziele für die Zwischenjahre gesetzt werden. Dies führt dazu, dass Reduktionsmaßnahmen früher initiiert werden müssen. Hierdurch lässt sich die notwendige Veränderungsdynamik realistisch gestalten und radikale Umbrüche können vermieden werden.

Substitution von fossilen Energieträgern führt zu einer zunehmenden Elektrifizierung

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass in allen Sektoren die notwendige Substitution fossiler Energieträger - trotz vielfältiger Effizienzmaßnahmen - zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs gegenüber heute führen wird. Hinzu kommt, dass PtX-Optionen eine zentrale Rolle spielen, was zusätzlich einen höheren Strombedarf (insbesondere durch Elektrolyse) nach sich zieht. Verglichen mit dem heutigen Stromverbrauch ist der gesamte Strombedarf des Szenario 95 im Jahr 2050 fast doppelt so hoch.

Der Ausbau erneuerbarer Energien entscheidet über das Gelingen der Energiewende

Grundlegende Voraussetzung für die Klimawirksamkeit einer Minderungsstrategie ist ein weitestgehend klimaneutraler Stromerzeugungsmix. Hierfür ist ein forcierter Ausbau erneuerbarer Energieträger notwendig. Die erforderliche erneuerbare Stromerzeugungskapazität liegt im Jahr 2050 im Szenario 95 bei über 470 GW. Gegenüber heute liegt sie damit um

einen Faktor von fast 4 höher. Die Stromerzeugung aus Wind sowie Photovoltaik sind hierbei die entscheidenden Stellschrauben. Für die Umsetzung dieser Potenziale ist ein jährlicher Neubau von gut 6,6 GW (Wind) bzw. 3,9 GW (Photovoltaik) notwendig. Sie liegen damit deutlich über den heutigen Ausbauraten. Mit einem Anteil von 69 % an der gesamten Stromerzeugung ist die Windstromerzeugung das Rückgrat der zukünftigen Stromversorgung. Die Realisierung des Windkraftausbaus ist der Schlüssel zum Gelingen der Energiewende.

Energieeffizienzmaßnahmen müssen massiv forciert werden

Neben dem forcierten Ausbau der erneuerbaren Energien müssen davon unabhängig die Energieeffizienzmaßnahmen in allen Sektoren forciert umgesetzt werden. Dies bedeutet, dass in den nächsten beiden Dekaden ein besonderer Fokus auf die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen in allen Sektoren gelegt werden sollte. Erst danach sollte die Elektrifizierung in den Sektoren vorangetrieben werden, die dann von einem CO₂-armen Stromerzeugungsmix profitieren können. Es ist anzumerken, dass in einigen Bereichen aufgrund von langen Investitionszyklen (z. B. Industrieanlagen) eine Umstellung schon früher erforderlich ist, um mögliche Lock-in-Effekte zu nutzen. Die Analysen zeigen, dass bereits im Szenario 80 aber auch im Szenario 95 Effizienzmaßnahmen eine große Rolle spielen. Insbesondere im Gebäudesektor ist die Steigerung der Energieeffizienz ein wichtiges und robustes Handlungsfeld.

Bioenergie ist ein wichtiger Baustein der Energiewende

Gut 25 % des Primärenergieaufkommens im Szenario 95 im Jahr 2050 werden durch den Einsatz von Biomasse und Biogas gedeckt. Einsatzfelder sind die Wärme- und Stromerzeugung sowie die Kraftstoffherstellung (Bioethanol). Hauptabnehmer sind der Gebäudesektor sowie Industriesektor. Über 50 % der Bioenergie werden für die Erzeugung von Raumwärme sowie Prozesswärme eingesetzt. Sie ist damit ein wichtiger Baustein für die Substitution fossiler Energieträger. Der Anteil zur Herstellung von Kraftstoffen ist im Vergleich hierzu eher gering. Voraussetzung ist u. a. eine Ausweitung der Ackerlandflächen für den Biomasseanbau. Für die Erschließung des Bioenergiepotenzials ist gegenüber heute eine Verdoppelung der heute für Bioenergie genutzten Ackerlandfläche notwendig. Diese Ausweitung der Ackerflächen zur energetischen Nutzung stellt dabei explizit keine Nutzungskonkurrenz zur Nahrungsmittelbereitstellung dar.

PtX ist die Voraussetzung für eine umfassende Sektorkopplung

Ein wichtiges Element für die Umsetzung der Transformationsstrategie sind PtX Maßnahmen. Im Szenario 95 spielt der Einsatz von Wasserstoff eine entscheidende Rolle. Anwendungen finden sich im Verkehrssektor und der Industrie (insb. Stahl). Insgesamt beläuft sich

Zusammenfassung

die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 auf knapp 12 Mio. Tonnen. Etwas mehr als 50 % des erforderlichen Bedarfs wird über Importe gedeckt, der andere Teil stammt aus heimischer Elektrolyseproduktion. Das Ergebnis verdeutlicht, dass eine ausschließlich aus nationaler Perspektive betrachtete Energiewende zu kurz greift. Vielmehr sind das europäische und globale Umfeld bzw. die entsprechenden Märkte in die Analysen miteinzubeziehen.

Langzeitspeicherkapazität durch Nutzung vorhandener Salzkavernenpotenziale

Die Realisierung einer klimaneutralen Energieversorgung erfordert signifikante Speicherkapazitäten. Der Langzeitspeicherbedarf wird hauptsächlich über die Ein- und Ausspeisung von Wasserstoff und Biomethan gedeckt. Für die Speicherung von Wasserstoff sind entsprechende Kavernenspeicher zu erschließen, deren Kapazität im Szenario 95 etwa 67 TWh beträgt. Ein erhebliches Potenzial lässt sich durch die Umwidmung bestehender Erdgaskavernenspeicher kosteneffizient erschließen.

Technikoptionen im Verkehrssektor offenhalten

Die Szenariorechnungen basieren auf Ergebnissen eines kostenminimierenden Modells. Unsere Datenrecherchen zeigen, dass die verfügbaren Kostenschätzungen für einzelne Antriebstechniken stark divergieren. Vor diesem Hintergrund sind unsere Ergebnisse mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Ein Gleichsetzen der Herstellkosten führt unter Berücksichtigung der jeweiligen Infrastrukturkosten zu einer Mischstrategie für den Pkw-Verkehr. Fahrzeuge mit Brennstoffzellen- und batterieelektrischem Antrieb machen im Jahr 2050 einen Anteil von über 70 % an der gesamten Fahrzeugflotte aus mit jeweils fast gleichen Anteilen. Aufgrund der hohen Sensitivität lässt sich hieraus jedoch kein robuster Trend für den Pkw-Verkehr ableiten. Auch Kleintransporter werden fast ausschließlich zu nahezu gleichen Teilen mit Brennstoffzellen und batterieelektrischem Antrieb ausgestattet. Im Güterschwerlastverkehr ist die Brennstoffzelle die erste Wahl unter allen Antriebstechniken; daneben werden hier auch PtL-Kraftstoffe eingesetzt. Dieselmotoren im Schienenverkehr werden durch Brennstoffzellenantriebe abgelöst.

Gebäude: Aufstieg der Wärmepumpe zur wichtigsten Heizungstechnik

Die Analysen zeigen, dass bis zum Jahr 2050 ein klimaneutraler Gebäudebestand erreicht werden muss. Die Transformationsstrategie für den Gebäudesektor lässt sich in zwei Phasen einteilen. In der ersten Phase (bis zum Jahr 2035) sind die Maßnahmen zur Energieeinsparung massiv zu forcieren, was eine energetische Sanierungsrate von über 2 % bedeutet. In der zweiten Phase ist die energetische Sanierungsrate moderater. Die notwendigen Wärmedämmmaßnahmen werden durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen und Biomasseheizsystemen flankiert. Dies erfordert jedoch, dass der Ausbau der allgemeinen Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien deutlich forciert wird.

Industrie: Elektrifizierung der Prozesswärmeerzeugung und H₂-Direktreduktion zur Roheisengewinnung

Die ansteigende Bruttowertschöpfung führt zu einem höheren Prozesswärmebedarf, der jedoch durch den Einsatz von energieeffizienteren Umwandlungstechniken kompensiert werden kann. Darüber hinaus wird ein Großteil fossiler Energieträger durch Biomasse und Strom substituiert. Die Roheisengewinnung basiert im Wesentlichen auf dem Verfahren der H₂-Direktreduktion wodurch prozessbedingte CO₂-Emissionen vermieden werden können.

95 % Treibhausgasemissionsreduktion ist machbar, allerdings zu höheren Kosten

Die Umsetzung der CO₂-Reduktionsmaßnahmen bedeutet eine Einsparung fossiler Energieträger und führt zu einer Reduktion der Energiekosten. Dem sind die Investitionen für den Bau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen, Effizienzmaßnahmen etc. sowie erforderliche Infrastrukturen gegenüberzustellen. Saldiert man diese beiden Kostenkategorien und vergleicht diese mit heute, betragen die jährlichen Mehrkosten für das Szenario 80 ca. 49 Mrd. € im Jahr 2050. Für das Szenario 95 liegen die vergleichbaren Umbaukosten bei ca. 128 Mrd. €/a. Bezogen auf das für 2050 angenommene Bruttoinlandsprodukt betragen die Anteile 1,1 % (Szenario 80) bzw. 2,8 % (Szenario 95). Die erforderlichen Mehrkosten relativieren sich, wenn diese an den aktuellen Energieimportkosten gespiegelt werden: So betrugen die Kosten für Energieimporte nach Deutschland im Jahr 2018 im Saldo ca. 63 Mrd. €. Bezogen auf das aktuelle Bruttoinlandsprodukt beträgt der Anteil der Energieimportkosten knapp 1,9 %. Dies verdeutlicht, dass die notwendigen Mehrkosten in der Größenordnung heutiger energierelevanter Kostenkategorien liegen.

Addiert man die jährlichen Zusatzkosten bis zum Jahr 2050, betragen die kumulierten Mehrkosten ca. 655 Mrd. € (Szenario 80) bzw. ca. 1850 Mrd. € (Szenario 95). Es ist darauf hinzuweisen, dass es sich um die Kosten handelt, die für den Umbau der Energieversorgung notwendig sind. Nicht berücksichtigt, sind volkswirtschaftliche Effekte, wie beispielsweise die zu erwartende Wertschöpfung oder mögliche Beschäftigung.

Anhang

Der folgende Anhang beinhaltet zusätzliche Hintergrundinformationen. Da das NESTOR-Modell bei den Analysen eine zentrale Rolle spielt, erfolgt im Teil A des Anhangs eine Kurzbeschreibung der Modellstruktur differenziert nach Sektoren. Eine detailliertere Modellbeschreibung findet sich in [22]. Darüber hinaus wird in Teil A auch auf wichtige Eingangsparameter eingegangen, die dem Modell exogen in Form von Begrenzungen (z.B. technische Potenziale, Entwicklung von heutigen Anlagebeständen) gesetzt wurden. Im Teil B des Anhangs finden sich Zahlenwerte zu einigen Grafiken (Abbildung 2.2, Abbildung 2.3, Abbildung A.4, Abbildung A.7, Abbildung A.8, Abbildung A.9). In Teil C des Anhangs findet sich die technische und kostenseitige Parametrisierung von ausgewählten Techniken.

A Modellstruktur

A.1 Energiesektor

Der Energiesektor stellt das zentrale Element der Energieversorgung Deutschlands dar und umfasst alle konventionellen Kraftwerke (inkl. KWK-Anlagen), erneuerbaren Energien und zentralen Großspeichertechnologien. Zunächst erfolgt hierfür eine Spezifizierung konventioneller Kraftwerkstechnologien. Hieran anschließend werden die Eigenschaften und Potenziale erneuerbarer Energien sowie von Energiespeicher- und PtX-Technologien beschrieben.

Konventionelle Kraftwerke

Eine Vielzahl unterschiedlicher Technologien besitzt einen Anteil an der derzeitigen Strom- und Wärmeversorgung Deutschlands. Hierbei nehmen erneuerbare Energien eine besondere Rolle bei der CO₂-Reduktion ein, weshalb diese gesondert betrachtet werden. Alle weiteren Technologien, die heute einen maßgeblichen Beitrag zur Energieversorgung leisten, werden in diesem Unterkapitel beschrieben. Sie werden an dieser Stelle unter dem Begriff der „konventionellen Kraftwerke“ zusammengefasst, welcher somit neben den fossilen Kraftwerken ebenfalls die Kernenergie sowie Kraftwerke zur Müllverbrennung umschließt. Heizwerte und Emissionsfaktoren der wichtigsten Brennstoffe werden in Anhang C, Tabelle C.1, aufgeführt. Die zugrundeliegenden Annahmen zu Kosten, Wirkungsgraden, Lebensdauern und weiteren Parametern finden sich Anhang C, Tabelle C.4 und Tabelle C.6.

Anhand der Daten zu Bau- bzw. Inbetriebnahmezeitpunkten und den Annahmen zu technischen Lebensdauern, ist es möglich, den aktuellen Anlagenbestand zu erfassen und den Anlagenbestand im Sinne von Sterbelinien fortzuschreiben. Unter Berücksichtigung der Vorgaben zu Kohle- und Kernenergieausstieg wird die in Abbildung A.1 dargestellte zeitliche Stilllegung des derzeitigen Kraftwerksbestands bis zum Jahr 2050 unterstellt [5; 38]. Folglich werden bis Ende 2022 Kernkraftwerke mit einer installierten Leistung von etwa 9,5 GW_{el} vom Netz genommen. Bis zum Jahr 2038 wird knapp 45 GW_{el} kohlegefeuerte Kraftwerksleistung stillgelegt. Unter den angenommenen Randbedingungen verbleiben im Jahr 2050 ausschließlich 2,9 GW_{el} der 2018 existierenden GuD-Kraftwerke im System. [39; 40]

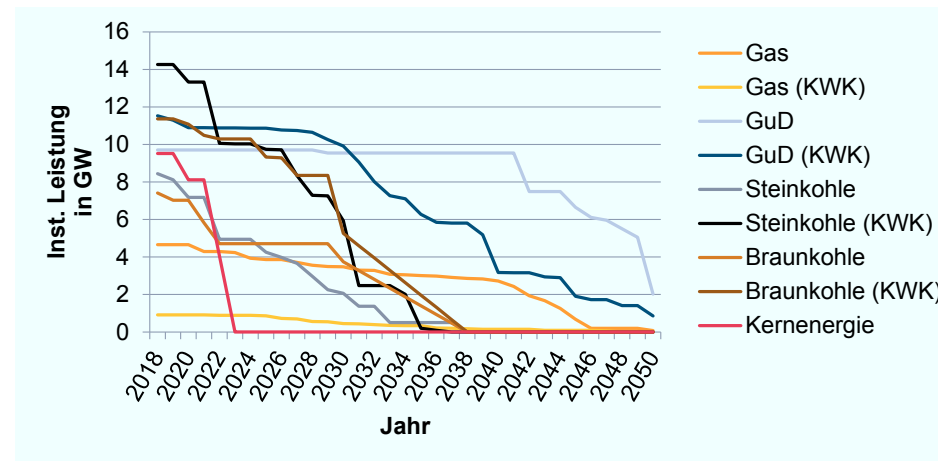


Abbildung A.1: Entwicklung (Sterbelinie) aktueller konventioneller Kraftwerksbestände; angelehnt an: [40]

Ergänzend zur Option des zukünftigen Neubaus von Gas-, Öl- und Müllverbrennungskraftwerken wird die Installation von CO₂-Abscheidungsmaßnahmen berücksichtigt.

Prinzipiell besteht die Möglichkeit, fossil gefeuerte Kraftwerke mit Abscheidetechniken für Kohlenstoffdioxid auszurüsten. Aufgrund der Limitierungen durch das Kohlendioxid-Speichergesetz (KSpG) [41] wird angenommen, dass eine geologische Speicherung von abgetrenntem CO₂ nicht möglich ist. Stellt demzufolge die CO₂-Abscheidung eine kosteneffiziente Option dar, muss das abgeschiedene CO₂ auch genutzt werden (z.B. synthetisches Methan, PtL etc.).

Erneuerbare Energien

Abgrenzend zu den konventionellen Kraftwerken werden im Folgenden die erneuerbaren Energien erläutert. Diese umfassen alle regenerativen Energiequellen, wie Solar- und Windenergie, Wasserkraft, Geothermie und Biomasse. Außerdem inkludiert diese Definition alle Sekundärenergieträger, die auf Basis regenerativer Energiequellen hergestellt werden. Diese unterschiedlichen erneuerbaren Energien werden in diesem Kapitel detailliert beschrieben. Zunächst wird dabei auf Wasserkraftwerke eingegangen sowie auf deren unterschiedliche Arten. Aufgrund ihrer großen, ungenutzten Potenziale stellen Wind- und Solarenergie in Deutschland die relevantesten Energiequellen für die Dekarbonisierung der Energieversorgung dar. Daher erfolgt eine ausführlichere Charakterisierung dieser Stromerzeugungsmöglichkeiten. Gleiches gilt für die Biomasse, die einen flexibel einsetzbaren erneuerbaren Energieträger repräsentiert. Eine Auflistung der angenommenen Parameter findet sich in Anhang C, Tabelle C.2 und Tabelle C.3 sowie Tabelle C.5 bis Tabelle C.7.

Bei der Wasserkraftnutzung wird zwischen Laufwasser-, Speicherwasser-, Pumpspeicher- und Gezeitenkraftwerken unterschieden. Letztere befinden sich aktuell noch in einer frühen Entwicklungsphase und werden daher nicht weiter berücksichtigt. In Bezug auf die Pumpspeicherkraftwerke wird zudem zwischen Speicherbecken mit und ohne natürlichen Zufluss unterschieden. Die installierte Leistung der Wasserkraftanlagen in Deutschland mit Ausnahme der Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss beträgt 2016 ca. 5,6 GW_{el}.

[42]. Mit dieser installierten Leistung ist das technische Potenzial dieser Wasserkraftwerkstypen in Deutschland weitestgehend ausgeschöpft [43; 44]. Für die weitere Analyse wird das technische Potenzial gleich der 2016 installierten Leistung von 5,6 GW_{el} angenommen.

Eine besondere Rolle bei der Umstrukturierung der deutschen Energieversorgung besitzen Solar- und Windenergie. Die entsprechenden Technologien verfügen über ein großes technisches Potenzial und zeichneten sich in den vergangenen Jahren durch sinkende Kosten aus [25].

Bei den Anlagen zur Stromerzeugung aus Windenergie wird meist zwischen deren Standort differenziert (onshore und offshore). Hingegen wird bei der Stromerzeugung aus Solarenergie zwischen Dachflächen- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen unterschieden. Hinzukommen solarthermische Anlagen zur direkten Nutzwärmebereitstellung. Die angenommenen technischen Potenziale der Wind- und PV-Anlagen sind in Tabelle A.1 aufgeführt und wurden mit Hilfe des GLAES-Modells ermittelt (siehe Kapitel 4). Aufgrund der hohen Relevanz dieser Technologien für die CO₂-Reduktion im Energiesektor, werden diese zudem disaggregiert betrachtet. Dazu werden die Potenziale, Wetter- bzw. Einspeiseprofile, Volllaststunden und Anlagenparameter individuell für sieben Regionen an Land und zwei Regionen auf See ermittelt, angelehnt an Sanchis (2015) [16; 17]. Dies erlaubt in der weiteren Analyse zusätzliche Rückschlüsse auf die infrastrukturellen Anforderungen. Außerdem können auf diese Weise standortspezifische Informationen berücksichtigt werden. Eine Übersicht zu den unterteilten Regionen ist in Tabelle A.2 dargestellt.

Tabelle A.1: Technische Potenziale volatiler erneuerbarer Energien nach Region in Deutschland; angelehnt an: [25]

Potenzial in GW			
Dachfl.-PV	Freifl.-PV	Onshore-Wind	Offshore-Wind
189,7	245,9	619,8	82,1

Die CO₂-freie Stromerzeugung, zusammen mit großen verfügbaren Potenzialen und sinkenden Kosten, hat zu einem starken Zubau bei den PV- und Windkraftanlagen seit den 2000er Jahren geführt. Diese Entwicklung ist ebenfalls an den Sterbelinien des aktuellen Anlagenbestands zu erkennen. Analog zu den Sterbelinien des konventionellen Kraftwerksbestands, ist in Abbildung A.2 der unterstellte Rückgang des aktuellen Bestands an PV- und Windkraftanlagen abgebildet, basierend auf der durchschnittlichen technischen Lebensdauer der Anlagen (siehe Anhang C, Tabelle C.2). Die gesamte installierte Leistung der dargestellten Technologien betrug im Jahr 2019 ca. 109,9 GW_{el} [45]. Bedingt durch den schnellen Ausbau zwischen den Jahren 2008 und 2018 ist demnach im Zeitraum zwischen 2034 und 2039 mit einem Rückgang dieser Bestandsleistung von etwa 52,2 GW_{el} zu rechnen.

