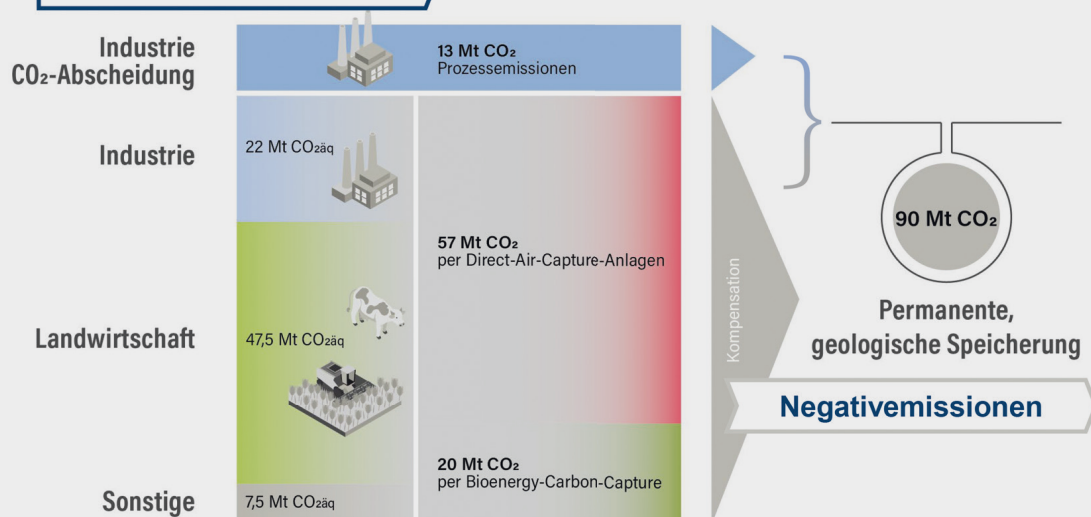


Treibhausgasneutrales Deutschland 2045

Restemissionen



Modellgestützte Analyse treibhausgasneutraler Transformationsstrategien für Deutschland

Thomas Franz Schöb

Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 646

ISBN 978-3-95806-789-9

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institute of Climate and Energy Systems (ICE)
Jülicher Systemanalyse (ICE-2)

Modellgestützte Analyse treibhausgasneutraler Transformationsstrategien für Deutschland

Thomas Franz Schöb

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

Band / Volume 646

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-789-9

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-publikation@fz-juelich.de
www.fz-juelich.de/zb

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2024

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 646

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2024)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-789-9

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.

Kurzfassung

Modellgestützte Analyse treibhausgasneutraler Transformationsstrategien für Deutschland

Das Bundes-Klimaschutzgesetz verpflichtet Deutschland bis zum Jahr 2045 die Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen, um auf der Grundlage des Pariser Klimavertrages die globale Klimaerwärmung auf deutlich unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Die Einhaltung der Emissionsreduktionsziele erfordert dabei eine umfassende Transformation des Energiesystems. Zur Bewertung der notwendigen Treibhausgasreduktionsmaßnahmen und ihrer vielfältigen Wechselwirkungen ist eine modellgestützte Analyse unerlässlich, die die gesamte Energieversorgung mit all ihren Verflechtungen untersucht.

Das Ziel dieser Arbeit ist daher die Weiterentwicklung eines Energiesystemmodells, um damit Transformationspfade hin zur Treibhausgasneutralität analysieren zu können. Durch die Abbildung aller Treibhausgasemissionen und der Implementierung von technischen Optionen zur Bereitstellung von negativen Emissionen, die zum Ausgleich der verbleibenden Restemissionen bei Treibhausgasneutralität benötigt werden, können mit dem Energiesystemmodell konsistente, kostenoptimale Transformationsstrategien erstellt werden.

Die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen zeigen, dass bei Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 nicht vermeidbare Restemissionen in Höhe von etwa 77 Mio. t CO_{2aq} verbleiben, wovon etwa 48 Mio. t CO_{2aq} in der Landwirtschaft und etwa 22 Mio. t CO_{2aq} im Industriesektor entstehen. Diese Restemissionen müssen durch negative Emissionen in gleicher Höhe ausgeglichen werden. Die direkte Abscheidung von etwa 57 Mio. t CO₂ aus der Luft und anschließende permanente geologische Speicherung stellt dabei ein Schlüsselement zur zum Erreichen der Treibhausgasneutralität dar. Insgesamt wird eine Einspeichermenge von 90 Mio. t CO₂ benötigt, da auch abgeschiedenes CO₂ aus biomassegefeuerten Kraftwerken und der Zementindustrie dauerhaft gespeichert wird.

Im Zuge der Transformation steigt der Stromverbrauch auf etwa 1216 TWh im Jahr 2045 an, wobei etwa 665 TWh auf Maßnahmen der Sektorenkopplung wie beispielsweise Elektrolyseure oder Wärmepumpen entfallen. Zur Deckung des Strombedarfs ist ein Ausbau der installierten Leistung von Photovoltaik und Windenergie auf insgesamt etwa 734 GW im Jahr 2045 erforderlich. Für die Versorgungssicherheit in einem treibhausgasneutralen Energiesystem ist es dabei von zentraler Bedeutung, dass die Stromnachfrage flexibel wird und sich der Betrieb von Stromnachfragern an der volatilen Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien orientiert. Zudem müssen etwa 86 GW an regelbarer Kraftwerksleistung zur Überbrückung von Dunkelflauten installiert werden.

Die Nutzung von Wasserstoff stellt ein zentrales und robustes Element der Transformationsstrategien dar. Der Wasserstoffbedarf von etwa 412 TWh im Jahr 2045 entfällt hauptsächlich auf die Industrie sowie den Verkehrssektor und wird zu etwa 53% inländisch durch Elektrolyse gedeckt. Insgesamt entstehen für die Transformation kumulierte Gesamtsystemkosten von etwa 1,0 Billionen €. Sowohl aus ökonomischer als auch aus technischer Sicht ist die Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 somit erreichbar.

Schlagwörter: Energiesystemanalyse, Klimaschutzgesetz, Treibhausgasneutralität, negative Emissionen, Wasserstoff, Transformationskosten

Abstract

Model-based Analysis of Greenhouse Gas Neutral Transformation Strategies for Germany

The Federal Climate Change Act obligates Germany to achieve net greenhouse gas neutrality by the year 2045. This goal is set in accordance with the Paris Agreement in order to limit global warming to well below 2°C above the pre-industrial level. Meeting these emission reduction targets requires a profound transformation of the German energy system. To evaluate the necessary greenhouse gas reduction measures and their various interactions, a model-based analysis which examines the entire energy supply with all its interdependencies is essential.

The aim of this work is the expansion of an energy system model in order to enable the analysis of transformation pathways towards greenhouse gas neutrality. By considering all greenhouse gas emissions and implementing technical options to provide negative emissions, which are needed to offset the remaining residual emissions at greenhouse gas neutrality, the energy system model can be used to develop consistent, cost-optimal transformation strategies towards greenhouse gas neutrality.

Optimization results show that at greenhouse gas neutrality in the year 2045 unavoidable residual emissions of about 77 Mt CO_{2eq} remain, which mainly originate from the agricultural sector with about 48 Mt CO_{2eq} and from the industrial sector with about 22 Mt CO_{2eq}. These residual emissions need to be offset by negative emissions of the same amount. Thus, direct air capture of CO₂ and subsequent permanent geological storage is a key element for reaching greenhouse gas neutrality, as it supplies negative emissions of about 57 Mt CO₂. In total an annual CO₂ storage volume of 90 Mt CO₂ is required, as additional CO₂, which is captured from the use of biomass in power plants and from the cement production, must be stored permanently.

In the course of the transformation, electricity consumption increases to about 1216 TWh in 2045, with about 665 TWh accounted for by sector coupling measures such as electrolysis or heat pumps. To meet the electricity demand, an expansion of the installed capacity of photovoltaics and wind energy to a total of about 734 GW in the year 2045 is required. Furthermore, it is crucial for the security of supply in a greenhouse gas neutral energy system that the electricity consumption becomes flexible and the operation of electrolyzers and heat pumps is in line with the volatile electricity generation from renewable energies. Besides, about 86 GW of controllable power plant capacity must be installed to bridge dark lulls with little energy generation from wind and solar power.

The usage of hydrogen is a central and robust element of the transformation strategies. In the year 2045 about 412 TWh of hydrogen are used, mainly in industry and the transport sector. About 53% of the needed hydrogen is produced domestically via electrolysis. Overall, the transformation leads to additional cumulated system costs of about 1.0 trillion €. Both from an economic and a technical point of view, the goal of greenhouse gas neutrality by the year 2045 is achievable.

Key words: energy system analysis, federal climate change act, greenhouse gas neutrality, negative emissions, hydrogen, transformation costs

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	I
Abstract	III
Inhaltsverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	IX
Symbolverzeichnis	XI
1 Einleitung	1
1.1 Motivation.....	2
1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit	2
2 Definitionen und Status Quo.....	7
2.1 Neutralitätsziele und negative Emissionen	7
2.2 Treibhausgasbilanz für Deutschland	9
2.3 Exogene und endogene Variablen	12
2.4 Zusammenfassung.....	12
3 Existierende Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität.....	15
3.1 Beschreibung der existierenden Szenarien	15
3.2 Vergleich der existierenden Szenarien	21
3.2.1 Verbleibende Treibhausgasemissionen und negative Emissionen	22
3.2.2 Endenergieverbrauch	24
3.2.3 Stromverbrauch.....	25
3.2.4 Stromerzeugung und installierte Kapazitäten	26
3.2.5 Wasserstoffbedarf und Wasserstoffbereitstellung.....	28
3.3 Zusammenfassung und Fazit	29
4 Methodik der Modellierung	33
4.1 Energiesystemmodell NESTOR	33
4.2 CO ₂ -Abscheidung in Industrieprozessen, CO ₂ -Nutzung, CO ₂ -Transport und permanente geologische CO ₂ -Speicherung	39
4.2.1 CO ₂ -Abscheidung in Industrieprozessen	39
4.2.2 CO ₂ -Nutzung in Industrieprozessen	43
4.2.3 CO ₂ -Transport und permanente geologische Speicherung von CO ₂	44
4.3 CO ₂ -Abscheidung aus der Atmosphäre (DAC)	47
4.3.1 Hochtemperatur DAC (Absorptionsverfahren)	47
4.3.2 Niedertemperatur DAC (Adsorption).....	48
4.3.3 Modellierung der CO ₂ Abscheidung aus der Umgebungsluft	50

4.4 Pfade zur Bereitstellung negativer Emissionen	52
4.5 Zusammenfassung	53
5 Szenarioannahmen und Rahmenbedingungen	55
5.1 Treibhausgasreduktionsziele	55
5.2 Exogen gesetzte Emissionspfade für Nicht-CO ₂ -Emissionen	58
5.3 Techno-ökonomische Rahmenbedingungen	59
5.4 Szenarienbaum	64
5.5 Zusammenfassung	66
6 Analyse der Transformationsstrategien hin zur deutschen Treibhausgasneutralität 67	
6.1 Referenzszenario KSG2045	67
6.1.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen	67
6.1.2 Negative Emissionen	70
6.1.3 Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs	71
6.1.4 Stromverbrauch, Stromerzeugung und installierte Kapazitäten	75
6.1.5 Höchstlast in einem treibhausgasneutralen Stromversorgungssystem	79
6.1.6 Abregelung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen im Jahr 2045	82
6.1.7 Speicherbedarf und Dunkelflaute	84
6.1.8 Analyse der Zusammenhänge zwischen volatiler Stromerzeugung, flexibler Stromnachfrage und Stromspeichern	87
6.1.9 Wasserstoffverbrauch und -aufkommen	91
6.1.10 Wärmenachfrage, -bereitstellung und -speicher	94
6.1.11 Bioenergie	98
6.1.12 Industriesektor	100
6.1.13 Gebäudesektor	102
6.1.14 Verkehrssektor	104
6.1.15 Kosten der Transformation	107
6.1.16 Zusammenfassung und Diskussion	109
6.2 Einordnung der Ergebnisse des Referenzszenarios in die Literatur	115
6.2.1 Verbleibende Treibhausgasemissionen und negative Emissionen	116
6.2.2 Endenergieverbrauch	117
6.2.3 Stromverbrauch	119
6.2.4 Stromerzeugung und installierte Kapazitäten	120
6.2.5 Wasserstoffbedarf und Wasserstoffbereitstellung	122
6.2.6 Zusammenfassung und Diskussion	124
6.3 Analyseschwerpunkt: Kosten der Transformation	126
6.3.1 Einfluss der gewählten Vergleichsbasis auf die Transformationskosten	126

6.3.2 Einfluss des Zinssatzes auf die Transformationskosten	129
6.3.3 Investitions- und Betriebskosten der Transformation	132
6.3.4 Einordnung der Transformationskosten mit den erwarteten Klimaschadenskosten durch den Ausstoß von Treibhausgasen.....	136
6.3.5 Zusammenfassung und Diskussion	138
6.4 Analyseschwerpunkt: Wasserstoff	140
6.4.1 Einfluss der Wasserstoffimportkosten	140
6.4.2 Potenzielle Rolle von blauem Wasserstoff als Brückentechnologie auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität	143
6.4.3 Auswirkungen eines vollständigen Verzichts auf inländische Wasserstofferzeugung	151
6.4.4 Zusammenfassung und Diskussion	157
6.5 Analyseschwerpunkt: Treibhausgasneutralität	160
6.5.1 Beitrag des LULUCF-Sektors zum Erreichen der Treibhausgasneutralität	160
6.5.2 Potenzielle Rolle der unbegrenzten permanenten CO ₂ -Speicherung in einem treibhausgasneutralen Energiesystem	164
6.5.3 Erreichen der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 bei identischem Treibhausgasemissionsbudget	171
6.5.4 Defossilisierung der chemischen Industrie	175
6.5.5 Beitrag von Suffizienzentwicklungen zum Erreichen der Treibhausgasneutralität	177
6.5.6 Zusammenfassung und Diskussion	181
7 Zusammenfassung	185
8 Anhang	197
8.1 Modelleingangsdaten	197
8.2 Weiterführende Ergebnisse	203
8.2.1 Weiterführende Ergebnisse zum Referenzszenario KSG2045	203
8.2.2 Weiterführende Ergebnisse zum Analyseschwerpunkt: Kosten der Transformation	204
Abbildungsverzeichnis	207
Tabellenverzeichnis	213
Literaturverzeichnis	215
Danksagung	227

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
BaU	Business-as-Usual
BCG	Boston Consulting Group
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
COP	Coefficient of Performance
DAC	Direct Air Capture of CO ₂
DACS	Direct Air Capture of CO ₂ and Storage
dena	Deutsche Energie-Agentur
EE	Erneuerbare Energien
E-Fuels	Synthetische Kraftstoffe
ETHOS	Energy Transformation Pathway Optimization Suite
EU	Europäische Union
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
F-Gase	Fluorierte Treibhausgase
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD	Gas-und-Dampf
HFkW	Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe
IEA	Internationale Energie-Agentur
IEK-3	Institut für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Uni- versität Stuttgart

Abkürzung	Bedeutung
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
KSG	Klimaschutzgesetz
KSpG	Kohlendioxid-Speicherungsgesetz
KUP	Kurzumtriebsplantagen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
NESTOR	National Energy System Model with Sector Coupling
PEM	Proton Exchange Membrane
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgas
UBA	Umweltbundesamt
VLS	Volllaststunden

Symbolverzeichnis

Symbol	Einheit	Bedeutung
a	-	Jahr im Transformationszeitraum
C_0	€/kW	Durchschnittliche spezifische Investitionskosten
C_{klima}	€/tCO _{2aq}	Spezifische Klimaschadenskosten
i	-	Zinssatz
k	-	Kante
K	€	Gesamte Klimaschadenskosten
m_{fix}	-	Fixe Betriebskosten als Anteil der Kapitalkosten
m_{var}	€/kWh	Variable Betriebskosten
n	a	Wirtschaftliche Nutzungsdauer
p	-	Energie-/Stoffsenke
q	-	Energie-/Stoffquelle
r_n	-	Annuitätenfaktor
s	-	Speicherkomponente
s_y	-	Maximale relative Abweichung der Investitionskosten eines Knoten y von C_0
t	-	Zeitpunkt
Δt	h	Zeitschritt
u	-	Umwandlungskomponente
x	kW	Installierte Leistung
$\dot{x}$	kWh/h	Energie-/Stoffstrom
$\hat{x}$	kWh	Speicherfüllstand
x_{lb}	kW	Untere Grenze der installierbaren Leistung
x_{ub}	kW	Obere Grenze der installierbaren Leistung
y	-	Knoten

Symbol	Einheit	Bedeutung
η_p	-	Nachfrageprofil einer Energie-/Stoffsenke
η_q	-	Einspeiseprofil einer Energiequelle
$\eta_{s,aus}$	-	Ausspeicherwirkungsgrad eines Speichers s
$\eta_{s,ein}$	-	Einspeicherwirkungsgrad eines Speichers s
$\eta_{s,sel}$	-	Selbstentladungswirkungsgrad eines Speichers s
η_u	-	Umwandlungswirkungsgrad
ω	kg _{CO2aq} /kWh	Spezifische Treibhausgasemissionen
Ω_{max}	kg _{CO2aq}	Maximale jährliche Menge an Treibhausgasemissionen

1 Einleitung

Mit dem Pariser Klimavertrag [1] bekennt sich die Bundesrepublik Deutschland zum Ziel die globale Erwärmung auf deutlich unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Zudem sollen Anstrengungen unternommen werden, um den globalen Temperaturanstieg auf 1,5°C zu begrenzen, da dies die Risiken und Folgen der Klimaerwärmung erheblich verringern würde. Das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) [2] trägt dieser Verantwortung Rechnung und stellt verbindliche Ziele für die Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen auf. Es wurde in Folge eines Urteils des Bundesverfassungsgerichts im Jahr 2021 [3] angepasst und enthält folgende Emissionsziele: Bis zum Jahr 2030 sollen die Treibhausgasemissionen um mindestens 65% gegenüber 1990 reduziert werden. Darüber hinaus soll Deutschland seine Treibhausgasemissionen bis 2040 um mindestens 88% mindern. Für das Jahr 2045 ist das Erreichen von Netto-Treibhausgasneutralität in Deutschland gefordert. Darunter wird verstanden, dass ein bilanzielles „Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken“ [2] besteht. Während die Minderungsziele der Emissionsquellen im KSG bis zum Jahr 2030 durch sektorspezifische Jahresemissionsmengen festgelegt sind, fordert das Gesetz die Bundesregierung auf die sektorspezifischen Jahresemissionsmengen für den Zeitraum 2030 bis 2045 zu späteren Zeitpunkten durch Rechtsverordnungen festzulegen. Im Gegensatz dazu ist der Abbau der Treibhausgase durch Senken nicht detaillierter erläutert. Abgesehen vom Beitrag des Sektors Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) sind keine Treibhausgassenken Bestandteil des KSG. Insbesondere die permanente Speicherung von CO₂ in geologischen Lagerstätten wird nicht thematisiert, obwohl diese in Verbindung mit der Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre oder aus den Abgasen biomassebefuerter Kraftwerks- oder Industrieprozesse eine wesentliche Treibhausgassenke darstellen kann. Der Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) der Vereinten Nationen stellt hierzu in seinem Sonderbericht über 1,5°C globale Erwärmung fest, dass alle Transformationspfade für das Erreichen des 1,5°C Ziels auf Treibhausgassenken angewiesen sind [4].

Für das Erreichen der Treibhausgasminderungsziele ist eine umfassende Transformation des deutschen Energiesystems erforderlich. Neben der Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien beinhaltet dies auch umfangreiche Reduktionsmaßnahmen in den Nachfragesektoren Industrie, Gebäude, Verkehr und in der Landwirtschaft. Aufgrund der hohen Komplexität und der vielfältigen Wechselwirkungen ist der Einsatz von Energiesystemmodellen, welche die gesamte Energieversorgung mit all ihren Verflechtungen abbilden, unerlässlich.

Modelle zur Ermittlung treibhausgasneutraler Szenarien sollten neben der Abbildung aller Sektoren des Energiesystems und ihrer Treibhausgasemissionen auch Emissionsquellen außerhalb des Energiesystems, insbesondere des Sektors Landwirtschaft, berücksichtigen. Zudem ist es notwendig Treibhausgassenken abzubilden, um die verbleibenden Emissionen ausgleichen können. Diese Aspekte sind in bestehenden Energiesystemmodellen bisher nur unzulänglich berücksichtigt. Die vorliegende Arbeit erweitert daher ein bestehendes nationales integriertes Gesamtenergiesystemmodell, um alle Treibhausgasemissionen und technische Treibhausgassenken zu berücksichtigen. Mit diesem modifizierten Modell

werden dann konsistente, kostenoptimale Pfade aufgezeigt, mit denen Treibhausgasneutralität erreicht werden kann.

1.1 Motivation

Durch die Verschärfung der Klimaschutzziele und insbesondere durch das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität im KSG sind die Anforderungen an Energiesystemmodelle bezüglich des Umfangs der abgebildeten Sektoren und Treibhausgasemissionen angestiegen. Für die Analyse konsistenter Transformationspfade hin zur Treibhausgasneutralität müssen bestehende Energiesystemmodelle daher angepasst oder neue Energiesystemmodelle entwickelt werden, die alle Treibhausgasquellen und ausreichend Emissionssensen abbilden. In ihrer Analyse stellen Naegler et al. [5] jedoch fest, dass die Mehrheit der modellbasierten Langfristszenarien für die deutsche Energiewende mit Modellen erstellt wurden, die vor der Anpassung des KSG im Jahr 2021 nicht alle Treibhausgasquellen berücksichtigten. In Hinblick auf das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität gilt es jedoch alle Treibhausgasemissionen zumindest bilanziell einzubeziehen. Ein Großteil der Szenarien aus [5] berücksichtigt alle energie- und prozessbedingten Treibhausgasemissionen, es werden aber nur in einzelnen Modellen die Emissionen der Landwirtschaft und des LULUCF-Sektors mitbilanziert. Zudem ist die permanente Speicherung von CO₂ in geologischen Lagerstätten in keinem der Szenarien abgebildet. Diese CO₂-Speicherung kann zur Bereitstellung negativer Emissionen genutzt werden, wenn das CO₂ aus biomassegefeuerten Prozessen oder der Atmosphäre abgeschieden wird.

Seit der Erstellung des Literaturvergleichs von Naegler et al. [5] im Jahr 2021 sind weitere Szenarien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung Deutschlands veröffentlicht worden, die in Kapitel 3 ausführlich diskutiert werden. Die Mehrheit dieser Szenarien verwendet gekoppelte Modelle für die einzelnen Sektoren des deutschen Energiesystems. Um jedoch konsistente Transformationspfade für das deutsche Energiesystem aufzuzeigen, ist es von Vorteil ein integriertes Gesamtenergiesystemmodell zu nutzen, da in diesem Modell alle Treibhausgasreduktionsmaßnahmen in allen Sektoren miteinander im Wettbewerb stehen. Dadurch werden die kostengünstigsten Reduktionsmaßnahmen ausgewählt und zu einer konsistenten Gesamtstrategie zusammengeführt. Zudem resultieren die Energienachfragen in einem integrierten Gesamtenergiesystemmodell direkt aus der kostenoptimalen Kombination der modellierten Technologien und Prozessketten und werden nicht exogen angenommen.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist ein bestehendes Energiesystemmodell zu erweitern, sodass alle Treibhausquellen in den nationalen Bilanzgrenzen adäquat berücksichtigt werden. Zudem sollen relevante Treibhausgassenken modelliert werden, die zum Ausgleich der verbleibenden Treibhausgasemissionen genutzt werden können. Mit diesem modifizierten integrierten Gesamtenergiesystemmodell werden dann kostenoptimale sowie robuste Transformationsstrategien berechnet und analysiert, um nationale Treibhausgasneutralität zu erreichen.

1.2 Zielsetzung und Gliederung der Arbeit

Diese Arbeit zielt darauf ab, das bestehende Energiesystemmodell NESTOR, welches Kern des ETHOS Frameworks des Instituts für Energie- und Klimaforschung – Techno-

ökonomische Systemanalyse (IEK-3) des Forschungszentrum Jülichs ist, so weiterzuentwickeln, dass Lösungswege und Transformationsstrategien für das Erreichen der Treibhausgasneutralität untersucht werden können. Hierfür sollen alle Treibhausgasemissionen Deutschlands bilanziell adäquat berücksichtigt werden. Die Emissionen von Methan, Lachgas und fluorierten Treibhausgasen (F-Gase) sollen dabei durch Emissionspfade abgebildet werden, die Reduktionsmaßnahmen beinhalten. Zudem soll das integrierte Gesamtenergiesystemmodell um Treibhausgassenken, wie beispielsweise die permanente Speicherung von CO₂ in geologischen Lagerstätten, erweitert werden. Dabei sollen technische Emissionssenken wie die Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre und anschließende Speicherung durch detaillierte Prozessketten modelliert werden. Natürliche Treibhausgassenken wie die Aufforstung von Wäldern werden dem Sektor LULUCF zugerechnet und sollen durch exogen gesetzte Emissionspfade berücksichtigt werden können. Mit diesem Energiesystemmodell sollen dann konsistente und kosteneffiziente Transformationsstrategien für Deutschlands Weg zur Netto-Treibhausgasneutralität analysiert werden. Folgende Forschungsfragen sollen in dieser Arbeit beantwortet werden:

- *Wie sieht eine kostenoptimale, robuste Transformationsstrategie des deutschen Energiesystems zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 aus?*
- *Wie kann in einem treibhausgasneutralen Energiesystem die Versorgungssicherheit über das ganze Jahr gewährleistet werden?*
- *Wie setzen sich die Transformationskosten zusammen und von welchen Faktoren werden diese Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität beeinflusst?*
- *Welche Rolle kann der Energieträger Wasserstoff in den Transformationsstrategien einnehmen?*
- *In welchem Umfang sind Emissionssenken für das Erreichen der Treibhausgasneutralität erforderlich?*

In Abbildung 1.1 ist der Aufbau der vorliegenden Arbeit dargestellt.

Zu Beginn werden in Kapitel 2 grundlegende Begrifflichkeiten zum Verständnis dieser Arbeit erläutert. Dabei wird zunächst das Ziel der Treibhausgasneutralität definiert und eine Abgrenzung zu den Begriffen CO₂-Neutralität und Klimaneutralität vorgenommen. Zudem wird auf die Treibhausgasbilanz Deutschlands eingegangen, um die Bedeutung der verschiedenen Treibhausgase und ihrer Quellen zu verdeutlichen. Abschließend wird erläutert, was unter exogenen und endogenen Variablen zu verstehen ist.

In Kapitel 3 folgt die Beschreibung von existierenden Szenarien für das Erreichen der Treibhausgasneutralität in Deutschland, um die im Nachfolgenden entwickelte Transformationsstrategie einordnen zu können. Neben einer Beschreibung der verwendeten Energiesystemmodelle werden die Szenarien hinsichtlich ihrer Trends in den Bereichen Stromerzeugung und -verbrauch, Wasserstoffherzeugung und -bedarf sowie den verbleibenden Emissionen bei Treibhausgasneutralität und deren Ausgleich durch negative Emissionen verglichen. Zudem dient die Analyse bestehender Szenarien dazu Grenzen und Unzulänglichkeiten der dort gewählten Vorgehensweisen und eingesetzten Modelle zu diskutieren.