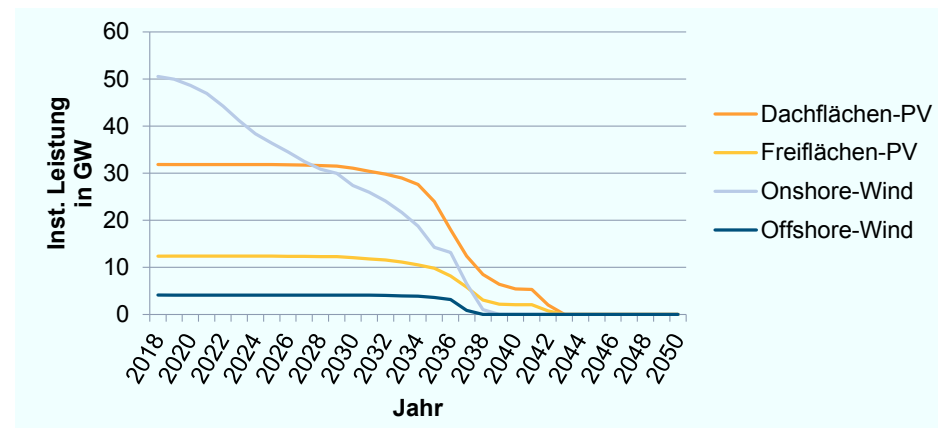


Abbildung A.2: Entwicklung (Sterbelinie) aktueller erneuerbarer Kraftwerksbestände; angelehnt an: [46]

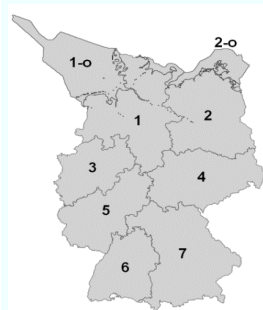
Neben der räumlich aufgelösten Betrachtung der Stromerzeugung der Anlagen ist zudem die zeitliche Auflösung entscheidend für die Systemauslegung. Infolgedessen werden die stündlich aufgelösten Einspeisepotenziale der Anlagen sowie die theoretisch möglichen Volllaststunden (VLS) analysiert. Als Referenz für die angenommenen Wetter- und Witterungsbedingungen dient das Jahr 2013.

Die Volllaststunden der Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland betrugen im Jahr 2013 durchschnittlich ca. 1.600 VLS [42; 47]. Im Gegensatz zur Solarenergie hängen die Volllaststunden und Einspeisezeitreihen von Windkraftanlagen nicht nur vom Standort, sondern ebenso stark von Höhe und Rotordurchmesser der Windturbinen ab. Um aktuellen Trends in der Entwicklung der Windturbinen gerecht zu werden, wird eine Zunahme der Höhe und des Rotordurchmessers bis zum Jahr 2050 unterstellt, angelehnt an Ryberg (2019) [24; 25]. Als Konsequenz wird ein Anstieg der Volllaststunden von neugebauten Windkraftanlagen bis zum Jahr 2050 angenommen, auf 1.997 VLS in Region 5 bis 2.956 VLS in Region 1. In den Zwischenjahren wird bei Neubauanlagen zwischen den heutigen und den Volllaststunden in 2050 linear interpoliert.

Im Fall der Offshore-Windenergie liegen für das Jahr 2019, bei einer installierten Leistung von ca. 7,5 GW_{el}, etwa 3.290 VLS vor [45]. Für diese wird ein Anstieg bis 2050 auf durchschnittlich 4.670 VLS in Region 1 (Nordsee) und 4.038 VLS in Region 2 (Ostsee) unterstellt.

Im Unterschied zur Windenergie wird für die Photovoltaik keine Änderung der durchschnittlichen Volllaststunden (VLS) erwartet. Außerdem liegt eine kleinere Bandbreite zwischen den Volllaststunden in den definierten Regionen vor. Nach Ryberg (2019) [25] variieren diese für Dachflächenanlagen (DF) zwischen 1.050 und 1.140 VLS. Bei Freiflächenanlagen (FF) wird eine Spannbreite von 1.169 bis 1.274 VLS angenommen. Eine Zusammenfassung der Volllaststunden von PV- und Windkraftanlagen für das Jahr 2050 findet sich in Tabelle A.2.

Tabelle A.2: Übersicht der Volllaststunden von PV- und Windkraftanlagen nach Region im Jahr 2050

	Region	Wind (onshore)	Wind (offshore)	PV (Dachfläche)	PV (Freifläche)
1	1	2.956	-	1.061	1.168
2	2	2.581	-	1.086	1.200
3	3	2.243	-	1.057	1.182
4	4	2.050	-	1.050	1.177
5	5	1.997	-	1.087	1.200
6	6	2.039	-	1.140	1.274
7	7	2.061	-	1.127	1.267
1-o	1-o	-	4.670	-	-
2-o	2-o	-	4.038	-	-

Die zugehörigen Verfahren der Biomasseumwandlung werden nachfolgend unter dem Begriff Biomass-to-X zusammengefasst. Im Rahmen dieser Studie wird zunächst zwischen Rest- bzw. Abfallbiomasse und Anbaubiomasse unterschieden. Die Rest- und Abfallbiomasse wird, angelehnt an Thrän et al. (2015) [48] wiederum in sechs Arten unterteilt: Wald- bzw. Waldrestholz, Altholz, industrielles Restholz, Stroh, Gülle und Bio- bzw. Grünabfälle. Im Bereich der Anbaubiomasse wird zunächst zwischen der Bodenbeschaffenheit der jeweiligen Anbauflächen differenziert und zwischen Acker- und Grünland unterschieden. Entsprechend der jeweiligen Fläche werden verschiedene energiereiche Pflanzen zum Anbau berücksichtigt. Auf Grünland bietet sich beispielsweise die Bewirtschaftung von Kurzumtriebsplantagen (KUP) an. Für Ackerlandflächen wird zudem noch der Anbau von Mais, Raps und Zuckerrüben betrachtet. Hierbei stellt die Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion ein viel diskutiertes Thema dar, welches es bei der Festlegung eines zukünftigen Flächenpotenzials zu beachten gilt [49]. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte ergeben sich die in Abbildung A.3 dargestellten Potenziale, die bereits nahezu vollständig ausgeschöpft werden. Für Rest- und Abfallbiomasse liegt das angenommene technisch nutzbare Potenzial bei 251 TWh pro Jahr. Bei der Anbaubiomasse hängt der energetische Ertrag neben der Fläche von der angebauten Pflanzenart ab. Die Anbaufläche für Energiepflanzen lag 2016 bei etwa 2,4 Mio. ha sowie ca. 0,3 Mio. ha, die für Industriepflanzen genutzt werden [50; 51]. Hierbei ist eine Ausweitung auf bis zu 4,7 Mio. ha bis 2030 unterstellt. Ein weiterer Zuwachs bis 2050 wird nicht angenommen.

Ein weiterer zu beachtender Aspekt der Biomasse ist die räumliche Verteilung ihres Aufkommens. Die weitflächige Verteilung kleinerer verfügbarer Mengen an Biomasse sowie ihr vergleichsweise geringer spezifischer Heizwert wirken sich negativ auf ihre Transport- und Lagerwürdigkeit aus [52]. Dies führt dazu, dass Biomasse vornehmlich in kleineren, dezentralen Anlagen energetisch umgewandelt wird. Bei den Technologien zur Strom- und Wärmebereitstellung wird nachfolgend beispielsweise zwischen unterschiedlichen Leistungsklassen unterschieden (siehe Anhang C, Tabelle C.4 bis Tabelle C.7).

Die größte Leistungsklasse wird dabei dem Energiesektor zugeschrieben. In diesem Rahmen werden, wie bei den konventionellen Kraftwerken, Anlagen zur reinen Strom- bzw. Wärmebereitstellung sowie KWK-Anlagen berücksichtigt. Als Brennstoffe kommen Holz

(Waldholz, Waldrestholz, Altholz, industrielles Restholz und Holz aus Kurzumtriebsplantagen) sowie Stroh in Frage. Außerdem werden Biogas-KWK-Anlagen berücksichtigt und die Methanisierung des Biogases. Für die Gewinnung von Biogas kommen als Ausgangsstoffe Gülle sowie Bio- und Grünabfälle, Mais- und Grassilage in Betracht.

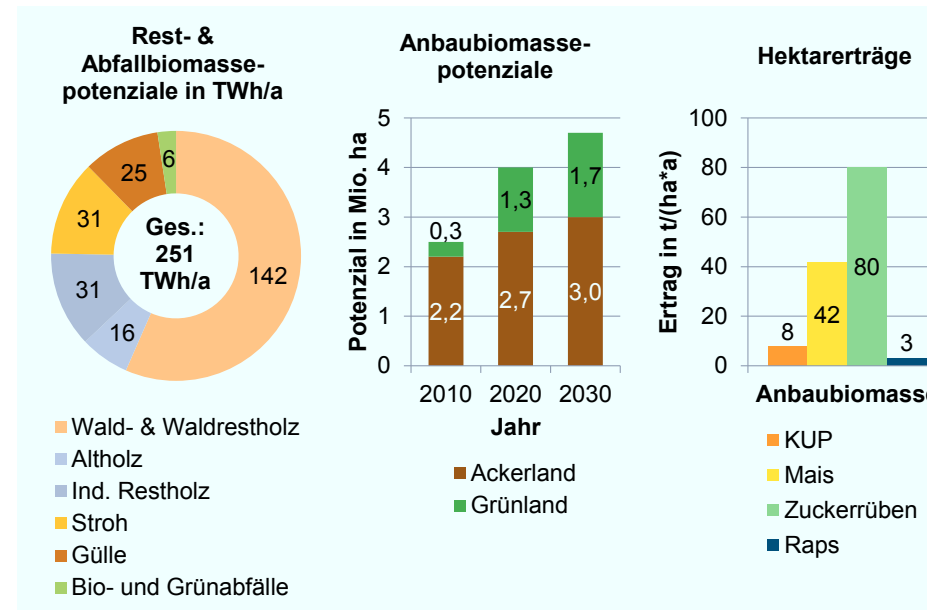


Abbildung A.3: Biomassepotenziale in Deutschland unterteilt nach Fraktion und Herkunft; angelehnt an: [48; 49; 53; 54; 55]

Energiespeichertechnologien und Power-to-X

Bei der Modellierung von Energiespeichertechnologien werden verschiedenste Optionen berücksichtigt. Das Portfolio der Speichertechniken reicht von Kurzzeit- bis hin zu Langzeitspeichern. Die technische sowie ökonomische Parametrisierung der Technik findet sich in Tabelle C.3 und Tabelle C.7.

Bedingt durch die geringen technischen Potenziale der meisten Speichertechnologien, bieten sich für eine großtechnische Speicherung letztlich nur Gasspeicher in Form von Kavernen- oder Porenspeicher an, Energie in großem Maß über längere Zeiträume zu speichern [56, S. 654]. Im Jahr 2016 lag für Methan bzw. Erdgas ein Speichervolumen von 24,3 Mrd. m³ (253 TWh) vor [57]. Dieses verteilt sich auf Kavernen- und Porenspeicher. Caglayan et al. (2019) [58] zeigen, dass sich diese Speicherformen ebenfalls für Wasserstoff eignen.

Für die Bereitstellung von Wasserstoff kommen unter anderem Protonen-Austausch-Membran (PEM)-Elektrolyseure in Frage. Diese werden in der weiteren Untersuchung aufgrund ihres langfristigen Kostensenkungs- und Effizienzsteigerungspotenzials berücksichtigt [59]. Hergestellter Wasserstoff kann anschließend direkt gespeichert werden und über PEM-Brennstoffzellen (PEMFC), Festoxidbrennstoffzellen (SOFC) oder Wasserstoff-Gasturbinen rückverstromt werden. Für die weitere Umwandlung in Methan, wird im Folgenden

der Sabatier-Prozess betrachtet. Dieser benötigt, neben Wasserstoff, CO₂ zur Herstellung von synthetischem Methan bzw. Synthetic Natural Gas (SNG). Zu dessen Bereitstellung wird neben CO₂-Abscheidungsmaßnahmen in Kraftwerken und Industrieprozessen auch die Abscheidung aus der Luft modelliert und dem Modell als Option zur Verfügung gestellt. Ergänzend zum Sabatier-Prozess ist ebenfalls die Umwandlung zu synthetischen Kraftstoffen (Power-to-Fuel) mittels Fischer-Tropsch-Synthese abgebildet.

A.2 Gebäudesektor

Struktur des Gebäudesektors

Der Gebäudesektor stellt einen der energetischen Nachfragesektoren dar und umfasst alle Wohn- und Nicht-Wohngebäude. Aufgrund der Inhomogenität in Bezug auf Art und Ausstattung der Gebäude werden zunächst die dezentralen Versorgungstechnologien des Gebäudesektors vorgestellt, gefolgt von Optionen zur Reduktion des Wärme- und Strombedarfs über Sanierungsmaßnahmen und effiziente Haushaltsgeräte.

Bedingt durch die Diversität des deutschen Gebäudebestands wird für die weitere Analyse zwischen aggregierten Gebäudeklassen unterschieden. Hierfür lassen sich zudem die zwei Hauptgruppen, Wohn- und Nichtwohngebäude, definieren.

Für die der Wohngebäude wird eine Klassifizierung des Gebäudebestands nach Anzahl der Wohneinheiten und Baualtersklassen (BAK) vorgenommen, angelehnt an Loga et al. (2015) [60] und Bürger et al. (2016) [61]. Für nachfolgende Berechnungen wird der Wohngebäudebestand daher in drei Gebäudetypen und je drei Baualtersklassen unterteilt, welche in Tabelle A.3 aufgeführt sind. Hierbei umfassen die Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH) alle freistehenden Häuser und Reihenhäuser mit bis zu zwei Wohneinheiten. Mehrfamilienhäuser (MFH) umfassen alle Wohngebäude mit drei bis zwölf Wohneinheiten und Großmehrfamilienhäuser (GMFH) umfassen die Wohngebäude mit mehr als zwölf Wohneinheiten. Die weitere Unterteilung nach Baualtersklassen dient der Berücksichtigung architektonischer und bautechnischer Entwicklungen, die sich ebenfalls im Wärmebedarf der Gebäude widerspiegeln. Hierbei wird zwischen BAK 1 für Baujahre bis 1948, BAK 2 für die Baujahre 1949-1994 und BAK 3 für die Baujahre 1995-2013 unterschieden. Alle Gebäude, die nach dem Referenzjahr 2013 gebaut werden, sind entsprechend als Neubauten und BAK 4 einzustufen.

Tabelle A.3: Einteilung des deutschen Wohngebäudebestands in Gebäudetypen und Baualtersklassen; angelehnt an: [60; 61; 62]

Wohngebäudetypen	Baualtersklasse	Abkürzung
Ein- und Zweifamilienhäuser (1-2 Wohneinheiten)	bis 1948 (BAK 1)	EZFH1
	1949-1994 (BAK 2)	EZFH2
	1995-2013 (BAK 3)	EZFH3
Mehrfamilienhäuser (3-12 Wohneinheiten)	bis 1948 (BAK 1)	MFH1
	1949-1994 (BAK 2)	MFH2
	1995-2013 (BAK 3)	MFH3
Großmehrfamilienhäuser (>12 Wohneinheiten)	bis 1948 (BAK 1)	GMFH1
	1949-1994 (BAK 2)	GMFH2
	1995-2013 (BAK 3)	GMFH3

Die Unterscheidung der Nichtwohngebäude orientiert sich in erster Linie an deren Nutzungszweck und gegebenenfalls an der Baualtersklasse, angelehnt an Dirlich et al. (2011) [63], Schlomann et al. (2015) [64] und Bürger et al. (2016) [61]. Entsprechend Tabelle A.4 werden vier Nichtwohngebäudetypen differenziert. Bei Wohngebäuden mit Mischnutzung (NWGWG) sowie sonstigen Nichtwohngebäuden (NWG 3) werden alle Baujahre bis 2013 zusammengefasst. Für Gebäude aus den Bereichen Bildung, Büro, Verwaltung, Beherbergung, Gastronomie und Kliniken (NWG1) sowie den Bereichen Gewerbe, Industrie, Handel, Dienstleistung und Praxisgebäuden (NWG2) wird zudem zwischen den Baujahren bis 1983 (a) und ab 1984 (b) unterschieden. Neubauten ab 2013 werden ebenfalls als eigene Baualtersklasse betrachtet.

Tabelle A.4: Einteilung des deutschen Nichtwohngebäudebestands in Gebäudetypen und Baualtersklassen; angelehnt an: [61; 63; 64; 65]

Nichtwohngebäudetypen	Baualtersklasse	Abkürzung
Wohngebäude mit Mischnutzung	bis 2013	NWGWG
Bildung, Büro, Verwaltung, Beherbergung, Gastronomie, Kliniken	bis 1983 (BAK 1)	NWG1a
	1984-2013 (BAK 2)	NWG1b
Gewerbe, Industrie, Handel, Dienstleistung, Praxisgebäude	bis 1983 (BAK 1)	NWG2a
	1984-2013 (BAK 2)	NWG2b
Sonstige (Sport, Kultur, etc.)	bis 2013	NWG3

Ergänzend zur beschriebenen Gebäudetypologie werden in Tabelle A.5 die Anzahl der Gebäude bzw. Wohnungen in Deutschland nach Gebäudetyp sowie die zugehörige Wohn- bzw. Nutzfläche und der durchschnittliche spezifische Heizwärmebedarf dargestellt.

Tabelle A.5: Annahmen zur Aufteilung der Wohn- und Nutzfläche in Deutschland und spezifischer Heizwärmebedarf des deutschen Gebäudebestands für das Referenzjahr 2013; angelehnt an: [60; 61; 62; 66]

Gebäudetypen	Anzahl Gebäude (Wohnungen) in Mio.	Wohn- / Nutzfläche in Mrd. m ²	Ø Wohn- / Nutzfläche pro Gebäude in m ²	Heizwärmebedarf in kWh/(m ² a)
Ein- und Zweifamilienhäuser	15,22 (18,30)	2,13	140	139
Mehrfamilienhäuser	3,06 (16,70)	1,18	387	131
Großmehrfamilienhäuser	0,21 (4,68)	0,29	1.369	112
Nichtwohngebäude	3,99	1,96	491	130

Die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Gebäudebestands sind angelehnt an Gerbert et al. (2018) [6] und Bürger et al. (2016) [61]. Diese wird durch den Abriss und Neubau von Gebäuden beeinflusst. Abrissbedingt wird von einem Rückgang des Ein- und Zweifamilienhausbestands um 0,18 % (3,8 Mio. m²) pro Jahr, des Mehrfamilienhausbestands um 0,46 % (5,4 Mio. m²) pro Jahr und des Nichtwohngebäudebestands um 0,73 % pro Jahr (14,4 Mio. m²) ausgegangen. Dem steht ein Neubau von 80.600 (11,3 Mio. m²) Ein- und Zweifamilienhäusern, 22.100 (8,5 Mio. m²) Mehrfamilienhäusern und 11.300 (5,8 Mio. m²) Nichtwohngebäuden gegenüber. Dies entspricht bis zum Jahr 2050 einem Nettozuwachs der Ein- und Zweifamilienhauswohnfläche um ca. 12 %, der Mehrfamilienhauswohnfläche um ca. 9 % (Gesamtwohnfläche: 11 %) und einem Nettorückgang der Nichtwohngebäude-nutzfläche um ca. 15 % gegenüber 2015. Für Großmehrfamilienhäuser wird ein konstanter Bestand bis zum Jahr 2050 unterstellt. Eine Zusammenfassung der Bestandsentwicklung ist Abbildung A.4 zu entnehmen.

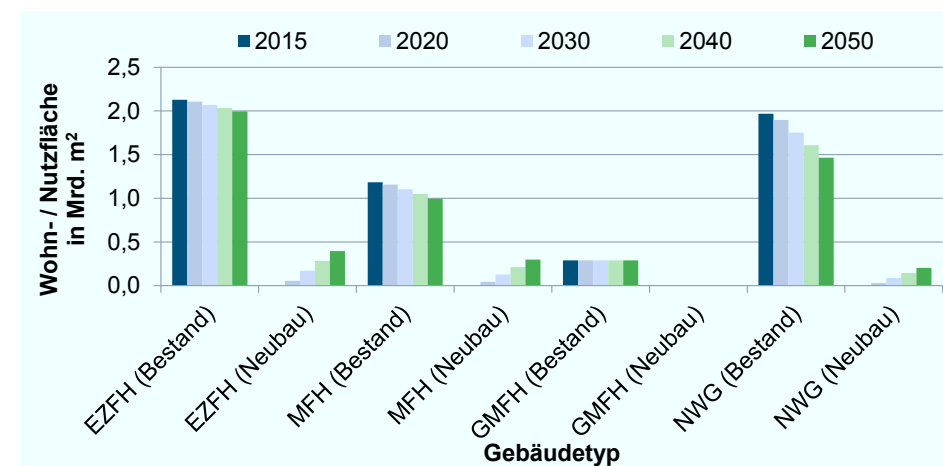


Abbildung A.4: Annahmen zur Entwicklung des Wohn- und Nutzflächenbedarfs nach Gebäudetyp 2015-2050; angelehnt an: [6; 62]

Die Entwicklung der Gebäudeflächen in Kombination mit dem spezifischen Heizwärmebedarf dient als Grundlage zur weiteren Berechnung der zukünftigen Strom- und Wärmenachfrage.

Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung

Zusätzlich zur zentralen, netz- bzw. leitungsgebundenen Versorgung mit Strom und Wärme werden im Folgenden dezentrale Technologien (nicht-leitungsgebundene Direktversorgung mit Strom und/oder Wärme) beschrieben. Während die Stromversorgung des Gebäudesektors vornehmlich netzgebunden vorliegt, beträgt der Anteil der Fernwärmeversorgung bei Wohngebäuden 2018 nur 13,9 % [67]. Die Wärmeversorgung erfolgt entsprechend überwiegend dezentral. Hierbei kommen fossile Brennstoffe wie Erdgas und Heizöl zum Einsatz, aber auch Biomasse und strombasierte Technologien sowie solarthermische Anlagen. Des Weiteren werden für zukünftige Szenarien Wasserstofftechnologien in Form von Brennstoffzellen (PEMFC und SOFC) sowie die Nutzung von Wasserstoff in Brennwertthermen und Blockheizkraftwerken berücksichtigt. Außerdem werden dezentrale Strom-, Wärme- und Wasserstoffspeicher in die Untersuchung miteinbezogen. Eine Zusammenfassung der angenommen techno-ökonomischen Parameter findet sich in Anhang C, Tabelle C.2 bis Tabelle C.7.

Eine besondere Rolle bei der dezentralen Wärmeerzeugung nehmen Wärmepumpen und solarthermische Anlagen ein, deren Wärmebereitstellung wetter- bzw. witterungsabhängig ist. Die Leistungszahl bzw. der Coefficient of Performance (COP) einer Luftwärmepumpe hängt von der Außentemperatur ab. Mit den zugrundeliegenden Annahmen, angelehnt an Kotzur (2018) [68] und Lauinger et al. (2016) [69], ergibt sich die in Abbildung A.5 dargestellte Zeitreihe des COP von Luftwärmepumpen. Der Maximalwert des COP liegt demnach bei 4,15 und der Minimalwert bei 2,29.

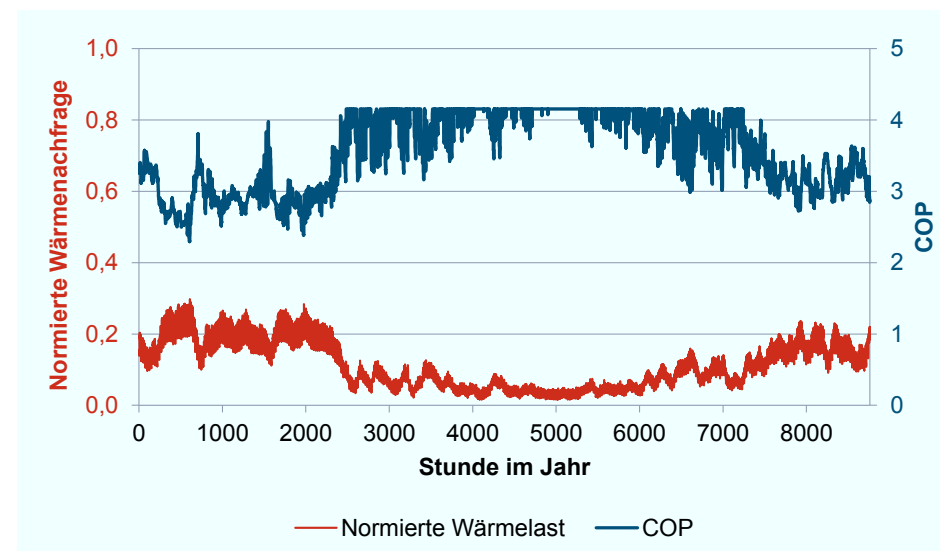


Abbildung A.5: Annahme zum stündlichen Wärmepumpenwirkungsgrad im Vergleich zur normierten Raumwärme- und Warmwassernachfrage; angelehnt an: [68]

Bei solarthermischen Anlagen liegt eine Abhängigkeit von der solaren Einstrahlung vor. Demzufolge muss ein angepasstes Profil des stündlichen thermischen Leistungspotenzials für das Referenzjahr 2013 abgeleitet werden. Hierfür werden Daten, angelehnt an Ryberg (2019) [25], verwendet. Die Zeitreihe der verfügbaren thermischen Leistung von solarthermischen Anlagen im Referenzjahr ist in Abbildung A.6 dargestellt. Mit dem entsprechenden Profil sind maximale Volllaststunden von 768 h möglich.

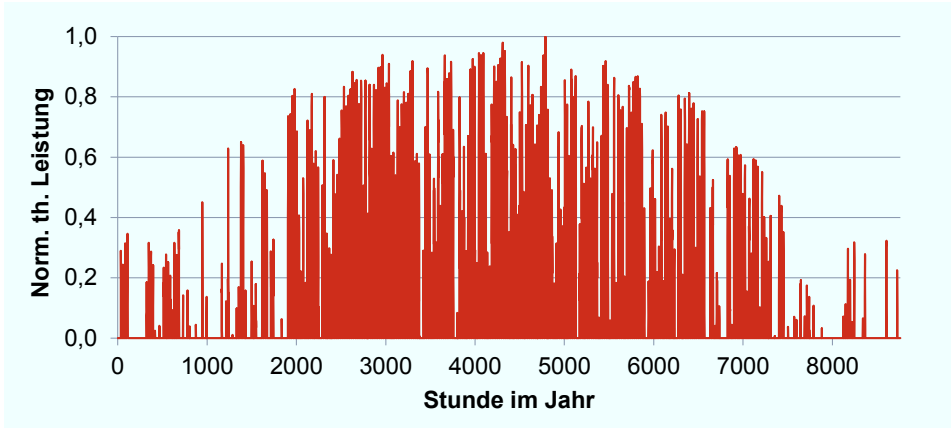


Abbildung A.6: Normiertes, stündliches thermisches Leistungspotenzial (Solarthermie); angelehnt an: [25; 68]

Bei der Gebäudesanierung und dem Neubau von Gebäuden werden zudem unterschiedliche Optionen zur Reduktion des thermischen Energiebedarfs berücksichtigt. Von diesem Vorgehen ausgenommen ist ein energetisch nicht-sanierbarer Gebäudebestand (z.B. aufgrund von Denkmalschutz, etc.), der in Tabelle A.6 als Anteil des Gebäudebestands des jeweiligen Gebäudetyps in der entsprechenden Baualtersklasse angegeben ist.

Tabelle A.6: Anteile des energetisch nicht-sanierbaren Gebäudebestands nach Gebäudetyp und Baualtersklasse; angelehnt an: [61]

Baualtersklasse	EZFH	MFH	GMFH	NWG
bis 1948	10%	20%	20%	10%
1949-1994	5%	5%	5%	
ab 1995	0%	0%	0%	2,5%

Für alle weiteren Bestandsgebäude sowie für Neubauten werden energetische Sanierungspakete definiert. Diese sind angelehnt an die Effizienzhaus-Standards der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) [70]. Für Bestandsgebäude wird ein Sanierungszyklus von 40 Jahren angenommen. Im Rahmen der Sanierung stehen dabei optional zwei vordefinierte Maßnahmenpakete zur energetischen Sanierung zur Verfügung. Es handelt sich dabei um ein einfaches Sanierungspaket 1 (SP1) und ein, an moderne Effizienzhaus-Standards angelehntes, Sanierungspaket 2 (SP2). Bei dem Neubau von Gebäuden werden die Standards

nach der Energieeinsparverordnung (EnEV) [71] als Referenz angenommen. Darüber hinaus werden weitere Maßnahmen zur Einhaltung höherer Effizienzhaus-Standards berücksichtigt. Äquivalent zu Sanierungspaket 1 stehen die Maßnahmenpakete „KfW 70“ und „KfW 55“ (angelehnt an die Standards der Kreditanstalt für Wiederaufbau) zur Auswahl. Entsprechend zum Sanierungspaket 2 werden die Maßnahmen „KfW 40“ für den Neubau von Gebäuden berücksichtigt. Die ausführliche Beschreibung der Vollkosten, energiebedingten Mehrkosten und der durchschnittlichen Reduktion des thermischen Energiebedarfs für die einzelnen Gebäudetypen findet sich in Anhang C, Tabelle C.8 und Tabelle C.9. Eine Zusammenfassung der Sanierungs- bzw. Maßnahmenpakete ist in Tabelle A.7 dargestellt.

Tabelle A.7: Annahmen zu Dämmschichtstärken und Verglasungsarten nach Sanierungsart und Neubarstandard; angelehnt an: [60; 61]

Maßnahme	Dämmschichtstärken und Verglasungsarten				
	SP1	SP2	KfW 70	KfW 55	KfW 40
Dach	12 cm	30 cm	25 cm	28 cm	39 cm
Außenwand	8-12 cm	24 cm	18 cm	22 cm	28 cm
Fußboden	8 cm	12 cm	14 cm	22 cm	29 cm
Fenster	2-fach	3-fach	2-/3-fach	3-fach	3-fach

A.3 Industriesektor

Struktur des Industriesektors

Der Industriesektor umfasst ausschließlich den Prozessenergiebedarf. Die Stromnachfrage der nicht-prozessrelevanten Elektrogeräte und der Beleuchtung sowie die Raumwärme- und Warmwassernachfrage in Industriegebäuden wird den Nichtwohngebäuden bzw. dem Gebäudesektor zugewiesen. Als Kriterium für eine Gruppierung der Prozesse bieten sich deren Ausgangsprodukte an. Angelehnt an die Vorgehensweisen der AGEB [72], in Gerbert et al. (2018) [6] und Frisch et al. (2010) [73] werden 14 Industriebereiche definiert.

Der Energiebedarf der zugrundeliegenden Prozesse ist dabei unmittelbar von der Produktionsmenge bzw. den verarbeiteten Gütern abhängig. Zur Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs wird für die weitere Untersuchung unterstellt, dass dieser proportional zur durchgesetzten Gütermenge ist. Da es sich bei den zuvor definierten Industriebereichen dennoch um die Zusammenfassung teils zahlloser Prozesse und Güter handelt, wird die Bruttowertschöpfung in diesen Bereichen als Kenngröße zur Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs herangezogen. Hierbei wird ebenfalls eine Proportionalität zwischen beiden Größen unterstellt. Eine Übersicht zur angenommenen Entwicklung der Bruttowertschöpfung findet sich in Abbildung A.7. Hiervon ausgenommen ist die Herstellung von drei Gütergruppen: Mineralölprodukte, Stahl und Zement. Diese beruht aktuell auf besonders energieintensiven Verfahren, die zudem stark von fossilen Rohstoffen abhängig sind [72; 74]. Aus diesem Grund werden die entsprechenden Industrieprozesse im Folgenden gesondert betrachtet.

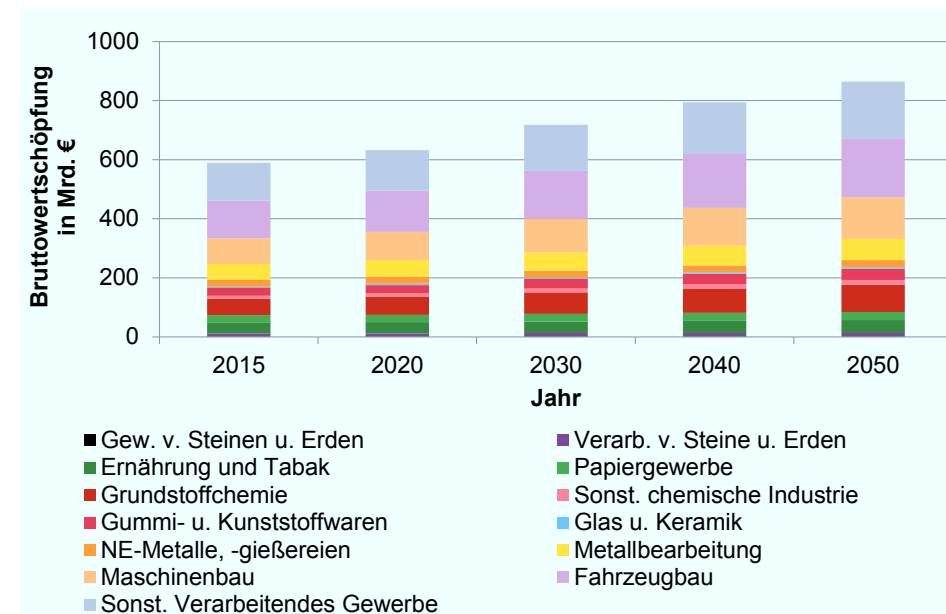


Abbildung A.7: Annahmen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung nach Industriezweigen 2015-2050; angelehnt an: [6]

Bedingt durch die besondere Rolle der drei beschriebenen Gütergruppen werden diese auf Prozessebene untersucht. Folglich muss zur Auslegung der zugehörigen Verfahren eine Annahme zur zukünftigen Absatz- bzw. Produktionsmenge getroffen werden. Diese sind für die Produkte Zement und Stahl in Abbildung A.8 dargestellt.

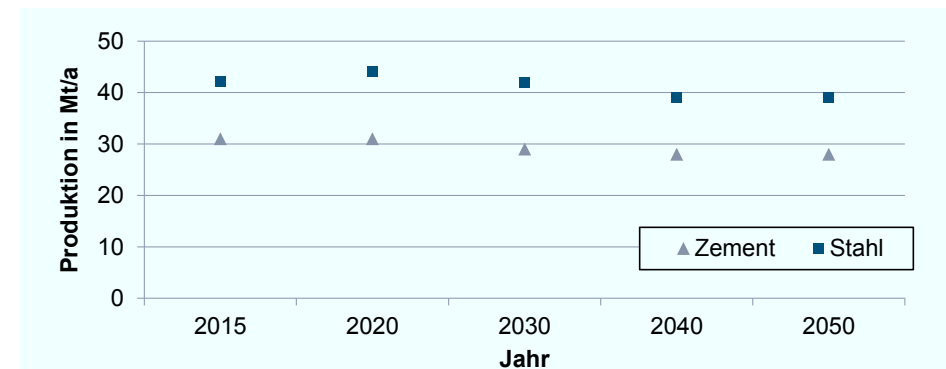


Abbildung A.8: Annahmen zur Entwicklung der Nachfrage nach ausgewählten Gütern 2015-2050; eigene Annahmen, angelehnt an: [6; 75; 76; 77; 78]

Aggregierte Energienachfrage

Für Industrieprozesse wird nachfolgend zur Vereinfachung eine konstante energetische Nachfrage über das Jahr angenommen. Die Energieart und -menge hängt im Fall der drei auf Prozessebene betrachteten Industriebereiche (Mineralöl, Stahl und Zement) von den eingesetzten Verfahren und der Produktionsmenge ab. Für die anderen Industriebereiche wird der thermische und elektrische Prozessenergiebedarf erfasst. Zur Bereitstellung dieser

Energie werden wiederum unterschiedliche Technologien und Energieträger berücksichtigt, welche im nachfolgenden Kapitel erläutert werden. Zudem wird bei der Prozesswärmebereitstellung der Temperaturbereich kleiner 100°C im Folgenden als Niedertemperatur (NT)-Prozesswärme bezeichnet, der Bereich von 100°C bis 500°C als Mitteltemperatur (MT)-Prozesswärme und der Bereich größer 500°C als Hochtemperatur (HT)-Prozesswärme. Eine Zusammenfassung der energetischen Nachfragen der unterschiedlichen Industriebereiche für das Referenzjahr 2013 findet sich in Tabelle A.8.

Tabelle A.8: Prozesswärmebedarf nach Temperaturniveau sowie Strombedarf nach Industriebereich für das Referenzjahr 2013; angelehnt an: [72; 73; 79]

Industriebereich	Prozesswärme in TWh			Strom in TWh
	< 100°C	100...500°C	> 500°C	
Gew. v. Steinen u. Erden	0,04	0,06	2,97	0,46
Verarb. v. Steine u. Erden	0,88	1,36	38,17	9,65
Ernährung und Tabak	9,47	11,64	0,00	17,82
Papiergewerbe	4,67	16,53	0,00	19,76
Grundstoffchemie	13,02	20,25	53,90	43,70
Sonst. chemische Industrie	2,39	3,72	9,91	8,03
Gummi- u. Kunststoffwaren	1,00	3,78	0,00	13,87
Glas u. Keramik	0,35	0,55	14,94	3,88
NE-Metalle, -gießereien	0,92	2,89	80,86	37,01
Metallbearbeitung	2,00	1,58	2,92	17,19
Maschinenbau	1,67	1,25	2,36	11,16
Fahrzeugbau	3,44	2,61	4,81	18,32
Sonst. Verarbeitendes Gewerbe	5,00	1,67	2,00	23,44

Für zukünftige Jahre wird die Energienachfrage entlang der Annahmen zur Bruttowertschöpfungsentwicklung skaliert. Zusätzlich werden für manche Industriebereiche ergänzende Entwicklungen zur Effizienzsteigerung angenommen. Diese teilen sich in die Effizienzsteigerung von Querschnittstechnologien und individuellen Prozessen sowie der verbesserten Abwärmenutzung auf. Eine detaillierte Beschreibung des zugrundeliegenden Vorgehens findet sich in Lopion (2020) [22].

Industrieprozesse und Prozessenergiebereitstellung

In Bezug auf die zugrundeliegenden Industrieprozesse wird die Herstellung der drei Produktgruppen, Mineralölprodukte, Stahl und Zement, gesondert betrachtet. Für diese Prozesse werden alternative Verfahren bzw. Technologien und Brennstoffe berücksichtigt. Bei der Herstellung von Mineralölprodukten aus Erdölraffinerien werden zudem alternative Stoffe aus der Umwandlung regenerativer Energieträger miteingeschlossen.

Mineralölprodukte spielen aktuell vor allem im Verkehrsbereich eine tragende Rolle. Ausgangsprodukt zu ihrer Herstellung ist Erdöl bzw. Rohöl, welches aus diversen chemischen Verbindungen besteht, deren Zusammensetzung stark vom Ort der Rohölgewinnung abhängig ist [80]. Das eigentliche Herstellungsverfahren teilt sich wiederum in unterschiedliche Destillations- bzw. Rektifikationsprozesse, Konversions- bzw. Veredelungsprozesse und Mischprozesse auf [81]. Zur Berücksichtigung dieser Faktoren werden daher unterschiedliche Auslegungspunkte für Erdölraffinerien modelliert.

Die berücksichtigten alternativen Prozesse der Stahlherstellung umfassen neben dem konventionellen Hochofen- und Elektrolichtbogenofenprozess drei weitere Optionen: Die Gichtgasrückführung in einem integrierten Hüttenwerk, die weitere Einbindung eines CO₂-Abscheidungsverfahrens und die Direktreduktion über Wasserstoff (Circored-Verfahren) [82].

Im Rahmen des Zementherstellungsprozesses werden neben alternativen Brennstoffen ebenfalls CO₂-Abscheidungsverfahren erfasst, basierend auf Daten und Annahmen aus Markewitz et al. (2019) [83] sowie aus Hills et al. (2016) [84].

Für alle weiteren Industriebereiche werden ausschließlich alternative Bereitstellungsverfahren für Prozessstrom und Prozesswärme berücksichtigt, basierend auf unterschiedlichen Brennstoffen. Die Versorgung mit elektrischer Energie sowie mit Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme basiert dabei größtenteils auf den im Energie- und Gebäudesektor beschriebenen Technologien. Hervorzuheben sind hierbei jedoch Festoxidbrennstoffzellen mit Wärmeauskopplung sowie Wärmepumpen zur NT-Prozesswärmebereitstellung, Industrielektrokessel zur MT-Prozesswärmebereitstellung und Industrieöfen zur HT-Prozesswärmebereitstellung. Für die Hochtemperatur-Prozesswärmebereitstellung wird zudem der Torrefizierungsprozess von Biomasse zur Herstellung eines Substituts für Steinkohle berücksichtigt, der sich insbesondere für die Erzeugung von Hochtemperaturwärme eignet.

A.4 Verkehrssektor

Struktur des Verkehrssektors

Zur Strukturierung des Verkehrssektors wird zunächst eine Differenzierung nach Transportobjekt und Transportmittel vorgenommen, um den modalen Split abzubilden. Dabei lassen sich zwei Verkehrsarten unterscheiden, der Personen- und Güterverkehr. Diese unterteilen sich jeweils wiederum in Straßen-, Schienen-, Luft- und Seeverkehr. Des Weiteren wird der Straßenpersonen- und Straßengüterverkehr weiter aufgeteilt. Zum einen in den öffentlichen Personenverkehr über Omnibusse und den mobilen Individualverkehr, für den nachfolgend vereinfacht die Personenkraftwagen (Pkw) stehen. Zum anderen findet eine Unterscheidung zwischen Lastkraftwagen (Lkw) und Kleintransportern statt, um zusätzliche Details des Straßengüterverkehrs zu berücksichtigen. Lkw stehen dabei stellvertretend für die Fahrzeugklassen ab 7,5 t zulässigem Gesamtgewicht und Kleintransporter für jene darunter. Beim Luft- und Seeverkehr ist außerdem zu beachten, dass zur Bilanzierung der Treibhausgasemissionen nur der nationale Luftraum sowie Binnengewässer und die Küstenmeerregionen Deutschlands erfasst werden. Die entsprechenden angenommenen Transportleistungsnachfragen sind angelehnt an Gerbert et al. (2018) [6]. Abbildung A.9 zeigt die unterstellte Entwicklung der Transportleistung bis zum Jahr 2050. Dabei steht die Binnenschifffahrt stellvertretend für den gesamten Seeverkehr in Deutschland. Aufgrund der geringen Nachfrage wird die Binnenpersonenschifffahrt vernachlässigt und nur die Binnengüterschifffahrt dargestellt.

Die gesamten Transportleistungen gehen im Personenverkehr im Jahr 2050 um 2 % bzw. 22 Mrd. pkm pro Jahr gegenüber 2015 zurück bzw. steigen im Güterverkehr um 48 % bzw. 306 Mrd. tkm an.