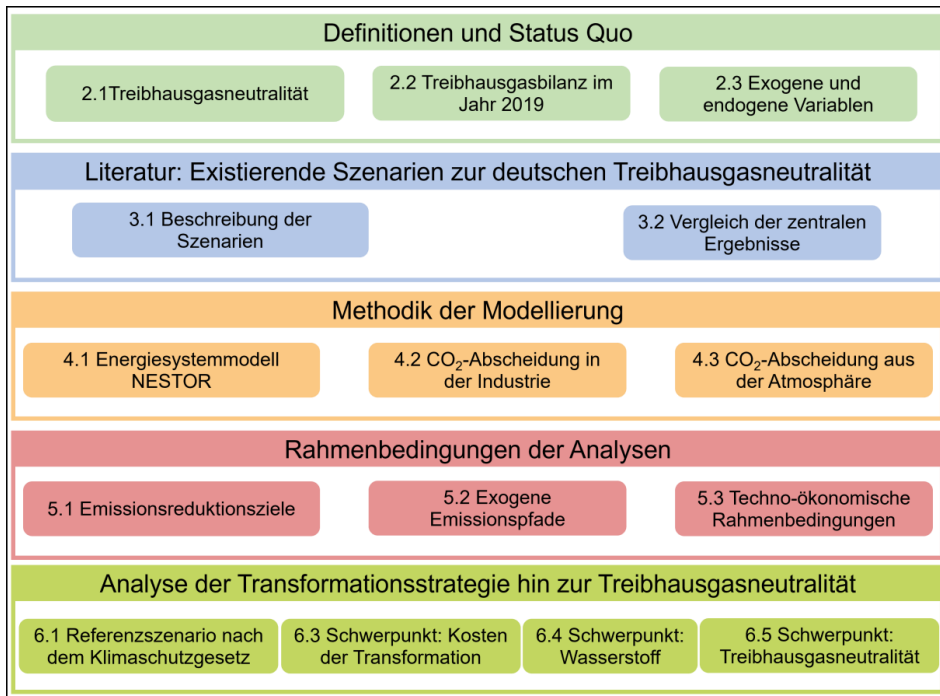


Abbildung 1.1: Kapitelweiser Aufbau der vorliegenden Arbeit

Anschließend wird in Kapitel 4 das zugrundeliegende Energiesystemmodell NESTOR mit seiner Optimierungsmethodik erklärt. Dieses wird durch eine neue Bilanzierungsmethodik für Treibhausgasemissionen erweitert, die es erlaubt, Transformationsstrategien hin zur Treibhausgasneutralität mit einem Energiesystemmodell zu berechnen. Zudem werden Prozesse, die für das Ziel der Treibhausgasneutralität essenziell sind, in das Modell eingefügt. Dabei wird auf die techno-ökonomischen Charakteristiken dieser Technologien, wie beispielsweise die Abscheidung von CO₂ aus Abgasen der Industrie oder aus der Umgebungsluft, detailliert eingegangen und dargelegt, wie diese im Modell durch umfangreiche Prozessketten abgebildet werden.

Um die Modellergebnisse besser zu verstehen, werden in Kapitel 5 die Rahmenbedingungen der entwickelten Transformationsstrategie erläutert. Dabei wird insbesondere auf die gesetzten Treibhausgasreduktionsziele eingegangen. Zudem wird vorgestellt, wie die exogen gesetzten Emissionspfade zur Berücksichtigung von Nicht-CO₂ Emissionen parametrisiert sind. Außerdem werden die techno-ökonomischen Rahmenbedingungen der Analysen erläutert. Anschließend werden die gerechneten Szenarien und Sensitivitäten mithilfe eines Szenarienbaums dargestellt.

In Kapitel 6 werden diese Szenarien ausführlich analysiert und diskutiert. Zunächst wird das Referenzszenario zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 vorgestellt und anschließend in die existierenden Szenarien aus Kapitel 3 eingeordnet. Darauf folgen weitere Untersuchungen zu den Kosten der Transformation und

Sensitivitätsanalysen zur Rolle des Wasserstoffs. Zudem werden Analysen mit besonderem Fokus auf das Ziel der Treibhausgasneutralität vorgestellt.

Zum Abschluss werden in Kapitel 7 die Kernergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst und die zentralen Schlussfolgerungen für den deutschen Transformationspfad zur Treibhausgasneutralität gezogen.

2 Definitionen und Status Quo

In diesem Kapitel wird der Begriff der Treibhausgasneutralität definiert, da er für das Verständnis der vorliegenden Arbeit zentral ist. Gleichzeitig findet eine Abgrenzung gegenüber den Begriffen CO₂-Neutralität und Klimaneutralität statt. Zudem wird vorgestellt, was unter dem Begriff „negative Emissionen“ zu verstehen ist. Schließlich wird anhand der Treibhausgasbilanz Deutschlands im Jahr 2019 verdeutlicht, welche Rolle die verschiedenen Treibhausgase für die Zielerreichung einnehmen. Die Treibhausgasemissionen des Jahres 2019 stellen dabei das Ausgangsniveau für die vorliegende Arbeit dar.

2.1 Neutralitätsziele und negative Emissionen

In der öffentlichen und politischen Diskussion werden die Begriffe der Klima- und Treibhausgasneutralität oft synonym verwendet [6], obwohl aus wissenschaftlicher Sicht ein Unterschied zwischen diesen Zielen besteht. Wie der Vergleich existierender Szenarien für das Erreichen der deutschen Reduktionsziele in Kapitel 3.1 zeigt, setzt sich diese unpräzise Verwendung der Begriffe auf wissenschaftlicher Ebene teilweise fort. Daher wird im Folgenden erläutert, wie sich die verschiedenen Neutralitätsbegriffe in ihrem Ambitionsniveau unterscheiden (vgl. Abbildung 2.1):

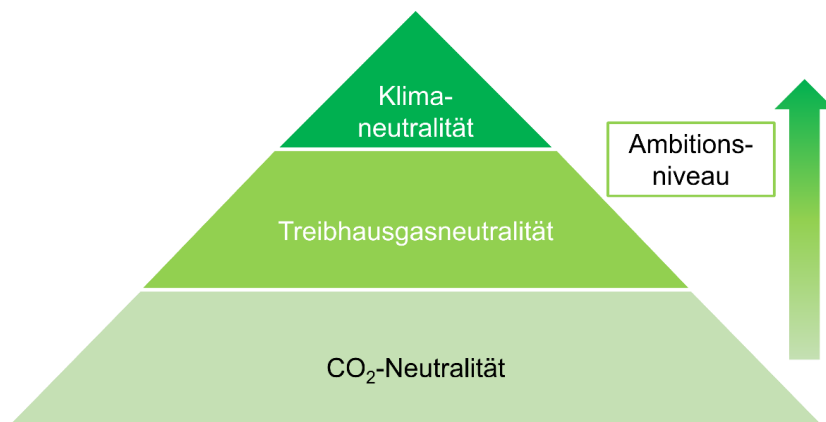


Abbildung 2.1: Ambitionsniveau der verschiedenen Neutralitätsziele, angelehnt an [7]

- **CO₂-Neutralität**: Gleichgewicht zwischen anthropogenen Kohlenstoffdioxid (CO₂) Emissionen und der Aufnahme von CO₂ durch anthropogene Senken [8]. Dieses Neutralitätsziel ist von den drei dargestellten am wenigsten ambitioniert, da es sich nur auf die CO₂ Emissionen bezieht und den Treibhauseffekt von anderen Treibhausgasen nicht berücksichtigt. Wie alle Neutralitätsziele bezieht sich die CO₂-Neutralität nur auf vom Menschen verursachte Einflüsse, die über den natürlichen Kohlenstoffkreislauf hinausgehen.
- **Treibhausgasneutralität**: Gleichgewicht zwischen anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen in die Atmosphäre und der anthropogenen Entfernung von Treibhausgasen aus der Atmosphäre [8]. Um die Klimawirkung verschiedener Treibhausgase vergleichen zu können, werden die Emissionen von Treibhausgasen in Kohlendioxidäquivalenten (CO₂äq) angegeben. Eine Tonne CO₂äq entspricht dabei der

Menge eines Treibhausgases, die das gleiche Potenzial zur Erwärmung der Atmosphäre wie eine Tonne CO₂ aufweist [2]. Im Vergleich zur CO₂-Neutralität ist die Treibhausgasneutralität ein ambitionierteres Ziel.

- **Klimaneutralität:** Zustand, in welchem menschliche Aktivitäten keinen Einfluss auf das Klimasystem ausüben. Für das Erreichen dieses Zustandes müssen sowohl die Emissionen von Treibhausgasen durch die Entfernung von Treibhausgasen aus der Atmosphäre ausgeglichen werden, als auch biogeophysikalische Effekte menschlicher Aktivitäten auf das Klima ausgeglichen werden [8]. Dies beinhaltet auch Effekte wie beispielsweise die Luftverschmutzung, Wolkenbildung oder Veränderungen der Albedo der Erdoberfläche durch menschliche Aktivitäten. Teilweise besitzen diese Effekte sogar kühlende Wirkung auf das Klima. Dies gilt beispielsweise für Aerosole, die in Folge von Luftverschmutzung in die Atmosphäre gelangen. Selbst für aktuelle Klimamodelle, deren Fokus auf der Projektion der Klimas liegt, ist eine exakte Erfassung dieser Effekte derzeit äußerst komplex. Eine detaillierte Betrachtung der Klimaneutralität geht damit weit über den Anwendungsbereich von Energiesystemmodellen hinaus.

Wie aus den oben definierten Begriffen deutlich wird, beziehen sie sich jeweils auf das Prinzip der Netto-Neutralität, in welchem ein Ausgleich zwischen Emissionen und der Entfernung von Treibhausgasen aus der Atmosphäre vorgesehen ist. Daneben existiert auch das Konzept der absoluten Nullemissionen, bei dem keinerlei CO₂ bzw. Treibhausgase emittiert werden dürfen. Dieses Konzept ist jedoch theoretischer Natur, da es unmöglich scheint, alle Emissionen aus den Sektoren Landwirtschaft oder Landnutzung vollständig zu vermeiden [9]. Zudem weist keines der derzeit veröffentlichten Szenarien des IPCC für die Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5°C oder 2°C absolute Nullemissionen auf, sondern beinhaltet immer den Ausgleich verbleibender Emissionen durch negative Emissionen [9]. Negative Emissionen werden dabei wie folgt definiert:

- **Negative Emissionen:** Permanente Entfernung von Treibhausgasen aus der Atmosphäre durch menschliche Aktivitäten. Diese muss zusätzlich zur Entfernung von Treibhausgasen in Folge des natürlichen Kohlenstoffkreislaufs stattfinden [8]. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden nur die technischen Möglichkeiten zur Entfernung von CO₂ aus der Atmosphäre detailliert modelliert und analysiert. Die Stärkung natürlicher Treibhausgassinken durch menschliche Aktivitäten, wie beispielsweise die Aufforstung von Wäldern, wird in Kapitel 6.5.1 diskutiert.

Für diese Arbeit ist das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität, wie es im Bundes-Klimaschutzgesetz [2] gefordert wird, maßgeblich. Daher werden in dieser Arbeit alle Treibhausgasemissionen in Deutschland bilanziert und aufgezeigt, wie nicht vermeidbare Restemissionen durch negative Emissionen ausgeglichen werden können. Auf die in der vorliegenden Arbeit berücksichtigten Treibhausgase sowie deren angenommene Wirkung wird in Abschnitt 2.2 eingegangen.

2.2 Treibhausgasbilanz für Deutschland

Als Ausgangsjahr für die in dieser Arbeit untersuchten Transformationsstrategien des deutschen Energiesystems dient das Jahr 2019. Aufgrund der Corona-Pandemie und der daraus resultierenden Auswirkungen auf Gesellschaft und Wirtschaft sind die Treibhausgasemissionen im Jahr 2020 im Vergleich zum Vorjahr stark gesunken [10]. Hierbei lassen sich die Emissionsrückgänge in den Sektoren Verkehr, Energiewirtschaft und Industrie teilweise oder vollständig auf Effekte der Corona-Pandemie zurückführen. Vorläufige Zahlen zeigen jedoch, dass bereits im Jahr 2021 die Treibhausgasemissionen wieder angestiegen sind, obwohl die Corona-Pandemie und ihre Auswirkungen noch nicht vollständig überwunden waren [10]. Um Verzerrungen durch diese Sondereffekte, die nicht auf die Transformation des Energiesystems zurückzuführen sind, in der vorliegenden Arbeit auszuschließen, wurde die Treibhausgasbilanz des Jahres 2019 als Ausgangsniveau festgelegt. Dies gilt ebenso für die Nachfragen nach Gütern und Energie, die aufgrund der Corona-Pandemie ebenfalls zurückgegangen sind [11]. Daher dient das Jahr 2019 auch für die Energieverbräuche als Ausgangsjahr. Die historischen Bestände der zu Beginn der Transformationsstrategien vorhandenen Technologien, wie beispielsweise die installierten Kraftwerkskapazitäten oder der Gebäudebestand, datieren vom 1. Januar 2020.

Berücksichtigt werden für die deutsche Treibhausgasbilanz alle Treibhausgase entsprechend des KSG [2]. Neben Kohlenstoffdioxid (CO_2) umfasst dies Methan (CH_4), Lachgas (N_2O) und fluorierte Treibhausgase (F-Gase) wie beispielsweise Schwefelhexafluorid (SF_6) und teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW). Dabei werden die Werte der Treibhausgasbilanz des Umweltbundesamtes [12] verwendet, die auf dem vierten Sachstandsbericht des IPCC [13] beruhen. So werden die Nicht- CO_2 Emissionen anhand ihres Treibhauspotenzials über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP_{100}) in Kohlendioxidäquivalente ($\text{CO}_{2\text{äq}}$) umgerechnet. Die Emission einer Tonne Methan entspricht dabei 25 t $\text{CO}_{2\text{äq}}$, eine Tonne Lachgas entspricht 298 t $\text{CO}_{2\text{äq}}$. Das Treibhauspotenzial der F-Gase fällt je nach chemischer Verbindung unterschiedlich aus, für eine Tonne SF_6 beträgt es beispielsweise 22800 t $\text{CO}_{2\text{äq}}$. Eine Übersicht über die Treibhauspotenziale der in Deutschland relevanten Treibhausgase findet sich in Tabelle 8.1 im Anhang.

In Abbildung 2.2 sind die Treibhausgasemissionen Deutschlands im Jahr 2019 dargestellt. Bilanziert werden entsprechend den Festlegungen des IPCC die Emissionen, die in Deutschland direkt emittiert werden. Dabei sind die Treibhausgasemissionen des Sektors Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) analog zur Abgrenzung der Sektoren des Klimaschutzgesetzes [2] nicht Bestandteil der Treibhausgasbilanz. Die Bedeutung der Emissionen des LULUCF-Sektors und ihre Entwicklung wird jedoch in Kapitel 6.5.1 thematisiert.

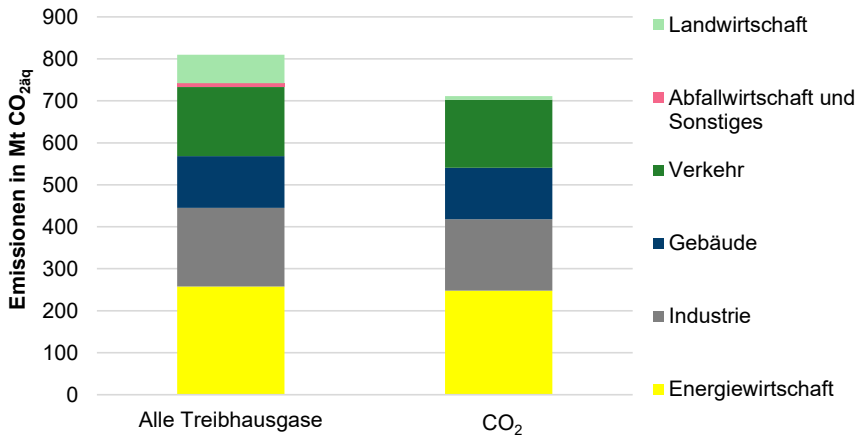


Abbildung 2.2: Treibhausgas- und CO₂-Emissionen im Jahr 2019 nach Sektoren [12]

Die Treibhausgasemissionen in Deutschland betrugen im Jahr 2019 etwa 810 Mio. t CO₂äq. Mit einem Anteil von etwa 32% war die Energiewirtschaft der größte Emittent gefolgt von der Industrie und dem Verkehrssektor mit Anteilen von jeweils 23% bzw. 20%. Die vergleichbaren Anteile für den Gebäudesektor sowie die Landwirtschaft lagen bei 15% bzw. 8,4%. Wie aus Abbildung 2.2 ebenfalls deutlich wird, stellen die CO₂-Emissionen mit etwa 88% den Großteil der deutschen Treibhausgasemissionen. Mit etwa 248 Mio. t CO₂ (etwa 35%) stellt die Energiewirtschaft die größte Emissionsquelle dar, danach folgen der Industriesektor mit etwa 170 Mio. t CO₂ (etwa 24%), der Verkehrssektor mit etwa 162 Mio. t CO₂ (etwa 23%) und der Gebäudesektor mit etwa 122 Mio. t CO₂ (etwa 17%). Diese CO₂ Emissionen sind im Energiesystemmodell NESTOR, welches in dieser Arbeit verwendet wird, bereits durch detaillierte Prozessketten modelliert [14]. Die Treibhausgasemissionen in den Sektoren Landwirtschaft und Abfallwirtschaft sind hingegen mehrheitlich nicht auf CO₂ Emissionen zurückzuführen und daher bisher noch nicht ausreichend im Energiesystemmodell berücksichtigt. Die sektorale Aufteilung dieser Nicht-CO₂ Emissionen ist in Abbildung 2.3 dargestellt.

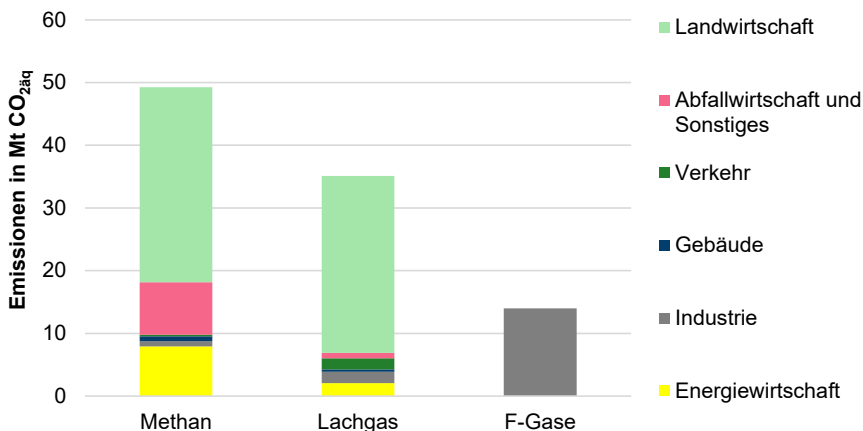


Abbildung 2.3: Methan, Lachgas und F-Gas Emissionen im Jahr 2019 nach Sektoren [12]

Mit etwa 31 Mio. t CO_{2aq} sind etwa 63% der Methanemissionen der Landwirtschaft zuzuordnen, wo diese durch Viehhaltung entstehen. Der Großteil der darüberhinausgehenden Methanemissionen entfällt auf die Abfall- und Energiewirtschaft. In der Abfallwirtschaft entstehen 8 Mio. t CO_{2aq} überwiegend durch die Deponierung von Abfällen. Die Methanemissionen in der Energiewirtschaft in Höhe von 8 Mio. t CO_{2aq} sind zu großen Teilen auf diffuse Emissionen aus fossilen Brennstoffen, zurückzuführen, die bei der Verarbeitung oder dem Transport dieser Energieträger entstehen. Die Landwirtschaft ist mit etwa 80% auch für den Großteil der Emissionen an Lachgas (N₂O) verantwortlich, die auf landwirtschaftlich genutzten Böden als Folge der Stickstoffdüngung entstehen. Im Gegensatz dazu gehen die Emissionen von fluorierten Treibhausgasen in Höhe von etwa 14 Mio. t CO_{2aq} vollständig auf den Industriesektor zurück. Hiervon entfallen etwa 70% auf die Emissionen durch teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW), die überwiegend im Betrieb und der Entsorgung von Kälte- und Klimaanlage entstehen. Im Jahr 2018 betrugen die Treibhausgasemissionen für den Betrieb und die Entsorgung dieser Anlagen etwa 8 Mio. t CO_{2aq} [15]. Weitere Emittenten von HFKW sind der Betrieb und die Entsorgung von Wärmepumpen mit etwa 1 Mio. t CO_{2aq} und die Verwendung als Treibmittel, beispielsweise bei der Herstellung von Dämmschäumen, mit ebenfalls etwa 1 Mio. t CO_{2aq}. Ein Großteil der verbleibenden F-Gas Emissionen geht auf die Emission von Schwefelhexafluorid (SF₆) zurück, welche im Jahr 2018 bei etwa 4 Mio. t CO_{2aq} lag [15]. Diese SF₆ Emissionen fallen zu mehr als 80% bei der Entsorgung von alten Schallschutzscheiben an, die vor dem Jahr 2008 noch teilweise mit SF₆ befüllt wurden.

Obwohl mit etwa 98 Mio. t CO_{2aq} nur etwa 12% der deutschen Treibhausgasemissionen des Jahres 2019 auf Methan, Lachgas und F-Gase zurückzuführen sind, müssen diese jedoch für das Erreichen der Netto-Treibhausgasneutralität bilanziell berücksichtigt werden. Wie aus aktuellen Szenarien (vgl. Kapitel 3) hervorgeht, sind die Reduktionsmöglichkeiten dieser Nicht-CO₂ Emissionen begrenzt. Dies gilt insbesondere für den Landwirtschaftssektor. Speziell für das Zieljahr 2045 ist dies von großer Bedeutung, da die verbleibenden Restemissionen durch negative Emissionen kompensiert werden müssen, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Daher werden die Nicht-CO₂ Emissionen in dieser Arbeit bilanziell

berücksichtigt. Hierfür werden exogene Emissionspfade in das verwendete Energiesystemmodell implementiert (vgl. Kapitel 4.1). Zum besseren Verständnis der Verwendung des Begriffes exogen wird dieser im folgenden Abschnitt definiert und erläutert.

2.3 Exogene und endogene Variablen

Da die Verwendung von exogenen Variablen oder Parametern in einem Modell sich auf die Modellergebnisse auswirkt, wird in diesem Abschnitt erläutert, wie exogene Variablen definiert sind und wie sie sich von endogenen Variablen unterscheiden. Die Definitionen gelten dabei sowohl für Variablen als auch für Parameter:

- **Exogene Variablen:** Variablen, die außerhalb des Modells festgelegt werden und nicht vom Modell beeinflusst oder verändert werden können. Exogene Variablen gehen als Eingangsdaten in das Modell ein und können im Zuge der Optimierung selbst nicht verändert werden. Jedoch wirken sie sich auf die endogenen Variablen des Modells aus [16]. Im verwendeten Energiesystemmodell sind exogene Variablen neben dem Emissionspfad für Nicht-CO₂ Emissionen beispielsweise die Nachfragen nach Industriegütern oder die Verkehrsleistungsnachfragen. Diese sind Bestandteil der Gleichungen des Optimierungsmodells und wirken sich auf die endogenen Variablen aus, ohne dabei selbst optimiert zu werden.
- **Endogene Variablen:** Variablen, die innerhalb des Modells festgelegt werden und vom Modell verändert werden [16]. Endogene Variablen sind Bestandteil der Optimierung und werden folglich so lange verändert, bis eine optimale Lösung gefunden ist. Im verwendeten Energiesystemmodell sind dies beispielsweise die Investitionen in Technologien und deren Betrieb. Beispielsweise wird der Betrieb von Pkw mit Verbrennungsmotor durch die exogene Nachfrage nach Personenverkehrsleistung beeinflusst und gleichzeitig auch durch die erlaubte Menge an CO₂-Emissionen beschränkt. Diese erlaubte Emissionsmenge wird wiederum durch den exogen gesetzten Emissionspfad für Nicht-CO₂ Emissionen verringert.

2.4 Zusammenfassung

Das Ziel der Treibhausgasneutralität wird in dieser Arbeit im Sinne der Netto-Treibhausgasneutralität als Gleichgewicht zwischen anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen in die Atmosphäre und der anthropogenen Entfernung von Treibhausgasen aus der Atmosphäre definiert. Hierbei gelten Treibhausgase, die durch menschliche Aktivitäten zusätzlich zum natürlichen Kohlenstoffkreislauf dauerhaft aus der Atmosphäre entfernt werden, als negative Emissionen.

Die Treibhausgasemissionen werden entsprechend den Festlegungen des IPCC als die Emissionen bilanziert, die direkt in Deutschland emittiert werden. Dabei werden Nicht-CO₂ Emissionen anhand ihres Treibhauspotenzials über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP₁₀₀) in Kohlendioxidäquivalente (CO_{2aq}) umgerechnet. Die Emission einer Tonne Methan entspricht dabei 25 t CO_{2aq}, eine Tonne Lachgas entspricht 298 t CO_{2aq}.

Obwohl von den Treibhausgasemissionen in Höhe von 810 Mio. t CO_{2aq} im Jahr 2019 etwa 88% auf CO₂ zurückzuführen sind, ist die Berücksichtigung der anderen Treibhausgase wie Methan, Lachgas und F-Gase für eine Transformationsstrategie hin zur Treibhausgasneutralität notwendig. Aktuelle Szenarien (vgl. Kapitel 3) zeigen, dass die

Reduktionsmöglichkeiten dieser Nicht-CO₂ Emissionen begrenzt sind. Für das Erreichen der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 müssen diese verbleibenden Emissionen daher durch negative Emissionen kompensiert werden. Die verbleibenden Nicht-CO₂ Emissionen werden dabei durch exogene Emissionspfade im verwendeten Energiesystemmodell berücksichtigt (vgl. Kapitel 4.1). Zu beachten ist hierbei, dass diese exogenen Parameter außerhalb des Modells festgelegt werden und als Eingangsdaten in das Modell eingehen, ohne selbst optimiert zu werden.

3 Existierende Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität

In diesem Kapitel werden bereits existierende Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität vorgestellt. Bei der Beschreibung dieser Szenarien wird insbesondere auf die methodischen Ansätze der Szenarien und ihrer Abbildung von negativen Emissionen eingegangen. Im zweiten Abschnitt erfolgt ein Vergleich der Szenarien in den Bereichen Endenergieverbrauch, Stromerzeugung und -verbrauch, Wasserstoffaufkommen und -bedarf sowie den verbleibenden Emissionen bei Treibhausgasneutralität und deren Ausgleich durch negative Emissionen. Mit der Basis dieses Vergleichs wird abschließend der Forschungsbedarf für die notwendige Modellweiterentwicklung abgeleitet.

3.1 Beschreibung der existierenden Szenarien

Die Auswahl der im Folgenden beschriebenen Szenarien beschränkt sich auf Analysen, deren Ziel das Erreichen der Treibhausgasneutralität in Deutschland ist. Zudem werden die Ziele des KSG [2] zugrunde gelegt, sodass bis zum Jahr 2030 eine Treibhausgasreduktion von mindestens 65% gegenüber 1990 stattfindet und die Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 erreicht wird. Eine Ausnahme bilden die „Langfristszenarien 3“, die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) [17] erstellt wurden. In diesen Szenarien wird Treibhausgasneutralität erst im Jahr 2050 erreicht. Aufgrund der beschränkten Studienlage wurden auch Szenarien aufgenommen, bei denen zum Zeitpunkt dieser Arbeit keine veröffentlichten Informationen zu den verwendeten Modellen und deren methodischen Ansätzen vorliegen. Alle Szenarien haben jedoch gemeinsam, dass sie die Transformation des gesamten deutschen Energiesystems betrachten. Eine Übersicht über die existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität und ihrer wesentlichen Merkmale ist in Tabelle 3.1 und Tabelle 3.2 dargestellt.

Klimaneutrales Deutschland 2045 (2021)

Diese Studie wurde im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende durchgeführt und untersucht wie Deutschland die Klimaziele des KSG erreichen kann [18]. Dazu werden Simulationsmodelle für die Sektoren Gebäude, Industrie, Verkehr, Landwirtschaft, Abfall und LULUCF mit einem Optimierungsmodell für die Energiebereitstellung gekoppelt, um eine Transformationsstrategie für das deutsche Energiesystem zu entwickeln. Diese Kopplung kann jedoch keine Transformationspfade hervorbringen, die in ihrer Gesamtheit über alle Sektoren hinweg kostenoptimal sind. Die Energiebereitstellung wird dabei mit den Modellen der Prognos AG optimiert, eine Dokumentation der Modellcharakteristika ist jedoch nicht öffentlich zugänglich. Zur Verminderung der verbleibenden Treibhausgasemissionen in der Industrie stehen im Jahr 2045 Technologien zur CO₂-Abscheidung zur Verfügung. Für den Ausgleich der darüber hinaus verbleibenden Restemissionen werden als mögliche Optionen negative Emissionen durch BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage - Biomasse mit CO₂-Abscheidung und Speicherung), DACS (Direct Air Capture of CO₂ with Storage) und die dauerhafte Bindung von CO₂ in Produkten der chemischen Industrie berücksichtigt. Zusätzlich wird die Entwicklung der Treibhausgasemissionen aus dem LULUCF-Sektor analysiert. Die negativen Emissionen aus diesem Sektor werden jedoch nicht für den Ausgleich der verbleibenden Restemissionen herangezogen.

dena - Leitstudie: Aufbruch Klimaneutralität (2021)

Die Studie, die im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena) durchgeführt wurde, analysiert die Einhaltung der sektorspezifischen und sektorübergreifenden Emissionsziele des KSG [19]. Die Rahmenbedingungen und Eingangsparameter für die Modellierung wurden dabei gemeinsam mit Vertretern und Experten aus den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr und Industrie diskutiert und festgelegt. Im Gegensatz zu den Nachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr, die durch Simulationsmodelle modelliert werden, werden die Entwicklungen in der Landwirtschaft und im Abfallsektor durch modellexogene Pfade beschrieben. Die Ergebnisse der Endverbrauchssektoren gehen anschließend als Bedarfe in das DIMENSION Modell [20] des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) ein, welches die kostenminimale Bereitstellung der benötigten Energieträger und Erzeugungskapazitäten optimiert. Durch die Kopplung der Simulationsergebnisse der Nachfragesektoren mit der Optimierung der Energiebereitstellung entsteht ein Transformationspfad für das deutsche Energiesystem, der jedoch in seiner Gesamtheit nicht kostenoptimal ist. Neben dem Hauptszenario, das in dieser Arbeit zum Vergleich herangezogen wird, betrachtet die dena – Leitstudie vier weitere mögliche Transformationspfade, die sich durch den Grad der Elektrifizierung und die Entwicklung der Energieeffizienz unterscheiden. In allen Transformationspfaden werden die negativen Emissionen aus dem LULUCF-Sektor zum Ausgleich der verbleibenden Emissionen bei Treibhausgasneutralität herangezogen. Darüber hinaus kann die CO₂-Abscheidung in Verbindung mit Biomasse (BECC) oder direkt aus der Atmosphäre (DAC) zum Einsatz kommen. Zudem setzt die Studie auf Importe von grünem Naphtha und Methanol aus dem Ausland, welche durch den als weitestgehend geschlossen angenommenen Kohlenstoffkreislauf ebenfalls als negative Emissionen bilanziert werden. Dadurch wird ein Teil der benötigten negativen Emissionen nicht innerhalb der deutschen Bilanzgrenzen erbracht.

Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft (2021)

Diese Analyse der Boston Consulting Group (BCG) für den Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) stellt eine betriebswirtschaftliche Machbarkeitsstudie dar, in der dargelegt wird, wie sich die deutschen Klimaschutzziele für die Jahre 2030 und 2045 erreichen lassen [21]. Hierbei wurde die Studie „in einem umfangreichen und intensiven ‚Bottom-up‘-Prozess mit der deutschen Industrie erarbeitet und validiert“ [21, S. 5]. Aus den öffentlich zugänglichen Informationen geht dabei nicht hervor, inwieweit techno-ökonomische Modelle zur Erstellung des Szenarios verwendet wurden und welche Eigenschaften diese aufweisen. Im Anhang der Studie finden sich zwar Annahmen zur unterstellten wirtschaftlichen Entwicklung, zu den prognostizierten Energieträgerpreisen und den Investitionskosten für ausgewählte Technologien, jedoch beziehen sich diese nur auf den Zeitraum zwischen 2020 und 2030. Folglich trifft die Studie zwar eine Aussage zu den Transformationskosten für die Erreichung der Klimaschutzziele im Jahr 2030, eine darüberhinausgehende Kostenbetrachtung zur Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 wird hingegen nicht durchgeführt. Insgesamt konzentriert sich die Studie auf die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude und Verkehr und weist daher keine detaillierten Aussagen zur Emissionsminderung in den Sektoren Landwirtschaft und Abfall auf. Zum Ausgleich der verbleibenden Emissionen bei Treibhausgasneutralität wird CO₂-Abscheidung in der Industrie und Fernwärme in Verbindung mit Biomasse (BECC), DAC von CO₂ und der LULUCF-Sektor berücksichtigt, wobei dessen Entwicklung auf exogenen Annahmen beruht.

Tabelle 3.1: Existierende Szenarien zur Treibhausgasneutralität Deutschlands - Teil 1

Abkürzung	AGORA-KNDE45	dena-LSKN	BDI-KPF2	ISE-KNES45
Szenario	Klimaneutrales Deutschland 2045 [18]	dena – Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität [19]	Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft [21]	Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Update Klimaneutralität 2045 [22]
(Leit-)Modell	Strommarktmodell der Prognos AG	DIMENSION [20]	„Bottom-up Prozess“	REMod [23]
Systematik	Gekoppelte Sektormodelle	Gekoppelte Sektormodelle	unbekannt	Integriertes Energiesystemmodell
Methodik	Simulation (Sektoren) + Kostenoptimierung (Energiebereitstellung)	Simulation (Sektoren) + Kostenoptimierung (Energiebereitstellung)	„Experten-Analyse“	Kostenoptimierung
Räumliche Auflösung	Deutschland	DIMENSION: EU28 + CH, NO	Deutschland	Deutschland
Zieljahr	2045	2045	2045	2045
Hauptfokus der Analyse	Transformation analog zum KSG	Konsistente Transformation des Energiesystems	Klimapolitischer Instrumentenmix zur Erreichung der Klimaziele 2030 und 2045	Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen
Berücksichtigte THG-Emissionen	Alle THG	Alle THG (Landwirtschaft und Abfall exogen)	(THG aus Energie, Verkehr, Gebäude, Industrie)	Nur energiebedingte CO ₂ -Emissionen
Berücksichtigte Negativemissionen	BECCS, DACS, Bindung in chem. Produkten, LULUCF	BECCS, DACS, Import grünes Methanol, LULUCF	(BECCS, DACS, LULUCF)	keine
Kosten der Transformation	Keine Angabe	Keine Angabe	Bis 2030 ausgewiesen	Netto-Mehraufwendungen ggü. BaU-Pfad

Tabelle 3.2: Existierende Szenarien zur Treibhausgasneutralität Deutschlands - Teil 2

Abkürzung	Ariadne-RE-MIND	Ariadne-RE-Mod	Ariadne-TIMES	BMWi-LFS3
Szenario	Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – RE-MIND [24]	Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – REMod [24]	Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – TIMES PanEU [24]	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 [17]
(Leit-)Modell	REMIND [25]	REMod [23]	TIMES PanEU [26]	Enertile [27]
Systematik	Integriertes Energiesystemmodell	Integriertes Energiesystemmodell	Integriertes Energiesystemmodell	Gekoppelte Sektormodelle
Methodik	Kostenoptimierung	Kostenoptimierung	Kostenoptimierung	Simulation (Sektoren) + Kostenoptimierung (Energiebereitstellung)
Räumliche Auflösung	Global 21 Regionen (11 Regionen Europa)	Deutschland	EU27 + UK, CH, NO	Europa + Nordafrika + Naher Osten
Zieljahr	2045	2045	2045	2050
Hauptfokus der Analyse	Modellvergleich zur Herausarbeitung robuster Transformationspfade und Unsicherheiten	Modellvergleich zur Herausarbeitung robuster Transformationspfade und Unsicherheiten	Modellvergleich zur Herausarbeitung robuster Transformationspfade und Unsicherheiten	Techno-ökonomische Auswirkungen alternativer Pfade zur Treibhausgasneutralität
Berücksichtigte THG-Emissionen	Alle THG	Nur energiebedingte CO ₂ -Emissionen	Alle THG außer Abfall und LULUCF	Alle THG außer Landwirtschaft und Abfall
Berücksichtigte Negativemissionen	BECCS, DACS, LULUCF	keine	BECCS	DAC, LULUCF
Kosten der Transformation	Keine Angabe	Keine Angabe	Keine Angabe	Kostendifferenz der Szenariovarianten ausgewiesen

Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Update Klimaneutralität 2045 (2021)

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) analysiert in seiner Studie „die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen“ [22]. Mit dem integrierten Optimierungsmodell REMod [23] werden dabei die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie und Verkehr in einem Gesamtsystemmodell modelliert und kostenoptimale Transformationspfade untersucht. Neben einem kostenoptimalen Referenzpfad, der für den Vergleich in dieser Arbeit herangezogen wird, werden auch die Auswirkungen der Inakzeptanz großer Infrastrukturen, wie beispielsweise Stromnetze oder Onshore-Windenergieanlagen, analysiert. Zudem wird untersucht, wie sich die Beharrung auf konventionellen Technologien, wie beispielsweise Verbrennungsmotoren, oder ein gesellschaftlicher Wandel hin zur Verminderung der Energienachfragen durch Suffizienz auf die Modellergebnisse auswirkt. Für diese Szenariovarianten werden feste Obergrenzen für den Ausbau von Energieerzeugungsanlagen und Stromnetzen gesetzt, Anteile der installierten konventionellen Technologien durch exogene Annahmen vorgegeben oder die Energienachfragen angepasst. Durch die gleichzeitige Kostenoptimierung aller abgebildeten Sektoren in einem Gesamtsystemmodell können die Kosten für die untersuchten Transformationspfade gegenüber einer Business-as-Usual (BaU) Entwicklung angegeben werden. Da in REMod jedoch nur energiebedingte CO₂-Emissionen abgebildet sind, liefert die Studie keinen vollständigen Transformationspfad hin zur Treibhausgasneutralität wie sie im KSG gefordert wird. Folglich trifft die Studie auch keine Aussage über die verbleibenden Emissionen bei Treibhausgasneutralität sowie zum notwendigen Ausgleich dieser durch negative Emissionen.

Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich (2021)

Diese Studie im Rahmen des Kopernikus-Projektes Ariadne stellt einen Vergleich von Transformationspfaden zur deutschen Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 dar, die mithilfe sechs verschiedener Gesamtsystem- und Sektormodelle berechnet werden [24]. Hierfür werden für alle verwendeten Gesamtsystemmodelle identische Rahmendaten hinsichtlich der wirtschaftlichen Entwicklung, der erforderlichen Treibhausgasminderung und den Potenzialen für den Import Erneuerbarer Energieträger, der Biomassenutzung und der geologischen Speicherung von CO₂ gesetzt. Untersucht werden in der Studie vier mögliche Technologieausrichtungen, die sich im Grad der direkten Elektrifizierung, der Nutzung von Wasserstoff und dem Einsatz von synthetischen erneuerbaren Kraftstoffen unterscheiden. Für den Szenarienvergleich in dieser Arbeit werden jedoch nur jene Szenarien mit ausgewogenem Technologiemix herangezogen, die von Gesamtsystemmodellen optimiert wurden. Eine Gemeinsamkeit dieser Szenarien ist, dass sie trotz der kostenoptimalen Optimierung des deutschen Energiesystems die Kosten der Transformation nicht explizit ausweisen. Im Folgenden werden die Besonderheiten der Gesamtsystemmodelle REMIND, REMod und TIMES PanEU kurz erläutert.

REMIND

Das globale Energie-Wirtschafts-Klima-Modell REMIND [25] des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung verbindet ein „makroökonomisches Wachstumsmodell mit einer detaillierten Darstellung des Energiesystems“ [24, S. 302]. Dabei sind der Energieumwandlungssektor und der Verkehrssektor durch detaillierte Prozessketten modelliert, während die

Energienachfragen der Sektoren Industrie und Gebäude im Zuge eines top-down Ansatzes durch Zeitreihen für die verschiedenen Energieträgernachfragen abgebildet sind. REMIND berücksichtigt alle anthropogenen Treibhausgasemissionen und kann durch Kopplung mit Klimamodellen, die aus den Emissionen folgende globale Erwärmung berechnen. Zum Ausgleich der verbleibenden Emissionen bei Treibhausgasneutralität stehen mit der CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre (DAC) oder der CO₂-Abscheidung in Verbindung mit Biomasse (BECC) sowie dem LULUCF-Sektor als Emissionssenke verschiedene Optionen zur Verfügung.

REMod

Das Energiesystemmodell REMod [23], welches auch in der Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ des Fraunhofer ISE verwendet wurde, optimiert alle Sektoren des Energiesystems gleichzeitig in stündlicher Auflösung. Hierbei sind die Sektoren Verkehr und Industrie nicht im Sinne eines bottom-up Ansatzes detailliert abgebildet, sondern nur durch exogene stündliche Energienachfragen modelliert. Da jedoch nur die energiebedingten CO₂-Emissionen der Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude und Verkehr abgebildet sind, ist mit REMod keine Aussage über die verbleibenden Treibhausgasemissionen bei Treibhausgasneutralität und deren Ausgleich durch negative Emissionen möglich.

TIMES PanEU

Das europäische Energiesystemmodell TIMES PanEU [26] des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart optimiert alle an der Energieversorgung und Energienachfrage beteiligten Sektoren hinsichtlich der Gesamtsystemkosten unter Annahme eines vollständigen Wettbewerbs zwischen verschiedenen Technologien. Abgesehen von den Sektoren Abfall und LULUCF werden dabei alle Treibhausgasemissionen des Energiesystems erfasst. Zur Bereitstellung negativer Emissionen steht in TIMES PanEU die Möglichkeit der CO₂-Abscheidung in Verbindung mit Biomasse (BECC) zur Verfügung.

BMW-Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 (2021)

In der Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) wird für das Erreichen von Treibhausgasneutralität das Jahr 2050 angenommen [17], da sie vor der Novellierung des KSG entstand. Für die Erarbeitung der Szenarien kommen dabei detaillierte Sektormodelle zur Simulation der Energienachfragen zum Einsatz, die mit dem Optimierungsmodell Enertile [27] des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung (ISI) gekoppelt werden. Die regionalisierten Energienachfragen aus den Sektormodellen gehen als Eingangsgrößen in die stündlich aufgelöste Optimierung des Energieangebots durch Enertile [27] ein. Durch diese Kopplung sind die entwickelten Transformationspfade in ihrer Gesamtheit jedoch nicht kostenoptimal. Die Studie analysiert dabei neben einem Basisszenario mit starker Nutzung von Strom in den Nachfragesektoren auch Szenarien mit stark ausgeprägter Nutzung von Wasserstoff oder synthetischen Kohlenwasserstoffen in den Nachfragesektoren. Dabei werden die Treibhausgasemissionen der modellierten Sektoren und des LULUCF-Sektors berücksichtigt, jedoch nicht die Emissionen aus den Sektoren Landwirtschaft und Abfallwirtschaft. Zudem treffen die Langfristszenarien keine expliziten Aussagen zur Bereitstellung negativer Emissionen, die über die Rolle des

LULUCF-Sektors und DAC von CO₂ hinausgehen. Die Kosten der Transformation des Energiesystems werden nur im Rahmen eines Kostenvergleichs zwischen den Szenariovarianten ausgewiesen. Die Kosten des Basisszenarios sind nicht dargestellt.

3.2 Vergleich der existierenden Szenarien

In Tabelle 3.3 sind die verglichenen Szenarien mit den ausgewählten Pfadausprägungen dargestellt. Die zuvor vorgestellten Szenarien enthalten zum Teil eine Vielzahl von Szenariovarianten. Für den im Folgenden dargestellten Ergebnisvergleich erfolgte eine Auswahl, mit dem Ziel eine gemeinsame Vergleichsbasis zu schaffen. Deshalb wurden Pfadausprägungen ausgewählt, die keine Präferenzen für einzelne Energieträger, wie beispielsweise Wasserstoff oder synthetische Energieträger, vorgeben. Der Vergleich der Szenarien beschränkt sich auf das Zieljahr der Treibhausgasneutralität, d. h. das Jahr 2045 oder im Falle der Langfristszenarien 3 [17] das Jahr 2050.

Tabelle 3.3: Vergleichene Szenarien und Pfadausprägungen

Abkürzung	Szenario	Pfadausprägung
AGORA-KNDE45	Klimaneutrales Deutschland 2045 [18]	Klimaneutral 2045
dena-LSKN	dena – Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität [19]	Hauptszenario Klimaneutralität 100
BDI-KPF2	Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft [21]	Zielpfad 2045
ISE-KNES45	Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Update Klimaneutralität 2045 [22]	Referenz
Ariadne-REMIND	Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 [24]	REMIND – Mix (ausgewogener Technologiemix)
Ariadne-REMod	Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 [24]	REMod – Mix (ausgewogener Technologiemix)
Ariadne-TIMES	Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 [24]	TIMES PanEU– Mix (ausgewogener Technologiemix)
BMW-LFS3	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 [17]	TN-Strom

Die Ziele des Vergleiches sind einerseits das Aufzeigen von Gemeinsamkeiten und Unterschieden der existierenden Szenarien und andererseits die Ermittlung des bestehenden

Forschungsbedarfs. Auf dieser Basis erfolgen die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Modellerweiterungen.

3.2.1 Verbleibende Treibhausgasemissionen und negative Emissionen

Zur Erreichung der (Netto-)Treibhausgasneutralität müssen die verbleibenden Treibhausgasemissionen durch negative Emissionen ausgeglichen werden. In Abbildung 3.1 ist dargestellt, welche restlichen Treibhausgasemissionen in den einzelnen Szenarien im Jahr 2045 bzw. 2050 (*BMWI-LFS3*) verbleiben und durch welche Emissionssenkten diese ausgeglichen werden. Zu beachten ist hierbei, dass das in den Szenarien *ISE-KNES45* und *Ariadne-REMod* verwendete Modell *REMod* [23] nur energiebedingte CO₂-Emissionen abbildet und deshalb nicht in den Vergleich aufgenommen wurde. Diese Szenarien bilden daher die im KSG geforderte Treibhausgasneutralität nicht ab.

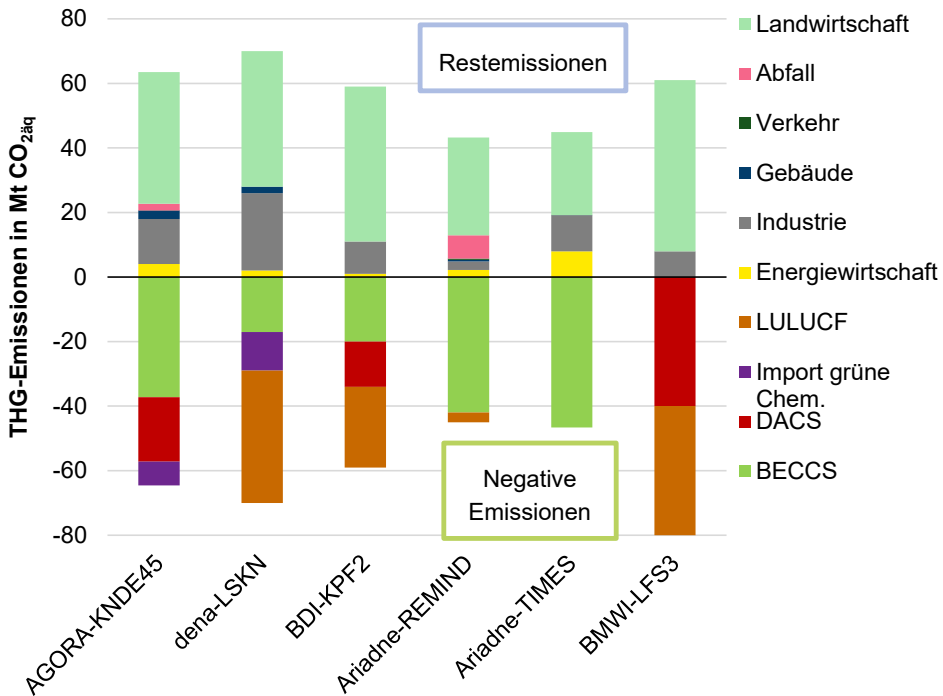


Abbildung 3.1: Verbleibende Treibhausgasemissionen und negative Emissionen in den existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität

Der Vergleich der dargestellten Szenarien zeigt, dass bei Treibhausgasneutralität noch Treibhausgasemissionen in einer Bandbreite von 43 Mio. t CO_{2äq} in *Ariadne-REMOD* bis 70 Mio. t CO_{2äq} in *dena-LSKN* verbleiben. In allen Szenarien verbleibt der Großteil der Emissionen im Sektor Landwirtschaft, wobei sich hier eine Bandbreite von 26 Mio. t CO_{2äq} in *Ariadne-TIMES* bis 53 Mio. t CO_{2äq} in *BMWI-LFS3* zeigt. Ursächlich hierfür sind vor allem die unterschiedlichen Annahmen bezüglich der Entwicklung der Ernährungsgewohnheiten und der daraus folgenden Entwicklung der Viehbestände. Eine Reduktion der Emissionen aus der Landwirtschaft auf 26 Mio. t CO_{2äq} ist nur durch eine erhebliche Umstellung der

Ernährungsgewohnheiten hin zu mehr pflanzlicher Ernährung und gleichzeitiger Reduktion der Exporte an Fleisch und Milch möglich [24]. Es ist jedoch nicht detailliert dargelegt, welche Maßnahmen im Szenario *Ariadne-TIMES* konkret angenommen werden. Im Gegensatz dazu unterstellen die anderen Szenarien wie z.B. *BMWI-LFS3* eine deutlich moderatere Reduktion der Emissionen im Landwirtschaftssektor. Dabei ist zu beachten, dass nur im Szenario *AGORA-KNDE45* der Landwirtschaftssektor mitsamt seinen Emissionsreduktionsoptionen detailliert in einem Simulationsmodell modelliert ist. In den Szenarien *Ariadne-REMIND* und *Ariadne-TIMES* sind die Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft vereinfacht in den Modellen abgebildet, während in den anderen Szenarien diese Emissionen exogen gesetzt werden. Darüber hinaus verbleiben in den meisten Szenarien erhebliche Emissionen von bis zu 24 Mio. t CO_{2aq} in *dena-LSKN* im Industriesektor. Dabei sind Emissionen, die durch CO₂-Abscheidung und anschließende geologische Speicherung (CCS) oder Nutzung (CCU) vermieden werden bereits subtrahiert. Die dargestellten Emissionen können dementsprechend weder durch einen Wechsel der eingesetzten Energieträger noch durch CCS oder CCU vermieden werden. Bei diesen verbleibenden Emissionen handelt es sich mehrheitlich um prozessbedingte Emissionen z.B. in der Chemieindustrie [19] oder bei der Herstellung von Glas, Keramiken und Kalk [18]. Zudem sind die verbleibenden Emissionen in der Industrie oft heterogenen [17] und räumlich verteilten Quellen zuzuordnen, wodurch eine Vermeidung mittels CCS aus Kostengründen ausscheidet [24].

Negative Emissionen werden in den Szenarien mindestens in der Höhe der verbleibenden Emissionen benötigt. Das Szenario *BMWI-LFS3* übertrifft mit negativen Emissionen in Höhe von -80 Mio. t CO_{2aq} die verbleibenden Emissionen und erreicht somit im Jahr 2050 insgesamt -19 Mio. t CO_{2aq} Treibhausgasemissionen. Die geringsten negativen Emissionen weisen die Szenarien *Ariadne-REMIND* mit -45 Mio. t CO_{2aq} und *Ariadne-TIMES* mit -47 Mio. t CO_{2aq} auf, wobei in diesen Szenarien die geologische Speicherung von CO₂ durch eine exogene Vorgabe auf maximal 50 Mio. t CO₂ beschränkt ist. In den meisten Szenarien wird BECCS (Biomasse mit CO₂ Abscheidung und anschließender geologischer Speicherung) zur Bereitstellung negativer Emissionen eingesetzt, wobei sich der Einsatz von -17 Mio. t CO₂ in *dena-LSKN* bis -47 Mio. t CO₂ in *Ariadne-TIMES* erstreckt. Im Szenario *BMWI-LFS3* wird kein BECCS verwendet, wobei die Bereitstellung negativer Emissionen insgesamt auf exogenen Annahmen beruht und nicht im Modellverbund abgebildet ist. Der Einsatz von DACS (Direkte Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre und anschließende geologische Speicherung) unterscheidet sich in den Szenarien. Während *AGORA-KNDE45* DAC im Modellverbund abbildet und einen Beitrag von -20 Mio. t CO₂ berechnet, ist in den anderen Szenarien, wie beispielsweise in *Ariadne-TIMES*, DAC nicht modelliert oder wie in *dena-LSKN* nicht Teil der kostenminimalen Lösung [19]. Die Szenarien *AGORA-KNDE45* und *dena-LSKN* berücksichtigen zudem den Import von grünen Chemikalien wie Naphtha oder Methanol nach Deutschland als negative Emissionen. Damit wird allerdings die Bereitstellung negativer Emissionen für die deutsche Treibhausgasneutralität teilweise ins Ausland verlagert und ist zudem davon abhängig, dass die grünen Chemikalien dauerhaft in langlebigen Produkten gespeichert werden oder in einem geschlossenen Kreislauf geführt werden können. Signifikante Unterschiede zeigen sich auch bei der Berücksichtigung negativer Emissionen aus dem LULUCF-Sektor. Während das Szenario *AGORA-KNDE45* aufgrund der unsicheren Entwicklung der Emissionen im Bereich LULUCF [18] diesen nicht berücksichtigt, nehmen andere Szenarien, wie zum Beispiel *dena-LSKN* oder *BMWI-LFS3*, an, dass die im KSG vorgesehenen Ziele für den LULUCF-

Sektor in Höhe von -40 Mio. t CO_{2aq} negative Emissionen im Jahr 2045 erreicht werden. Insgesamt zeigt sich somit, dass die Bereitstellung negativer Emissionen sich aufgrund exogener Szenarioannahmen, den in den Modellen abgebildeten Emissionssenken und den Annahmen im LULUCF-Sektor zwischen den Szenarien deutlich unterscheidet.

3.2.2 Endenergieverbrauch

In allen ausgewählten Szenarien liegt der Endenergieverbrauch bei Treibhausgasneutralität deutlich unter dem derzeitigen Endenergieverbrauch (vgl. Abbildung 3.2). Im Vergleich zum Endenergieverbrauch von etwa 2515 TWh im Jahr 2019 [28], reduziert sich der Endenergieverbrauch um etwa 29% in *ISE-KNES45* bis etwa 49% in *Ariadne-TIMES*. Gleichzeitig gehen alle ausgewählten Szenarien von einem steigenden Bruttoinlandsprodukt in Deutschland bis zum Jahr 2045 aus. Die meisten Szenarien gehen dabei von einem kontinuierlichen jährlichen Wirtschaftswachstum von etwa 1,0% aus, nur *AGORA-KNDE45* weist mit etwa 1,3% ein höheres jährliches Wirtschaftswachstum auf. Der geringere Endenergiebedarf von 1284 TWh bis 1776 TWh ist auf die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in allen Sektoren sowie den Wechsel von Energieträgern zurückzuführen. Im Industriesektor weist das Szenario *Ariadne-TIMES* mit etwa 333 TWh einen deutlich geringeren Endenergieverbrauch im Vergleich zu den anderen Szenarien von 446 TWh bis 612 TWh auf. Zurückzuführen ist das unter anderem auf den begrenzten Detailgrad des Industriesektors im verwendeten TIMES PanEU Modell [26]. Dargestellt sind in Abbildung 3.2 nur die energetischen Energieverbräuche im Industriesektor. Die stoffliche, nicht-energetische Nutzung von Energieträgern ist nicht in allen verwendeten Modellen abgebildet und wurde daher nicht in den Vergleich aufgenommen. Zu beachten ist weiterhin, dass sich die sektorale Abgrenzung zwischen den Sektoren Industrie und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) in den Szenarien unterscheiden kann.