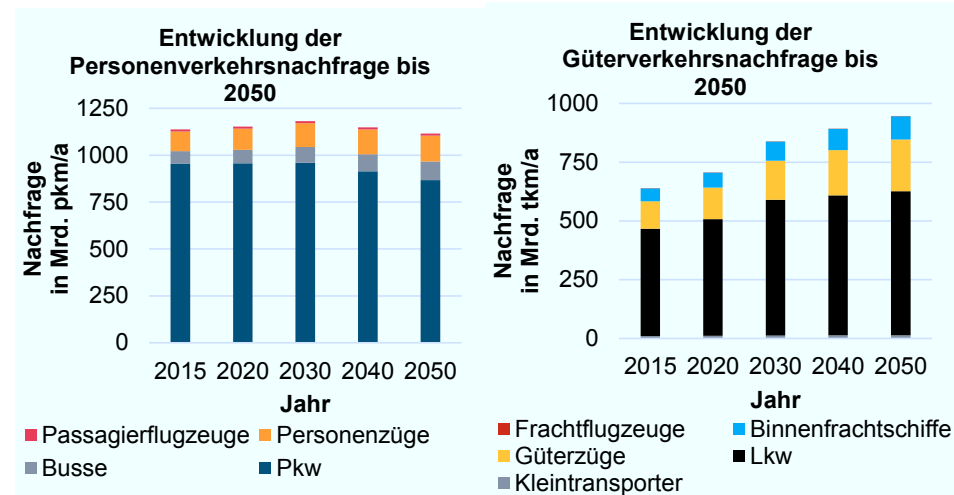


Abbildung A.9: Annahmen zur Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsnachfrage 2015-2050; angelehnt an: [6]

Bis auf die Nutzung von ca. 169 TWh an leichtem Heizöl im Haushalts- und GHD-Bereich, entfällt die energetische Nutzung anderer Mineralölprodukte 2016 fast ausschließlich auf den Verkehrssektor [72]. Dazu kommt ein hoher nichtenergetischer Verbrauch an Mineralölprodukten von 230 TWh [72]. Bei den sonstigen eingesetzten Energieträgern handelt es sich im Schienenverkehr um elektrische Energie. Im Straßenverkehr kommen geringe Mengen Flüssiggas und Erdgas hinzu sowie ca. 30 TWh an biogenen Kraftstoffen. Insgesamt liegt der Anteil der erneuerbaren Energien im Transportsektor bei 5,1 %. Biodiesel besitzt daran einen Anteil von 62,3 % und Bioethanol von 25,8 %. [50]

Aus diesem Kraftstoffmix resultiert ein spezifischer Emissionsfaktor für Pkw im Jahr 2017 von ca. 92,7 g_{CO₂-aq}/km [85]. Bezogen auf die Transportleistung ergeben sich für Pkw spezifische Emissionen von 139 g_{CO₂-aq}/pkm, für Linienbusse von 75 g_{CO₂-aq}/pkm, für Personenzüge (Fernverkehr) von 36 g_{CO₂-aq}/pkm und für Passagierflugzeug von 201 g_{CO₂-aq}/pkm. Im Güterverkehrsbereich liegen die Emissionen für Lkw bei 103 g_{CO₂-aq}/tkm, für Güterzüge bei 19 g_{CO₂-aq}/tkm und für Binnenschiffe bei 32 g_{CO₂-aq}/tkm. Aufgrund der gravierenden Unterschiede erscheint eine Veränderung des modalen Splits sinnvoll zur effizienten Reduktion von Treibhausgasemissionen. Die Verteilung der Transportleistung auf die Transportmittel, der modale Split, wird nachfolgend jedoch als unveränderlich angenommen und ist nicht Teil der späteren Optimierung. [85]

Aggregierte Nachfrageprofile

Die Transportleistungsnachfrage wird für den Personen- und Güterverkehr über das Jahr als konstant angenommen. Folglich gilt dies auch für die Nachfrage nach flüssigen und gasförmigen Kraftstoffen. Hierbei wird unterstellt, dass Zwischenspeicherkapazitäten an Tankstellen zum Ausgleich der täglichen und wöchentlichen Fluktuation ausreichen. Saisonale Unterschiede beim Verkehrsaufkommen werden nicht berücksichtigt. In Bezug auf die Elektromobilität kann jedoch nicht von einer ausreichenden Zwischenspeicherung an den Ladepunkten der Fahrzeuge ausgegangen werden. Aus diesem Grund werden für

elektrisch betriebene Fahrzeuge Lade- bzw. Fahrprofile berücksichtigt, die im Folgenden vorgestellt werden.

Bei batterieelektrischen Pkw (BEV) sowie Plug-in-Hybriden wird ein normiertes, stündlich aufgelöstes Ladeprofil unterstellt, angelehnt an Heinrichs (2013) [86]. Dabei wird zwischen den Tagen Montag bis Freitag sowie Samstag und Sonntag unterschieden. Hinsichtlich der Laststeuerung bzw. des Demand-Side-Managements (DSM) wird vereinfacht angenommen, dass durchgängig 20 % der verfügbaren Stromspeicherkapazität in Pkw netzdienlich zur Verfügung steht, angelehnt an Palzer (2016) [87].

Im Gegensatz zu den batterieelektrischen Pkw werden für Busse, Lkw und Züge Fahrprofile, angelehnt an Hacker et al. (2014) [88], anstelle von Ladeprofilen berücksichtigt. Dies hat den Hintergrund, dass für Busse und Lkw sowohl batterie- als auch oberleitungsgebundene elektrische Antriebe abgebildet werden. Im Fall von Zügen, werden ausschließlich oberleitungsgebundene Alternativen betrachtet. Dementsprechend werden für oberleitungsgebundene Transportmittel die aggregierten Fahrprofile als elektrische Lastprofile angenommen. Für batterieelektrisch betriebene Transportmittel kommen entsprechend nur die Stillstandzeiten zur Ladung in Frage.

Alternative Antriebe und Kraftstoffe

Der Flottenanteil der zuvor beschriebenen elektrischen Antriebstechnologien ist im Straßenpersonen- und Straßengüterverkehr aktuell vernachlässigbar klein. Er liegt sowohl bei Pkw und Bussen als auch bei Lkw in 2017 jeweils bei unter 1 % [89; 90; 91]. Lediglich im Schienenverkehr wurden 2017 bereits mehrheitlich elektrische, oberleistungsgebundene Antriebe genutzt [92; 93]. Zur Bewertung der möglichen zukünftigen Entwicklungen werden die elektrischen Antriebe jedoch detailliert berücksichtigt. Außerdem werden alternative Kraftstoffe zur Verbesserung der CO₂-Bilanz von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor abgebildet.

Für Pkw werden nachfolgend sieben Fahrzeugklassen nach ihrem Antriebskonzept unterschieden. Neben Fahrzeugen mit Otto- oder Dieselmotor werden Brennstoffzellenfahrzeuge, batterieelektrische Fahrzeuge sowie Plug-in-Hybride in Kombination mit den drei erstgenannten Antriebstechnologien betrachtet. Bei Plug-in-Hybriden wird eine Reichweite von 50 km angenommen, auf die durchschnittlich 57 % der jährlichen Transportleistung entfallen [94; 95]. Für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor wird ebenfalls eine Hybridisierung des Antriebsstrangs bis 2050 unterstellt. Für diese ist jedoch keine externe elektrische Ladung der Batterie vorgesehen. Die technischen Grundlagen der Antriebskonzepte sind Grube (2014) [96] zu entnehmen. Alle angenommenen techno-ökonomischen Parameter finden sich in Anhang C, Tabelle C.10.

In der Fahrzeugkategorie der Omnibusse und Kleintransporter werden ebenfalls Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor und Brennstoffzelle sowie batterieelektrische Fahrzeuge berücksichtigt (siehe Anhang C, Tabelle C.11 und Tabelle C.12). Im Fall der Lkw mit mindestens 7,5 t zulässigem Gesamtgewicht werden keine batterieelektrischen, sondern nur oberleistungsgebundene Antriebe untersucht (siehe Anhang C, Tabelle C.13). Gleiches gilt für Personen- und Güterzüge (siehe Anhang C, Tabelle C.14 und Tabelle C.15). Im Fall der Passagier- und Frachtflugzeuge sowie Binnenfrachtschiffen werden keine alternativen Antriebe betrachtet. Für diese kommen demnach nur alternative Kraftstoffe in Frage.

Im Rahmen der alternativen Kraftstoffe können vom Modell sowohl synthetische (Power-to-Fuel) als auch biogene (Biomass-to-Fuel) Kraftstoffe gewählt werden. Zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe eignen sich diverse Verfahren (vergleiche Schemme (2019) [97]). Nachfolgend wird jedoch nur die Fischer-Tropsch-Synthese berücksichtigt. Diese bietet Vorteile gegenüber anderen Verfahren, welche in Schemme et al (2017 und 2019) [98; 99] diskutiert werden. Bei der Herstellung von Biokraftstoffen gibt es ebenfalls unterschiedliche Optionen. Für die nachfolgende Betrachtung werden allerdings nur Bioethanol, Biodiesel sowie um die Vergasung fester Biomasse zur Bereitstellung von Synthesegas für die anschließende Fischer-Tropsch-Synthese berücksichtigt.

B Modelleingangsdaten

Tabelle B.1: Abgebildete Treibhausgasemissionen nach Emissionsart und Sektor am Beispiel des Jahres 2016 [100]

Sektor	THG-Emissionen im Jahr 2016 in Mt _{CO2-äq}				Summe
	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen	Energiebedingte sonstige THG-Emissionen	Prozessbedingte sonstige THG-Emissionen	
Energiesektor	327,8	2,4	5,6	7,5	343,3
Industriesektor	125,3	44,9	1,1	16,9	188,2
Gebäudesektor	128,7	0,0	1,3	0,0	130,0
Verkehrssektor	163,8	0,0	1,7	0,0	165,5
Landwirtschaft	6,1	2,8	0,5	62,5	71,9
Sonstige	0,0	0,0	0,0	10,4	10,4
Summe	751,7	50,1	10,2	97,3	909,3
Modelliert:					801,8 (88%)
Sonstige THG:					107,5 (12%)

Tabelle B.2: Treibhausgasemissionen nach Emissionsart und Sektor im Jahr 1990 und 2016 (Detail) [100]

Jahr	1990	2016
Sektor	Emissionsart	THG-Emissionen in Mt _{CO₂-äq}
Energie-sektor	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	425,0
	Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen	4,1
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	3,5
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	33,9
Industrie-sektor	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	185,1
	Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen	59,9
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	1,6
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	37,3
Gebäude-sektor	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	204,5
	Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen	0,0
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	5,2
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	0,0
Verkehrs-sektor	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	160,8
	Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen	0,0
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	2,5
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	0,0
Landwirt-schaft	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	10,3
	Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen	3,2
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	0,3
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	76,2
Sonstige	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	0,0
	Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen	0,0
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	0,0
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	38,4
Summe	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen	985,7
	Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen	67,2
	Energiebedingte sonstige THG-Em.	13,1
	Prozessbedingte sonstige THG-Em.	185,7
Gesamt		1251,6

Tabelle B.3: Daten zu Abbildung 2.2 [6; 7; 9; 10; 11]

Jahr	Braunkohlen	Steinkohlen	Erdgas	Rohöl	Benzin	Diesel
Historisch (in €/MWh)						
1996	-	4,7	6,7	10,2	-	-
1997	-	5,2	8,0	11,0	-	-
1998	-	4,6	7,1	7,5	-	-
1999	-	4,2	6,0	10,6	-	-
2000	-	5,2	10,7	19,5	-	-
2001	-	6,5	13,9	17,3	-	-
2002	-	5,5	11,7	16,5	-	-
2003	-	4,9	12,2	16,3	-	-
2004	-	6,8	11,8	19,1	-	-
2005	-	8,0	16,1	27,0	-	-
2006	-	7,6	21,3	32,6	-	-
2007	-	8,4	20,0	33,5	-	-
2008	-	13,8	26,8	41,6	-	-
2009	-	9,7	20,9	27,9	-	-
2010	-	10,5	20,6	38,3	-	-
2011	-	13,1	25,7	51,0	-	-
2012	-	11,4	29,0	55,3	-	-
2013	-	9,7	27,6	52,6	-	-
2014	-	9,0	23,5	47,7	-	-
2015	-	8,3	20,6	30,6	-	-
2016	-	8,2	15,4	24,6	-	-
2017	-	11,3	17,0	30,8	-	-
2018	-	11,7	19,2	38,8	-	-
Zukünftig (in €/MWh)						
2020	8,0	16,0	19,4	-	57,6	46,8
2030	8,0	17,0	24,8	-	64,8	54,0
2040	9,0	19,0	26,6	-	57,6	46,8
2050	11,0	21,0	25,6	-	39,6	36,0

Tabelle B.4: Daten zu Abbildung 2.3 (0,1-4,0 Mt/a) [12]

H ₂ -Import in Mt/a	H ₂ -Import in TWh/a	H ₂ -Imp.- kosten in €/kWh	SNG- Import in TWh/a	SNG-Imp.- kosten in €/kWh	PtL-Im- port in TWh/a	PtL-Imp.- kosten in €/kWh
0,1	3,3	0,105	2,7	0,179	2,7	0,174
0,2	6,7	0,101	5,3	0,174	5,3	0,169
0,3	10,0	0,101	8,0	0,174	8,0	0,169
0,4	13,3	0,101	10,7	0,174	10,7	0,170
0,5	16,7	0,113	13,3	0,189	13,3	0,185
0,6	20,0	0,115	16,3	0,192	16,3	0,187
0,7	23,3	0,117	18,7	0,194	18,7	0,189
0,8	26,7	0,115	21,6	0,192	21,6	0,188
0,9	30,0	0,114	24,3	0,189	24,3	0,185
1,0	33,3	0,111	26,9	0,186	26,9	0,182
1,1	36,7	0,109	29,6	0,184	29,6	0,180
1,2	40,0	0,110	32,3	0,184	32,3	0,180
1,3	43,3	0,110	34,9	0,185	34,9	0,182
1,4	46,7	0,113	37,6	0,188	37,6	0,185
1,5	50,0	0,110	40,3	0,184	40,3	0,181
1,6	53,3	0,107	43,2	0,181	43,2	0,177
1,7	56,7	0,110	45,6	0,185	45,6	0,181
1,8	60,0	0,110	48,3	0,185	48,3	0,181
1,9	63,3	0,112	51,2	0,187	51,2	0,183
2,0	66,6	0,112	53,9	0,187	53,9	0,183
2,1	70,0	0,112	56,5	0,187	56,5	0,183
2,2	73,3	0,111	58,9	0,186	58,9	0,183
2,3	76,6	0,111	61,8	0,186	61,8	0,183
2,4	80,0	0,111	64,5	0,186	64,5	0,183
2,5	83,3	0,111	67,2	0,186	67,2	0,183
2,6	86,6	0,112	69,8	0,187	69,8	0,184
2,7	90,0	0,112	72,5	0,187	72,5	0,184
2,8	93,3	0,111	75,2	0,185	75,2	0,182
2,9	96,6	0,111	78,1	0,186	78,1	0,182
3,0	100,0	0,111	80,5	0,186	80,5	0,182
3,1	103,3	0,111	83,4	0,186	83,4	0,182
3,2	106,6	0,111	85,8	0,186	85,8	0,182
3,3	110,0	0,111	88,5	0,186	88,5	0,182
3,4	113,3	0,111	91,2	0,186	91,2	0,182
3,5	116,6	0,112	94,1	0,186	94,1	0,183
3,6	120,0	0,111	96,8	0,186	96,8	0,182
3,7	123,3	0,110	99,4	0,185	99,4	0,181
3,8	126,6	0,111	102,1	0,186	102,1	0,182
3,9	130,0	0,111	104,8	0,186	104,8	0,182
4,0	133,3	0,111	107,7	0,185	107,7	0,182

Tabelle B.5: Daten zu Abbildung 2.3 (4,1-8,0 Mt/a) [12]

H ₂ -Import in Mt/a	H ₂ -Import in TWh/a	H ₂ -Imp.- kosten in €/kWh	SNG- Import in TWh/a	SNG-Imp.- kosten in €/kWh	PtL-Im- port in TWh/a	PtL-Imp.- kosten in €/kWh
4,1	136,6	0,111	110,1	0,186	110,1	0,182
4,2	140,0	0,110	112,8	0,185	112,8	0,181
4,3	143,3	0,110	115,7	0,184	115,7	0,181
4,4	146,6	0,109	118,4	0,184	118,4	0,180
4,5	150,0	0,108	121,3	0,183	121,3	0,179
4,6	153,3	0,108	123,4	0,183	123,4	0,179
4,7	156,6	0,108	126,6	0,183	126,6	0,179
4,8	160,0	0,108	129,0	0,183	129,0	0,179
4,9	163,3	0,109	131,7	0,184	131,7	0,180
5,0	166,6	0,116	134,1	0,192	134,1	0,189
5,1	170,0	0,117	137,0	0,192	137,0	0,190
5,2	173,3	0,117	139,7	0,192	139,7	0,190
5,3	176,6	0,117	142,4	0,192	142,4	0,190
5,4	179,9	0,117	145,0	0,192	145,0	0,190
5,5	183,3	0,117	147,7	0,192	147,7	0,190
5,6	186,6	0,117	150,1	0,192	150,1	0,190
5,7	189,9	0,117	152,8	0,192	152,8	0,190
5,8	193,3	0,117	155,7	0,192	155,7	0,190
5,9	196,6	0,117	158,1	0,192	158,1	0,190
6,0	199,9	0,117	161,0	0,192	161,0	0,190
6,1	203,3	0,117	163,4	0,192	163,4	0,190
6,2	206,6	0,117	166,4	0,192	166,4	0,190
6,3	209,9	0,117	169,0	0,192	169,0	0,190
6,4	213,3	0,117	171,7	0,193	171,7	0,190
6,5	216,6	0,117	174,6	0,193	174,6	0,190
6,6	219,9	0,117	177,3	0,193	177,3	0,190
6,7	223,3	0,117	179,7	0,193	179,7	0,190
6,8	226,6	0,117	182,3	0,193	182,3	0,190
6,9	229,9	0,117	185,0	0,193	185,0	0,190
7,0	233,3	0,117	187,9	0,193	187,9	0,190
7,1	236,6	0,117	190,6	0,192	190,6	0,190
7,2	239,9	0,117	193,3	0,192	193,3	0,190
7,3	243,3	0,116	196,2	0,192	196,2	0,190
7,4	246,6	0,116	198,6	0,192	198,6	0,190
7,5	249,9	0,117	201,0	0,192	201,0	0,190
7,6	253,3	0,117	204,2	0,193	204,2	0,190
7,7	256,6	0,117	206,3	0,193	206,3	0,191
7,8	259,9	0,117	209,5	0,193	209,5	0,191
7,9	263,3	0,118	211,9	0,193	211,9	0,191
8,0	266,6	0,118	214,6	0,193	214,6	0,191

Tabelle B.6: Daten zu Abbildung 2.3 (8,1-12,0 Mt/a) [12]

H ₂ -Import in Mt/a	H ₂ -Import in TWh/a	H ₂ -Imp.- kosten in €/kWh	SNG- Import in TWh/a	SNG-Imp.- kosten in €/kWh	PtL-Imp- port in TWh/a	PtL-Imp.- kosten in €/kWh
8,1	269,9	0,118	217,3	0,194	217,3	0,191
8,2	273,3	0,118	220,2	0,194	220,2	0,191
8,3	276,6	0,118	222,6	0,194	222,6	0,191
8,4	279,9	0,118	225,5	0,194	225,5	0,191
8,5	283,3	0,118	228,2	0,194	228,2	0,191
8,6	286,6	0,118	230,6	0,194	230,6	0,192
8,7	289,9	0,118	233,5	0,194	233,5	0,192
8,8	293,3	0,119	236,2	0,195	236,2	0,192
8,9	296,6	0,119	238,6	0,195	238,6	0,193
9,0	299,9	0,120	241,5	0,196	241,5	0,193
9,1	303,2	0,120	244,2	0,196	244,2	0,193
9,2	306,6	0,120	246,9	0,197	246,9	0,194
9,3	309,9	0,120	249,5	0,197	249,5	0,194
9,4	313,2	0,120	252,2	0,197	252,2	0,194
9,5	316,6	0,120	254,9	0,197	254,9	0,195
9,6	319,9	0,120	257,8	0,197	257,8	0,195
9,7	323,2	0,120	260,2	0,197	260,2	0,195
9,8	326,6	0,120	263,1	0,197	263,1	0,194
9,9	329,9	0,120	265,5	0,197	265,5	0,195
10,0	333,2	0,120	268,5	0,197	268,5	0,195
10,1	336,6	0,120	271,1	0,197	271,1	0,195
10,2	339,9	0,120	273,5	0,197	273,5	0,194
10,3	343,2	0,120	276,5	0,197	276,5	0,195
10,4	346,6	0,120	279,1	0,197	279,1	0,195
10,5	349,9	0,121	281,8	0,197	281,8	0,195
10,6	353,2	0,121	284,5	0,197	284,5	0,195
10,7	356,6	0,121	287,1	0,197	287,1	0,195
10,8	359,9	0,121	289,8	0,198	289,8	0,196
10,9	363,2	0,122	292,2	0,198	292,2	0,196
11,0	366,6	0,122	295,4	0,198	295,4	0,196
11,1	369,9	0,122	298,0	0,199	298,0	0,196
11,2	373,2	0,122	300,4	0,199	300,4	0,197
11,3	376,6	0,122	303,1	0,199	303,1	0,197
11,4	379,9	0,122	305,8	0,199	305,8	0,197
11,5	383,2	0,123	308,7	0,199	308,7	0,197
11,6	386,6	0,123	311,1	0,200	311,1	0,197
11,7	389,9	0,123	313,8	0,200	313,8	0,198
11,8	393,2	0,123	316,7	0,200	316,7	0,198
11,9	396,6	0,123	319,6	0,200	319,6	0,198
12,0	399,9	0,122	322,0	0,199	322,0	0,196