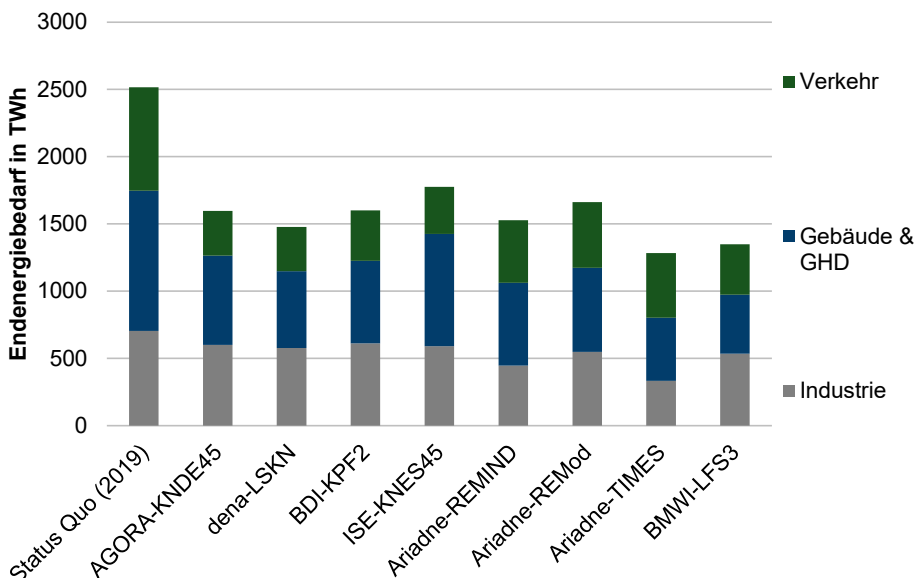


Abbildung 3.2: Endenergieverbrauch in den existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität und Endenergieverbrauch im Jahr 2019 [28]

Im Vergleich mit dem Status Quo zeigt sich, dass alle Szenarien in den Sektoren Gebäude & GHD sowie im Verkehrssektor signifikant geringere Energieverbräuche zeigen. Im Bereich Gebäude & GHD sinkt der Endenergieverbrauch von etwa 1042 TWh im Jahr 2019 auf etwa 438 TWh in *BMWI-LSF3* bis etwa 834 TWh in *ISE-KNES45*. Neben umfangreichen Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen verringert der Einsatz von Wärmepumpen in der Wärmeversorgung den Endenergieverbrauch deutlich. Im Verkehrssektor sinkt der Endenergieverbrauch von etwa 769 TWh im Jahr 2019 auf etwa 328 TWh in *dena-LSKN* bis etwa 489 TWh in *Ariadne-REMod*. Hierbei sind die Energieverbräuche für den von Deutschland ausgehenden internationalen Flug- und Schiffsverkehr in allen Szenarien außer *ISE-KNES45* enthalten. Der Rückgang der Endenergieverbräuche im Verkehr ist vor allem auf die höhere Effizienz elektrischer Antriebe zurückzuführen, die in allen Szenarien den zukünftigen straßengebundenen Verkehr dominieren.

3.2.3 Stromverbrauch

Der Vergleich des Stromverbrauchs (vgl. Abbildung 3.3) zeigt, dass sich dieser von heute etwa 507 TWh auf etwa 840 TWh in *dena-LSKN* bis 1309 TWh in *Ariadne-REMod* erhöht. Ursache hierfür ist die Sektorenkopplung, beispielsweise durch batterieelektrische Fahrzeuge, Wärmepumpen oder Elektrolyseure.

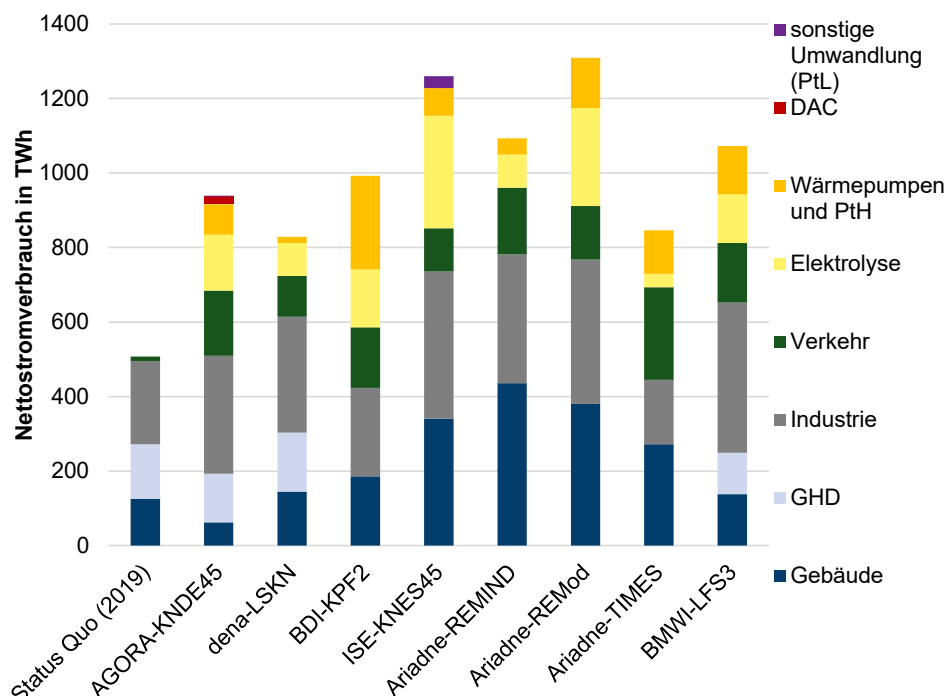


Abbildung 3.3: Stromverbrauch in den existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität und Stromverbrauch im Jahr 2019 [28]

Bei der Betrachtung der Sektoren Gebäude und GHD ist zu beachten, dass nur die Szenarien *AGORA-KNDE45*, *dena-LSKN* und *BMWI-LFS3* deren Stromverbräuche getrennt

ausweisen, in den anderen Szenarien sind diese im Sektor Gebäude zusammengefasst. Zudem weisen nur *AGORA-KNDE45*, *BDI-KPF2* und *BMW-LFS3* den Stromverbrauch dezentraler Wärmepumpen separat aus, in den anderen Szenarien ist dieser ebenfalls dem Sektor Gebäude zugeordnet. Alle Szenarien zeigen, dass sich der Stromverbrauch durch Effizienzmaßnahmen in Gebäuden und im GHD-Sektor verringert. Gleichzeitig wirkt der auf bis zu 252 TWh in *BDI-KPF2* steigende Stromverbrauch für Wärmepumpen und Power-to-Heat (PtH) Anwendungen dieser Entwicklung entgegen. Im Industriesektor zeigt die Mehrheit der Szenarien einen Anstieg des Stromverbrauchs von etwa 223 TWh im Jahr 2019 auf bis zu 404 TWh in *BMW-LFS3*. Ursache hierfür ist die zunehmende Elektrifizierung industrieller Prozesse und der Einsatz von PtH zur Prozesswärmeerzeugung. Eine Ausnahme stellt das Szenario *Ariadne-TIMES* dar, welches einen auf etwa 173 TWh sinkenden industriellen Stromverbrauch ausweist. Dies ist auf den begrenzten Detailgrad des Industriesektors im *TIMES* PanEU Modells zurückzuführen. Im Verkehrssektor steigt der Stromverbrauch von 12 TWh im Jahr 2019 auf 110 TWh in *dena-LSKN* bis 249 TWh in *Ariadne-TIMES* an. Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich durch die unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich der Entwicklung der Personen- und Güterverkehrsnachfrage und dem Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge bei Treibhausgasneutralität. Während im Pkw-Verkehr in allen Szenarien batterieelektrische Fahrzeuge dominieren, zeigt sich im Lkw-Verkehr eine Bandbreite von einem von Brennstoffzellen-Lkw dominierten Güterverkehr in *ISE-KNES45* über die mehrheitliche Nutzung von synthetischen Kraftstoffen in Diesel-Lkw in *Ariadne-TIMES* bis hin zu einem fast vollständig direkt elektrifizierten Güterverkehr mittels batterieelektrischer Lkw in *BMW-LFS3*. Der zusätzliche Stromverbrauch durch die Wasserstoffherstellung via Elektrolyse zeigt in den Szenarien eine Bandbreite von 36 TWh in *Ariadne-TIMES* bis 302 TWh in *ISE-KNES45*. Ursache hierfür sind die unterschiedlichen Wasserstoffbedarfe und Importanteile in den Szenarien (siehe Kapitel 3.2.5). Mit welchem Energieaufwand Maßnahmen für negative Emissionen verbunden sind, wird in den meisten Studien nicht thematisiert. Nur *AGORA-KNDE45* weist den Stromverbrauch durch DAC-Anlagen in Höhe von 21 TWh aus.

3.2.4 Stromerzeugung und installierte Kapazitäten

Mit steigendem Stromverbrauch geht eine steigende Bruttostromerzeugung (vgl. Abbildung 3.4 links) und dementsprechend eine erhöhte installierte Leistung von Kraftwerken (vgl. Abbildung 3.4 rechts) einher. Die Bruttostromerzeugung steigt von etwa 643 TWh im Jahr 2019 auf etwa 761 TWh in *Ariadne-TIMES* bis etwa 1487 TWh in *Ariadne-REMod*. Abgesehen von *ISE-KNES45* mit 32 TWh Nettostromexport exportiert Deutschland in allen Szenarien mehr Strom als es importiert. Das Szenario *BMW-LFS3* weist dabei mit 132 TWh Nettostromimport den höchsten Stromimportsaldo auf. Fossil gefeuerte Kraftwerke werden in allen Szenarien bei Treibhausgasneutralität nicht mehr betrieben, sodass die Kategorie Sonstige (vgl. Abbildung 3.4) in den Szenarien nur noch Müllheizkraftwerke oder Geothermie-Kraftwerke umfasst.

In allen Szenarien findet ein Ausbau von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen statt, um die fossile Stromerzeugung zu substituieren und gleichzeitig den zusätzlichen Strombedarf der Sektorenkopplung zu decken. Die installierte Leistung der Photovoltaikanlagen steigt von etwa 48 GW im Jahr 2019 auf etwa 230 GW in *BDI-KPF2* bis etwa 456 GW in *Ariadne-REMod*. Dadurch werden bei Treibhausgasneutralität etwa 235 TWh Strom in *dena-LSKN* bis etwa 473 TWh Strom in *Ariadne-REMod* durch Photovoltaikanlagen

erzeugt. Auch im Bereich der Onshore Windenergie findet ein Ausbau von etwa 53 GW installierte Leistung im Jahr 2019 auf etwa 74 GW in *Ariadne-TIMES* bis etwa 218 GW in *Ariadne-REMIND* statt. Diese erzeugen etwa 180 TWh Strom in *Ariadne-TIMES* bis etwa 582 TWh Strom in *Ariadne-REMIND*. Zu beachten ist, dass *ISE-KNES45* eine Stromerzeugung aus Windenergieanlagen von etwa 816 TWh ausweist, dabei jedoch nicht zwischen On- und Offshore Windturbinen unterscheidet. Die Offshore Windenergie wird von etwa 8 GW installierter Leistung im Jahr 2019 auf etwa 29 GW in *Ariadne-REMIND* bis etwa 75 GW in *Ariadne-REMod* ausgebaut und erzeugt bei Treibhausgasneutralität zwischen 114 TWh Strom in *Ariadne-REMIND* und 360 TWh Strom in *Ariadne-REMod*. Beim Vergleich des Ausbaus dieser fluktuierenden Erneuerbaren Energien zeigt sich, dass die Szenarien im Bereich des Windenergieausbaus unterschiedliche Präferenzen für einen Ausbau Onshore, wie beispielsweise in *Ariadne-REMIND*, oder Offshore, wie beispielsweise in *AGORA-KNDE45*, aufweisen. Aufgrund des hohen Strombedarfs weisen *ISE-KNES45* und *Ariadne-REMod* insgesamt einen höheren Ausbau an Erneuerbaren Energien (EE) aus, sodass sowohl Photovoltaik als auch Windenergie in hohem Maße auf insgesamt bis zu 748 GW in *Ariadne-REMod* ausgebaut werden. Im Gegensatz dazu weist *Ariadne-TIMES* aufgrund des geringen Strombedarfs nur einen EE-Ausbau von 400 GW auf.

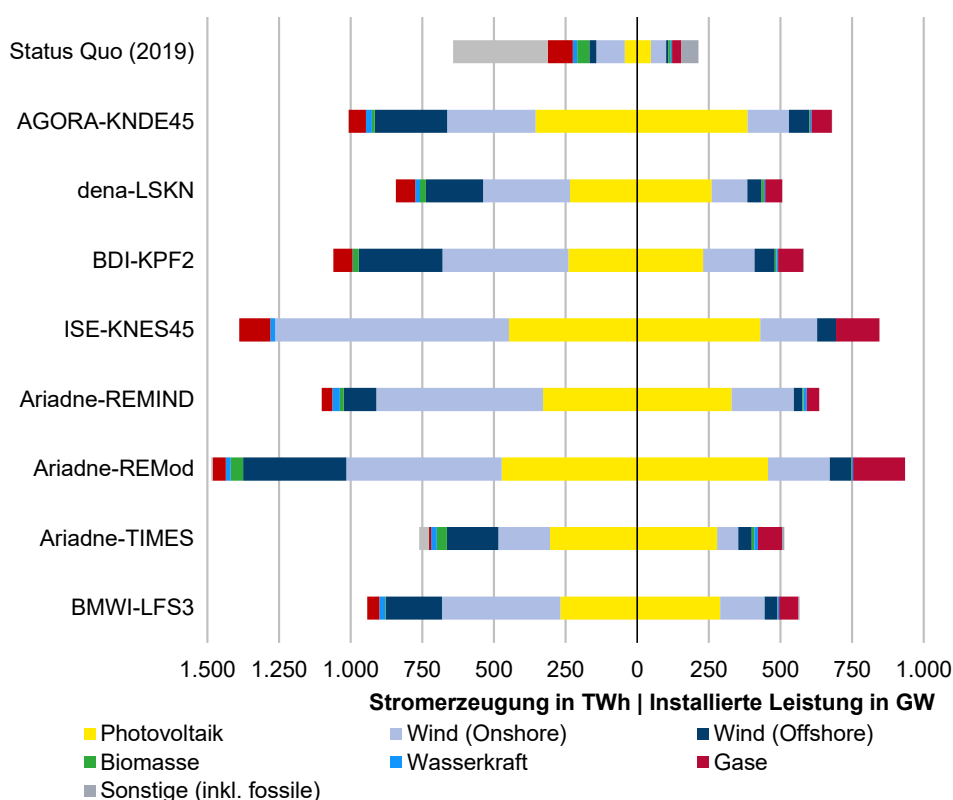


Abbildung 3.4: Bruttostromerzeugung (ohne Stromimporte und -exporte) und installierte Leistungen (ohne Speicher) in den existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität und im Jahr 2019 [29], [30]

Zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung durch EE-Anlagen kommen in allen Szenarien Gasturbinen und Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD) zum Einsatz. Diese werden bei Treibhausgasneutralität mit Wasserstoff, Biomethan oder synthetisch hergestelltem Methan betrieben. Die installierte Leistung dieser Gaskraftwerke steigt von etwa 32 GW im Jahr 2019 auf etwa 43 GW in *Ariadne-REMIND* bis etwa 181 GW in *Ariadne-REMod* an. Im Gegensatz dazu sinkt die Stromerzeugung dieser Kraftwerke von etwa 87 TWh im Jahr 2019 auf etwa 7 TWh in *Ariadne-TIMES* bis etwa 68 TWh in *dena-LSKN* bei Treibhausgasneutralität. Ausgenommen hiervon ist das Szenario *ISE-KNES45*, in welchem etwa 108 TWh Strom mit diesen Gaskraftwerken erzeugt wird. Die geringen Volllaststunden von etwa 710 VLS im Jahr 2045 zeigen trotzdem deutlich, dass diese Kraftwerke auch in diesem Szenario hauptsächlich zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung durch EE-Anlagen eingesetzt werden und ihre Versorgungsaufgabe sich gegenüber heute deutlich unterscheidet. Zusätzlich spielen auch Stromspeicher eine wichtige Rolle zum Ausgleich von Stromerzeugung und Strombedarf. Ein belastbarer Vergleich ist jedoch aufgrund fehlender Detailinformationen nicht möglich. Insgesamt steigt die installierte Kraftwerksleistung von etwa 214 GW im Jahr 2019 auf etwa 513 GW in *Ariadne-TIMES* bis etwa 935 GW in *Ariadne-REMod* und erfordert daher in allen Szenarien einen ambitionierten Ausbau von Photovoltaik, Windenergie und Gaskraftwerken.

3.2.5 Wasserstoffbedarf und Wasserstoffbereitstellung

In allen Szenarien spielt Wasserstoff eine wesentliche Rolle zur Erreichung der Treibhausgasneutralität. Wie in Abbildung 3.5 (links) dargestellt, liegt der Wasserstoffbedarf in den Szenarien zwischen 215 TWh in *Ariadne-REMIND* und 458 TWh in *dena-LSKN* und unterscheidet sich bezüglich der sektorspezifischen Verwendung. Im Sektor Energiewirtschaft werden zwischen 6 TWh in *ISE-KNES45* und 206 TWh in *Ariadne-TIMES* Wasserstoff verwendet. Hierbei enthalten die *Ariadne* Szenarien auch den Wasserstoffbedarf für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe und von synthetischem Methan, welche teilweise in anderen Sektoren verwendet werden. Dies zeigt, dass auch unterschiedliche sektorale Zuordnungen für die unterschiedlichen sektoralen Verbräuche mitverantwortlich sind. In den anderen Szenarien wird der Wasserstoff im Sektor Energie hauptsächlich zur Rückverstromung in Wasserstoff-Gasturbinen eingesetzt. Der Wasserstoffbedarf im Gebäudesektor wird in den Szenarien ebenfalls unterschiedlich eingeschätzt. Während die Mehrheit der Szenarien keinen Wasserstoffbedarf in der Wärmeversorgung von Gebäuden sieht, weist das Szenario *dena-LSKN* etwa 79 TWh Wasserstoffbedarf in Gebäuden auf. Zudem zeigt sich auch im Industriesektor eine große Bandbreite des Wasserstoffbedarfs von 6 TWh in *Ariadne-TIMES* bis etwa 191 TWh in *dena-LSKN*. Der geringere Wasserstoffbedarf in *Ariadne-TIMES* ist auch darauf zurückzuführen, dass das TIMES PanEU Modell keine stoffliche Nutzung von Wasserstoff abbildet. Dies ist wiederum auf den begrenzten Detailgrad des Industriesektors im TIMES PanEU Modell zurückzuführen. Das Szenario *dena-LSKN* weist im Gegensatz dazu etwa 102 TWh Wasserstoff aus, der in der Stahlherstellung und der Chemieindustrie nicht-energetisch verwendet wird. Im Verkehrssektor weisen die Szenarien einen Wasserstoffbedarf von etwa 15 TWh in *Ariadne-REMIND* bis etwa 172 TWh in *ISE-KNES45* auf. Der hohe Wasserstoffbedarf in *ISE-KNES45* erklärt sich dadurch, dass in diesem Szenario der Lkw-Verkehr überwiegend auf Brennstoffzellen-Lkw setzt und gleichzeitig auch im Pkw-Verkehr teilweise Brennstoffzellen-Pkw zum Einsatz kommen.

Der benötigte Wasserstoff wird in allen Szenarien teilweise importiert, der Importanteil liegt dabei zwischen 37% in *ISE-KNES45* und 87% in *dena-LSKN*. Somit werden in *dena-LSKN* etwa 398 TWh Wasserstoff importiert (vgl. Abbildung 3.5 rechts), wobei der Großteil dieses Wasserstoffs innerhalb Europas erzeugt wird. Inländisch werden in den Szenarien zwischen etwa 28 TWh in *Ariadne-TIMES* und etwa 201 TWh in *ISE-KNES45* Wasserstoff via Elektrolyse hergestellt. Im Szenario *Ariadne-TIMES* wird über 50% des Wasserstoffs aus Biogas oder mittels Vergasung von fester Biomasse hergestellt. Keines der anderen Szenarien nutzt diese Verfahren in signifikantem Umfang.

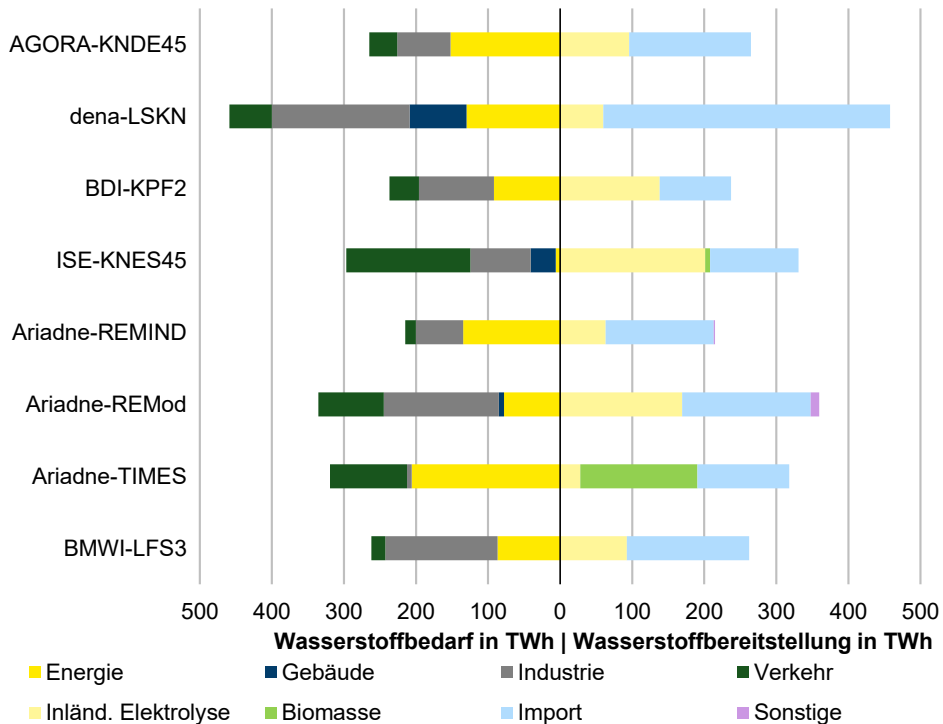


Abbildung 3.5: Wasserstoffbedarf und -bereitstellung in den existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität

3.3 Zusammenfassung und Fazit

Folgende Erkenntnisse sind aus dem Vergleich treibhausgasneutraler Szenarien festzuhalten:

- Treibhausgasneutralität erfordert die bilanzseitige Berücksichtigung aller Treibhausgase. Darüber hinaus sind alle Emissionsquellen und -senken mit einzubeziehen. Diese Grundvoraussetzung erfüllen nicht alle Szenarien, die daher nur bedingt aussagekräftig sind.
- Durch die Forderung, Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen, rücken zum Ende des Transformationspfades Emittenten in den Vordergrund, deren Emissionen sich nur schwer vermeiden bzw. verringern lassen und deren Ursachen

häufig nicht durch den Verbrauch von Energie bedingt sind. Dies sind insbesondere der Landwirtschaftssektor sowie die Industrie. Die Höhe dieser verbleibenden Restemissionen sind detailliert in die Emissionsbilanz miteinzubeziehen, da sie durch aufwändige negative Emissionen kompensiert werden müssen. Viele Szenarien lassen eine detaillierte Erfassung dieser Emittenten vermissen und zeichnen somit nur ein unvollständiges Bild der Treibhausgasneutralität.

- Zur Kompensation der verbleibenden Restemissionen ist die Bereitstellung negativer Emissionen notwendig. Die analysierten Szenarien unterscheiden sich in ihrer Berücksichtigung von technischen Lösungen für Emissionssenkungen. Darüber hinaus gilt es in den Blick zu nehmen, mit welchen energieverbrauchsseitigen Auswirkungen das Ergreifen dieser technischen Lösungen korreliert. Die derzeitigen Szenarien vermitteln in den meisten Fällen nur ein unzureichendes Bild, da nicht das gesamte Portfolio der prinzipiell in Frage kommenden Maßnahmen in den Blick genommen wird. Zudem unterscheiden sich die Szenarien in der Menge an geologisch gespeichertem CO₂. Teilweise verlagern die Szenarien die Bereitstellung negativer Emissionen durch den Import von grünen Chemikalien, wie beispielsweise Methanol oder Naphtha, auch ins Ausland und damit außerhalb der Bilanzgrenzen. Darüber hinaus findet sich in den Szenarien, bis auf eine Ausnahme, keine eingehende Analyse der energieverbrauchsrelevanten Auswirkungen der Maßnahmen zur Bereitstellung negativer Emissionen.
- In einigen Szenarien wird davon ausgegangen, dass die Restemissionen zu wesentlichen Teilen durch den im KSG genannten Minderungsbeitrag durch LULUCF-Maßnahmen kompensiert werden. Hierbei ist anzumerken, dass die Minderungsbeiträge im Einzelnen mit erheblichen Unsicherheiten korrelieren und daher nicht mit Sicherheit als negative Emissionen angerechnet werden können. Nicht alle Szenarien berücksichtigen diese Unsicherheit ausreichend.
- Die Frage der kostenseitigen Auswirkungen der Transformationsstrategie bleibt in den meisten Szenarien unbeantwortet. Lediglich ein Szenario weist die Transformationskosten gegenüber einer Referenzentwicklung aus. Andere Szenarien weisen lediglich die Differenzkosten zwischen verschiedenen Szenariovarianten oder nur die Transformationskosten bis zum Jahr 2030 aus. Beides macht eine umfassende Bewertung der Transformationskosten unmöglich. Insgesamt ist festzuhalten, dass die Kostenanalyse in der überwiegenden Mehrheit der Szenarien unzureichend ist.
- Für die Erstellung der untersuchten Szenarien sind in vielen Fällen gekoppelte Sektormodelle eingesetzt worden, bei denen es sich bis auf die Modellierung der Energiebereitstellung in der Regel um Simulationsmodelle handelt. Die Kopplung dieser Modelle hat im Gegensatz zu einem integrierten Gesamtsystemmodell den entscheidenden Nachteil, dass aufgrund der vielfältigen Wechselwirkungen die Konsistenz der Transformationspfade nicht garantiert werden kann.
- Besonders deutlich sind die Ergebnisunterschiede bei den sektoralen Energieverbräuchen, die sich unter anderem auf den unterschiedlichen Detaillierungsgrad der eingesetzten Modelle zurückführen lassen. Auch die stoffliche Nutzung von Energieträgern als Rohstoffe wird in den meisten Szenarien außer Acht gelassen. Dadurch sind einige der Szenarien nicht in der Lage, ein vollständiges Bild vom zukünftigen Endenergie-, Strom- und Wasserstoffverbrauch aufzuzeigen.