Tabelle B.7: Daten zu Abbildung 2.3 (12,1-13,3 Mt/a) [12]

H ₂ -Import in Mt/a	H ₂ -Import in TWh/a	H ₂ -Imp.- kosten in €/kWh	SNG- Import in TWh/a	SNG-Imp.- kosten in €/kWh	PtL-Im- port in TWh/a	PtL-Imp.- kosten in €/kWh
12,1	403,2	0,121	324,7	0,198	324,7	0,195
12,2	406,6	0,121	327,9	0,199	327,9	0,195
12,3	409,9	0,122	330,3	0,199	330,3	0,196
12,4	413,2	0,122	333,2	0,200	333,2	0,196
12,5	416,5	0,122	335,9	0,200	335,9	0,196
12,6	419,9	0,122	338,6	0,200	338,6	0,197
12,7	423,2	0,123	341,2	0,201	341,2	0,197
12,8	426,5	0,123	343,9	0,201	343,9	0,198
12,9	429,9	0,124	346,8	0,202	346,8	0,198
13,0	433,2	0,124	349,2	0,202	349,2	0,199
13,1	436,5	0,125	352,2	0,203	352,2	0,199
13,2	439,9	0,126	354,8	0,204	354,8	0,201
13,3	443,2	0,126	357,2	0,205	357,2	0,202

Tabelle B.8: Daten zu Abbildung A.4 [6; 62]

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Gebäudetyp	Wohn-/Nutzfläche in Mrd. m ²				
EZFH (Bestand)	2,127	2,108	2,070	2,032	1,994
EZFH (Neubau)	0,000	0,057	0,170	0,283	0,396
MFH (Bestand)	1,184	1,157	1,103	1,049	0,995
MFH (Neubau)	0,000	0,043	0,128	0,213	0,298
GMFH (Bestand)	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288
GMFH (Neubau)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
NWG (Bestand)	1,968	1,889	1,731	1,573	1,415
NWG (Neubau)	0,000	0,029	0,087	0,145	0,203

Tabelle B.9: Daten zu Abbildung A.7 [6]

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Industriebereich	Bruttowertschöpfung in Mrd. €/a				
Gew. von Steinen u. Erden	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
Verarb. von Steine u. Erden	11,0	11,5	12,4	13,1	13,1
Ernährung und Tabak	38,0	38,3	39,0	41,0	43,0
Papiergewerbe	24,0	24,7	26,0	27,0	28,0
Grundstoffchemie	55,7	61,4	72,6	81,9	91,2
Sonstige chemische Industrie	10,3	11,3	13,4	15,1	16,8
Gummi- u. Kunststoffwaren	26,0	28,0	32,0	35,0	38,0
Glas u. Keramik	4,4	4,6	5,0	5,3	5,3
NE-Metalle, -gießereien	25,0	24,3	23,0	23,0	24,0
Metallbearbeitung	52,0	55,3	62,0	67,0	72,0
Maschinenbau	87,0	96,0	114,0	128,0	141,0
Fahrzeugbau	128,0	139,3	162,0	182,0	200,0
Sonstige verarb. Gewerbe	127,0	136,7	156,0	175,0	191,0

Tabelle B.10: Daten zu Abbildung A.8 [6; 75; 76; 77; 78]

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Zementnachfrage in Mt/a	31,0	31,0	29,0	28,0	28,0
Stahlnachfrage in Mt/a	42,1	44,0	42,0	39,0	39,0

Tabelle B.11: Daten zu Abbildung A.9 [6]

Jahr	2015	2020	2030	2040	2050
Transportmittel (Personenverkehr)	Transportleistungsnachfrage in Mrd. pkm				
Pkw	956	957	960	914	867
Busse	65	71	84	92	100
Personenzüge	106	113	126	132	138
Passagierflugzeuge	11	11	11	11	11
Transportmittel (Güterverkehr)	Transportleistungsnachfrage in Mrd. tkm				
Kleintransporter	10	11	13	14	14
Lkw	457	497	577	595	613
Güterzüge	117	133	166	193	220
Binnenfrachtschiffe	55	64	82	90	98
Frachtflugzeuge	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

C Techno-ökonomische Annahmen

Tabelle C.1: Spezifische Heizwerte und Emissionsfaktoren der wichtigsten Energieträger, angelehnt an: [101; 102; 103]

Energieträger	Heizwert in kWh/kg	CO ₂ -Emissionsfaktor in kg _{CO2} /kWh
Braunkohle	2,519	0,399
Steinkohle	7,584	0,337
Erdgas	11,938	0,201
Ottokraftstoff	12,095	0,263
Dieselmkraftstoff	11,933	0,266
Kerosin	11,889	0,264
Flüssiggas	12,771	0,236

Tabelle C.2: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (erneuerbare Energien)

Technische Parameter			Wirtschaftliche Parameter				
Wirkungs- grad 2050 (2020)	Upper bounds in GW	Bezugsgröße	Investitionskosten 2050 (2020) in €/kW	Mittlere Kosten- abw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebens- dauer in a
					Fix (An- teil In- vest.)	Variabel in €/kWh	
Onshore-Windkraftanlagen			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 105; 106]				
-	619,8	El. Output	1250 (1650)	±31%	2%	0	20 (20)
Offshore-Windkraftanlagen			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 106; 107]				
-	82,2	El. Output	2530 (3920)	±29%	4,5%	0	20 (20)
Dachflächen-Photovoltaik			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 106; 108]				
-	189,7	El. Output	880 (1500)	±14%	2,1%	0	20 (25)
Freiflächen-Photovoltaik			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 106; 108]				
-	245,9	El. Output	720 (900)	±11%	1,7%	0	20 (25)
Dachflächen-Solarthermie			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 109; 110]				
-	190	Th. Output	770 (896)	±14%	4,5%	0	20 (30)
Laufwasserkraftwerke			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 104; 111]				
-	5,6	El. Output	1300 (1300)	±23%	4%	0	40 (40)

Tabelle C.3: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Speichertechnologien)

Technische Parameter			Wirtschaftliche Parameter				
Ladungs- (Entladungs-) Wirkungsgrad 2050	ub in GWh	Selbstentladung in 1/h	Investitionskosten 2050 (2020) in €/kWh	Mittlere Kostenabw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebensdauer in a
					Fix (Anteil Invest.)	Variabel in €/kWh	
Pumpspeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [39; 44; 112; 113; 114; 115; 116]				
91% (91%)	56	-	12,5 (12,5)	-	1%	0	40 (80)
Haushalts-Batteriespeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [117; 118]				
96% (96%)	256	0,4%	295 (709)	-	1,4%	0	10 (18)
Großbatteriespeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [117; 118]				
96% (96%)	-	0,4%	120 (232)	-	1,4%	0	10 (18)
Wasserstoffspeicher (350 bar)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [117; 118; 119]				
70% (50-61%)	80.000	-	18 (18)	-	2%	0	30 (30)
Wasserstoffspeicher (Kaverne)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [117; 118; 119]				
70% (50-61%)	70.500	-	0,36 (0,36)	-	2%	0	40 (40)
Erdgasspeicher (Kaverne)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [117; 118; 119]				
99% (99%)	380.000	-	0,29 (0,29)	-	2%	0	40 (40)
Biogasspeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [117; 118; 120]				
99% (99%)	-	-	193 (193)	-	1%	0	30 (30)
Haushalts-Wärmespeicher (Wasser)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 112; 121; 122]				
99% (99%)	2.800	0,01%	90 (180)	-	2%	0	20 (20)
Nahwärme-Wärmespeicher (Wasser)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 112; 121; 122]				
95% (95%)	-	0,01%	14,7 (14,7)	-	1%	0	20 (20)
Fernwärme-Wärmespeicher (Wasser)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 112; 121; 122]				
95% (95%)	-	0,03%	14,7 (14,7)	-	1%	0	20 (20)
Druckluftspeicher (Kaverne)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [117; 118; 123]				
74-84% (74-84%)	27.300	0,03%	3,5 (3,5)	-	2%	0	40 (40)

Tabelle C.4: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)

Technische Parameter		Wirtschaftliche Parameter				
Wirkungsgrad 2050 (2020)	Bezugsgröße	Investitionskosten 2050 (2020) in €/kW	Mittlere Kostenabw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebensdauer in a
				Fix (Anteil Invest.)	Variabel in €/kWh	
Steinkohlekraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 124; 125; 126; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,5$ (0,46)	El. Output	1450 (1300)	±6%	3%	0,0015	40 (45)
Steinkohleheizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 124; 125; 126; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,38$ (0,36); $\eta_{th} = 0,51$ (0,53)	El. Output	1847 (2225)	±11%	3%	0,0051	35 (45)
Steinkohlekraftwerke (CC)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 124; 125; 126; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,38$ (0,35)	El. Output	2550 (2700)	±12%	3%	0,0055	40 (40)
Braunkohlekraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 124; 125; 126; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,47$ (0,45)	El. Output	1700 (1500)	±20%	3%	0,0045	40 (45)
Braunkohleheizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 124; 125; 126; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,35$ (0,32); $\eta_{th} = 0,5$ (0,53)	El. Output	1847 (2225)	±19%	3%	0,0051	35 (45)
Braunkohlekraftwerke (CC)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 124; 125; 126; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,34$ (0,32)	El. Output	3500 (3500)	±20%	3%	0,01	40 (40)
Pumpspeicherkraftwerke (Pumpe)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [112; 129]				
$\eta_{el} = 0,91$ (0,91)	El. Output	423 (423)	±22%	1%	0	40 (45)
Pumpspeicherkraftwerke (Turbine)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [112; 129]				
$\eta_{el} = 0,91$ (0,91)	El. Output	450 (450)	±22%	1%	0	40 (45)
Gaskraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 125; 126; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,46$ (0,4)	El. Output	405 (405)	±29%	4%	0,001	30 (35)
Gasheizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 125; 126; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,35$ (0,33); $\eta_{th} = 0,5$ (0,52)	El. Output	666 (730)	±23%	4%	0,0015	30 (35)
GuD-Kraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 125; 126; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,65$ (0,6)	El. Output	850 (850)	±35%	3%	0,002	30 (35)
GuD-Heizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 125; 126; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,51$ (0,48); $\eta_{th} = 0,37$ (0,4)	El. Output	920 (980)	±27%	4%	0,004	30 (35)
GuD-Kraftwerke (CC)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 125; 126; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,55$ (0,52)	El. Output	1500 (1500)	±17%	3%	0,004	30 (30)
Ölkraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 125; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,43$ (0,37)	El. Output	900 (900)	±16%	13%	0,002	40 (25)
Müllkraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 125; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,42$ (0,31)	El. Output	4540 (6080)	±31%	5%	0,0069	25 (25)
Müllheizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 118; 125; 127; 128]				
$\eta_{el} = 0,3$ (0,26); $\eta_{th} = 0,54$ (0,58)	El. Output	5914 (8848)	±24%	5%	0,0033	25 (25)

Tabelle C.5: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)

Technische Parameter		Wirtschaftliche Parameter				
Wirkungsgrad 2050 (2020)	Bezugsgröße	Investitionskosten 2050 (2020) in €/kW	Mittlere Kostenabw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebensdauer in a
				Fix (Anteil Invest.)	Variabel in €/kWh	
Holzkraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 130; 131; 132]				
$\eta_{el} = 0,38$ (0,35)	El. Output	1950 (2620)	$\pm 16\%$	3%	0.0035	25 (25)
Holzkraftwerke (CC)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 130; 131; 132]				
$\eta_{el} = 0,28$ (0,25)	El. Output	2990 (3660)	$\pm 16\%$	6%	0.0073	25 (25)
Holzheizkraftwerke (KWK) - groß		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 130; 131; 132]				
$\eta_{el} = 0,29$ (0,29); $\eta_{th} = 0,82$ (0,82)	El. Output	3000 (3400)	$\pm 20\%$	3%	0.0038	25 (25)
Holzheizkraftwerke (KWK) - mittel		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 130; 131; 132]				
$\eta_{el} = 0,29$ (0,29); $\eta_{th} = 0,82$ (0,82)	El. Output	3300 (3600)	$\pm 24\%$	4%	0.0038	25 (25)
Holzheizkraftwerke (KWK) - klein		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 130; 131; 132]				
$\eta_{el} = 0,14$ (0,14); $\eta_{th} = 0,97$ (0,97)	El. Output	6000 (6500)	$\pm 22\%$	4%	0.0078	25 (25)
Strohheizkraftwerke (KWK) - groß		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 130; 131; 132]				
$\eta_{el} = 0,3$ (0,3); $\eta_{th} = 0,67$ (0,67)	El. Output	3000 (3500)	$\pm 20\%$	4%	0.0019	25 (25)
Strohheizkraftwerke (KWK) - mittel		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 130; 131; 132]				
$\eta_{el} = 0,3$ (0,3); $\eta_{th} = 0,67$ (0,67)	El. Output	3300 (3800)	$\pm 21\%$	4%	0.0019	25 (25)
Strohheizkraftwerke (KWK) - klein		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 130; 131; 132]				
$\eta_{el} = 0,15$ (0,15); $\eta_{th} = 0,84$ (0,84)	El. Output	6200 (6800)	$\pm 16\%$	5%	0.004	25 (25)
Biogasheizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [130; 133; 134]				
$\eta_{el} = 0,47$ (0,43); $\eta_{th} = 0,47$ (0,5)	El. Output	850 (950)	$\pm 6\%$	1%	0.008	25 (25)
Gasheizkraftwerke (KWK) - H ₂		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [109; 119]				
$\eta_{el} = 0,4$ (0,38); $\eta_{th} = 0,32$ (0,34)	El. Output	504 (504)	$\pm 29\%$	1%	0.007	20 (25)
GuD-Kraftwerke - H ₂		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [109; 119]				
$\eta_{el} = 0,6$ (0,58)	El. Output	760 (760)	$\pm 35\%$	1%	0.002	20 (25)
Mini-BHKW - H ₂		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [109; 119]				
$\eta_{el} = 0,49$ (0,45); $\eta_{th} = 0,41$ (0,45)	El. Output	715 (930)	$\pm 10\%$	0%	0.0006	20 (20)
Holzheizwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 130; 131; 132]				
$\eta_{th} = 1,08$ (1,08)	Th. Output	590 (680)	$\pm 17\%$	5%	0.001	25 (25)
Holzpellettheizwerke - groß		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 130; 131; 132]				
$\eta_{th} = 1,0$ (1,0)	Th. Output	670 (720)	$\pm 15\%$	5%	0.0005	25 (25)
Holzpellettheizwerke - klein		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 130; 131; 132]				
$\eta_{th} = 0,88$ (0,82)	Th. Output	590 (680)	$\pm 66\%$	7%	0	20 (20)
Strohheizwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 130; 131; 132]				
$\eta_{th} = 1,02$ (1,02)	Th. Output	760 (890)	$\pm 17\%$	6%	0.006	25 (25)

Tabelle C.6: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)

Technische Parameter		Wirtschaftliche Parameter				
Wirkungsgrad 2050 (2020)	Bezugsgröße	Investitionskosten 2050 (2020) in €/kW	Mittlere Kosten-abw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebens-dauer in a
				Fix (An-teil In-vest.)	Variabel in €/kWh	
Steinkohleheizwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [109; 118]				
$\eta_{th} = 0,9$ (0,9)	Th. Output	335 (335)	$\pm 11\%$	3%	0.004	40 (40)
Gasheizwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [109; 118]				
$\eta_{th} = 0,9$ (0,9)	Th. Output	505 (505)	$\pm 80\%$	2%	0.002	30 (30)
Müllheizwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [109; 118]				
$\eta_{th} = 0,9$ (0,9)	Th. Output	1050 (1406)	$\pm 5\%$	3%	0.0069	20 (20)
Ölheizwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [109; 118]				
$\eta_{th} = 0,9$ (0,9)	Th. Output	505 (505)	$\pm 11\%$	2%	0.0055	30 (30)
Mini-BHKW - CH ₄		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 109; 135; 136]				
$\eta_{el} = 0,37$ (0,34); $\eta_{th} = 0,53$ (0,56)	El. Output	1360 (1780)	$\pm 10\%$	3%	0	20 (20)
Mini-BHKW - Holzpellets		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [109; 137; 138]				
$\eta_{el} = 0,27$ (0,15); $\eta_{th} = 0,62$ (0,7)	El. Output	2750 (2250)	$\pm 27\%$	2%	0.0001	15 (15)
Gastherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 109; 130; 135; 136; 139]				
$\eta_{th} = 0,96$ (0,96)	Th. Output	330 (330)	$\pm 33\%$	1%	0	20 (20)
Gasbrennwerttherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 109; 130; 135; 136; 139]				
$\eta_{th} = 0,98$ (0,98)	Th. Output	655 (655)	$\pm 2\%$	1%	0	20 (20)
Gasbrennwerttherme - H ₂		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 109; 130; 135; 136; 139]				
$\eta_{th} = 0,98$ (0,98)	Th. Output	655 (655)	$\pm 2\%$	1%	0	20 (20)
Öltherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 109; 130; 135; 136; 139]				
$\eta_{th} = 0,96$ (0,96)	Th. Output	330 (330)	$\pm 33\%$	4%	0	20 (20)
Ölbrennwerttherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 109; 130; 135; 136; 139]				
$\eta_{th} = 0,98$ (0,98)	Th. Output	655 (655)	$\pm 2\%$	1%	0	20 (20)
Elektrotherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [109; 118; 135]				
$\eta_{th} = 0,99$ (0,99)	Th. Output	150 (175)	$\pm 33\%$	6%	0	20 (20)
Einzelraumfeuerung - Holz		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [109; 140]				
$\eta_{th} = 0,75$ (0,7)	Th. Output	775 (500)	$\pm 28\%$	6%	0	20 (20)
Erdgas-Dampfreformierung - zentral		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 141]				
$\eta_{th} = 0,85$ (0,85)	CH ₄	810 (810)	$\pm 10\%$	5%	0	15 (15)
Erdgas-Dampfreformierung - dezentral		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [87; 141]				
$\eta_{th} = 0,8$ (0,8)	CH ₄	1517 (1517)	$\pm 51\%$	5%	0	15 (15)

Tabelle C.7: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)

Technische Parameter		Wirtschaftliche Parameter				
Wirkungsgrad 2050 (2020)	Bezugsgröße	Investitionskosten 2050 (2020) in €/kW	Mittlere Kostenabw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebensdauer in a
				Fix (Anteil Invest.)	Variabel in €/kWh	
PEM-Elektrolyseanlagen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [59; 106; 142; 143; 144]				
$\eta_{H_2} = 0,7$ (0,65)	El. Input	500 (1344)	$\pm 30\%$	3%	0	10 (16)
PEM-Brennstoffzellen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 119]				
$\eta_{el} = 0,51$ (0,51)	El. Output	1210 (2327)	$\pm 4\%$	1%	0	10 (20)
(Reversible) Festoxid-Brennstoffzellen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [68; 104; 119]				
$\eta_{el} = 0,7$ (0,67); $\eta_{th} = 0,25$ (0,28)	El. Output	1000 (3405)	$\pm 20\%$	6%	0	20 (20)
Druckluftspeicherkraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [117; 118; 123]				
$\eta_{in} = 0,74$ (0,74) $\eta_{out} = 0,74$ (0,74)	El. Input	560 (560)	$\pm 29\%$	1%	0.001	20 (20)
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabatisch)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [117; 118; 123]				
$\eta_{in} = 0,84$ (0,84) $\eta_{out} = 0,84$ (0,84)	El. Input	910 (910)	$\pm 15\%$	1%	0.001	20 (20)
Batteriespeicheranlagen - groß		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 117; 118]				
$\eta_{in} = 0,96$ (0,94) $\eta_{out} = 0,96$ (0,94)	El. Input	46 (46)	$\pm 33\%$	1%	0.001	18 (18)
Batteriespeicheranlagen - klein		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [104; 117; 118]				
$\eta_{in} = 0,96$ (0,94) $\eta_{out} = 0,96$ (0,94)	El. Input	46 (46)	$\pm 33\%$	1%	0.001	18 (18)

Tabelle C.8: Annahmen zu Sanierungskosten und resultierender Energieeinsparung nach Gebäudetyp (Sanierungspaket 1); angelehnt an: [60; 61; 62; 65]

Gebäudetyp	Vollkosten in €/m ²	Energiebedingte Mehrkosten in €/m ²	Ø Energie- einsparung
Wohngebäude			
EZFH1	276 - 405	78 - 125	36,3%
EZFH2	206 - 603	58 - 155	25,8%
EZFH3	251 - 546	56 - 134	8,1%
EZFH4	397 - 574	60 - 86	25,6%
MFH1	219 - 317	57 - 90	34,8%
MFH2	238 - 317	68 - 93	31,4%
MFH3	235 - 281	70 - 82	16,0%
MFH4	318	50	24,2%
GMFH1	186 - 257	43 - 75	29,9%
GMFH2	178 - 247	50 - 72	31,3%
GMFH3	178	50	13,2%
Nichtwohngebäude			
NWGWG	151 - 282	49 - 82	36,7%
NWGWGN	189	137	66,5%
NWG1a	151 - 184	49 - 56	37,1%
NWG1b	151 - 184	49 - 50	21,6%
NWG1N	212	93	63,1%
NWG2a	246 - 287	90 - 105	38,1%
NWG2b	246 - 287	90 - 105	24,4%
NWG2N	329	160	56,1%
NWG3	178 - 301	50 - 89	27,7%
NWG3N	290	160	62,8%

Tabelle C.9: Annahmen zu Sanierungskosten und resultierender Energieeinsparung nach Gebäudetyp (Sanierungspaket 2); angelehnt an: [60; 61; 62; 65]

Gebäudetyp	Vollkosten in €/m ²	Energiebedingte Mehrkosten in €/m ²	Ø Energie-ein- sparung
Wohngebäude			
EZFH1	353 - 524	150 - 238	68,9%
EZFH2	260 - 783	108 - 322	62,0%
EZFH3	319 - 627	93 - 261	50,8%
EZFH4	433 - 626	95 - 138	58,2%
MFH1	287 - 413	121 - 182	69,4%
MFH2	308 - 405	135 - 175	64,8%
MFH3	305 - 365	71 - 162	53,2%
MFH4	343	74	54,2%
GMFH1	243 - 336	98 - 151	68,2%
GMFH2	230 - 324	101 - 146	65,6%
GMFH3	230	101	56,5%
Nichtwohngebäude			
NWGWG	189 - 363	85 - 159	78,8%
NWG1a	189 - 271	85 - 117	77,1%
NWG1b	189 - 235	85 - 101	71,1%
NWG2a	304 - 355	147 - 172	76,4%
NWG2b	304 - 355	147 - 172	66,8%
NWG3	230 - 393	101 - 177	73,1%

Tabelle C.10: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Pkw), eigene Annahmen, angelehnt an: [37; 87; 110; 145; 146; 147; 148; 149; 150; 151]

Verkehrsmittel	Ø Lauf- leistung in km/a	Ø Beset- zung / Beladung	Effizienz (2020) in km/kWh	Effizienz (2050) in km/kWh	Kosten (2020) in €/Fz.	Kosten (2050) in €/Fz.
Otto-Pkw	13.922	1,5 Pers.	1,828	2,941	28.573	22.577
CNG-Pkw			1,747	2,703	29.631	22.577
Diesel-Pkw			2,052	2,941	29.373	22.577
FCEV			3,013	4,167	58.045	22.577
BEV			4,889	7,143	33.903	22.577
PI-Hybrid (Otto)			3,573	5,336	28.400	24.077
PI-Hybrid (Diesel)			3,669	5,336	30.254	24.077
PI-Hybrid (FCEV)			4,082	5,863	30.520	24.077

Tabelle C.11: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Busse), eigene Annahmen, angelehnt an: [145; 148]

Verkehrsmittel	Ø Lauf- leistung in km/a	Ø Beset- zung / Beladung	Effizienz (2020) in pkm/kWh	Effizienz (2050) in pkm/kWh	Kosten (2020) in €/Fz.	Kosten (2050) in €/Fz.
Otto-Bus	57.580	14,3 Pers.	3,283	4,908	286.000	288.000
Diesel-Bus			4,077	5,791	250.000	260.000
FC-Bus			4,295	6,442	470.000	265.000
BE-Bus			7,676	10,626	390.000	300.000

Tabelle C.12: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Kleintransporter, < 7,5 t), eigene Annahmen, angelehnt an: [145; 148; 152; 153]

Verkehrsmittel	Ø Laufleistung in km/a	Ø Besetzung / Beladung	Effizienz (2020) in tkm/kWh	Effizienz (2050) in tkm/kWh	Kosten (2020) in €/Fz.	Kosten (2050) in €/Fz.
Otto-Kleintransp.	19.371	0,2 t	0,179	0,244	33.841	30.840
Diesel-Kleintransp.			0,230	0,351	31.585	30.148
FC-Kleintransp.			0,329	0,465	68.576	40.207
BE-Kleintransp.			0,562	0,909	39.187	30.411

Tabelle C.13: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Lkw, ≥ 7,5 t), eigene Annahmen, angelehnt an: [145; 148; 152; 153; 154]

Verkehrsmittel	Ø Laufleistung in km/a	Ø Besetzung / Beladung	Effizienz (2020) in tkm/kWh	Effizienz (2050) in tkm/kWh	Kosten (2020) in €/Fz.	Kosten (2050) in €/Fz.
Otto-Lkw	96.915	13,5 t	4,180	5,921	122.037	140.348
Diesel-Lkw			4,998	6,618	90.370	115.348
FC-Lkw			5,529	8,232	384.493	146.991
Oberleitungs-Lkw			7,096	10,385	141.801	123.872

Tabelle C.14: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Personenzüge), eigene Annahmen, angelehnt an: [155; 156; 157; 158; 159; 160; 161; 162]

Verkehrsmittel	Ø Laufleistung in km/a	Ø Besetzung / Beladung	Effizienz (2020) in pkm/kWh	Effizienz (2050) in pkm/kWh	Kosten (2020) in €/Fz.	Kosten (2050) in €/Fz.
FC-Personenzug	522.819	136,1 Pers.	7,246	10,868	5.312.500	4.250.000
Diesel-Personenzug			6,878	9,769	4.250.000	4.250.000
Elektro-Personenzug			18,512	23,419	4.250.000	4.250.000

Tabelle C.15: Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Güterzüge), eigene Annahmen, angelehnt an: [155; 156; 157; 158; 159; 160; 161; 162]

Verkehrsmittel	Ø Laufleistung in km/a	Ø Besetzung / Beladung	Effizienz (2020) in tkm/kWh	Effizienz (2050) in tkm/kWh	Kosten (2020) in €/Fz.	Kosten (2050) in €/Fz.
FC-Güterzug	440.780	398 t	20,135	30,202	5.312.500	4.250.000
Diesel-Güterzug			19,114	27,148	4.250.000	4.250.000
Elektro-Güterzug			42,126	53,291	4.250.000	4.250.000

Tabelle C.16: Annahmen zu spezifischen Kosten für Ladestationen, Oberleitungen und Wasserstofftankstellen für das Jahr 2050; eigene Annahmen, angelehnt an: [163; 164; 165; 166; 167; 168; 169]

Transportmittel	Spezifische Kosten in €/MWh		
	Ladestationen	Oberleitungen	H ₂ -Tankstellen
Pkw & Kleintransporter	208	-	35
Omnibusse	278	480	25
Lkw	655	1.082	32
Züge	-	59 (Bestand) 107 (Ausbau)	36

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Treibhausgasemissionen und nationale Reduktionsziele [3],[4]	2
Abbildung 2.1:	Annahmen zur gesellschaftlichen und volkswirtschaftlichen Entwicklung 2010-2050; angelehnt an: [6]	5
Abbildung 2.2:	Historische Entwicklung von Brennstoffimportpreisen (Grenzübergangspreise) sowie Annahmen zur zukünftigen Entwicklung bis 2050; angelehnt an: [6; 7; 9; 10; 11]	6
Abbildung 2.3:	Importpreise (Grenzübergangspreise) für Wasserstoff und synthetische Energieträger in Abhängigkeit der importierten Energiemenge; angelehnt an: Heuser et al. [12]	7
Abbildung 2.4:	Stündliches elektrisches Leistungspotenzial (Stromimporte) im Jahr 2050; angelehnt an: [14]	8
Abbildung 2.5:	Stündliches elektrisches Leistungspotenzial (Stromexporte) im Jahr 2050; angelehnt an: [14]	8
Abbildung 4.1:	Eingesetzte Modelle und Vorgehensweise	10
Abbildung 4.2:	Prinzipielle Vorgehensweise zur Ermittlung eines kostenoptimalen Transformationspfades mit dem Modell NESTOR	12
Abbildung 4.3:	Softlink-Diagramm zwischen den vier Ebenen des mehrstufigen Modellierungsansatzes EURO-Power	13
Abbildung 4.4:	Beispiel eines Simulationsprozesses mit dem GLAES-Modell [25]	14
Abbildung 4.5:	Übergreifende Modellübersicht der weltweiten Wasserstoffinfrastruktur am Beispiel Patagonien	15
Abbildung 4.6:	Übersicht über die zur Verfügung stehenden Wasserstoff Versorgungspfade	16
Abbildung 5.1:	Vergleich der Entwicklung der sektoralen CO ₂ -Emissionen in Szenario 80 und Szenario 95	17
Abbildung 5.2:	Vergleich der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95	18
Abbildung 5.3:	Änderung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträger in Szenario 95 gegenüber Szenario 80	19
Abbildung 5.4:	Vergleich der Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektor in Szenario 80 und Szenario 95	20
Abbildung 5.5:	Vergleich des Endenergieverbrauchs und der Energieeinsparung nach Sektor im Jahr 2050 in Szenario 80 und Szenario 95	20
Abbildung 5.6:	Vergleich der Entwicklung der Änderung der jährlichen Gesamtsystemkosten gegenüber 2020 sowie deren Zusammensetzung in Szenario 80 und Szenario 95	22
Abbildung 5.7:	Änderung der jährlichen Gesamtsystemkosten gegenüber 2020 sowie deren Zusammensetzung in Szenario 95 gegenüber Szenario 80	23
Abbildung 5.8:	Vergleich der Entwicklung des Nettostromverbrauchs nach Sektor bzw. Bereich in Szenario 80 und Szenario 95	25

Abbildung 5.9:	Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95	26
Abbildung 5.10:	Änderung der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger in Szenario 95 gegenüber Szenario 80	26
Abbildung 5.11:	Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Offshore-Windkraftanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95	28
Abbildung 5.12:	Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Dachflächen-Photovoltaikanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95	29
Abbildung 5.13:	Vergleich der Entwicklung der installierten elektrischen Leistung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen nach Region in Szenario 80 und Szenario 95	29
Abbildung 5.14:	Vergleich der Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträger sowie des Anteils erneuerbarer Energien (EE) an der Stromerzeugung in Szenario 80 und Szenario 95	30
Abbildung 5.15:	Vergleich der installierten elektrischen Leistung und der bereitgestellten elektrischen Energie nach Energieträger bzw. Technologie im Jahr 2050 in Szenario Offshore 95 sowie die Veränderungen gegenüber Szenario 95	31
Abbildung 5.16:	Vergleich der Entwicklung der installierten Speicherkapazität der Speichertechnologien (kurz- und mittelfristig) nach Speicherart in Szenario 80 und Szenario 95	32
Abbildung 5.17:	Vergleich der Speicherstandentwicklung des Wasserstoff-Salzkavernenspeichers über das Jahr 2050 in Szenario 80 und Szenario 95	33
Abbildung 5.18:	Vergleich der installierten elektrischen Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 in den Szenarien: Szenario 95 und Dunkelflaute 95 (links); Veränderung installierten elektrischen Leistung nach Technologie bzw. Energieträger im Jahr 2050 im Szenario Dunkelflaute 95 gegenüber Szenario 95	34
Abbildung 5.19:	Vergleich der Speicherstandentwicklung des Wasserstoff-Salzkavernenspeichers über das Jahr 2050 in den Szenarien: Szenario 95 und Dunkelflaute 95	34
Abbildung 5.20:	Nettostromverbrauch durch Sektorkopplung	36
Abbildung 5.21:	Vergleich der Entwicklung des jährlichen Wasserstoffbedarfs nach Sektor in Szenario 80 und Szenario 95	37
Abbildung 5.22:	Vergleich der Entwicklung der jährlichen Wasserstofferzeugung nach Technologie bzw. Verfahren in Szenario 80 und Szenario 95	37
Abbildung 5.23:	Vergleich der Entwicklung der installierten Leistung der Technologien bzw. Verfahren zur Wasserstofferzeugung in Szenario 80 und Szenario 95	38
Abbildung 5.24:	Verlauf der stündlichen elektrischen Last und des Stromerzeugungspotenzials der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) im Jahr 2050 unter Hervorhebung der Elektrolyseanlagen als zukünftigen Verbraucher am Beispiel von Szenario 95	38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 5.25:	Vergleich der installierten Leistung nach Energieträger im Jahr 2050 im Fall mit und ohne die Berücksichtigung von Energieträgerimporten am Beispiel von Szenario 95	39
Abbildung 5.26:	Gesamtkostenoptimale Wasserstoffallokation zur weltweiten Bedarfsbedeckung	40
Abbildung 5.27:	Detailansicht der Importströme nach Deutschland unter Berücksichtigung der Importmengen und -kosten	41
Abbildung 5.28:	Erforderlicher Windenergieausbau und Wasserstoffinfrastruktur in Island	42
Abbildung 5.29:	Erforderlicher Windenergieausbau und Wasserstoffinfrastruktur in Irland	43
Abbildung 5.30:	Erforderlicher Windenergieausbau und Wasserstoffinfrastruktur im Vereinigten Königreich	43
Abbildung 5.31:	Erforderlicher Windenergieausbau und Wasserstoffinfrastruktur in Norwegen	44
Abbildung 5.32:	Wasserstoff-Infrastruktur Kosten für Szenarien 80 und 95 im Jahr 2050	45
Abbildung 5.33:	Wasserstoff-Pipelineinfrastruktur im Szenario 80 im Jahr 2050	47
Abbildung 5.34:	Wasserstoff-Pipelineinfrastruktur im Szenario 95 im Jahr 2050	48
Abbildung 5.35:	Vergleich der Entwicklung des Erdgas- bzw. Methanbedarfs nach Sektoren in Szenario 80 und Szenario 95	49
Abbildung 5.36:	Vergleich der Entwicklung der Methanversorgung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95	49
Abbildung 5.37:	Vergleich der energetischen Biomassenutzung nach Sektor im Jahr 2050 in Szenario 80 und Szenario 95	50
Abbildung 5.38:	Vergleich der Entwicklung Gesamtwärmenachfrage nach Art und Temperaturniveau in Szenario 80 und Szenario 95	51
Abbildung 5.39:	Vergleich der Entwicklung der Gesamtwärmeerzeugung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95	52
Abbildung 5.40:	Vergleich der Entwicklung des Wohngebäudebestands anhand der Wohnfläche nach energetischem Sanierungsstand in Szenario 80 und Szenario 95	52
Abbildung 5.41:	Veränderung des Wohngebäudebestands anhand der Wohnfläche nach energetischem Sanierungsstand in Szenario 95 gegenüber Szenario 80	53
Abbildung 5.42:	Energetische Sanierungsrate von privaten Wohngebäuden sowie Strombedarf der privaten Haushalte im Szenario 95	54
Abbildung 5.43:	Vergleich der Entwicklung des Nichtwohngebäudebestands anhand der Nutzfläche nach energetischem Sanierungsstand in Szenario 80 und Szenario 95	55
Abbildung 5.44:	Vergleich der Entwicklung des Anteils der Fern- und Nahwärme sowie der dezentralen Erzeugung an der Raumwärme- und Warmwasserversorgung in Szenario 80 und Szenario 95	56
Abbildung 5.45:	Vergleich der Entwicklung der Raumwärme- und Warmwasserversorgung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95	56

Abbildung 5.46: Vergleich der relativen Entwicklung der Bruttowertschöpfung, des Prozesswärme- und Strombedarfs des Industriesektors gegenüber 2015 in Szenario 80 und Szenario 95	57
Abbildung 5.47: Vergleich der Entwicklung des Energiebedarfs für die gesamte Prozesswärmeerzeugung nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95	58
Abbildung 5.48: Vergleich der Entwicklung der Stahlproduktion nach Verfahren in Szenario 80 und Szenario 95	60
Abbildung 5.49: Vergleich der Entwicklung des Endenergiebedarfs der Stahlproduktion nach Energieträger in Szenario 80 und Szenario 95	60
Abbildung 5.50: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Ottokraftstoffbereitstellung nach Kraftstoffart in Szenario 80 und Szenario 95	62
Abbildung 5.51: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Ottokraftstoffnachfrage nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95	62
Abbildung 5.52: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Diesellokraftstoffbereitstellung nach Kraftstoffart in Szenario 80 und Szenario 95	63
Abbildung 5.53: Vergleich der Entwicklung der (alternativen) Diesellokraftstoffnachfrage nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95	63
Abbildung 5.54: Vergleich der Entwicklung der Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95	64
Abbildung 5.55: Vergleich der Entwicklung der Stromstoffnachfrage im Verkehrssektor nach Transportmittel in Szenario 80 und Szenario 95	65
Abbildung 5.56: Anteile der Antriebsarten im Pkw Segment bezogen auf die Personenverkehrsleistung	66
Abbildung 5.57: Vergleich der Verteilung der Antriebsart nach Technologie und der Kraftstoffnachfrage nach Kraftstoffart im Pkw-Bereich im Jahr 2050 bei unterschiedlichen Fahrzeugkostenannahmen am Beispiel von Szenario 95	67
Abbildung 5.58: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Omnibus-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95	68
Abbildung 5.59: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Personenzug-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95	68
Abbildung 5.60: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Lkw-Bereich ($\geq 7,5$ t) nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95	69
Abbildung 5.61: Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Kleintransporter-Bereich ($< 7,5$ t) nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95	70

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 5.62:	Vergleich der Entwicklung der Transportleistungsbereitstellung im Güterzug-Bereich nach Antriebsart in Szenario 80 und Szenario 95	70
Abbildung 6.1:	Vergleich der Anteile unterschiedlicher Technologiegruppen in ihrem Marktsegment für das Jahr 2050	72
Abbildung A.1:	Entwicklung (Sterbelinie) aktueller konventioneller Kraftwerksbestände; angelehnt an: [40]	78
Abbildung A.2:	Entwicklung (Sterbelinie) aktueller erneuerbarer Kraftwerksbestände; angelehnt an: [46]	80
Abbildung A.3:	Biomassepotenziale in Deutschland unterteilt nach Fraktion und Herkunft; angelehnt an: [48; 49; 53; 54; 55]	82
Abbildung A.4:	Annahmen zur Entwicklung des Wohn- und Nutzflächenbedarfs nach Gebäudetyp 2015-2050; angelehnt an: [6; 62]	85
Abbildung A.5:	Annahme zum stündlichen Wärmepumpenwirkungsgrad im Vergleich zur normierten Raumwärme- und Warmwassernachfrage; angelehnt an: [68]	86
Abbildung A.6:	Normiertes, stündliches thermisches Leistungspotenzial (Solarthermie); angelehnt an: [25; 68]	87
Abbildung A.7:	Annahmen zur Entwicklung der Bruttowertschöpfung nach Industriezweigen 2015-2050; angelehnt an: [6]	89
Abbildung A.8:	Annahmen zur Entwicklung der Nachfrage nach ausgewählten Gütern 2015-2050; eigene Annahmen, angelehnt an: [6; 75; 76; 77; 78]	89
Abbildung A.9:	Annahmen zur Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsnachfrage 2015-2050; angelehnt an: [6]	92

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Auswahl von wichtigen Rahmendaten [6]	4
Tabelle 3.1:	Treibhausgasemissionen nach Emissionsart und Klimaziele 2050 [19]	9
Tabelle 5.1:	Kostenübersicht der beiden Szenarien	21
Tabelle 5.2:	Installierte Windkraftkapazität	28
Tabelle 5.3:	Installierte PV Kapazität	28
Tabelle 5.4:	Ausgewählte Kenndaten der Wasserstoffinfrastruktur in beiden Szenarien	46
Tabelle 5.5:	Prozesswärmeerzeugung (ohne Stahl- u. Zementindustrie) im Szenario 95 im Jahr 2050	58
Tabelle 5.6:	Prozesswärmeerzeugung (ohne Stahl- und Zementindustrie) im Szenario 80 im Jahre 2050	59
Tabelle 5.7:	Portfolio Otto-Kraftstoffe	61
Tabelle 5.8:	Portfolio der Antriebskonzepte	65
Tabelle A.1:	Technische Potenziale volatiler erneuerbarer Energien nach Region in Deutschland; angelehnt an: [25]	79
Tabelle A.2:	Übersicht der Volllaststunden von PV- und Windkraftanlagen nach Region im Jahr 2050	81
Tabelle A.3:	Einteilung des deutschen Wohngebäudebestands in Gebäudetypen und Baualtersklassen; angelehnt an: [60; 61; 62]	84
Tabelle A.4:	Einteilung des deutschen Nichtwohngebäudebestands in Gebäudetypen und Baualtersklassen; angelehnt an: [61; 63; 64; 65]	84
Tabelle A.5:	Annahmen zur Aufteilung der Wohn- und Nutzfläche in Deutschland und spezifischer Heizwärmebedarf des deutschen Gebäudebestands für das Referenzjahr 2013; angelehnt an: [60; 61; 62; 66]	85
Tabelle A.6:	Anteile des energetisch nicht-sanierbaren Gebäudebestands nach Gebäudetyp und Baualtersklasse; angelehnt an: [61]	87
Tabelle A.7:	Annahmen zu Dämmschichtstärken und Verglasungsarten nach Sanierungsart und Neubarstandard; angelehnt an: [60; 61]	88
Tabelle A.8:	Prozesswärmebedarf nach Temperaturniveau sowie Strombedarf nach Industriebereich für das Referenzjahr 2013; angelehnt an: [72; 73; 79]	90
Tabelle B.1:	Abgebildete Treibhausgasemissionen nach Emissionsart und Sektor am Beispiel des Jahres 2016 [100]	95
Tabelle B.2:	Treibhausgasemissionen nach Emissionsart und Sektor im Jahr 1990 und 2016 (Detail) [100]	96
Tabelle B.3:	Daten zu Abbildung 2.2 [6; 7; 9; 10; 11]	97
Tabelle B.4:	Daten zu Abbildung 2.3 (0,1-4,0 Mt/a) [12]	98
Tabelle B.5:	Daten zu Abbildung 2.3 (4,1-8,0 Mt/a) [12]	99