- Wie die Szenarien verdeutlichen, spielt in Zukunft die fluktuierende Stromerzeugung durch PV und Wind eine entscheidende Rolle. Um eine ausreichende Energieversorgung zu gewährleisten, ist der Einsatz von Speichern von zentraler Bedeutung. Dies gilt insbesondere während längeren Phasen mit geringer Stromerzeugung durch PV und Wind. Der Szenarienvergleich zeigt, dass der Fokus der meisten Szenarien auf das Erreichen von Treibhausgasneutralität liegt und der wichtigen Randbedingung einer sicheren Energieversorgung nur wenig oder gar nicht Rechnung getragen wird.

Folglich ergeben sich folgende Forschungsbedarfe:

1. Bilanzierung aller Treibhausgasemissionen

Um Pfade zur Treibhausgasneutralität abbilden zu können, müssen alle Treibhausgasemissionen bilanziell berücksichtigt werden. Sektoren, die außerhalb der Bilanzgrenze eines Energiesystemmodells liegen, wie beispielsweise die Landwirtschaft, müssen durch exogen gesetzte Emissionspfade mitbilanziert werden.

2. Bereitstellung von negativen Emissionen

Zum Ausgleich der verbleibenden Emissionen bei Treibhausgasneutralität sind zwingend negative Emissionen notwendig. Deshalb müssen ausreichend Optionen zur Bereitstellung negativer Emissionen im Energiesystemmodell berücksichtigt werden. Technische Emissionssenkungen wie z.B. die direkte Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre und anschließende permanente geologische Speicherung sollten durch detaillierte Prozessketten im Modell abgebildet werden. Dies ermöglicht die Analyse des zusätzlichen Energiebedarfs, der für die Bereitstellung negativer Emissionen erforderlich ist. Im Zuge dessen sollten auch Optionen zur CO₂ Abscheidung aus industriellen Prozessen implementiert werden, um schwer vermeidbare Prozessemissionen zu reduzieren. Emissionssenkungen, die außerhalb der Bilanzgrenzen eines Energiesystemmodells liegen, wie beispielsweise der LULUCF-Sektor, müssen durch exogene Emissionspfade berücksichtigt werden.

3. Nutzung eines kostenoptimalen, integrierten Gesamtenergiesystemmodells

Zur Berechnung eines konsistenten, kostenminimalen Transformationspfades zur Treibhausgasneutralität ist die Verwendung eines Gesamtenergiesystemmodells notwendig. Dabei stellen die Darstellung und Einordnung der Transformationskosten eine signifikante Verbesserung gegenüber existierenden Szenarien dar. Außerdem ist sicherzustellen, dass alle Nachfragesektoren mit ausreichendem Detailgrad abgebildet sind, um alle Nachfragen nach treibhausgasneutralen Energieträgern zu berücksichtigen und ein vollständiges Bild der Energieverbräuche bei Treibhausgasneutralität zu zeichnen.

4. Gewährleistung einer sicheren Energieversorgung

Um in einem auf fluktuierenden Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem jederzeit eine sichere Energieversorgung sicherzustellen, ist die Berücksichtigung von Energiespeichern zentral. Deshalb sollten längere Phasen mit geringer Stromerzeugung durch PV und Wind berücksichtigt werden, um eine robuste Abschätzung des Bedarfs an Speichern und regelbaren Kraftwerken zu gewährleisten. Zudem sollte untersucht werden, welchen Beitrag nachfrageseitige Flexibilitäten zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien leisten können.

Für die Deckung der skizzierten Forschungsbedarfe sind umfangreiche strukturelle und methodische Weiterentwicklungen des bestehenden Energiesystemmodells NESTOR notwendig. Die modellseitigen Weiterentwicklungen sind im folgenden Kapitel 4 dargestellt, das darauffolgende Kapitel 5 erläutert zudem die getroffenen modellexogenen Annahmen.

4 Methodik der Modellierung

In diesem Kapitel wird zunächst das Energiesystemmodell NESTOR vorgestellt, welches in dieser Arbeit verwendet und weiterentwickelt wird. Dabei wird auf die erweiterte Bilanzierungsmethodik für Treibhausgase eingegangen, die es erlaubt Transformationsstrategien hin zur Treibhausgasneutralität zu modellieren. Anschließend werden die Prozesse zur Abscheidung von CO₂ aus Abgasen von Industrieprozessen, zum Transport und der permanenten geologischen Speicherung des CO₂ beschrieben und ihre Abbildung im Optimierungsmodell erläutert. Außerdem werden die Verfahren zur direkten Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre (DAC) vorgestellt und dargelegt, wie diese im Modell implementiert sind. Abgeschlossen wird dieses Kapitel durch eine Erläuterung der implementierten Pfade zur Bereitstellung negativer Emissionen.

4.1 Energiesystemmodell NESTOR

Das integrierte Energiesystemmodell NESTOR (National Energy System Model with Sector Coupling) ist ein Optimierungsmodell, das die deutsche Energieversorgung sektorübergreifend von der Primär- bis zur Endenergie abbildet. Dieses Modell wurde von Lopion [14] auf Basis der Arbeiten von Kotzur [31] entwickelt und durch Kullmann [32] erweitert. Im Folgenden werden die Grundlagen des Energiesystemmodells knapp erläutert.

Im Modell ist das deutsche Energiesystem durch Energie- und Stoffquellen, Umwandlungstechnologien, Speichertechnologien und Energie- und Stoffsenken beschrieben. Diese werden im Modell im Sinne der Graphentheorie als Knoten abgebildet. Die Energie- und Stoffströme zwischen diesen Knoten, wie beispielsweise Strom- und CO₂-Flüsse, sind als Kanten modelliert. Die Quellen für Energie- und Rohstoffe bringen dabei Energie- und Stoffströme von außerhalb des Energiesystems in das System ein, beispielsweise durch den Import von Wasserstoff. Auch die Stromerzeugung durch PV- und Windenergieanlagen wird durch Energiequellen abgebildet. Den Umwandlungstechnologien sind alle Komponenten zugeordnet, die einen oder mehrere Energie- oder Stoffströme in einen oder mehrere andere Energie- oder Stoffströme umwandeln. Beispielsweise wandelt ein Holzheizkraftwerk Holz in elektrische und thermische Energie um. Die Speichertechnologien stellen Komponenten wie beispielsweise Wärmespeicher dar, die Energie oder Stoffe über mehrere Zeitschritte hinweg speichern können und so zu einem anderen Zeitpunkt verfügbar machen. Abschließend stellen die Energie- und Stoffsenken Komponenten dar, die Energie- oder Stoffflüsse aus dem System bringen, beispielsweise durch den Export von Strom. Diese entsprechen gleichzeitig den Nachfragen nach Energie oder Gütern, wie beispielsweise den Nachfragen nach Industriegütern, den Wärmebedarfen in Gebäuden oder den Nachfragen nach Transportleistungen. Die Deckung dieser Nachfragen muss durch den Einsatz der anderen Komponenten im Modell sichergestellt werden. Dabei werden die Energie- und Güternachfragen exogen vorgeben und sind im Gegensatz zur Investition und zum Betrieb der Quellen, Umwandlungs- und Speichertechnologien nicht Bestandteil der Optimierung. Insgesamt ergibt sich somit ein Netzwerk mit vielfältigen Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Komponenten und Sektoren, die alle gleichzeitig im Wettbewerb miteinander stehen. Dadurch lassen sich mit dem Energiesystemmodell sektorübergreifende, kostenoptimale Reduktionsmöglichkeiten für die Treibhausgasemissionen in Deutschland berechnen. Kostenoptimalität bedeutet in diesem Kontext, dass stets die

kostengünstigste Maßnahme zur Emissionsreduktion umgesetzt wird, die gleichzeitig alle weiteren Bedingungen des Optimierungsmodells erfüllt. Dies geschieht so lange bis die notwendige Emissionsreduktion erreicht ist. Für die Optimierung gelten dabei folgende mathematische Bedingungen [14], [31].

Die Zielfunktion des Optimierungsproblems sorgt im Sinne der Kostenoptimalität für die Minimierung der jährlichen Systemkosten des Energiesystems. Diese Systemkosten setzen sich aus fixen und variablen Kosten zusammen. Die spezifischen durchschnittlichen Investitionskosten $C_{0,y}$ einer Komponente y werden dabei mit der Annuitätenmethode und dem Annuitätenfaktor $r_{n,i,y}$ über die wirtschaftliche Lebensdauer n der Komponente umgelegt. Der Annuitätenfaktor (vgl. Gl. 4.1) ergibt sich mit dem Zinssatz i .

$$r_{n,i,y} = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad \text{Gl. 4.1}$$

Die fixen Kosten setzen sich aus den annuitätisch umgelegten spezifischen Investitionskosten und den fixen Betriebskosten $m_{fix,y}$ als Anteil der Investitionskosten zusammen, wobei beide Bestandteile mit der installierten Kapazität x_y multipliziert werden. Die variablen Kosten ergeben sich aus den variablen Betriebskosten $m_{var,k}$ einer Kante k , über die zum Zeitpunkt t ein Energie- oder Stoffstrom $\dot{x}_{k,t}$ fließt. Die Multiplikation von variablen Betriebskosten, Energie- oder Stoffstrom und dem Zeitschritt Δt führt somit zu den variablen Kosten, die über alle Zeitschritte aufsummiert werden. Aufsummiert über alle Knoten y (fixe Kosten) und Kanten k (variable Kosten) ergeben sich schließlich die jährlichen Systemkosten, die mit der Zielfunktion $f(x)$ (vgl. Gl. 4.2) minimiert werden.

$$\min f(x) = \min \sum_{y \in Y} C_{0,y} \cdot (r_{n,i,y} + m_{fix,y}) x_y + \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} m_{var,k} \dot{x}_{k,t} \Delta t \quad \text{Gl. 4.2}$$

Durch die Zielfunktion ergibt sich ein lineares Optimierungsproblem, was zum sogenannten Penny-Switching-Effekt führen kann. Dieser Effekt tritt auf, wenn zwei Technologien miteinander im Wettbewerb stehen und eine der beiden Technologien nur geringfügig geringere Kosten aufweist. Nach der kostenminimalen Logik der Optimierung wird die geringfügig günstigere Technologie stets der etwas teureren Technologie vorgezogen. Jedoch kann schon eine minimale Änderung der Technologiekosten dazu führen, dass die andere Technologie bevorzugt wird und sich somit erhebliche Auswirkungen auf das gesamte Design des Energiesystems ergeben. Dadurch sind die Optimierungsergebnisse mitunter nicht mehr robust und bilden kein reales Marktverhalten mehr ab. Zur Vermeidung dieses Penny-Switching-Effekts und zur Verbesserung der Robustheit der Ergebnisse haben Lopion et al. [33] die lineare Zielfunktion (vgl. Gl. 4.2) um einen quadratischen Teil zur Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten erweitert (vgl. Gl. 4.3). Hierfür werden die fixen jährlichen Kosten einer Technologie durch eine Kostenbandbreite angegeben und sind somit nicht mehr nur von den durchschnittlichen Investitionskosten abhängig. Die relative Abweichung s_y stellt dabei die maximale Abweichung der Kosten vom Durchschnittswert dar. Die Kostenbandbreite einer Technologie bezieht sich dabei auf die Differenz zwischen Obergrenze $x_{ub,y}$ und Untergrenze $x_{lb,y}$ der installierbaren Leistung dieser Technologie y . Eine ausführliche Herleitung und Validierung der quadratischen Zielfunktion (vgl. Gl. 4.3) findet sich in Lopion et al. [33].

$$\begin{aligned} \min f(x) = \min \sum_{y \in Y} & \left[C_{0,y} \cdot (1 - s_y) \cdot x_y + \frac{C_{0,y} \cdot s_y}{x_{ub,y} - x_{lb,y}} \cdot x_y^2 \right] \cdot (r_{n,i,y} + m_{fix,y}) \\ & + \sum_{k \in K} \sum_{t \in T} m_{var,k} \cdot \dot{x}_{k,t} \Delta t \end{aligned} \quad \text{Gl. 4.3}$$

Für die Optimierung gelten zusätzlich zur Zielfunktion eine Reihe weiterer Nebenbedingungen, die vom Energiesystem stets eingehalten werden müssen. Eine zentrale Nebenbedingung ist dabei die Einhaltung der Treibhausgasreduktionsziele, die durch die maximalen, jährlichen Mengen an Treibhausgasemissionen Ω_{max} festgelegt sind. Hierfür müssen die spezifischen THG-Emissionen $\omega_{k,t}$ multipliziert mit dem Energie- oder Stoffstrom $\dot{x}_{k,t}$ und über alle Kanten k und Zeitschritte t aufsummiert kleiner oder gleich der maximalen jährlichen Treibhausgasemissionsmenge Ω_{max} sein (vgl. Gl. 4.4).

$$\sum_{k \in K} \sum_{t \in T} \omega_{k,t} \dot{x}_{k,t} \Delta t \leq \Omega_{max} \quad \text{Gl. 4.4}$$

Zudem gilt für die Komponenten eine Reihe weiterer Nebenbedingungen, die stets eingehalten werden müssen. Die zentralen Nebenbedingungen werden im Folgenden eingeführt, weitere Nebenbedingungen sind in Lopian [14] erläutert.

Für die Energie- und Stoffquellen q gilt, dass ihre Energie- und Stoffströme $\dot{x}_{q,k,t}$ stets kleiner gleich ihrer installierten Kapazität x_q multipliziert mit ihrem zeitabhängigen Wirkungsgrad $\eta_{q,t}$ sein müssen (vgl. Gl. 4.5). Der zeitabhängige Wirkungsgrad dient hierbei auch der Modellierung von Einspeiseprofilen, wie beispielsweise von PV- oder Windenergieanlagen.

$$\sum_{k \in K_q} \dot{x}_{q,k,t} \leq \eta_{q,t} x_q \quad \text{Gl. 4.5}$$

Für eine Energie- oder Stoffsenke p gilt analog die Nebenbedingung, dass die Nachfrage nach Energie oder Stoffen $\dot{x}_{p,k,t}$ stets gleich der installierten Kapazität x_p der Senke multipliziert mit dem Nachfrageprofil $\eta_{p,t}$ sein muss (vgl. Gl. 4.6).

$$\sum_{k \in K_p} \dot{x}_{p,k,t} = \eta_{p,t} x_p \quad \text{Gl. 4.6}$$

Die Umwandlungstechnologien u , die Energie- oder Stoffströme umwandeln, sind mittels des Umwandlungswirkungsgrades $\eta_{u,k,t}$ parametrisiert. Dieser Wirkungsgrad bezieht sich dabei entweder auf den eingehenden oder ausgehenden Energie- oder Stoffstrom $\dot{x}_{u,k,t}$. Dementsprechend sind die eingehenden Energie- oder Stoffströme einer Umwandlungstechnologie multipliziert mit ihrem Wirkungsgrad stets gleich den ausgehenden Energie- oder Stoffströmen (vgl. Gl. 4.7).

$$\eta_{u,k,t} \cdot \sum_{k \in K_{u,ein}} \dot{x}_{u,k,t} = \sum_{k \in K_{u,aus}} \dot{x}_{u,k,t} \quad \text{Gl. 4.7}$$

Für die Speichertechnologien s ist der Speicherstand $\hat{x}_s$ durch die installierte Speicherkapazität x_s begrenzt (vgl. Gl. 4.8)

$$\hat{x}_{s,t} \leq x_s \quad \text{Gl. 4.8}$$

Der Speicherstand zum Zeitpunkt $t + 1$ ergibt sich dabei durch den Speicherstand im vorherigen Zeitschritt t , den ein- und ausgespeicherten Energie- oder Stoffströmen sowie der Selbstentladung des Speichers (vgl. Gl. 4.9). Hierfür werden der Selbstentladungswirkungsgrad $\eta_{s,sel}$, der Einspeicherwirkungsgrad $\eta_{s,ein}$ und der Ausspeicherwirkungsgrad $\eta_{s,aus}$ der Speichertechnologie benötigt.

$$\hat{x}_{s,t+1} = \hat{x}_{s,t} \cdot (1 - \eta_{s,sel} \Delta t) + \eta_{s,ein} \cdot \sum_{k \in K_{s,ein}} \dot{x}_{s,k,t} \Delta t - \frac{1}{\eta_{s,aus}} \sum_{k \in K_{s,aus}} \dot{x}_{s,k,t} \Delta t \quad \text{Gl. 4.9}$$

Das Optimierungsproblem ergibt sich schließlich aus der Zielfunktion, den beschriebenen Nebenbedingungen und weiteren Nebenbedingungen, die in Lopion [14] beschrieben sind.

Grundsätzlich besitzt das Energiesystemmodell NESTOR eine stündliche Auflösung. Dadurch müssen die über 2000 Komponenten des Modells in jeder Stunde jedes Optimierungsjahres die oben vorgestellten Nebenbedingungen erfüllen. Folglich ergibt sich ein komplexes Optimierungsproblem mit erheblichem Berechnungsaufwand. Deshalb stehen im Modell Methoden der Zeitreihenaggregation zur Verfügung, die die benötigte Rechenzeit erheblich verringern können. Die Methodik der verwendeten Zeitreihenaggregation wurde dabei von Kotzur et al. [34], [35] entwickelt. Dabei werden Zeiträume innerhalb der verwendeten Zeitreihen identifiziert, die ähnliche Charakteristiken aufweisen, wie beispielsweise Tagesverläufe der Stromerzeugung durch PV-Anlagen. Diese werden durch eine repräsentative Typperiode ersetzt, wodurch die aggregierte Zeitreihe weniger Dateneinträge aufweist. Dadurch verringert sich die Rechenzeit des Optimierungsproblems, gleichzeitig entsteht durch die Aggregation ein Informationsverlust. Eine Verwendung der Zeitreihenaggregation stellt daher immer ein Kompromiss zwischen Berechnungsdauer und Genauigkeit des Optimierungsergebnisses dar. Analysen von Lopion [14] zeigen, dass sich die Systemkosten bei einer Verwendung von 48 repräsentativen Typtagen nur unwesentlich von den Systemkosten des Optimierungsmodells ohne Zeitreihenreihenaggregation unterscheiden. Kullmann [32] stellt jedoch fest, dass sich diese Erkenntnisse aufgrund von Modellerweiterungen nicht auf alle Bereiche des Optimierungsergebnisses übertragen lassen. Insbesondere für Detailanalysen des Zusammenspiels zwischen Energiequellen, Energieumwandlungstechnologien und Energiespeichern ist daher eine Optimierung ohne Zeitreihenaggregation empfohlen. Folglich werden die Szenarienrechnungen in dieser Arbeit generell ohne Zeitreihenaggregation durchgeführt. Die Ausnahme bilden einzelne Sensitivitätsanalysen, in denen Speicher Aspekte nicht im Fokus stehen und daher die Zeitreihenaggregation verwendet werden kann. Dies ist an den entsprechenden Stellen vermerkt.

Im Hinblick auf die räumliche Auflösung handelt es sich beim verwendeten Energiesystemmodell NESTOR um ein Ein-Knoten-Modell. Dementsprechend liegen Energieerzeugung und Energienachfrage am gleichen Punkt an, sodass keine Energietransportinfrastrukturen innerhalb Deutschlands modelliert werden können. Die Kosten für die Infrastrukturen für den Energie und Stofftransport werden jedoch durch eine detaillierte Methodik nach Lopion

[14] in den Gesamtsystemkosten berücksichtigt. Zugleich werden die Komponenten mit gleichen Eigenschaften dadurch unabhängig von ihrem Standort zu einer Technologie im Modell zusammengefasst. Beispielsweise werden alle dezentral in den Gebäuden installierten Luft-Wärmepumpen durch eine repräsentative Luft-Wärmepumpenkomponente abgebildet. Eine Ausnahme hiervon bilden PV- und Windenergieanlagen sowie der für den Ausbau dieser Anlagen notwendige Stromnetzausbau, der durch Pseudo-Regionen im Modell abgebildet ist. Hierzu ist das deutsche Festland in sieben Pseudo-Regionen aufgeteilt, um unterschiedliche Einspeisezeitreihen von Dachflächen-Photovoltaik-, Freiflächen-Photovoltaik- und Onshore-Windenergieanlagen zu berücksichtigen. Zudem werden die Offshore-Windenergieanlagen und ihre Einspeisezeitreihen durch zwei Offshore Pseudo-Regionen (Nordsee und Ostsee) abgebildet. Detailliert erläutert ist diese räumliche Pseudo-Auflösung und die kostenseitige Abbildung der Versorgungsinfrastrukturen in Lopian [14].

Ein zentraler Anwendungsfall für das Energiesystemmodell NESTOR ist die Analyse von Transformationspfaden vom heutigen Energiesystem hin zu einem zukünftigen, optimierten Energiesystem. Hierfür steht ein myopischer backcasting Ansatz zur Verfügung. Bei diesem Ansatz wird zunächst das Zieljahr, in dieser Arbeit das Jahr 2045, optimiert und darauf aufbauend ein Ausbaukorridor bestimmt, in dem sich der Transformationspfad vom heutigen Energiesystem bis hin zum Zielsystem befinden muss. Für die Optimierung des Zieljahres werden sowohl Bestandstechnologien des heutigen Energiesystems berücksichtigt, deren technische Lebensdauer im Jahr 2045 noch nicht überschritten ist, als auch neue Technologien, die im heutigen Energiesystem noch nicht vorkommen. Dabei wird das Zielsystem mittels der Zielfunktion (vgl. Gl. 4.3) kostenminimal optimiert. Vorteilhaft an diesem Ansatz ist, dass so ein kostenminimales Zielsystem garantiert wird, welches in ähnlicher Form auch über den Transformationszeitraum hinaus Bestand haben könnte. Ausgehend von diesem kostenoptimalen Energiesystem im Zieljahr wird mit dem backcasting Ansatz zunächst das Ausgangsjahr 2020 optimiert. Im Ausgangsjahr wird dabei nur der Betrieb der Bestandstechnologien optimiert, ein Zubau an Technologien findet nicht statt. Darauf aufbauend werden nun die weiteren Stützjahre des Transformationspfades in 5-Jahres-Schritten bis zum Zieljahr 2045 optimiert. Der Ausbau der Technologien, die zur Deckung der Nachfragen benötigt werden, muss dabei in den individuellen Ausbaukorridoren der Technologien stattfinden, die zu Beginn aufgestellt wurden. Die Ober- und Untergrenzen für diese Ausbaugrenzen berücksichtigen dabei die Bestandsentwicklung, Marktdurchdringungseffekte sowie die technischen Ausbaupotenziale der Technologien. Zudem gilt eine maximale Zubausteigerung von 25% pro Jahr. Das bedeutet, dass die Zubaurate einer Technologie in einem Jahr maximal 25% über der Zubaurate des Vorjahres liegen darf. Am Ende des Transformationspfades wird erneut das Zieljahr optimiert, wobei die Bestandstechnologien aus den vorherigen Stützjahren berücksichtigt werden. Dadurch ergibt sich eine Abweichung des Technologiebestandes von der Zieljahresoptimierung zu Beginn des backcasting Ansatzes, die jedoch nur maximal $\pm 5\%$ des Zielwertes betragen darf. Für eine ausführliche Erläuterung des myopischen backcasting Ansatzes wird auf die Arbeit von Lopian [14] verwiesen.

Als Ausgangsjahr für die Treibhausgasemissionen sowie die Energie- und Güternachfragen im Modell wird aufgrund der Auswirkungen der Corona-Pandemie das Jahr 2019 verwendet. Dies gilt jedoch nicht für die Bestände des Energiesystems, die vom 1. Januar 2020 datieren. Aufbauend auf der Arbeit von Kullmann [32] wurden die Optimierungsergebnisse

des Primärenergie- und Endenergieverbrauchs anhand der statischen Werte des Jahres 2019 validiert. Da die Bestände des Energiesystems jedoch einen maßgeblichen Einfluss auf das Optimierungsergebnis haben, werden die Ergebnisse des Ausgangsjahres in dieser Arbeit als Ergebnisse für das Jahr 2020 ausgewiesen. Sie können als Ergebnisse für ein fiktives Jahr 2020 verstanden werden, in dem die Energie- und Stoffnachfragen nicht durch die Corona-Pandemie beeinflusst wurden. Der Kostenvergleich der Transformationspfade findet anhand eines Vergleichsszenarios statt. Angelehnt an Kullmann [32] wird so sichergestellt, dass der autonome Fortschritt bis zum Zieljahr 2045 im Kostenvergleich berücksichtigt wird.

Das verwendete Energiesystemmodell NESTOR zeichnet sich zudem durch eine detaillierte Abbildung des Industriesektors auf Prozessebene aus, die von Kullmann [32] implementiert wurde. Dadurch sind mehr als 66% der industriellen Endenergienachfrage durch detaillierte Prozessketten abgebildet. Die detailliert modellierten Industriebereiche umfassen die Eisen- und Stahlherstellung, die Produktion von Nichteisenmetallen, die Zement-, Glas- und Papierindustrie sowie den Bereich der Grundstoffchemie inklusive Raffinerien. Zudem werden durch die Erweiterungen des Modells die nicht-energetischen Bedarfe an Energieträgern für die stoffliche Nutzung berücksichtigt. Darüber hinaus sind Recyclingoptionen für viele Industriegüter, wie beispielsweise für Stahl oder Glas, modellendogen Teil der Optimierung und stehen somit zur Deckung der Güternachfragen im Energiesystemmodell zur Verfügung. Eine detaillierte Beschreibung der Abbildung des Industriesektors sowie der Berücksichtigung von Recycling findet sich in Kullmann [32].

Für die Analyse der Transformationsszenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität in dieser Arbeit wird das Energiesystemmodell NESTOR um eine Bilanzierung für Nicht-CO₂ Emissionen erweitert. Bisher wurden nur die energie- und prozessbedingten CO₂-Emissionen durch die Nebenbedingung in Gl. 4.4 erfasst. Wie in den vorherigen Kapiteln 2 und 3 aufgezeigt wurde, müssen für Pfadanalysen hin zur Treibhausgasneutralität jedoch alle Treibhausgasemissionen berücksichtigt werden. Deshalb werden in dieser Arbeit auch die Nicht-CO₂ Emissionen in die Treibhausgasbilanz aufgenommen. Diese Nicht-CO₂ Emissionen umfassen unter anderem Methan, Lachgas und fluoridierte Treibhausgase. Da die Emissionsquellen für diese Emissionen jedoch wie in Kapitel 2 aufgezeigt zu großen Teilen außerhalb des Energiesystems liegen, wie beispielsweise in der Landwirtschaft oder der Entsorgung von Klimaanlagen, ist eine detaillierte Modellierung im Energiesystemmodell nicht sinnvoll. Stattdessen werden diese Treibhausgasemissionen durch exogene Emissionspfade berücksichtigt. Hierfür werden im Energiesystemmodell virtuelle Emissionsquellen für die Nicht-CO₂ Emissionen aus den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Abfall und Landwirtschaft implementiert. Deren Betrieb wird durch exogene Emissionspfade vorgegeben, die die Nicht-CO₂ Emissionen in Kohlendioxidäquivalenten (CO_{2äq}) vom Jahr 2020 bis 2045 vorgeben. Durch diese virtuellen Emissionsquellen sind die Nicht-CO₂ Emissionen mithilfe der Nebenbedingung in Gl. 4.4 erfasst, sodass die mathematische Formulierung dieser Gleichung nicht verändert werden muss. Die Parametrierung der exogenen Emissionspfade wird in Kapitel 5.2 erläutert und ist dort in Tabelle 5.2 dargestellt.

Analog zur Abbildung der Nicht-CO₂ Emissionen durch virtuelle Emissionsquellen wird der LULUCF-Sektor (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft) ebenfalls durch eine virtuelle Emissionsquelle abgebildet. Die negativen Emissionen aus diesem Sektor können damit in der Treibhausgasbilanz des Modells berücksichtigt werden. Eine

detaillierte Modellierung des LULUCF-Sektors findet nicht statt, da dieser Sektor außerhalb des Energiesystems liegt. Zu beachten ist, dass im Referenzszenario dieser Arbeit keine negativen Emissionen aus dem LULUCF-Sektor berücksichtigt werden, der potenzielle Beitrag dieses Sektors jedoch in einer Sensitivitätsanalyse in Kapitel 6.5.1 analysiert wird.