Tabelle B.6:	Daten zu Abbildung 2.3 (8,1-12,0 Mt/a) [12]	100
Tabelle B.7:	Daten zu Abbildung 2.3 (12,1-13,3 Mt/a) [12]	101
Tabelle B.8:	Daten zu Abbildung A.4 [6; 62]	101
Tabelle B.9:	Daten zu Abbildung A.7 [6]	101
Tabelle B.10:	Daten zu Abbildung A.8 [6; 75; 76; 77; 78]	102
Tabelle B.11:	Daten zu Abbildung A.9 [6]	102
Tabelle C.1:	Spezifische Heizwerte und Emissionsfaktoren der wichtigsten Energieträger, angelehnt an: [101; 102; 103]	103
Tabelle C.2:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (erneuerbare Energien)	103
Tabelle C.3:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Speichertechnologien)	104
Tabelle C.4:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)	105
Tabelle C.5:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)	106
Tabelle C.6:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)	107
Tabelle C.7:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Umwandlungstechnologien)	108
Tabelle C.8:	Annahmen zu Sanierungskosten und resultierender Energieeinsparung nach Gebäudetyp (Sanierungspaket 1); angelehnt an: [60; 61; 62; 65]	109
Tabelle C.9:	Annahmen zu Sanierungskosten und resultierender Energieeinsparung nach Gebäudetyp (Sanierungspaket 2); angelehnt an: [60; 61; 62; 65]	110
Tabelle C.10:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Pkw), eigene Annahmen, angelehnt an: [37; 87; 110; 145; 146; 147; 148; 149; 150; 151]	110
Tabelle C.11:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Busse), eigene Annahmen, angelehnt an: [145; 148]	110
Tabelle C.12:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Kleintransporter, < 7,5 t), eigene Annahmen, angelehnt an: [145; 148; 152; 153]	111
Tabelle C.13:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Lkw, $\geq 7,5$ t), eigene Annahmen, angelehnt an: [145; 148; 152; 153; 154]	111
Tabelle C.14:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Personenzüge), eigene Annahmen, angelehnt an: [155; 156; 157; 158; 159; 160; 161; 162]	111
Tabelle C.15:	Technische und wirtschaftliche Modellparameter (Güterzüge), eigene Annahmen, angelehnt an: [155; 156; 157; 158; 159; 160; 161; 162]	111

Tabelle C.16:	Annahmen zu spezifischen Kosten für Ladestationen, Oberleitungen und Wasserstofftankstellen für das Jahr 2050; eigene Annahmen, angelehnt an: [163; 164; 165; 166; 167; 168; 169]	112
---------------	---	-----

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BAK	Baualtersklasse
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BE	Battery Electric (Batterieelektrisch)
BEV	Battery Electric Vehicle (Batterieelektrisches Fahrzeug)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
BWS	Bruttowertschöpfung
CAPEX	CAPital EXpenditures (Investitionsausgaben)
CC	Carbon Capture (CO ₂ -Abscheidung)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und Speicherung)
CCU	Carbon Capture und Utilization (CO ₂ -Abscheidung und Nutzung)
CIE	Compression Ignition Engine (Kompressionszündungsmotor)
CNG	Compressed Natural Gas (Komprimiertes Erdgas)
COP	Coefficient of Performance (Arbeitszahl)
DF-	Dachflächen-
E5/E10/E85	Ottokraftstoff mit einem Ethanolanteil von 5/10/85 Prozent
EE	Erneuerbare Energien
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity

Abkürzung	Bedeutung
EZFH	Ein- und Zweifamilienhaus
FC	Fuel Cell (Brennstoffzelle)
FCE-	Fuel Cell Electric (Brennstoffzellenelektrisch)
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenelektrisches Fahrzeug)
FINE	Framework for Integrated Energy System Assessment
FF-	Freiflächen-
FLH	Full Load Hours
FT	Fischer-Tropsch
FZJ	Forschungszentrum Jülich
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GH ₂	Wasserstoff im gasförmigen Zustand
GLAES	Geospatial Land Eligibility for Energy Systems
GMFH	Großmehrfamilienhaus
HDV	Heavy-Duty-Vehicle (Schwere Lkw)
HT-	Hochtemperatur
ICEV	Internal-Combustion-Engine-Vehicle (Verbrennungsmotor-Fahrzeug)
IEK	Institut für Energie- und Klimaforschung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
lb	Lower bound (Unterer Grenzwert)
LDV	Light-Duty-Vehicle (Leichte Lkw)
LED	Light-Emitting Diode (Leuchtdiode)
LH ₂	Wasserstoff im flüssigen Zustand
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
LP	Linear Programming (Lineare Programmierung)
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)

Abkürzung	Bedeutung
MERRA	Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications
MFH	Mehrfamilienhaus
MT-	Mitteltemperatur
NE-	Nicht-Eisen-
NESTOR	National Energy System Model with Sector Coupling
NT-	Niedertemperatur
NWG	Nichtwohngebäude
NWGWG	Nichtwohngebäude mit Mischnutzung
OHW	Overhead-Wire (Oberleitung)
OPEX	OPerational EXpenditures (Betriebsausgaben)
PEM	Proton Exchange Membrane (Protonen-Austausch-Membran)
PEV	Primärenergieverbrauch
PIH-	Plug-In-Hybrid-
PIHV	Plug-In-Hybrid-Vehicle (Plug-In-Hybrid-Fahrzeug)
Pkm	Personenkilometer
Pkw	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtH ₂	Power-to-Hydrogen
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
QP	Quadratic Programming (Quadratische Programmierung)
ResKit	Renewable Energy Simulation Toolkit
rSOC	Reversible Solid Oxide Cell (Reversible Festoxid-Zelle)
SIE-	Spark Ignition Engine (Selbstzündungsmotor)

Abkürzung	Bedeutung
SNG	Synthetic Natural Gas (Synthetisches Erdgas)
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxidbrennstoffzellen)
Tkm	Tonnenkilometer
THG	Treibhausgase
ub	Upper bound (Oberer Grenzwert)
VLS	Volllaststunden
WG	Wohngebäude
WKA	Windkraftanlage

Literaturverzeichnis

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): *Global warming of 1.5 °C – Special report (sr1.5)*. 2018, Verfügbar unter: www.ipcc.ch/sr15
- [2] Bundesministerium Für Wirtschaft Und Energie (BMWi): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung* 2010, Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.html>
- [3] Bundesministerium Für Wirtschaft Und Energie (BMWi): *Sechster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“*. 2018, Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.html>
- [4] Bundesministerium Für Umwelt, Naturschutz Und Nukleare Sicherheit (BMU): *Klimaschutzplan 2050*. 2016, Verfügbar unter: <https://www.bmu.de/publikation/klimaschutzplan-2050/>
- [5] Kommission Wachstum, Strukturwandel Und Beschäftigung: *Abschlussbericht. Beschluss vom 26.01.2019*, 2019, Verfügbar unter: <https://www.bmu.de/download/kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung/>
- [6] P. Gerbert, P. Herhold, J. Burchardt, et al.: *Klimapfade für Deutschland*. BDI, 2018, Verfügbar unter: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>
- [7] B. Pfluger, B. Testeegen und B. Franke: *Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*, 2017, S. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html> [23.10.2017].
- [8] *World Energy Outlook 2018*. International Energy Agency, 2018.
- [9] Bundesamt Für Wirtschaft Und Ausfuhrkontrolle: *Monatliche Entwicklung der Einfuhr Rohöl 1991 bis 2019* [Online]. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/roel_entwicklung_rohoel_einfuhr_1991_2019.html
- [10] *Drittlandskohlebezüge und durchschnittliche Preise frei deutsche Grenze für Kraftwerkssteinkohle*. 2019. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html [16.04.2019].
- [11] Bundesamt Für Wirtschaft Und Ausfuhrkontrolle: *Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991 - Monatliche Entwicklung des Grenzübergangspreises* [Online]. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_aufkommen_export_1991.html
- [12] P. Heuser: *Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien*. Dissertation (unveröffentlicht), Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2019.
- [13] P.-M. Heuser, D. S. Ryberg, T. Grube, et al.: *Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO2 free hydrogen*. International Journal of Hydrogen Energy, 44. 2019/05/17/. 2019. S. 12733-12747.

- [14] C. Syranidou: *Investigation of the Integration of Renewable Energy Sources into the Future European Power System Using a Verified Dispatch Model with High Spatiotemporal Resolution*. Dissertation (unveröffentlicht), IEK-3, Forschungszentrum Jülich GmbH, Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, 2019.
- [15] European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E): *TYNDP 2016 Scenario Development Report*. 2015, Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP%202016/150521_TYNDP2016_Scenario_Development_Report_for_consultationv2.pdf
- [16] G. Sanchis: *Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure*. Réseau de Transport d'Electricité, Paris 2015.
- [17] G. Sanchis, B. Betraoui, T. Anderski, et al.: *The Corridors of Power: A Pan-European "Electricity Highway" System for 2050*. IEEE Power and Energy Magazine, 13. 2015. S. 38-51.
- [18] *Klimadaten Deutschland - Stundenwerte (Archiv)*, Deutscher Wetterdienst. 2017. Verfügbar unter: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivstunden.html> [15.11.2017].
- [19] Umweltbundesamt: *Nationale Trendtabellen für die Treibhausgas-Emissionen nach Sektoren des Klimaschutzgesetzes 1990 - 2018* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen> [08.05.2020].
- [20] FINE: *Framework for Integrated Energy System Assessment*. Verfügbar unter: <https://github.com/FZJ-IEK3-VSA/FINE>
- [21] P. Lopion, P. Markewitz, D. Stolten, et al.: *Cost Uncertainties in Energy System Optimization Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects*. Energies, 12. 2019. S. 4006.
- [22] P. Lopion: *Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO2-Reduktionsstrategien*. Dissertation (unveröffentlicht), Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2020.
- [23] C. Syranidou, P. Markewitz, J. Linssen, et al.: *Flexible Demand for Higher Integration of Renewables into the European Power System*. 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2018, S. 1-6.
- [24] D. S. Ryberg, D. G. Caglayan, S. Schmitt, et al.: *The future of European onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs*. Energy, 182. 2019/09/01/. 2019. S. 1222-1238.
- [25] S. Ryberg: *Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe*. Dissertation (unveröffentlicht), Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, 2019.
- [26] D. Stolten, T. Grube und J. Mergel: *Beitrag elektrochemischer Energietechnik zur Energiewende*. Conference, VDI-Tagung mit Fachausstellung Innovative Fahrzeugantriebe; Perspektiven in Markt und Technologien, Dusseldorf, 2012, S. 199-216.
- [27] D. Krieg: *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Forschungszentrum Jülich, Zentralbibliothek, 2012.

- [28] M. Robinius: *Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. Dissertation, RWTH Aachen, Jülich, 2015.
- [29] M. Reuß: *Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur*. Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2019.
- [30] M. Reuß, L. Welder, J. Thürauf, et al.: *Modeling hydrogen networks for future energy systems: A comparison of linear and nonlinear approaches*. International Journal of Hydrogen Energy, 44. 2019/12/06/. 2019. S. 32136-32150.
- [31] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, et al.: *A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany*. Applied Energy, 247. 2019/08/01/. 2019. S. 438-453.
- [32] C. Wulf, M. Reuß, T. Grube, et al.: *Life Cycle Assessment of hydrogen transport and distribution options*. Journal of Cleaner Production, 199. 2018/10/20/. 2018. S. 431-443.
- [33] F. Gröger: *Initialinfrastruktur für Wasserstoffmobilität auf Basis von Flotten*. 466 BookDissertation / PhD Thesis, Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, RWTH Aachen University, Jülich, 2019.
- [34] S. Cerniauskas, A. Jose Chavez Junco, T. Grube, et al.: *Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study*. International Journal of Hydrogen Energy, 45. 2020/04/17/. 2020. S. 12095-12107.
- [35] P. Heuser, T. Grube, H. Heinrichs, et al.: *Worldwide Hydrogen Provision Scheme Based on Renewable Energy*. Preprints 2020, 2020.
- [36] S. Cerniauskas, T. Grube, A. Praktijn, et al.: *Future Hydrogen Markets for Transportation and Industry: The Impact of CO2 Taxes*. Energies, 12. 2019. S. 4707.
- [37] F. Hülsmann, M. Mottschall, F. Hacker, et al.: *Konventionelle und alternative Fahrzeugtechnologien bei Pkw und schweren Nutzfahrzeugen—Potenziale zur Minderung des Energieverbrauchs bis 2050*. Öko-Institut Working Paper 3, 2014.
- [38] *Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG)*. Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2011 Teil I Nr. 43, ausgegeben zu Bonn am 5. August 2011, 2011.
- [39] Bundesnetzagentur: *Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (Stand 07.11.2017)*. 2017. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html
- [40] P. Markewitz, M. Robinius und D. Stolten: *The Future of Fossil Fired Power Plants in Germany—A Lifetime Analysis*. Energies, 11. 2018. S. 1616.
- [41] *Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz-KSpG)*, 17.08.2013. Bundesanzeiger Verlag:
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetzsentwurf-ccs-08-2012.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- [42] Umweltbundesamt: *Erneuerbare Energien in Zahlen*. 2018. Verfügbar unter:
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#textpart-1>
- [43] T. Klaus, C. Vollmer, K. Werner, et al.: *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*. Dessau-Roßlau, 2010.

- [44] P. Stenzel, J. Linssen, S. Stemmer, et al.: *Energiespeicher*. BWK: das Energie-Fachmagazin, 70. 05/18. 2018.
- [45] Umweltbundesamt: *Erneuerbare Energien in Deutschland: Daten zur Entwicklung im Jahr 2019*. 2020, Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/erneuerbare-energien-in-deutschland-2019>
- [46] Bundesnetzagentur: *Marktstammdatenregister (MaStR)* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- [47] AGEB Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen E.V.: *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland*. 2018, Verfügbar unter: <https://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>
- [48] D. Thrän, K. Bunzel, U. Seyfert, et al.: *Final Report Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials: Status quo and options for specification*. Deutsches BiomasseForschungsZentrum, Leipzig 2015.
- [49] S. Majer: *Biomassepotenziale und Nutzungskonkurrenzen : Kurzstudie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima ; Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) AZ Z14/SeV/288.3/1179/UI40*. 2013.
- [50] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: *Basisdaten Bioenergie Deutschland 2017*. 2017, Verfügbar unter: https://www.landwirtschaft.sachsen.de/download/CMS/29_Broschuere_Basisdaten_Bioenergie_2017_2.pdf
- [51] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: *Basisdaten Bioenergie Deutschland 2018*. 2018, Verfügbar unter: http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Basisdaten_Bioenergie_2018.pdf
- [52] M. Kaltschmitt, H. Hofbauer und H. Hartmann: *Energie aus Biomasse : Grundlagen, Techniken und Verfahren*. 3., aktualisierte und erweiterte Auflage. Berlin: Springer, 2016.
- [53] W. Kudlich: *Energiewald - Anbaupraxis*. 2018. Verfügbar unter: <https://www.wald21.com/energiewald/>
- [54] Destatis: *Feldfrüchte und Grünland - Hektaerträge ausgewählter Anbaukulturen im Zeitvergleich*. 2018. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaft/Fischerei/FeldfruechteGruenland/Tabellen/FeldfruechteZeitreihe.html>
- [55] D. J. Thaysen und H.-C. Hinrichsen: *Dauergrünland*. 2018. Verfügbar unter: <https://www.lksh.de/landwirtschaft/pflanze/gruenland-und-ackerfutterbau/dauergruenland/>
- [56] M. Sterner und I. Stadler: *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. 2., korrigierte und ergänzte Auflage. Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [57] Landesbauamt Für Bergbau, Energie Und Geologie Niedersachsen.: *Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2017*. 2018, Verfügbar unter: <https://www.lbeg.niedersachsen.de/erdoel-erdgas-jahresbericht/jahresbericht-erdoel-und-erdgas-in-der-bundesrepublik-deutschland-936.html>

- [58] Dilara Gulcin Caglayan, Nikolaus Weber, Heidi Heinrichs, et al.: *Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe*. International Journal of Hydrogen Energy. Available online 18 January 2020, 2019.
- [59] T. Smolinka, M. Günther und J. Garche: *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien: NOW-Studie: Kurzfassung des Abschlussberichts*. Fraunhofer ISE, 2011.
- [60] T. Loga, B. Stein, N. Diefenbach, et al.: *Deutsche Gebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt, 2015.
- [61] V. Bürger, T. Hesse, D. Quack, et al.: *Klimaneutraler Gebäudebestand 2050*. Umweltbundesamt 6, 2016, Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaneutraler-gebaeudebestand-2050-0>
- [62] I. P. Tabula: „TABULA“ – *Entwicklung von Gebäudetypologien zur energetischen Bewertung des Wohngebäudebestands in 13 europäischen Ländern*. 2012. Verfügbar unter: <http://www.iwu.de/forschung/energie/abgeschlossen/tabula/>
- [63] S. Dirlich, K. Gruhler, C. Deilmann, et al.: *Typologie und Bestand beheizter Nichtwohngebäude in Deutschland*. BMVBS-Online-Publikation 16, 2011, Verfügbar unter: <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/ministerien/BMVBS/Online/2011/ON162011.html?nn=423048>
- [64] B. Schlomann, K. Wohlfarth, H. Kleeberger, et al.: *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013. Anschlussauftrag des Forschungsvorhabens 53/09*, 2015, Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/sondererhebung-zur-nutzung-erneuerbarer-energien-im-gdh-sektor-2011-2013.html>
- [65] C. Deilmann, M. Behnisch, S. Dirlich, et al.: *Systematische Datenanalyse im Bereich der Nichtwohngebäude–Erfassung und Quantifizierung von Energieeinspar- und CO₂-Minderungspotenzialen*. BMVBS-Online-Publikation 27(2013), 2013, Verfügbar unter: <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/ministerien/BMVBS/Online/2013/ON272013.html?nn=689802>
- [66] N. Diefenbach: *Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU: Neufassung Oktober 2013*. 2013, Verfügbar unter: https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/energie/klima_altbau/Flaechen_Gebaeudetypologie_Okt_2013.pdf
- [67] BDEW Bundesverband Der Energie-Und Wasserwirtschaft E.V.: *Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland 2018*. 2019. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Beheizungsstruktur_Wohnungsbestand_2018_online_o_jaehrlich_Ki_03042019.pdf
- [68] L. Kotzur: *Future grid load of the residential building sector*. Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RTWH Aachen, Jülich, 2018.
- [69] D. Lauinger, P. Caliandro, J. Van Herle, et al.: *A linear programming approach to the optimization of residential energy systems*. Journal of Energy Storage, 7. 2016/08/01/. 2016. S. 24-37.
- [70] KfW: *Energieeffizient bauen: Das KfW-Effizienzhaus*. 2017. Verfügbar unter: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Neubau/Das-KfW-Effizienzhaus/>

- [71] *Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist.*
- [72] AGEBA Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen E.V.: *Energiebilanzen 1990-2016*. 2018. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2016.html> [03-09-2018].
- [73] Sabine Frisch, Martin Pehnt, Philipp Otter, et al.: *Prozesswärme im Marktanreizprogramm - Zwischenbericht zu Perspektivische Weiterentwicklung des Marktanreizprogramms - FKZ 03MAP123*. ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg, Institut für Technische Thermodynamik am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart., 2010.
- [74] T. Fleiter, B. Schlomann und W. Eichhammer: *Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*. Fraunhofer-Verlag, 2013.
- [75] Wirtschaftsvereinigung Stahl: *Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2017*. 2017, S. Verfügbar unter: https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2017/12/Fakten_Stahlindustrie_2017_rz_web.pdf
- [76] T. Hettesheimer: *Technologiebericht 6.1 Energieeffiziente Prozesstechnologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende*. 2018, S. Verfügbar unter: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4875011.pdf
- [77] Umweltbundesamt: *Glas und Altglas*. 2018. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/verwertung-entsorgung-ausgewaehlter-abfallarten/glas-altglas#textpart-1>
- [78] Vereins Deutscher Zementwerke E.V.: *Klinker- und Zementproduktion, Klinkerfaktor*. 2018. Verfügbar unter: <https://www.vdz-online.de/publikationen/zahlen-und-daten/a-wichtige-daten-auf-einen-blick/>
- [79] AGEBA Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen E.V.: *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - 1990 bis 2016*. 2016, S. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2016.html>
- [80] BP AG: *Das Buch vom Erdöl*. Hamburg: Reuter und Klöckner, 1989.
- [81] M. Baerns, A. Behr, A. Brehm, et al.: *Technische Chemie*. John Wiley & Sons, 2013.
- [82] A. Otto, M. Robinius, T. Grube, et al.: *Power-to-Steel: Reducing CO₂ through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry*. Energies, 10. 2017.
- [83] P. Markewitz, L. Zhao, M. Ryssel, et al.: *Carbon Capture for CO₂ Emission Reduction in the Cement Industry in Germany*. Energies, 12. 2019. S. 2432.
- [84] T. Hills, D. Leeson, N. Florin, et al.: *Carbon Capture in the Cement Industry: Technologies, Progress, and Retrofitting*. Environmental Science & Technology, 50. 2016/01/05. 2016. S. 368-377.
- [85] Umweltbundesamt: *Emissionsdaten*. 2019. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr-laerm/emissionsdaten#textpart-1>
- [86] H. U. Heinrichs: *Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund*. Dissertation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2013.