Zudem wird das Energiesystemmodell um die Technologie der Erdwärmepumpe erweitert. Die Modellierung orientiert sich dabei an der Luftwärmepumpe, die bereits von Lopion [14] implementiert wurde. Im Gegensatz zur Luftwärmepumpe, die Wärme aus der Umgebungsluft entzieht und auf ein höheres Temperaturniveau hebt, entziehen Erdwärmepumpen dem Erdreich Wärme und heben diese unter Einsatz von Elektrizität auf ein höheres Temperaturniveau. In dieser Arbeit wird eine Wärmepumpentechnologie implementiert, die ihre Wärme aus Erdwärmesonden bezieht, die in etwa 100m Tiefe in den Untergrund eingebracht werden. In dieser Tiefe herrscht eine über das Jahr nahezu konstante mittlere Untergrundtemperatur von 11°C [36], die der Wärmepumpe als Temperatur der Wärmequelle zur Verfügung steht. Dadurch weist die Erdwärmepumpe vor allem im Winter einen erheblichen Effizienzvorteil gegenüber der Luftwärmepumpe auf und kann daher in der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität eine wichtige Rolle einnehmen.

4.2 CO₂-Abscheidung in Industrieprozessen, CO₂-Nutzung, CO₂-Transport und permanente geologische CO₂-Speicherung

Nach der Vorstellung der Grundlagen des Energiesystemmodells NESTOR wird in diesem Kapitel zunächst das implementierte Verfahren zur CO₂-Abscheidung in Industrieprozessen erläutert. Prozesse zur CO₂-Abscheidung aus den Rauchgasen von Gaskraftwerken und Holzgefeuerten Biomassekraftwerken wurden bereits durch Lopion [14] im Modell implementiert und werden daher an dieser Stelle nicht vorgestellt. Zudem wird auf die Möglichkeiten der CO₂-Nutzung in Industrieprozessen eingegangen sowie die Abbildung des CO₂-Transports und der permanenten geologischen CO₂-Speicherung vorgestellt.

4.2.1 CO₂-Abscheidung in Industrieprozessen

Für die Implementierung der CO₂-Abscheidung in Industrieprozessen im Energiesystemmodell NESTOR stehen verschiedene Verfahren zur Auswahl. Eines der bereits heute eingesetzten Verfahren stellt das Post-Combustion Verfahren dar. Bei diesem Verfahren findet die CO₂-Abscheidung nachgeschaltet hinter dem eigentlichen Emissionsprozess, beispielsweise der Verbrennung von fossilen Energieträgern oder der Kalzinierung von Zementklinker, statt. Dieses Verfahren hat nach Markewitz et al. [37] den Vorteil, dass die existierenden Industrieprozesse unverändert bleiben und daher ein Retrofitting bestehender Industrieanlagen mit CO₂-Abscheidung möglich ist. Zudem findet dieses Verfahren bereits in einzelnen Industrieanlagen in der Stahlherstellung oder Düngemittelproduktion Anwendung [37].

Ein anderes Verfahren zur CO₂-Abscheidung stellt das Oxyfuel-Verfahren dar. Dabei findet die Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen mit reinem Sauerstoff statt, sodass der Abgasstrom hohe CO₂-Gehalte von bis zu 89% aufweist [37]. Durch eine anschließende Abgasreinigung und das Auskondensieren von Wasserdampf erhält man somit einen nahezu reinen CO₂-Strom. Bedingt durch die höheren Verbrennungstemperaturen bei der Verbrennung mit reinem Sauerstoff werden jedoch Anpassungen an den verwendeten

Brennern und Feuerungsräumen notwendig. Deshalb eignet sich das Oxyfuel-Verfahren nicht als Retrofittingoption für bestehende Industrieprozesse [37].

Ein drittes Verfahren zur CO_2 -Abscheidung, welches bereits angewandt wird, ist das Pre-Combustion Verfahren. Dieses Verfahren kann vor allem bei der Synthesegasherstellung oder nach einer Wassergas-Shift-Reaktion eingesetzt werden. Die CO_2 -Abscheidung erfolgt dabei durch eine physikalische Absorption, bei der Wasserstoff und CO_2 getrennt werden [37]. Anwendungsfälle für das Pre-Combustion Verfahren sind z.B. die Ammoniaksynthese oder die Erdgasaufbereitung. In diesen Fällen ist auch ein Retrofitting bestehender Industrieprozesse möglich, bei Industrieprozessen ohne Synthesegasproduktion oder Wassergas-Shift-Reaktion sind jedoch umfangreiche Änderungen auf Prozessebene notwendig. Andere CO_2 -Abscheidungsverfahren wie das Kalzium Looping-Verfahren oder das Chemische Looping-Verfahren befinden sich noch im Pilotstadium und stehen daher noch nicht kommerziell zur Verfügung [38].

In dieser Arbeit wird das Post-Combustion Verfahren implementiert, da es bereits in kommerziellem Maßstab eingesetzt wird und als Retrofittingoption für bestehende Industrieprozesse verfügbar ist. Ein weiterer Vorteil des Verfahrens besteht darin, hohe CO_2 -Abscheiderate bei gleichzeitig hoher Reinheit des CO_2 -Stroms erreichen zu können [37].

Das im Modell implementierte Post-Combustion Verfahren verwendet dabei ein chemisches Absorptionsverfahren mit aminbasierten Lösungsmitteln. Ein vereinfachtes Verfahrensschema dieser Aminwäsche ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

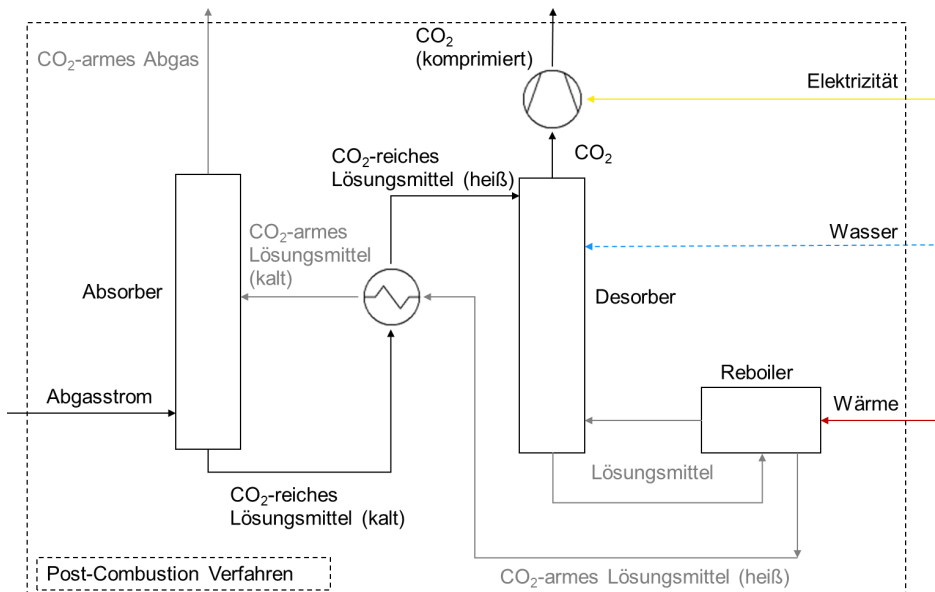


Abbildung 4.1: Verfahrensschema eines Post-Combustion Verfahrens zur CO_2 -Abscheidung, eigene Darstellung angelehnt an [39], [40]

Der Abgasstrom eines Industrieprozesses wird im Absorber mit einem aminhaltigen Lösungsmittel in Kontakt gebracht, wodurch der Großteil des CO_2 im Abgasstrom durch das Lösungsmittel absorbiert wird. Während das CO_2 -arme Abgas nun die Anlage verlässt, wird

das CO₂-reiche Lösungsmittel durch einen Wärmetauscher erwärmt und zum Desorber geführt [40]. Im Desorber wird das Lösungsmittel bei einer Temperatur von 100 – 140°C regeneriert, wodurch das absorbierte CO₂ wieder freigesetzt wird [39]. Der CO₂-Strom verlässt den Desorber mit etwa 99% Reinheit und wird für den Transport durch einen Verdichter auf einen höheren Druck gebracht. Das Lösungsmittel wird nach einer Wärmezufuhr im Reboiler teilweise innerhalb des Desorbers im Kreis geführt und teilweise über einen Wärmetauscher wieder als kaltes CO₂-armes Lösungsmittel dem Absorber zugeführt. Insgesamt werden durch diesen chemischen Absorptionsprozess CO₂-Abscheideraten von etwa 90% erreicht [40]. Für den Abscheideprozess wird dabei neben Wärme für die Regeneration des Lösungsmittels auch Elektrizität für den Betrieb von Pumpen und Verdichtern benötigt.

Für die Abbildung des Post-Combustion Verfahrens im Energiesystemmodell wird der gesamte Abscheideprozess (vgl. Abbildung 4.1) als eine Komponente modelliert. Dabei werden abgesehen vom Wasserverbrauch alle Stoff- und Energieflüsse des Prozesses berücksichtigt. Es ergibt sich dadurch die in Abbildung 4.2 dargestellte Modellierung der CO₂-Abscheidung in Industrieprozessen. Während der CO₂-arme Abgasstrom in die Umgebung abgegeben wird und dadurch Emissionen verursacht, wird der komprimierte CO₂-Strom über ein Pipelinesnetz weitertransportiert (vgl. Kapitel 4.2.3). Durch die vereinfachte Abbildung des Post-Combustion Prozesses ist dieser unabhängig vom vorgeschalteten Industrieprozess, sodass die CO₂-Abscheidung für alle Prozesse in gleicher Form modelliert wird. Die verschiedenen Anwendungsfälle unterscheiden sich nur in den Parametrierungen der Energieverbräuche und der CO₂-Gehalte in ihren Abgasströmen, die im Folgenden dargelegt werden (vgl. Tabelle 4.1).

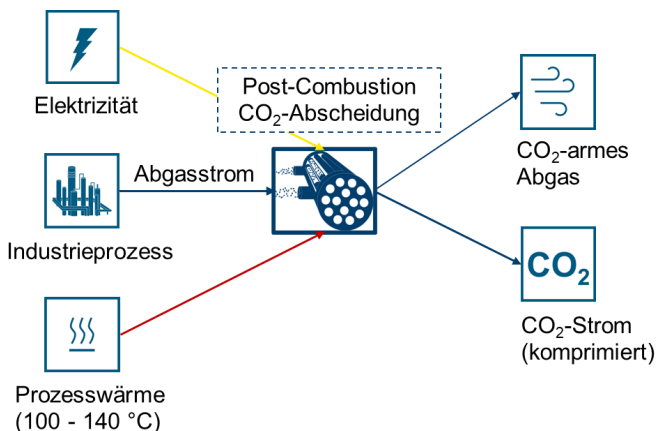


Abbildung 4.2: Modellierung der CO₂-Abscheidung in Industrieprozessen

Für folgende Industrieprozesse ist die CO₂-Abscheidung im Rahmen dieser Arbeit im Energiesystemmodell NESTOR implementiert worden:

- **Roheisenherstellung:** Für die Produktion von Roheisen in Hochöfen, die überwiegend mit Kohle und Koks befeuert werden, steht nachgeschaltet zu den Hochöfen die Möglichkeit zur Abscheidung der CO₂-Emissionen aus dem Abgas bereit. Eine

detaillierte Beschreibung der konventionellen Hochofenroute zur Stahlherstellung findet sich in Kullmann [32].

- **Zementproduktion:** Zur Abscheidung der prozessbedingten CO₂-Emissionen bei der Herstellung von Zementklinker in Drehrohröfen können Post-Combustion Verfahren oder Oxyfuel-Verfahren eingesetzt werden. Die Anwendung des Oxyfuel-Verfahrens macht jedoch umfangreiche Umbaumaßnahmen der Produktionsprozesse notwendig [41]. Daher wird das Post-Combustion Verfahren implementiert, welches als Retrofitingoption für die bestehende Zementproduktion geeignet ist. Eine Beschreibung des Prozesses der Zementklinkerproduktion ist in Kullmann [32] gegeben, wobei die dort eingeführte Möglichkeit zur CO₂-Abscheidung durch die vorliegende Arbeit mit dem Post-Combustion Verfahren ersetzt wird.
- **Methanolsynthese:** Bei den derzeit verwendeten Verfahren der Methanolsynthese wird der benötigte Wasserstoff mit dem Verfahren der Dampfreformierung aus Erdgas oder mittels partieller Oxidation von Mineralöl bereitgestellt [32]. Dabei entstehen CO₂-Emissionen, die durch die implementierte CO₂-Abscheidung verringert werden können.
- **Ammoniaksynthese:** Das Haber-Bosch-Verfahren zur Ammoniaksynthese setzt derzeit zur Wasserstoffherstellung auf die Dampfreformierung aus Erdgas [32]. Die entstehenden CO₂-Emissionen können ebenfalls durch die CO₂-Abscheidung verringert werden.
- **Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien:** In der Prozesskette zur Produktion von hoch-veredelten Petrochemikalien aus Mineralöl steht die CO₂-Abscheidung nachgeschaltet zu den Steamcrackern zur Verfügung, die Rohbenzin (Naphtha) in hoch-veredelte Chemikalien aufspalten. Die CO₂-Emissionen entstehen dabei durch die Verfeuerung von Mineralöl zur Bereitstellung von Prozesswärme und können durch das Post-Combustion Verfahren verringert werden. Eine detaillierte Beschreibung der Prozesse zur Herstellung dieser hoch-veredelten Petrochemikalien findet sich ebenfalls in Kullmann [32].
- **Herstellung von Bioethanol:** Die Implementierung der CO₂-Abscheidung in Raffinerien zur Herstellung von Bioethanol unterscheidet sich vom vorgestellten Post-Combustion Verfahren. Die CO₂-Abscheidung ist hier direkt an den Fermentationsprozess der Zuckerrüben angeschlossen, die als Rohstoff für die Bioethanolproduktion verwendet werden. Da der Abgasstrom bei der idealen anaeroben Fermentation bereits zu fast 100% aus CO₂ besteht, ist keine Abscheidung des CO₂ aus dem Abgasstrom notwendig [42]. Stattdessen muss das CO₂ nur noch für den Transport auf einen höheren Druck verdichtet werden. Der Prozess der chemischen Absorption entfällt somit vollständig, wodurch nur noch der Strombedarf der Kompression des CO₂ als Energieverbrauch anfällt. Während der Prozess zur Bioethanolherstellung bereits durch Lopion [14] implementiert wurde, orientiert sich die Implementierung der CO₂-Abscheidung an der Arbeit von Laude et al. [42].

Die techno-ökonomischen Parameter der CO₂-Abscheidung für die vorgestellten Industrieprozesse sind in Tabelle 4.1 aufgeführt. Die Energieverbräuche und variablen Betriebskosten beziehen sich dabei jeweils auf die abgeschiedene CO₂ Menge. Dabei enthalten die variablen Betriebskosten auch die Investitionskosten der Abscheideanlagen, die auf die abgeschiedene CO₂-Menge umgelegt werden. Die angegebenen Kosten und Energieverbräuche entsprechen dabei den erwarteten Kosten bzw. Energieverbräuchen bei kommerzieller

Verfügbarkeit der CO₂-Abscheidung, die spätestens im Jahr 2040 für alle Industrieprozesse gegeben ist. Die Kosten für den Strom- und Wärmebezug sind jedoch nicht in den variablen Betriebskosten enthalten, sondern Teil des Optimierungsergebnisses. In der Literatur finden sich große Bandbreiten für die Abscheidungskosten einzelner Industrieprozesse, die sowohl die Investitions- und Betriebskosten als auch die Kosten für die benötigte Elektrizität und Wärme beinhalten. Leeson et al. [43] geben die CO₂-Abscheidungskosten in der Eisen- und Stahlherstellung mit 39 – 90 €/tCO₂ an, in der Zementindustrie werden die Abscheidungskosten mit 13 – 124 €/tCO₂ angegeben. Die CO₂-Abscheidungskosten bei der Ammoniaksynthese bewegen sich in einer Bandbreite von 3-34 €/tCO₂ [43].

Tabelle 4.1: Techno-ökonomische Parameter der implementierten CO₂-Abscheideverfahren

Industrie- prozess	CO ₂ -Ab- scheiderate	Stromver- brauch in MWh _{el} /tCO ₂	Wärmever- brauch in MWh _{th} /tCO ₂ (100°C)	Variable Be- triebskosten in €/tCO ₂	Literatur- quellen
Roheisen- herstellung	90%	0,24 MWh _{el} /tCO ₂	0,26 MWh _{th} /tCO ₂	30 €/tCO ₂	[40], [44], [37]
Zementpro- duktion	90%	0,03 MWh _{el} /tCO ₂	0,93 MWh _{th} /tCO ₂	30 €/tCO ₂	[40], [44], [37]
Methanol- synthese	90%	0,11 MWh _{el} /tCO ₂	0,003 MWh _{th} /tCO ₂	30 €/tCO ₂	[40], [44], [37]
Ammoniak- synthese	90%	0,11 MWh _{el} /tCO ₂	0,003 MWh _{th} /tCO ₂	30 €/tCO ₂	[40], [44], [37]
Hochvere- delte Chemi- kalien	90%	0,25 MWh _{el} /tCO ₂	0,88 MWh _{th} /tCO ₂	30 €/tCO ₂	[40], [44], [37]
Bioethanol- produktion	100%	0,26 MWh _{el} /tCO ₂	-	18 €/tCO ₂	[42]

Die unterschiedlichen Energieverbräuche sind wesentlich von den CO₂-Gehalten in den Abgasströmen der Industrieprozesse abhängig. Während bei der Methanol- und Ammoniaksynthese der CO₂-Gehalt im Abgasstrom bei nahezu 100% liegt, weisen die Abgase bei der Roheisen- oder Zementherstellung CO₂-Gehalte in der Bandbreite von 14% bis 35% auf [44]. Da der Energieaufwand für die CO₂-Abscheidung mit sinkendem CO₂-Gehalt im Abgasstrom ansteigt, ergeben sich für diese Prozesse höhere Energieverbräuche. Der Energieverbrauch der CO₂-Abscheidung in Steamcrackern zur Herstellung von hoch-veredelten Chemikalien ist noch höher, da der CO₂-Gehalt im Abgas nur bei 3-13% liegt [44].

4.2.2 CO₂-Nutzung in Industrieprozessen

Im Energiesystemmodell NESTOR sind durch die Arbeiten von Lopion [14] und Kullmann [32] verschiedene Möglichkeiten zur Nutzung des abgeschiedenen CO₂ implementiert worden. Diese werden im Folgenden kurz erläutert. Für eine Beschreibung der vollständigen Prozessketten der Industrieprozesse wird an dieser Stelle auf Kullmann [32] verwiesen.

- **Sabatier-Prozess:** In dieser chemischen Reaktion wird CO_2 zusammen mit Wasserstoff in Methan und Wasser umgewandelt. Der Sabatier-Prozess stellt somit eine Möglichkeit zur Erzeugung von synthetischem Erdgas dar, welches bilanziell treibhausgasneutral ist, falls der verwendete Wasserstoff mittels Erneuerbaren Energien erzeugt wird und kein synthetisches Erdgas durch Methanschleup in die Atmosphäre entweicht.
- **Methanolsynthese mit externem Wasserstoff:** Wird der für die Methanolsynthese benötigte Wasserstoff nicht vor Ort durch Dampfreformierung von Erdgas, partielle Oxidation von Mineralöl oder Vergasung von Biomasse bereitgestellt, wird zusätzlich zum externen Wasserstoff CO_2 benötigt [32]. Dadurch lässt sich treibhausgasneutrales Methanol herstellen, welches durch weitere Umwandlungsprozesse zu hoch-veredelten Chemikalien und schließlich zu Kunststoffen umgewandelt werden kann.
- **Fischer-Tropsch-Synthese:** Bei der Fischer-Tropsch-Synthese werden aus einem Synthesegas Kohlenwasserstoffe wie Diesel, Kerosin und Naphtha erzeugt. Dabei wird das Synthesegas im Energiesystemmodell NESTOR durch Wasserstoff und CO_2 erzeugt [32]. Dieser Prozess stellt somit eine Möglichkeit zur treibhausgasneutralen Bereitstellung von Kohlenwasserstoffen dar.
- **Harnstoffsynthese:** Harnstoff wird industriell aus Ammoniak und CO_2 hergestellt. Derzeit wird die Harnstoffsynthese oft an die Anlagen zur Ammoniaksynthese angekoppelt, da beim Haber-Bosch-Verfahren mittels Dampfreformierung CO_2 anfällt, welches direkt in der Harnstoffsynthese weiterverwendet werden kann. Wird zukünftig jedoch das Haber-Bosch-Verfahren mit externem Wasserstoff betrieben, muss auch das CO_2 separat bereitgestellt werden [32].

4.2.3 CO_2 -Transport und permanente geologische Speicherung von CO_2

Da im Ein-Knoten-Energiesystemmodell NESTOR Transportinfrastrukturen nicht modelliert werden, wird der Transport von CO_2 , analog zum Vorgehen von Lopion [14] für die Abbildung von Versorgungsinfrastrukturen, nur kostenseitig berücksichtigt. Für den Transport an Land kommen theoretisch der straßengebundene Transport mit Lkw, der schienengebundene Transport mit Güterzügen oder der Transport mit Pipelines in Frage. Im Rahmen dieser Arbeit wird angenommen, dass das CO_2 an Land mit Pipelines transportiert wird, da dies nach der Internationalen Energie Agentur (IEA) [45] für große Volumenströme über 5 Mio. t CO_2 pro Jahr die kosteneffektivste Option darstellt. Für den Transport durch die Pipelines wird das CO_2 auf einen Druck oberhalb des kritischen Drucks von 73,8 bar komprimiert, um es in der überkritischen Phase zu transportieren [46]. Diese Kompression ist im Modell bereits in der CO_2 -Abscheidung integriert (vgl. Kapitel 4.2.1). Die Kosten des Onshore Pipelinetransports von 9,8 €/t CO_2 (vgl. Tabelle 4.2) stellen eine konservative Annahme dar und gehen von einer mittleren Transportdistanz des CO_2 von 500 km aus [47].

Tabelle 4.2: Kosten für den CO_2 -Transport nach [47]

Transportverfahren	Mittlere Transportdistanz	Transportkosten in €/t CO_2
Onshore (Pipeline)	500 km	9,8 €/t CO_2
Offshore (Schiff / Pipeline)	1500 km	16,3 €/t CO_2

Für den Offshore Transport von CO₂ ist neben dem Pipelinetransport auch der Transport in verflüssigter Form in Schiffen denkbar. Im Sinne einer konservativen Annahme wird in dieser Arbeit bei einer jährlichen Transportkapazität von 20 Mio. t CO₂ von einer mittleren Transportdistanz von 1500 km ausgegangen [47]. Da sich derzeit noch nicht abzeichnet, welche Option sich langfristig durchsetzen wird, werden im Modell die etwas höheren Kosten des Offshore Pipeline Transports in Höhe von 16,3 €/tCO₂ angenommen (vgl. Tabelle 4.2). Bei identischer Transportdistanz und -kapazität liegen die Kosten des Schiffstransports bei 16,1 €/tCO₂ [47]. Für höhere Transportdistanzen von über 2400 km ist der Schiffstransport nach den Analysen der IEA [45] die kostengünstigere Variante.

Für die permanente geologische Speicherung von CO₂ in Deutschland kommen erschöpfte Erdgasfelder und saline Aquifere in Betracht. In beiden Fällen wird das CO₂ in den Poren des Speichergesteins gespeichert [46]. Für eine Eignung als permanente CO₂-Lagerstätte muss das Speichergestein einerseits ausreichend porös und permeabel sein und andererseits von einer undurchlässigen Deckschicht aus einem anderen Gestein überdeckt sein. Insgesamt ergibt sich ein technisches Speicherpotenzial in Deutschland von etwa 12 Mrd. t CO₂ (vgl. Tabelle 4.3), wovon etwa 2,9 Mrd. t CO₂ Speicherpotenzial Offshore unterhalb der deutschen Nordsee liegen [46]. Theoretisch stehen unterhalb der europäischen Nordsee und der Norwegischen See etwa 200 Mrd. t CO₂ Speicherpotenzial zur Verfügung [46], die teilweise bereits in den nächsten Jahren im Rahmen von europäischen Pilotprojekten, wie beispielsweise Northern Lights [48], zur CO₂-Speicherung genutzt werden sollen. Da diese Speicherpotenziale jedoch außerhalb der Bilanzgrenze des deutschen Energiesystems liegen, werden sie in dieser Arbeit nicht als nutzbare CO₂-Speicherpotenziale angesehen.

Tabelle 4.3: Potenziale, angenommene maximale jährliche Einspeichermenge und Kosten für die permanente geologische CO₂-Speicherung in Deutschland, [46], [49]

Speicherort	Technisches Speicherpotenzial in Mrd. t CO ₂	Maximale jährliche Einspeichermenge in Mio. t CO ₂	Einspeicherkosten in €/tCO ₂
Onshore	9,1 Mrd. t CO ₂ [46]	70 Mio. t CO ₂	5 €/tCO ₂ [49]
Offshore	2,9 Mrd. t CO ₂ [46]	20 Mio. t CO ₂	12 €/tCO ₂ [49]

Die Einspeichermenge in die CO₂-Lagerstätten wird im Rahmen dieser Arbeit auf jährlich maximal 90 Mio. t CO₂ begrenzt. Ursache für diese Einschränkung sind die getroffenen Szenarienannahmen in dieser Arbeit. Dabei wird die maximale jährliche Einspeichermenge in einem iterativen Prozess derart festgelegt, dass sie ausreichend groß bemessen ist, um einen Teil der verbleibenden CO₂-Emissionen in der Industrie durch CCS dauerhaft zu speichern und gleichzeitig ausreichend negative Emissionen zum Ausgleich der verbleibenden THG-Emissionen bereitzustellen. Gleichzeitig muss die Begrenzung der jährlichen Einspeichermenge einen Weiterbetrieb fossiler Kraftwerke oder fossiler Industrieprozesse verhindern, für die andere Emissionsreduktionsoptionen existieren. Es wird dementsprechend nur so viel CO₂ dauerhaft eingespeichert, wie es zur Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 unbedingt erforderlich ist. Die Begrenzung auf eine maximale jährliche Einspeichermenge von 90 Mio. t CO₂ stellt somit ein Optimum aus dem notwendigen Bedarf an

CO₂-Speicherkapazität und der Emissionsreduktion in allen Sektoren des Energiesystems dar.

Da es derzeit innerhalb Deutschlands keine kommerziell verfügbaren CO₂-Speicherstätten gibt und die Erkundung sowie der Aufbau geeigneter Speicherstätten zeitintensiv ist, wird nach Markewitz et al. [37] davon ausgegangen, dass die permanente CO₂-Speicherung frühestens ab dem Jahr 2040 in ausreichender Größenordnung zur Verfügung steht. Dem entsprechend wird im Energiesystemmodell NESTOR die permanente CO₂-Speicherung erst ab dem Jahr 2040 erlaubt. Dabei ist anzumerken, dass die derzeitige Rechtslage durch das Kohlendioxid-Speichergesetz [50] eine permanente geologische CO₂-Speicherung innerhalb Deutschlands abgesehen von Demonstrationsprojekten praktisch verbietet. Aufgrund der im Szenarienvergleich (vgl. Kapitel 3.2.1) gezeigten Notwendigkeit für permanente CO₂-Speicherung zum Erreichen der Treibhausgasneutralität wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass die rechtlichen Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2040 entsprechend angepasst werden.