- [87] A. Palzer: *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor*. Diss., Fraunhofer ISE, Fakultät für Maschinenbau, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe, 2016.
- [88] F. Hacker, R. Blanck, F. Hülsmann, et al.: *eMobil 2050*. Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz. Berlin: Öko-Institut, 2014.
- [89] Statistisches Bundesamt: *Pkw-Bestand in Deutschland nach Kraftstoffarten*. 2018. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/4270/umfrage/pkw-bestand-in-deutschland-nach-kraftstoffarten/>
- [90] Statistisches Bundesamt: *Kraftomnibus-Bestand in Deutschland nach Kraftstoffarten (Stand: 1. Januar 2017)*. 2018. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/468840/umfrage/omnibus-bestand-in-deutschland-nach-kraftstoffarten/>
- [91] Statistisches Bundesamt: *Anzahl der Lastkraftwagen in Deutschland nach Kraftstoffarten (Stand: 1. Januar 2017)*. 2018. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/468860/umfrage/lkw-bestand-in-deutschland-nach-kraftstoffarten/>
- [92] *Anzahl der Lokomotiven im Bestand der Deutsche Bahn AG in den Jahren 2013 bis 2017 (Personenverkehr)*, Statistisches Bundesamt. 2018. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13338/umfrage/anzahl-der-lokomotiven-im-bestand-der-db-ag/> [16.01.2018].
- [93] *Anzahl der Güterwagen im Bestand der Deutsche Bahn AG in den Jahren 2007 bis 2017*, Statistisches Bundesamt. 2018. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13346/umfrage/anzahl-der-gueterwagen-im-bestand-der-db-ag/> [15.01.2018].
- [94] Claudia Nobis und T. Kuhnimhof: *Mobilität in Deutschland - Tabellarische Grundausswertung*. 2018, Verfügbar unter: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Tabellenband_Deutschland.pdf
- [95] Claudia Nobis und T. Kuhnimhof: *Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht*. 2019, Verfügbar unter: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf
- [96] T. Grube: *Potentiale des Strommanagements zur Reduzierung des spezifischen Energiebedarfs von Pkw*. 216. Jülich: Forschungszentrum, Zentralbibliothek, 2014.
- [97] S. Schemme: *Techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus H₂ und CO₂*. Dissertation (unveröffentlicht), IEK-3, Forschungszentrum Jülich GmbH, Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen.
- [98] S. Schemme, R. C. Samsun, R. Peters, et al.: *Power-to-fuel as a key to sustainable transport systems – An analysis of diesel fuels produced from CO₂ and renewable electricity*. Fuel, 205. 2017/10/01/. 2017. S. 198-221.
- [99] S. Schemme, J. L. Breuer, M. Köller, et al.: *H₂-based synthetic fuels: A techno-economic comparison of alcohol, ether and hydrocarbon production*. International Journal of Hydrogen Energy, 2019/06/04/. 2019.

- [100] R. O. Harthan und H. Hermann: *Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen*. Öko-Institut e.V., Berlin, 2018, Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Sektorale-Abgrenzung-deutscher-Treibhausgas-Emissionen-2018.pdf>
- [101] BDEW Bundesverband Der Energie- Und Wasserwirtschaft E. V.: *Erdgas - Zahlen, Daten, Fakten*. 2017, Verfügbar unter: https://www.ermstalenergie.de/fileadmin/default/user/files/Gas/Infomaterial_Gas/Erdegastechnik_Zahlen-Daten-Fakten_BDEW.pdf
- [102] AGEb Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen E.V.: *Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von natürlichen Einheiten in Energieeinheiten zur Energiebilanz 2013*. 2015, Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html>
- [103] K. Juhlich: *CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2016, Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf
- [104] J. Carlsson, R. Lacal-Arantequi, A. Jäger-Waldau, et al.: *Energy technology reference indicator (ETRI) projections for 2010–2050*. Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2014.
- [105] IRENA: *Renewable Power Generation Costs in 2017*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018, Verfügbar unter: <https://irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>
- [106] C. Wunderlich, S. Fiedler und C. Kunz: *Metaanalyse: Investitionskosten der Energiewende-Technologien*. 2016. Verfügbar unter: <http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/metaanalyse-zu-investitionskosten-von-energie-wende-technologien.html>
- [107] Caglayan, D.G.; Ryberg, S.; Heinrichs, H.; Linßen, J.; Stolten, D.; Robinus, M. *The Techno-Economic Potential of Offshore Wind Energy with Optimized Future Turbine Designs in Europe*. Preprints 2019, 2019020121 (doi: 10.20944/preprints201902.0121.v1).
- [108] B. Rech und P. Elsner: *Photovoltaik. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. acatech–Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., 2016, Verfügbar unter: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Technologiesteckbrief_Photovoltaik.pdf
- [109] Danish Energy Agency: *Technology Data for Individual Heating Installations August 2016*. 2018, Verfügbar unter: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_individual_heating_installations.pdf
- [110] F. Sandau, A. Scholz, H. Hahn, et al.: *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung*. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, et al. Kassel, Heidelberg, Würzburg, 2015, S. Verfügbar unter: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf

- [111] F. Matthes, C. Heinemann und S. Ludig: *Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen*. [Analysis]. 2017, S. 52. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiawende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/353/Erneuerbare+vs.+fossile+Stromsysteme%3A+ein+Kostenvergleich/> [23.10.2017].
- [112] P. Elsner, B. Erlach, M. Fishedick, et al.: *Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien, Szenarien, Systemzusammenhänge*. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. acatech–Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., 2016, Verfügbar unter: <https://www.acatech.de/publikation/flexibilitaetskonzepte-fuer-die-stromversorgung-2050-technologien-szenarien-systemzusammenhaenge/>
- [113] Forschungsstelle für Energiewirtschaft EV: *Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken*. 2014. Online verfügbar unter https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf.
- [114] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold, et al.: *Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP)*, 2012, Verfügbar unter: https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf
- [115] *Entwicklung der Stromspeicherkapazitäten in Deutschland von 2010 bis 2016. Sachstand. Wissenschaftliche Dienste. Aktenzeichen: WD 8-3000-083/16*. Deutscher Bundestag, 2017.
- [116] Stefan P. Schmidt, Robert Achatz, Stefan Kissauer, et al.: *Potenzialstudie Pumpspeicherkraftwerke Nordrhein-Westfalen*. LANUV-Fachbericht 62, Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, Recklinghausen, 2013, Verfügbar unter: https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/30062_fabe_62_web.pdf
- [117] P. Elsner und D. Sauer: *Energiespeicher–Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. acatech–Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. 1, 2016, Verfügbar unter: https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf
- [118] B. Pfluger, B. Testeegen und B. E. Franke: *Modul 2: Modelle und Modellverbund Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*, 2017, S. 135. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html> [23.10.2017].
- [119] K. Stolzenburg, R. Hamelmann, M. Wietschel, et al.: *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht. NOW GmbH, BMVI*, 2014, Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20140402-abschlussbericht-zur-integration-von-wind-wasserstoff-systemen-in-das-energiesystem-ist-veroeffentlicht/abschlussbericht_integratation_von_wind-wasserstoff-systemen_in_das_energiesystem.pdf [31.03.2014].
- [120] CH2M HILL Canada Limited: *Barrie WPCC Biogas Storage Alternatives. Technical Memorandum, City of Barrie*, 2011, Verfügbar unter: https://www.barrie.ca/Living/Environment/Wastewater-And-Sewers/Documents/TM1_BiogasStorageEvaluation_City2ndReview_Oct27.pdf

- [121] K. B. Lindberg, D. Fischer, G. Doorman, et al.: *Cost-optimal energy system design in Zero Energy Buildings with resulting grid impact: A case study of a German multi-family house*. Energy and Buildings, 127. 2016. S. 830-845.
- [122] K. Görner und D. Lindenberger: *Technologiecharakterisierungen - in Form von Steckbriefen*. Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, 2015, Verfügbar unter: https://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/Virtuelles_Institut_Strom_zu_Gas_und_Waerme_Anlage_Steckbriefsammlung.pdf
- [123] J. Wang, K. Lu, L. Ma, et al.: *Overview of compressed air energy storage and technology development*. Energies, 10. 2017. S. 991.
- [124] C. Kunz: *Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke*. 2012. Verfügbar unter: <http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/studienvergleich-entwicklung-der-investitionskosten-neuer-kraftwerke.html>
- [125] S. Wissel, U. Fahl, M. Blesl, et al.: *Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015*. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2010.
- [126] M. Fürsch, S. Hagspiel, C. Jägemann, et al.: *Roadmap 2050 – a closer look. Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions*, 2011, Verfügbar unter: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/Roadmap_2050_komplett_Endbericht_Web.pdf [02.11.2017].
- [127] M. Wietschel, M. Arens, C. Dötsch, et al.: *Energietechnologien 2050- Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung*. Fraunhofer-Verlag, 2010.
- [128] K. Görner und D. Sauer: *Konventionelle Kraftwerke. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. acatech-Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., , 2016, Verfügbar unter: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Technologiesteckbrief_Konventionelle_Kraftwerke.pdf
- [129] Forschungsstelle Für Energiewirtschaft Ev: *Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken*. 2014, Verfügbar unter: https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf
- [130] Danish Energy Agency und Energinet: *Technology Data for Energy Plants for Electricity and District Heating Generation*. 2016, Verfügbar unter: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_aug_2016_upd_dec18.pdf
- [131] International Energy Agency: *Projected costs of generating electricity*. Paris: OECD, 2010.
- [132] International Energy Agency: *Energy Technology Perspectives 2010 : Scenarios and Strategies to 2050*. 2009.
- [133] ASUE: *BHKW-Kenndaten 2014-2015 : Module, Anbieter, Kosten*. Berlin: ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., 2016.
- [134] M. Buller: *Blockheizkraftwerke 2013*. gwf - Gas | Ergas, 2014. S. 376-381.

- [135] N. Gerhardt, F. Sandau, A. Scholz, et al.: *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr Endbericht*. Fraunhofer IWES, 2015, Verfügbar unter: https://www.iese.fraunhofer.de/content/dam/iese/energiesystemtechnik/de/Dokument/e/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf
- [136] A. Palzer und H.-M. Henning: *A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part II: Results*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 30. 2014/02/01/. 2014. S. 1019-1034.
- [137] B. Sanner, L. Angelino, M. De Gregorio, et al.: *Strategic Research and Innovation Agenda for Renewable Heating & Cooling*. European Commission, 2013.
- [138] E. Weidner und P. Elsner: *Bioenergie, Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050"*. Schriftenreihe *Energiesysteme der Zukunft*. acatech–Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., 1, 2016, Verfügbar unter: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Technologiesteckbrief_Bioenergie.pdf
- [139] C. Schmid, A. Brakhage, P. Radgen, et al.: *Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs branchenübergreifender Techniken in den Bereichen Industrie und Kleinverbrauch*. Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Karlsruhe, 2003, S. 241. Verfügbar unter: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-489645.pdf
- [140] European Commission DG TREN: *Lot 15: Solid fuel small combustion installations; Task 2: Economic and Market Analysis. Preparation Studies for Eco-design Requirements of EuPs (II)*, 2009, Verfügbar unter: <https://www.eceee.org/static/media/uploads/site-2/ecodesign/products/solid-fuel-small-combustion-installations/bio-eup-lot-15-task2-final.pdf>
- [141] F.-W. Bolle, K. Genzowsky, S. Gredigk-Hoffmann, et al.: *WaStrAK NRW" Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung"-Phase I. Band I: Kompendium Wasserstoff*, 2012, Verfügbar unter: https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/forschung/wasser/klaieranlage_abwasser/WaStrAK_Abschlussbericht_Teil%20I.pdf
- [142] J. Perner, A. Lövenich und M. Unteutsch: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics, 2018, Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf
- [143] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, et al.: *Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany*. International Journal of Hydrogen Energy, 40. 2015. S. 4285-4294.
- [144] S. M. Saba, M. Müller, M. Robinius, et al.: *The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years*. International Journal of Hydrogen Energy, 43. 2018/01/18/. 2018. S. 1209-1223.
- [145] T. Bründlinger, J. Elizalde-König, O. Frank, et al.: *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, 2018, Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf

- [146] P. Kasten, M. Mottschall, W. Köppel, et al.: *Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050*. Umweltbundesamt 3713(45), 2016, S. 103. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-10_endbericht_energieversorgung_des_verkehrs_2050_final.pdf
- [147] M. Schmied, P. Wüthrich, R. Zah, et al.: *Postfossile Energieversorgungsoptionen fuer einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: eine verkehrstraegeruebergreifende Bewertung*. Umweltbundesamt (30), 2015, Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_30_2015_postfossile_energieversorgungsoptionen.pdf
- [148] Kraftfahrt-Bundesamt: *Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2017*. 2019. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html
- [149] Kraftfahrt-Bundesamt: *Personenkraftwagen am 1. Januar 2013 nach ausgewählten Merkmalen*. 2015. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Ueberblick/2013/2013_b_bestandsbarometer_teil2_absolut.html?nn=793588
- [150] McKinsey & Co.: *A Portfolio of Powertrains for Europe: a Fact Based Analysis – The Role of Battery Electric Vehicles, Plug-in-Hybrids and Fuel Cell Electric Vehicles*. 2010, Verfügbar unter: [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/Power trains for Europe.pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/Power%20trains%20for%20Europe.pdf) [2010].
- [151] P. Wolfram und N. Lutsey: *Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions*. The International Council on Clean Transportation: Washington, DC, USA, 2016, S. 1-23. Verfügbar unter: https://theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_LitRvw_EV-tech-costs_201607.pdf
- [152] European Climate Foundation: *Trucking into a Greener Future: the economic impact of decarbonizing goods vehicles in Europe*. European Climate Foundation. Cambridge Econometrics. Cambridge, UK., 2018, Verfügbar unter: <https://euagenda.eu/publications/trucking-into-a-greener-future-the-economic-impact-of-decarbonizing-goods-vehicles-in-europe>
- [153] M. Decker: *Strategieentwicklung zur Umsetzung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor mit dem Fokus Kraftstoffe*. Dissertation (unveröffentlicht), IEK-3, Forschungszentrum Jülich GmbH, Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen.
- [154] E. Den Boer, S. Aarnink, F. Kleiner, et al.: *Zero emissions trucks: An overview of state-of-the-art technologies and their potential*. CE Delft, 2013, Verfügbar unter: https://theicct.org/sites/default/files/publications/CE_Delft_4841_Zero_emissions_trucks_Def.pdf
- [155] R. Scholz, N. Gläsner, D. Paluch, et al.: *Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene*. Ernst & Young GmbH, , 2016, Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20160701-bmvi-studie-untersucht-wirtschaftliche-rechtliche-und-technische-voraussetzungen-fuer-den-einsatz-von-brennstoffzellentriebwagen-im-zugverkehr/h2-schiene_ergebnisbericht_online.pdf

-
- [156] Deutsche Bahn AG: *Deutsche Bahn - Daten & Fakten 2018*. Deutsche Bahn AG. Berlin., 2018, Verfügbar unter: https://www.deutschebahn.com/resource/blob/3976664/1d136e983334750ef4f24072d49c7cdf/19-03-Daten_und_Fakten_2018-data.pdf
- [157] Deutsche Bahn AG: *Verkehrsleistung von DB Cargo im Schienengüterverkehr in den Jahren 2014 bis 2018*. 2019. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13634/umfrage/verkehrsleistung-der-db-cargo-im-schienengueterverkehr/>
- [158] Deutsche Bahn AG: *Betriebsleistung der Deutsche Bahn AG im Schienenverkehr in den Jahren 2006 bis 2018*. 2019. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13631/umfrage/betriebsleistung-der-db-ag-im-schienenverkehr/>
- [159] Deutsche Bahn AG: *Betriebsleistung der Deutsche Bahn AG im Schienenpersonenverkehr in den Jahren 2006 bis 2018*. 2019. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/13642/umfrage/betriebsleistung-der-db-ag-im-schienenpersonenverkehr/>
- [160] Bundesnetzagentur: *Marktanteile der Privatbahnen und der DB AG am Schienengüterverkehr in Deutschland in den Jahren 2007 bis 2016*. 2019. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12234/umfrage/marktanteile-von-bahnunternehmen-am-schienengueterverkehr/>
- [161] Bundesnetzagentur: *Anteile der DB AG und ihrer Wettbewerber an der Verkehrsleistung im Schienenpersonennahverkehr in Deutschland von 2005 bis 2016*. 2019. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/151311/umfrage/marktanteile-an-der-verkehrsleistung-im-deutschen-spnv/>
- [162] Bundesnetzagentur: *Anteile der DB AG und ihrer Wettbewerber an der Verkehrsleistung im Schienenpersonenfernverkehr in Deutschland von 2005 bis 2016*. 2019. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/151346/umfrage/marktanteile-an-der-verkehrsleistung-im-deutschen-spfv/>
- [163] Q. Zhang, H. Li, L. Zhu, et al.: *Factors influencing the economics of public charging infrastructures for EV – A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 94. 2018. S. 500-509.
- [164] M. Robinius, J. Linßen, T. Grube, et al.: *Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles*. Energie & Umwelt, 408. 2018.
- [165] T. Knote, B. Haufe und L. Saroch: *E-Bus-Standard - Ansätze zur Standardisierung und Zielkosten für Elektrobusse*. Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme (IVI), , 2017, Verfügbar unter: https://www.erneuerbar-mobil.de/sites/default/files/2018-04/Abschlussbericht_E-Bus-Standard.pdf
- [166] VDV: *VDV-Statistik 2015*. Verband Deutscher Verkehrsunternehmen e.V., , 2016, Verfügbar unter: <https://www.vdv.de/vdv-statistik-2015.pdf>
- [167] S. Kühnel, F. Hacker und W. Görz: *Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr*. Öko-Institut e.V., Berlin, 2018, Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratON-O-Lkw-Technologievergleich-2018.pdf>
-

- [168] M. Wietschel, T. Gnann, A. Kühn, et al.: *Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw*. Fraunhofer ISI, Fraunhofer, IML, PTV Transport Consult GmbH, TU Hamburg-Harburg - IUE, M-Five, 2017, Verfügbar unter: <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/MKS/hybrid-oberleitungslkw.html>
- [169] M. Holzhey: *Schienennetz 2025/2030*. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2010, Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4005.pdf>

Band / Volume 486

**Quantitative Untersuchung des Laserablationsprozesses mittels
Kombination von optischer Spektroskopie und Massenspektrometrie**

J. Oelmann (2020), vii, 141 pp

ISBN: 978-3-95806-453-9

Band / Volume 487

**Leistungssteigerung metallgestützter Festelektrolyt-Brennstoffzellen
(MSCs) durch gezielte Optimierungen des Anoden/Elektrolytverbunds**

C. Bischof (2020), X, 176 pp

ISBN: 978-3-95806-455-3

Band / Volume 488

**Aluminiumoxiddispersionsverstärkte Haftvermittlermaterialien in
Wärmedämmschichtsystemen**

C. Vorkötter (2020), VIII, 99, XXXIII pp

ISBN: 978-3-95806-457-7

Band / Volume 489

**The Balmer lines emission of fast hydrogen atoms at the plasma-solid
interface in a low density plasma: challenges and applications**

S. O. Dickheuer (2020), 117 pp

ISBN: 978-3-95806-458-4

Band / Volume 490

**Micromechanical Characterization of Ceramic Solid
Electrolytes for Electrochemical Storage Devices**

J. F. Nonemacher (2020), xv, 131 pp

ISBN: 978-3-95806-461-4

Band / Volume 491

**Nanoscale investigation of high temperature oxidation mechanisms
of high-Cr ferritic steels**

A. Vayyala (2020), xix, 105 pp

ISBN: 978-3-95806-467-6

Band / Volume 492

Electrolyte development for a SOFC operating at low temperature

J. Zhang (2020), vi, 121 pp

ISBN: 978-3-95806-471-3

Band / Volume 493

Modeling and Simulation of Polymer Electrolyte Fuel Cells

S. Zhang (2020), 4, xii, 214 pp

ISBN: 978-3-95806-472-0

Band / Volume 494

Ab initio perspective on hydrogenated amorphous silicon for thin-film and heterojunction photovoltaics

P. Czaja (2020), 107 pp

ISBN: 978-3-95806-474-4

Band / Volume 495

Measurements of Atmospheric OH and HO₂ Radicals by Laser-Induced Fluorescence on the HALO Aircraft during the OMO-ASIA 2015 Campaign

C. Künstler (2020), 156 pp

ISBN: 978-3-95806-477-5

Band / Volume 496

Tomographic observations of gravity waves with the infrared limb imager GLORIA

I. Krisch (2020), vii, 187 pp

ISBN: 978-3-95806-481-2

Band / Volume 497

Aquisition of temporally and spatially highly resolved data sets of relevant trace substances for model development and model evaluation purposes using a mobile measuring laboratory

D. Klemp, R. Wegener, R. Dubus, U. Javed (2020), 110 pp

ISBN: 978-3-95806-465-2

Band / Volume 498

Charakterisierung des Werkstoffverhaltens während des Kosinterns einer neuartigen, inert gestützten Festoxidbrennstoffzelle

F. Grimm (2020), ix, 168 pp

ISBN: 978-3-95806-482-9

Band / Volume 499

WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050

M. Robinius et al (2020), VIII, 141 pp

ISBN: 978-3-95806-483-6

Weitere **Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich** unter

<http://www.zbw1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp>

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 499
ISBN 978-3-95806-483-6