Die Modellierung des Transports, der Nutzung und der permanenten geologischen Speicherung von CO₂ ist in Abbildung 4.3 dargestellt. Wie bereits dargelegt, ist der Transport des CO₂ im Ein-Knoten Modell NESTOR dabei nur kostenseitig berücksichtigt.

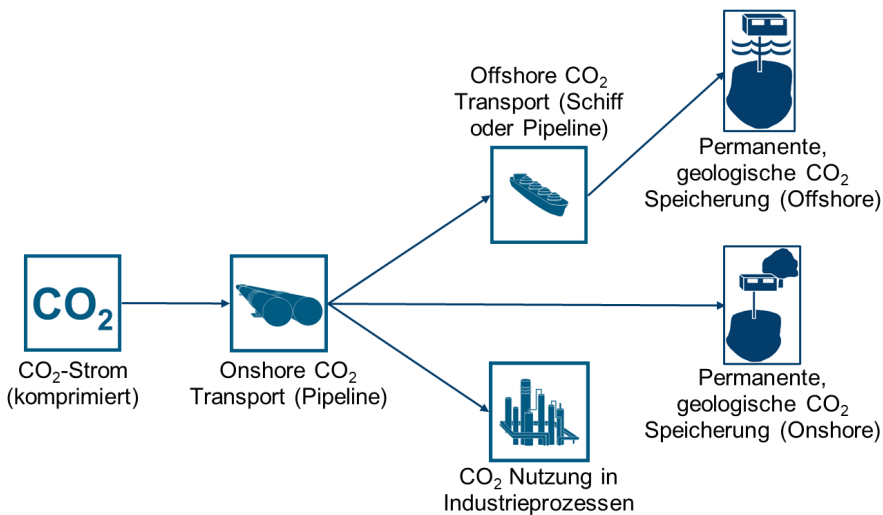


Abbildung 4.3: Modellierung des CO₂-Transports, der CO₂-Nutzung und der permanenten, geologischen CO₂-Speicherung

Der komprimierte CO₂-Strom aus der CO₂-Abscheidung (vgl. Kapitel 4.2.1) wird im überkritischen Zustand mit Pipelines innerhalb Deutschlands transportiert. Das CO₂ kann dann entweder in Industrieprozessen genutzt werden oder permanent geologisch gespeichert werden. Falls die CO₂-Speicherung Offshore unterhalb der deutschen Nordsee erfolgt, muss das CO₂ mit Schiffen oder Offshore-Pipelines zunächst zur Speicherstätte transportiert werden (vgl. Tabelle 4.2).

4.3 CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre (DAC)

Die Abscheidung von CO₂ direkt aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture of CO₂ – kurz DAC) stellt in Verbindung mit der anschließenden permanenten Speicherung von CO₂ in geologischen Lagerstätten eine Möglichkeit zur Bereitstellung von negativen Emissionen dar. Wie der Szenarienvergleich in Kapitel 3.2.1 zeigt, sind zum Ausgleich der verbleibenden Emissionen bei Treibhausgasneutralität negative Emissionen notwendig. In diesem Kapitel werden das Absorptions- und das Adsorptionsverfahren zur direkten Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre vorgestellt und im Energiesystemmodell NESTOR implementiert, da diese beiden Verfahren die größte Technologiereife ausweisen. Es wird derzeit auch an anderen DAC-Verfahren wie z.B. der Abscheidung von CO₂ mit Ionen-Austausch Granulaten oder mit Molekulfiltren aus Nanomaterialien geforscht, diese Verfahren befinden sich jedoch noch in der Konzeptionsphase oder im Labormaßstab [47]. Eine Implementierung dieser Verfahren findet daher aufgrund fehlender Technologiereife nicht statt.

4.3.1 Hochtemperatur DAC (Absorptionsverfahren)

Bei der Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre mit einem Absorptionsverfahren handelt es sich um einen Prozess aus zwei Zyklen, der Wärme bei einer Temperatur von etwa 900°C benötigt. Ein vereinfachtes Verfahrensschema dieses Hochtemperatur-DAC Prozesses ist in Abbildung 4.4 dargestellt.

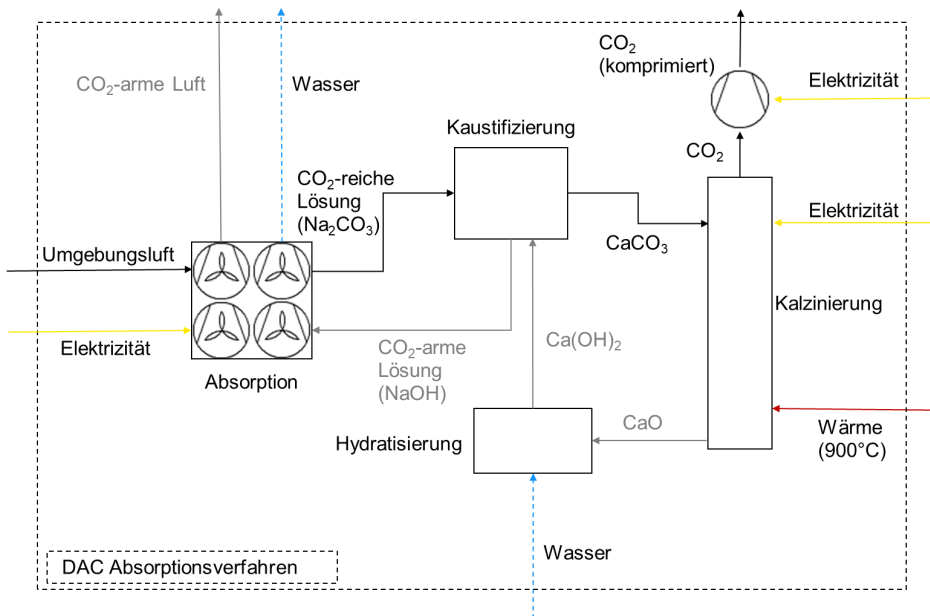
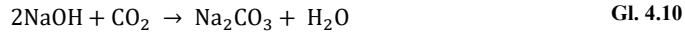


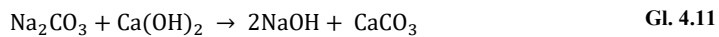
Abbildung 4.4: Verfahrensschema eines Hochtemperatur Absorptionsverfahrens zur direkten Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft, eigene Darstellung angelehnt an [47], [51]

Zunächst wird die Umgebungsluft mit Ventilatoren angesaugt und mit einem wässrigen Absorptionsmittel in Kontakt gebracht. Hierfür werden Lösungen aus Natrium- oder

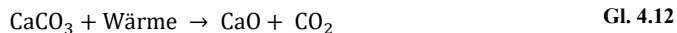
Kaliumhydroxid eingesetzt [51]. Die Absorptionsreaktion wird in Gl. 4.10 anhand der Reaktion mit Natriumhydroxid beschrieben [47].



Das Natriumhydroxid reagiert mit dem CO_2 aus der Umgebungsluft zu Natriumcarbonat und Wasser. Während die CO_2 -arme Luft und das Wasser an die Umgebung abgegeben werden, wird die Natriumcarbonatlösung zur Kautifizierung weitergeleitet. Dort reagiert das Natriumcarbonat mit Kalziumhydroxid zu Natriumhydroxid und festem Kalziumcarbonat (vgl. Gl. 4.11) [47].



Das regenerierte Natriumhydroxid wird zurück an den Absorber geführt und steht damit wieder zur Aufnahme von CO_2 zur Verfügung. Das feste Kalziumcarbonat wird bei der Kalzinierung auf etwa 900°C erhitzt, um das gebundene CO_2 zu lösen (vgl. Gl. 4.12). Dabei entsteht Kalziumoxid [47].



Der reine CO_2 -Strom wird anschließend zum Transport auf einen höheren Druck verdichtet. Im letzten Prozessschritt des zweiten Zyklus wird das Kalziumoxid mit Wasser vermischt und steht dann als regeneriertes Kalziumhydroxid wieder in der Kautifizierung zur Verfügung (vgl. Gl. 4.13) [47].



Neben der benötigten Hochtemperaturwärme bei der Kalzinierung wird für den Betrieb der Ventilatoren, Verdichter und Hilfsaggregate auch Elektrizität benötigt.

Das beschriebene Absorptionsverfahren wird seit 2015 erfolgreich vom Unternehmen Carbon Engineering in einer Demonstrationsanlage in Kanada erprobt. Die Aufnahmekapazität der DAC-Anlage liegt bei etwa 1 t CO_2 pro Tag, wobei das CO_2 anschließend zur Erzeugung von synthetischem Kerosin genutzt wird. In der Demonstrationsanlage erfolgt die Bereitstellung der benötigten Wärme durch Erdgas, wobei CO_2 -Emissionen anfallen [52].

4.3.2 Niedertemperatur DAC (Adsorption)

Die Abscheidung von CO_2 aus der Atmosphäre mittels Adsorption benötigt bei der Regeneration der Sorptionsmittel Wärme bei etwa 100°C . Dabei laufen in einem Reaktor Adsorption und Desorption nacheinander ab [47]. Abbildung 4.5 zeigt ein vereinfachtes Verfahrensschema dieses Niedertemperatur DAC-Prozesses mit den zusätzlich zum Reaktor benötigten Komponenten. Die Umgebungsluft wird dabei von Ventilatoren angesaugt und in den Reaktor geleitet. Dort finden im Wechsel Adsorptions- und Desorptionsphasen statt, die anhand Abbildung 4.6 noch detaillierter erläutert werden. Die beim Desorptionsprozess

benötigte Wärme gelangt über einen geschlossenen Wärmeträgerfluidkreislauf in den Reaktor. Dabei wird das Wärmeträgerfluid über einen Wärmetauscher und externe Wärmezufuhr erhitzt. Während die CO₂-arme Luft wieder an die Umgebung abgegeben wird, wird der heiße CO₂-reiche Gasstrom durch Luftkühlung wieder auf Umgebungstemperatur heruntergekühlt [53]. Anschließend kondensiert das im Zuge des Adsorptions- und Desorptionsprozess aufgenommene Wasser aus dem CO₂-Gasstrom aus. Das reine CO₂ wird anschließend für den Transport auf einen höheren Druck verdichtet.

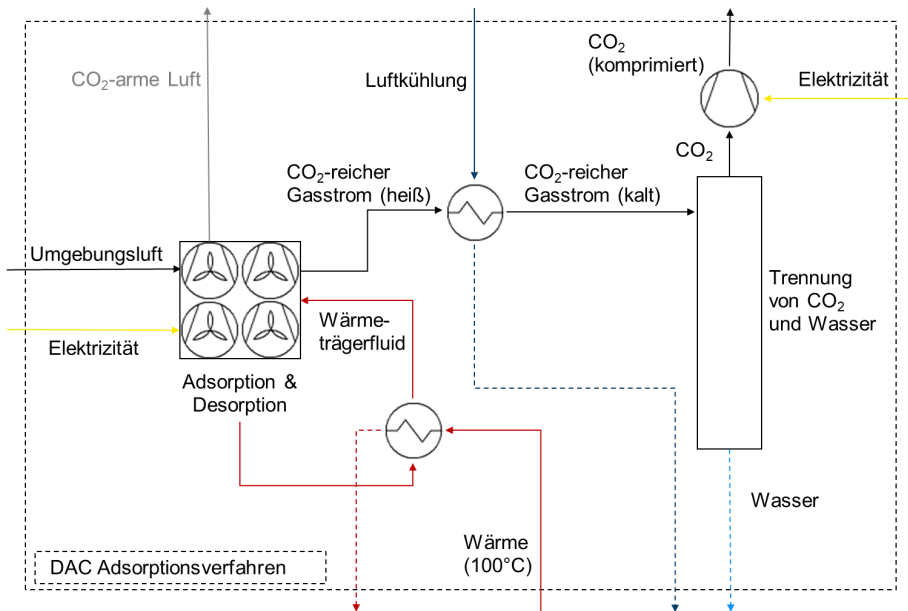
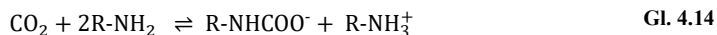


Abbildung 4.5: Verfahrensschema eines Niedertemperatur Adsorptionsverfahrens zur direkten Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft, eigene Darstellung angelehnt an [53]

Der wesentliche Prozess der CO₂-Abscheidung beim Niedertemperaturverfahren gliedert sich in zwei Phasen (vgl. Abbildung 4.6). Während der Adsorptionsphase lagert sich das in der Umgebungsluft enthaltene CO₂ an das Sorptionsmaterial im Filter an. Die Sorptionsmittel enthalten dabei an ihrer Oberfläche Aminogruppen, die mit dem CO₂ aus der Luft zu Ammoniumcarbanat reagieren (vgl. Gl. 4.14) [51]. Das Trägermaterial der Aminogruppen wird dabei als Rest R bezeichnet.



Ist das Sorptionsmaterial ausreichend mit CO₂ gesättigt, ist die Adsorptionsphase abgeschlossen und es folgt die Desorptionsphase (vgl. Abbildung 4.6). Die Ventilatoren werden ausgeschaltet und es wird ein Vakuum im Reaktor erzeugt. Durch die Zufuhr von Wärme mit einer Temperatur von etwa 100°C wird das CO₂ nun vom Sorptionsmaterial getrennt und gesammelt. Dabei kehrt sich die Reaktion (vgl. Gl. 4.14) um, sodass aus dem Ammoniumcarbanat wieder Aminogruppen werden, die in der nächsten Adsorptionsphase wieder

CO₂ aufnehmen können [51]. Das beschriebene Adsorptionsverfahren wird von den Unternehmen Global Thermostat und Climeworks seit einigen Jahren erfolgreich in Demonstrationsanlagen angewandt. Vorteilhaft an diesem Niedertemperaturverfahren ist die Möglichkeit der Nutzung von Abwärme zur Regeneration der Filter. So verwendet Climeworks seit 2017 bei ihrer Demonstrationsanlage in der Schweiz die Abwärme einer Müllverbrennungsanlage, um jährlich etwa 900 t CO₂ aus der Atmosphäre abzuscheiden [52]. Seit 2021 betreibt Climeworks zudem eine Demonstrationsanlage in Island mit einer jährlichen Kapazität von etwa 4000 t CO₂. Diese Anlage nutzt Geothermie zur Bereitstellung der benötigten Wärme [53].

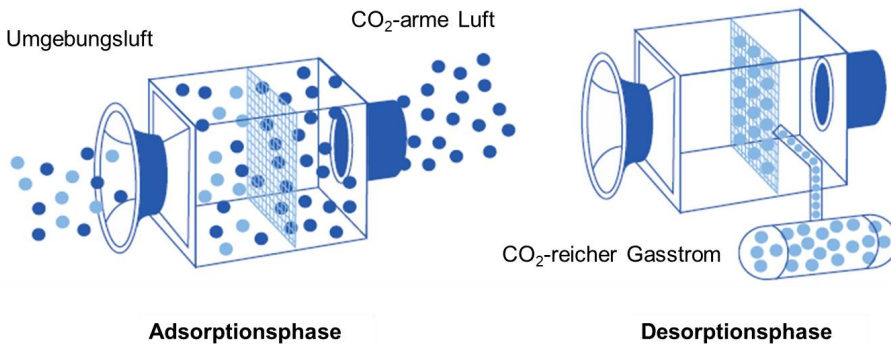


Abbildung 4.6: Adsorptions- und Desorptionsphase eines Niedertemperatur DAC Prozesses, [53] angepasst

4.3.3 Modellierung der CO₂ Abscheidung aus der Umgebungsluft

Für die Abbildung der beschriebenen DAC-Verfahren im Energiesystemmodell NESTOR wird der ganze Abscheideprozess als eine Komponente modelliert (vgl. Abbildung 4.7).

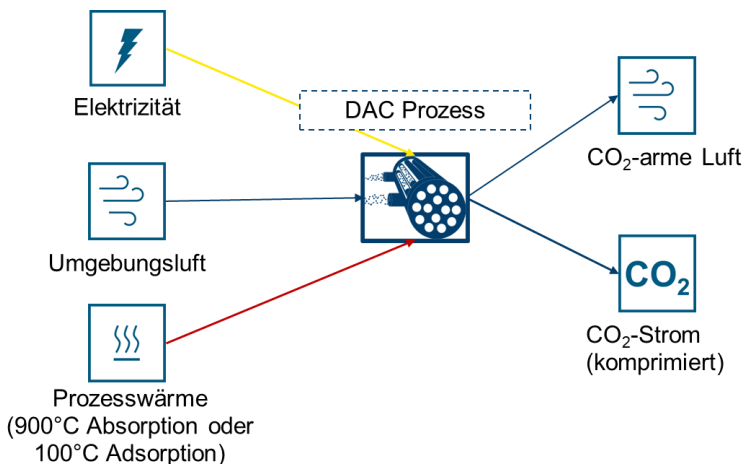


Abbildung 4.7: Modellierung der direkten Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft mit Absorptions- oder Adsorptionsverfahren

Dabei werden abgesehen vom Wasserverbrauch bzw. der Wasserproduktion alle Stoff- und Energieflüsse der DAC-Prozesse berücksichtigt. Die Modellierung des Absorptions- und Adsorptionsverfahrens unterscheidet sich dabei in nur in der Temperatur der benötigten Prozesswärme. Dadurch lassen sich beide Verfahren in ähnlicher Weise im Modell abbilden. Zudem unterscheiden sich beide DAC-Verfahren in ihren techno-ökonomischen Parametern wie den Investitionskosten (vgl. Tabelle 4.4) und den Energieverbräuchen (vgl. Tabelle 4.5).

Tabelle 4.4: Ökonomische Parameter der DAC-Verfahren, [47], [54]

DAC-Verfahren	Investitionskosten im Jahr 2020 in €/(tCO_2/a)	Investitionskosten im Jahr 2045 in €/(tCO_2/a)	Variable Betriebs- kosten in €/tCO ₂
Absorption	1000 €/(tCO_2/a)	575 €/(tCO_2/a)	30 €/tCO ₂
Adsorption	1800 €/(tCO_2/a)	790 €/(tCO_2/a)	20 €/tCO ₂

Die Investitionskosten der DAC-Anlagen beziehen sich dabei auf ihre jährliche CO₂-Abscheidekapazität in tCO₂/a. Zugrunde gelegt ist dabei eine jährliche Abscheidekapazität von 1 Mio. t CO₂ pro Jahr pro Anlage, wobei die Anlagen etwa 8000 Stunden pro Jahr betrieben werden [54]. Diese Anlagengrößen sind nur durch eine Serienproduktion der DAC-Anlagen möglich, welche erhebliche Kostensenkungspotenziale bietet. Die Investitionskosten sinken aufgrund dieser Serienproduktion und effizienterer Lieferketten bis zum Jahr 2045 deutlich [47]. Zudem ermöglichen Verbesserungen in der Aufnahme- bzw. Bindfähigkeit der verwendeten Sorptionsmaterialien eine höhere CO₂-Aufnahmefähigkeit bei gleichbleibendem Filterquerschnitt [47], wodurch die spezifischen Investitionskosten ebenfalls sinken. Zu beachten ist, dass die Investitionskosten jedoch mit Unsicherheiten bezüglich der technologischen Entwicklung und dem Markthochlauf der DAC-Anlagen verbunden sind. Fasihi et al. [47] erwarten, dass die Investitionskosten für DAC-Anlagen bis zum Jahr 2050 sogar auf etwa 199 €/(tCO_2/a) sinken können, wobei diese Angaben nur für einen idealen Standort in Marokko gelten. In dieser Arbeit wird von einem konservativeren Szenario ausgegangen, sodass die Investitionskosten nur auf 575 €/(tCO_2/a) bzw. 790 €/(tCO_2/a) (vgl. Tabelle 4.4) bis zum Jahr 2045 sinken. Die variablen Betriebskosten enthalten die Kosten für Personal, Wartung, Sorptionsmittel und Wasser, welches beim Absorptionsverfahren benötigt wird. Beim Absorptionsverfahren werden die Sorptionsmittel selbst bei einer Rückgewinnungsrate von 99,9% [55] verbraucht und müssen daher ersetzt werden. Ebenso ist die Lebensdauer der Sorptionsmaterialien beim Adsorptionsverfahren auf etwa 1 Jahr begrenzt [55], sodass auch bei diesem Verfahren ein regelmäßiger Austausch stattfinden muss. Die angegebenen variablen Betriebskosten (vgl. Tabelle 4.4) sind als konservative Annahmen bei Serienproduktion von DAC-Anlagen zu verstehen.

Die Kosten für den Strom- und Wärmeverbrauch sind nicht in den variablen Betriebskosten enthalten. Diese Energiekosten werden modellendogen anhand der Energieverbräuche (vgl. Tabelle 4.5) berechnet.

Tabelle 4.5: Energieverbräuche der DAC-Verfahren, [52], [54]

DAC-Verfahren	Stromverbrauch im Jahr 2020 in $\text{MWh}_{\text{el}}/\text{tCO}_2$	Stromverbrauch im Jahr 2045 in $\text{MWh}_{\text{el}}/\text{tCO}_2$	Wärmeverbrauch im Jahr 2020 in $\text{MWh}_{\text{th}}/\text{tCO}_2$	Wärmeverbrauch im Jahr 2045 in $\text{MWh}_{\text{th}}/\text{tCO}_2$
Absorption	0,69 $\text{MWh}_{\text{el}}/\text{tCO}_2$	0,48 $\text{MWh}_{\text{el}}/\text{tCO}_2$	3,4 $\text{MWh}_{\text{th}}/\text{tCO}_2$ (900°C)	1,75 $\text{MWh}_{\text{th}}/\text{tCO}_2$ (900°C)
Adsorption	0,60 $\text{MWh}_{\text{el}}/\text{tCO}_2$	0,39 $\text{MWh}_{\text{el}}/\text{tCO}_2$	2,5 $\text{MWh}_{\text{th}}/\text{tCO}_2$ (100°C)	1,6 $\text{MWh}_{\text{th}}/\text{tCO}_2$ (100°C)

Die Energieverbräuche verringern sich durch Weiterentwicklungen der DAC-Verfahren bis zum Jahr 2045. Maßgeblich ist neben Effizienzmaßnahmen vor allem die Verbesserung der Sorptionsmittel, wodurch weniger Energie zur Absorption bzw. Adsorption und der Regeneration bzw. Desorption aufgewendet werden muss [47]. Verglichen mit den Energieverbräuchen der CO_2 Abscheidung aus Industrieprozessen im Jahr 2040 (vgl. Tabelle 4.1) zeigt sich, dass die DAC-Verfahren einen deutlich höheren Energieverbrauch aufweisen. Dies ist mit der geringeren CO_2 -Konzentration in der Umgebungsluft von 0,04% zu erklären, während die CO_2 -Konzentration in den Industrieabgasen sich in einer Bandbreite von 3-100% bewegt [44]. Eine CO_2 -Konzentration von 100% tritt dabei nur im Fermentationsprozess im Rahmen der Herstellung von Bioethanol auf [42].

4.4 Pfade zur Bereitstellung negativer Emissionen

Durch die CO_2 -Abscheidung in Kraftwerks- oder Industrieprozessen, die mit Biomasse geheizt werden, und die modellierten DAC-Prozesse ergeben sich mehrere technische Optionen zur Bereitstellung negativer Emissionen im Energiesystemmodell NESTOR (vgl. Abbildung 4.8).

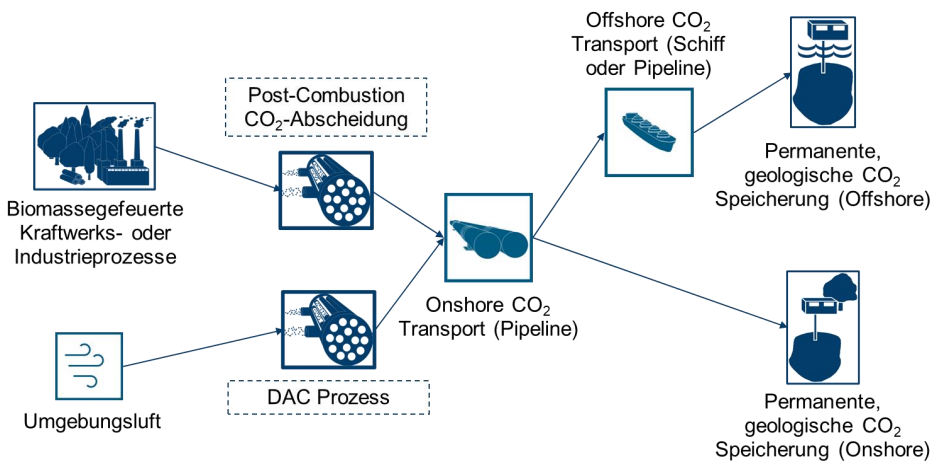


Abbildung 4.8: Modellierte Pfade zur Bereitstellung negativer Emissionen im Energiesystemmodell NESTOR

CO₂, welches durch DAC-Anlagen direkt aus der Luft abgeschieden wird und anschließend permanent in geologischen Lagerstätten gespeichert wird, stellt eine Möglichkeit zur Bereitstellung negativer Emissionen dar. Eine andere Option stellt die Verwendung von Biomasse in Kraftwerks- oder Industrieprozessen in Verbindung mit anschließender CO₂ Abscheidung und permanenter geologischer Speicherung dar (Biomasse mit Carbon Capture and Storage – BECCS). Da die Verfeuerung von Biomasse bereits bilanziell treibhausgasneutral ist, kann die zusätzliche CO₂-Abscheidung und Speicherung diesen Prozess treibhausgasnegativ machen.

Die Nutzung von CO₂ in Industrieprozessen stellt keine Möglichkeit zur Bereitstellung negativer Emissionen dar. Wird CO₂ zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe genutzt, gelangt es bei der Verbrennung der Kraftstoffe wieder in die Atmosphäre und stellt somit keine negativen Emissionen bereit. Ebenso gelangt CO₂, welches über die Methanolsynthese und nachfolgende Umwandlungsprozesse in Kunststoffen gebunden wird, am Ende des Produktlebenszyklus über den Abfallsektor wieder in die Atmosphäre. Nur ein vollständig geschlossener Kohlenstoffkreislauf, beispielsweise über eine 100% Recyclingquote oder eine vollständige Abscheidung von CO₂ aus den Abgasen von Müllheizkraftwerken, würde die Möglichkeit schaffen, negative Emissionen über diesen Pfad bereitzustellen. In dieser Arbeit wird die CO₂-Nutzung zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen oder Kunststoffen daher aufgrund des auf absehbare Zeit nicht vollständigen geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs nicht als negative Emission bilanziert. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse in Kapitel 6.5.4 wird jedoch untersucht, in welchem Umfang die chemische Industrie negative Emissionen bereitstellen kann, wenn der Kohlenstoffkreislauf für die Herstellung von Kunststoffen vollständig geschlossen wäre.

4.5 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird der methodische Ansatz zur Analyse der Transformationsstrategien hin zur deutschen Treibhausgasneutralität vorgestellt. Dabei wird das Energiesystemmodell NESTOR verwendet, welches kostenoptimale Transformationspfade für das deutsche Energiesystem berechnet. Um die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität vollständig abbilden zu können, wird das Optimierungsmodell um virtuelle Emissionsquellen erweitert. Diese bilden die Nicht-CO₂ Emissionen in der Treibhausgasbilanz des Modells ab, können jedoch auch zur Berücksichtigung der negativen Emissionen aus dem LULUCF-Sektor verwendet werden.

Zur Verringerung der verbleibenden Restemissionen bei Treibhausgasneutralität werden Möglichkeiten zur Abscheidung von CO₂ aus den Abgasen von Industrieprozessen im Modell implementiert und parametrisiert. Zudem wird der Transport und die permanente geologische Speicherung des abgeschiedenen CO₂ im Modell abgebildet. Dadurch können schwer oder nicht vermeidbare CO₂-Emissionen, wie beispielsweise in der Zementindustrie, abgeschieden und permanent gespeichert werden. Über diesen Pfad ist auch die Bereitstellung negativer Emissionen möglich, falls Biomasse in Kraftwerken oder Industrieprozessen eingesetzt wird und die entstehenden CO₂-Emissionen abgeschieden und permanent gespeichert werden (BECCS).

Eine weitere Option zur Bereitstellung negativer Emissionen stellt die direkte Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre (DAC) dar, falls das CO₂ ebenfalls permanent geologisch

gespeichert wird. Im Energiesystemmodell werden hierzu zwei verschiedene DAC-Verfahren implementiert, die derzeit favorisiert werden. Das Absorptionsverfahren benötigt dabei zur Regeneration der Absorptionsmittel Hochtemperaturwärme bei etwa 900°C, während beim Adsorptionsverfahren Niedertemperaturwärme bei etwa 100°C zur Regeneration der Adsorptionsmittel ausreicht. Durch die detaillierte Abbildung der DAC-Verfahren im Energiesystemmodell NESTOR, können die energieverbrauchsrelevanten Nachfragen dieser Prozesse in den Transformationspfadanalysen berücksichtigt werden.

5 Szenarioannahmen und Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Annahmen für die untersuchten Transformationspfade zur deutschen Treibhausgasneutralität beschrieben. Zunächst werden die Treibhausgasreduktionsziele vorgestellt, die sich aus dem Klimaschutzgesetz (KSG) [2] ergeben und als sektorübergreifende Emissionsziele die zentrale Nebenbedingung der Transformationspfadanalysen darstellen. Anschließend werden diese in die globalen Ziele zur Begrenzung der Erderwärmung, die sich aus dem Pariser Klimavertrag [1] ergeben, eingeordnet. Zudem wird erläutert, auf welche Maßnahmen sich die exogen gesetzten Emissionspfade für Nicht-CO₂-Emissionen stützen. Außerdem werden techno-ökonomische Rahmenbedingungen der Analyse wie z.B. die angenommenen Entwicklungen der Energienachfragen, die gesetzten Zinssätze oder die Potenziale und Kosten für den Ausbau von Photovoltaik und Windenergieanlagen beschrieben. Abschließend wird der Szenarienbaum vorgestellt, der einen Überblick über die im Rahmen der vorliegenden Arbeit analysierten Szenarien zum Erreichen der deutschen Treibhausgasneutralität gibt.

Wesentliche Inhalte der Abschnitte 5.1, 5.2 und 5.3 sind vom Autor dieser Dissertationsschrift im Jahr 2022 in der Veröffentlichung „Neue Ziele auf alten Wegen? - Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045“ von Stolten, Markewitz, Schöb, et al. [56] bereits vorveröffentlicht worden. Der Autor dieser Dissertationsschrift ist Erstautor des entsprechenden Kapitels 3 in [56] (S.4-S.8). Die Inhalte aus [56], die in der vorliegenden Dissertationsschrift verwendet werden, wurden vollständig vom Autor dieser Dissertationsschrift erstellt. Die Co-Autoren Prof. Dr.-Ing. Stolten und Dr.-Ing. Markewitz der Veröffentlichung [56] zeichneten sich für die Konzeption und Projektleitung sowie für die Kommunikation und Diskussion der Ergebnisse auf öffentlichen Veranstaltungen verantwortlich.

5.1 Treibhausgasreduktionsziele

Für die Analyse von Transformationspfaden hin zur deutschen Treibhausgasneutralität sind die gesetzten Treibhausgasreduktionsziele von entscheidender Bedeutung. In dieser Arbeit werden für alle untersuchten Transformationspfade die Emissionsziele aus dem Klimaschutzgesetz (KSG) [2] zugrunde gelegt. Dementsprechend ist bis zum Jahr 2030 eine Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen um 65% bezogen auf 1990 vorgegeben. Über das Zwischenziel von -88% Treibhausgasemissionen im Jahr 2040, muss die Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 erreicht werden (vgl. Tabelle 5.1).

Tabelle 5.1: Zulässige Jahresemissionsmengen nach dem Klimaschutzgesetz [2]

Zulässige Treibhausgasemissionen	2020	2030	2040	2045
Treibhausgasemissionen in Mio. t CO_{2äq}	809,8	438,0	150,0	0
Minderung gegenüber 1990 in %	-35%	-65%	-88%	-100%

Dabei werden nach dem Inlandskonzept alle Treibhausgasemissionen innerhalb der deutschen Staatsgrenzen berücksichtigt. Vorkettenemissionen von importierten Energieträgern, wie beispielsweise Methanemissionen bei der Erdgasförderung im Ausland, sind ebenso wie die Treibhausgasemissionen des internationalen Flug- und Schiffsverkehrs nicht Bestandteil der deutschen Treibhausgasbilanz. Für die einzelnen Sektoren des Energiesystems werden keine Treibhausgasreduktionsziele vorgegeben, da in dieser Arbeit Transformationsstrategien untersucht werden, die aus der Sicht des Gesamtenergiesystems kostenoptimal sind. Zudem wird der im Klimaschutzgesetz geforderte Beitrag des Sektors Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF: Land Use, Land-Use Change and Forestry) zur Emissionsminderung nicht in die Treibhausgasbilanz des Referenzszenarios einbezogen, jedoch in einer Sensitivitätsanalyse in Kapitel 6.5.1 untersucht. Darüber hinaus werden neben den übergeordneten Emissionszielen keine weiteren Ziele der deutschen Energiewende, wie beispielsweise Ausbauziele für PV- und Windenergie oder der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, gesetzt. Ausgenommen hiervon ist jedoch der gesetzlich beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie- und Kohleverstromung. Hier werden die im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz [57] sowie im Atomgesetz [58] festgelegten Restkapazitäten für Kohle- und Atomkraftwerke vorgegeben.

Durch die Zielsetzungen des im Jahr 2021 angepassten Klimaschutzgesetzes verringert sich die über den Zeitraum von 25 Jahren kumulierte emittierte Treibhausgasmenge gegenüber den vorherigen Zielsetzungen, die auf das Klimaschutzgesetz 2019 und Zielsetzungen des Energiekonzeptes [59] zurückgehen, von 14.160 Mt auf 10.100 Mt CO_{2äq}, was einem Rückgang von fast 29% entspricht (vgl. Abbildung 5.1).

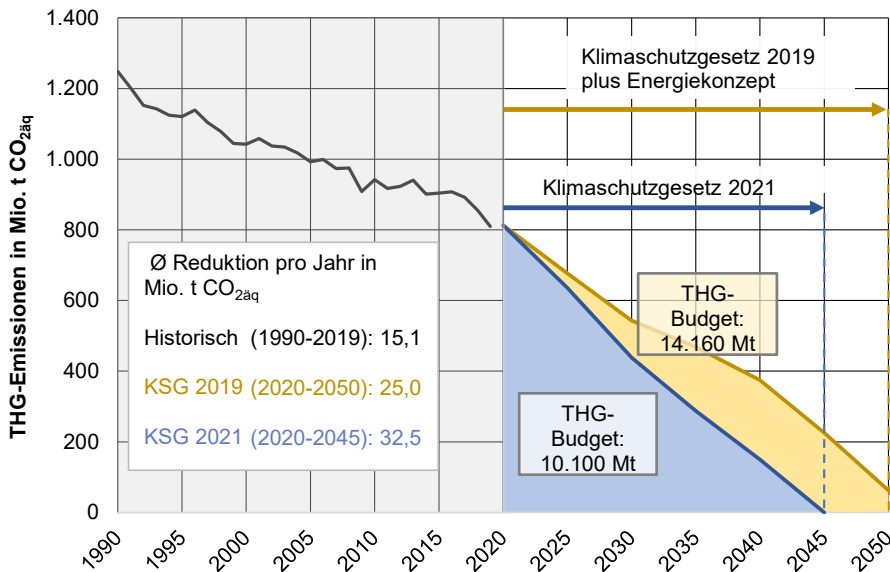


Abbildung 5.1: Historische Entwicklung [12] der Treibhausgasemissionen und THG-Reduktionsziele, vorveröffentlicht in [56] (S.8)

Während das vorherige Emissionsbudget des KSG 2019 einem Temperaturziel von 2°C Erwärmung, mit einer 50% Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung, entspricht, lässt sich das neue Budget des KSG 2021 zwischen einem Temperaturziel von 2°C, mit 67% Wahrscheinlichkeit, und 1,75°C, mit 50% Wahrscheinlichkeit, einordnen. Zum Vergleich: Für das Erreichen des 1,5°C-Ziels, mit 50% Wahrscheinlichkeit, dürfte ein Gesamtbudget von etwa 4.260 Mt CO_{2äq} nicht überschritten werden. Als Grundlage für diese Einordnungen dient der Bericht des IPCC zu einer globalen Erwärmung von 1,5°C [4], welcher globale Emissionsbudgets für verschiedene Temperaturziele von 1,3°C bis 2,2°C Erwärmung gegenüber 1850-1900 ausweist. Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der exakten Wechselwirkungen zwischen Treibhausgasemissionen und globalen Temperaturanstieg werden diese Budgets mit Wahrscheinlichkeiten von 33%, 50% sowie 67% dargestellt, die angeben, mit welcher Wahrscheinlichkeit sich mit den Emissionsbudgets die Temperaturziele erreichen lassen. Weiterhin ist zu beachten, dass es sich bei den Emissionsbudgets des IPCC nur um CO₂-Budgets handelt, da die Klimawirkungen sonstiger Treibhausgase nur als Unsicherheiten in die Berechnung der Budgets einfließen. Die deutschen Emissionsbudgets werden anhand des Bevölkerungsanteils Deutschlands an der gesamten Weltbevölkerung aus den globalen CO₂-Budgets abgeleitet, da das „Umweltgutachten 2020“ des Sachverständigenrats für Umweltfragen [60] diese Methode als am gerechtesten einstuft. Theoretisch könnte das globale CO₂-Budget auch anhand anderer Indikatoren auf nationale Emissionsbudgets aufgeteilt werden. Während Ansätze, die die ökonomische Leistungsfähigkeit oder historische Emissionen einzelner Staaten berücksichtigen, zu geringeren verbleibenden Emissionsbudgets für Deutschland führen würden, würde die Verteilung anhand des derzeitigen Anteils Deutschlands an den globalen CO₂-Emissionen zu einem höheren deutschen Emissionsbudget führen. Das deutsche Emissionsbudget für das Erreichen des 1,5°C-Ziels mit 50% Wahrscheinlichkeit läge bei einer Verteilung anhand des deutschen Anteils an den globalen CO₂-Emissionen, der im Jahr 2019 etwa 1,85% betrug [12], bei etwa 9.197 Mt CO_{2äq}. Dieser Verteilungsansatz wird jedoch von Entwicklungs- und Schwellenländern stark kritisiert, da er diese in ihren wirtschaftlichen Entwicklungsmöglichkeiten stark einschränkt [60]. Im Gegensatz dazu führt eine Berücksichtigung historischer Emissionen zu nicht einhaltbaren Emissionsbudgets. Wird beispielsweise bei einer Verteilung anhand des Anteils an der Weltbevölkerung das Jahr 1990, in welchem der erste IPCC-Bericht über den Klimawandel veröffentlicht wurde, als Beginn des Bilanzierungszeitraums gewählt, wäre das deutsche Emissionsbudget für eine Erwärmung von maximal 2°C mit 75% Wahrscheinlichkeit bereits im Jahr 2009 erschöpft gewesen [60]. Daher wird analog zu [60] als Basis für die Aufteilung des globalen Budgets anhand der Weltbevölkerung der Januar 2016 gewählt, da im Dezember 2015 der Pariser Klimavertrag verabschiedet wurde. Für die Berechnung der deutschen Emissionsbudgets ab 2020 werden zusätzlich die deutschen CO₂-Emissionen der Jahre 2016-2019 [12] von den Budgets abgezogen. Mit diesem Vorgehen ergibt sich das deutsche Treibhausgasbudget für das Erreichen des 1,5°C-Ziels mit 50% Wahrscheinlichkeit zu etwa 4.260 Mt CO_{2äq}. Das entsprechende Emissionsbudget für eine maximale Erwärmung von 2°C mit 67% Wahrscheinlichkeit beträgt etwa 10.790 Mt CO_{2äq}.

Die historische spezifische THG-Minderungsrate lag in den letzten 30 Jahren im Durchschnitt bei etwa 15 Mio. t CO_{2äq} pro Jahr [12]. Für das Erreichen der Zielsetzungen vor Anpassung des Klimaschutzgesetzes wäre eine durchschnittlich jährliche Minderungsrate von 25 Mio. t CO_{2äq} über einen Zeitraum von 30 Jahren erforderlich gewesen (vgl. Abbildung

5.1). Die Zielsetzungen des angepassten Klimaschutzgesetzes sowie die Verkürzung des Handlungszeitraums auf 25 Jahre erfordern eine vergleichbare Minderungsrate von etwa 32 Mio. t CO_{2aq} was in etwa einer Verdopplung der historischen Rate entspricht.

5.2 Exogen gesetzte Emissionspfade für Nicht-CO₂-Emissionen

Wie bereits in Kapitel 4.1 beschrieben, sind die energie- und prozessbedingten CO₂-Emissionen durch detaillierte Prozessketten im Energiesystemmodell NESTOR abgebildet. Im Gegensatz dazu werden die Entwicklungen sonstiger Treibhausgasemissionen durch virtuelle Emissionsquellen modelliert, die durch exogen gesetzte Emissionspfade parametrisiert werden (vgl. Tabelle 5.2). Für die Methan- und Lachgasemissionen in den Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr wird von einer Entwicklung ausgegangen, die sich an der Entwicklung der CO₂-Emissionen in diesen Sektoren orientiert, jedoch im Jahr 2045 noch 1,6 Mio. t CO_{2aq} verbleibende Treibhausgasemissionen aufweist. Im Jahr 2019 entfielen etwa 76% [12] der Methan- und Lachgasemissionen aus diesen Sektoren auf die Energiewirtschaft, wobei die diffusen Emissionen aus der Verarbeitung und dem Transport von fossilen Brennstoffen, wie beispielsweise Erdgas oder Erdöl, die größte Emissionsquelle darstellte. Insgesamt gehen diese Nicht-CO₂-Emissionen fast vollständig auf die Verwendung oder Verarbeitung fossiler Brennstoffe in den Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude und Verkehr zurück. In dieser Arbeit wird angenommen, dass im Jahr 2045 noch Methan- und Lachgasemissionen in den Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr in Höhe von insgesamt 1,6 Mio. t CO_{2aq} verbleiben, die auf die Nutzung von Biomasse und Biomethan in der Energiewirtschaft und den Gebäuden zurückzuführen sind. Die energetische Nutzung von Biomasse ist bilanziell CO₂-neutral, bei der Verbrennung von holzartiger Biomasse entstehen jedoch in geringfügigem Umfang Stickoxide, Ruß und andere Emissionen, die direkt oder indirekt zum Treibhauseffekt beitragen. Zudem fallen diffuse Emissionen bei der Umwandlung von Biogas in Biomethan und dem Transport des Biomethans an.

Tabelle 5.2: Exogen gesetzte Emissionspfade für sonstige Treibhausgase (ohne CO₂), [61]–[64] und eigene Annahmen

Sonstige Treibhausgasemissionen (ohne CO ₂)	2020	2030	2040	2045
Energie, Gebäude und Verkehr in Mio. t CO _{2aq}	13,2	7,2	3,2	1,6
Industrie in Mio. t CO _{2aq}	16,6	6,1	2,7	2,4
Abfallwirtschaft in Mio. t CO _{2aq}	9,2	5,0	2,9	2,5
Landwirtschaft in Mio. t CO _{2aq}	62,2	54,9	50,1	47,6

Im Industriesektor überwiegen mit etwa 14 Mio. t CO_{2aq} im Jahr 2019 die Emissionen fluoriertener Treibhausgase in der Emissionsbilanz der Kategorie sonstiger Treibhausgase. Ursache hierfür ist ihr hohes Treibhauspotenzial von etwa 100 CO_{2aq} bis 23.000 CO_{2aq}. Dabei entfallen etwa 8 Mio. t CO_{2aq} im Jahr 2018 auf den Betrieb und die Entsorgung von Kälte-

und Klimaanlage [15] (vgl. Kapitel 2.2). Für die fluorierten Treibhausgase besteht auf EU-Ebene eine Regulierung, die eine Reduktion der Emissionen um zwei Drittel bis 2030 gegenüber dem Jahr 2010 vorsieht [61]. Im Jahr 2036 dürfen nach einer Ergänzung des Montrealer Protokolls [62] nur noch 15% der fluorierten Treibhausgasmengen des Jahres 2019 ausgestoßen werden. Der exogene Emissionspfad für den Industriesektor berücksichtigt diese Regelungen, geht aber nach dem Jahr 2040 nur noch von geringen Emissionsreduktionen aus. Dementsprechend verbleiben im Jahr 2045 in der Industrie noch sonstige Treibhausgasemissionen in Höhe von 2,4 Mio. t CO_{2äq}, die überwiegend durch fluorierte Treibhausgase entstehen. Es wird folglich davon ausgegangen, dass ein Großteil der derzeit verwendeten Kältemittel und Isoliergase bis zum Jahr 2045 durch Alternativen mit geringerem Treibhauspotenzial ersetzt werden, die Treibhausgasemissionen durch fluorierte Treibhausgase jedoch nicht vollständig vermieden werden können.

Der exogene Emissionspfad für die Abfallwirtschaft beruht bis zum Jahr 2030 auf den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes [2]. Für den Zeitraum bis zum Jahr 2045 basiert er auf den Ergebnissen der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ [63]. Da im Jahr 2019 noch etwa 78% der Treibhausgasemissionen der Abfallwirtschaft aus der Deponierung von Abfällen stammten, ist auch die größte Emissionsminderung in diesem Bereich zu erwarten. Bis zum Jahr 2045 sinken die Treibhausgasemissionen von Deponien durch das im Jahr 2005 eingeführte Verbot der Deponierung organischer Abfälle und die Ausweitung der Deponiebelüftung um etwa 6,4 Mio. t CO_{2äq} im Vergleich zu 2019 [63]. Der weitere Rückgang der Methan- und Lachgasemissionen in der Abfallwirtschaft ist auf eine Reduktion von Lebensmittelabfällen, eine Verbesserung von Biogasanlagen sowie eine Optimierung der Abwasserbehandlung zurückzuführen [63].

Die Entwicklung der Methan- und Lachgasemissionen in der Landwirtschaft folgt im exogen gesetzten Pfad bis zum Jahr 2030 den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes, die weitere Emissionsreduktion bis 2045 orientiert sich an einer Studie des Umweltbundesamtes [64]. Hierbei wird konsistent mit den anderen getroffenen Annahmen keine Reduktion der Viehbestände aufgrund von veränderten Essgewohnheiten unterstellt. Stattdessen wird eine Ausdehnung des ökologischen Landbaus auf 20% der landwirtschaftlich genutzten Fläche angenommen. Wesentliche Emissionsreduktionen der Nicht-CO₂-Emissionen ergeben sich durch ein effizienteres Düngemanagement, wodurch der Einsatz von Stickstoffdüngern verringert werden kann. Dadurch werden etwa 5,4 Mio. t CO_{2äq} an Lachgasemissionen bis 2045 eingespart [64]. Ein Rückgang der Methanemissionen um 5,5 Mio. t CO_{2äq} wird erreicht, indem 80% des anfallenden organischen Wirtschaftsdüngers in Biogasanlagen vergoren wird und nicht direkt auf die Felder ausgebracht wird [64]. Zudem tragen auch die Ausdehnung des ökologischen Landbaus sowie längere Haltungsdauern von Milchkühen erheblich zur Emissionsminderung im Landwirtschaftssektor bei [64]. Insgesamt reduzieren sich durch diese Maßnahmen die Nicht-CO₂-Emissionen in der Landwirtschaft bis 2045 auf etwa 47,6 Mio. t CO_{2äq} (vgl. Tabelle 5.2).

5.3 Techno-ökonomische Rahmenbedingungen

Für die Analyse der Transformationsstrategien hin zur Treibhausgasneutralität ist die Festlegung von techno-ökonomischen Rahmendaten notwendig, die die wirtschaftliche und gesellschaftliche Entwicklung beschreiben. Dies sind zum Beispiel die Bevölkerungsentwicklung, Verkehrsnachfragen oder die Nachfragen nach wirtschaftlichen Gütern wie z.B. Stahl

und Zement. Die gesetzten Rahmendaten weisen dabei einen signifikanten Einfluss auf die Energieverbräuche und die Treibhausgasemissionen der Transformationspfade auf. Die in dieser Arbeit gesetzten Rahmendaten (vgl. Tabelle 5.3) basieren weitestgehend auf der BDI Studie „Klimapfade für Deutschland“ [65] und der Arbeit von Lopion [14], wurden jedoch mit statistischen Daten für das Jahr 2020 [66] aktualisiert. Die Verkehrsnachfragen für das Jahr 2020 stammen aus dem Bericht „Verkehr in Zahlen 2019/2020“ des Bundesministeriums für Verkehr [67].

Demnach wird von einer rückläufigen Bevölkerungszahl ausgegangen, die im Jahr 2045 bei 78,0 Mio. liegt und auch danach weiter rückläufig ist. Darüber hinaus wird angenommen, dass der Trend der vergangenen Jahre hin zu kleineren Haushaltsgrößen anhält. Die Anzahl der Haushalte wird sich daher bis 2045 um etwa 1,3 Mio. Haushalte erhöhen. Damit geht einher, dass der Trend einer Erhöhung der spezifischen Wohnfläche pro Kopf weiter anhält und die Wohnfläche trotz rückläufiger Bevölkerungszahl steigt. Die Ursachen hierfür sind vielfältiger Art, wie beispielsweise der Wunsch junger Familien nach Wohnraum oder höhere Komfortansprüche. Auch das Mobilitätsbedürfnis prägt das Szenario. Wichtiger Treiber sind hierbei die Verkehrsnachfragen. Während die Personenverkehrsleistung trotz rückläufiger Bevölkerung nahezu konstant bleibt, wird von steigenden Güterverkehrsleistungen ausgegangen, die mit einem kontinuierlichen Wirtschaftswachstum von etwa 1,2% pro Jahr korrelieren. Die Nachfragen nach Industriegütern werden individuell für die einzelnen Branchen festgelegt und stützen sich auf ein kontinuierliches Wachstum der Bruttowertschöpfung in der Industrie von ebenfalls etwa 1,2% pro Jahr. Für die detailliert modellierten Industriebranchen sind die Güternachfragen im Anhang in Tabelle 8.2 dargestellt. Für die sonstigen Industriezweige zeigt Tabelle 8.3 im Anhang die Entwicklung der Bruttowertschöpfung auf, die maßgeblich für den Energiebedarf dieser Industriebereiche ist.

Tabelle 5.3: Auswahl von wichtigen Rahmendaten, [14] und [65]–[67]

	2020	2030	2040	2045
Bevölkerung in Mio.	83,2	81,2	79,3	78,0
Haushalte in Mio.	40,5	42,1	42,2	41,8
Wohnfläche in Mrd. m²	3,590	3,833	3,935	3,984
Beschäftigte in Mio.	45,1	43,2	40,8	40,0
Personenverkehrsnachfrage in Mrd. Pkm	1122	1121	1118	1117
Güterverkehrsnachfrage in Mrd. tkm	691	776	861	903

Wie die Corona-Pandemie verdeutlicht, wirken sich Krisen dieser Art signifikant auf das Verhalten der Akteure und damit auch auf den Energieverbrauch und die Emissionen aus. Allerdings sind solche Verhaltenseffekte, wie beispielsweise der Grad der Minderung sowie die nachhaltige Dauer, nur sehr schwer abzuschätzen. Auswertungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) zeigen, dass der deutsche Endenergieverbrauch zwischen 2019 und 2020 um 159 TWh zurückgegangen ist, wofür hauptsächlich die

Corona-Pandemie verantwortlich war [68]. Jedoch lag der Endenergieverbrauch in Folge der wirtschaftlichen Erholung bereits im Jahr 2021 wieder um 74 TWh höher als im Vorjahr [68]. Eine abschließende Beurteilung der Energieeinsparungen durch nachhaltige Verhaltensänderungen ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit noch nicht möglich. Daher werden mögliche verhaltensbedingte Suffizienzeffekte wie beispielsweise ein Konsumverzicht oder ein mögliches rückläufiges Mobilitätsbedürfnis als Reaktion auf die Folgen des Klimawandels im Referenzszenario dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Die Auswirkungen von Suffizienzeffekten auf das Erreichen der Treibhausgasneutralität werden jedoch in einer Sensitivitätsanalyse in Kapitel 6.5.5 untersucht.

Eine weitere wichtige Eingangsgröße ist der kalkulatorische Zinssatz, mit dem die Investitionen im Modell annuitätisch umgelegt werden. Für die Definition der Zinssätze gibt es prinzipiell viele Möglichkeiten. Gewählt wurde ein hybrider Ansatz, der im weitesten Sinne auch das Investitionsverhalten bzw. das Investitionsumfeld der verschiedenen Akteure aus dem privaten Bereich und der Industrie sowie die Eigenkapitalrenditeerwartungen reflektiert. Der Eigenkapitalzinssatz für Investitionen im privaten Bereich orientiert sich an der Umlaufrendite. Ausgehend von den Werten der Umlaufrendite der letzten 3 Jahrzehnte von 1990 bis 2020 [69] wird ein Zinssatz von 2,5% angenommen. Für Unternehmen bzw. Akteure aus der Industrie werden höhere Eigenkapitalsätze angenommen. Als Orientierungshilfe dienen die Eigenkapitalzinssätze für Neuanlagen, die von der Bundesnetzagentur für Investitionen der Betreiber der Gas- und Stromnetze vorgeschrieben werden [70]. Aufgrund der Monopolstellung der Netzbetreiber können diese Zinssätze im Vergleich mit anderen Industriebranchen als Zinssätze mit sehr geringem Investitionsrisiko interpretiert werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Risiko einer Investition stark von der bestehenden Investitionsumgebung, wie beispielsweise existierenden Subventionen oder Steuern, beeinflusst wird. Da jedoch Techniken sehr unterschiedlich hiervon betroffen sein können, würde es bei einer Berücksichtigung zu Vor- und Nachteilen kommen und das Ergebnis der Analysen prägen bzw. verfälschen. Daher ist die Annahme von Eigenkapitalrenditen notwendig, die weitestgehend das Investitionsrisiko ausklammern. Auf dieser Grundlage wird für Investitionen der Industrie in erster Näherung ein Wert von 6% für den gesamten Betrachtungszeitraum angenommen, wobei nicht weiter nach Industriebranchen unterschieden wird. Im Modell können Techniken und Maßnahmen mit unterschiedlichen Zinssätzen parametrisiert werden. Für den Fall, dass eine akteursspezifische Zuordnung in die Bereiche Industrie und private Haushalte nicht möglich ist, wird ein mittlerer Zinssatz zugrunde gelegt, der aus den beiden zuvor genannten Werten gebildet wird. Die Auswirkungen unterschiedlicher Zinssätze auf die Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität werden in Kapitel 6.3.2 analysiert.

Die Energieversorgung Deutschlands ist wirtschaftlich, technisch und regulativ zentral in die EU eingebunden. So wird für den EU-Raum angenommen, dass die Ziele des Green Deal [71] in den Mitgliedsstaaten vollständig umgesetzt werden und Europa bis zum Jahr 2050 treibhausgasneutral ist. Auch gilt es, das globale Umfeld in den Blick zu nehmen. Auch hier wird von erheblichen weltweiten Aktivitäten zur Treibhausgasminderung ausgegangen, die dazu führen, dass sich die globalen Energiemärkte ändern werden. So wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass sich ein internationaler Handel mit grünem Wasserstoff, der via Elektrolyse unter Verwendung erneuerbarer Elektrizität hergestellt wird, und synthetischen Kraftstoffen etabliert. Die Importkosten dieser Energieträger sind

zusammen mit den Importkosten fossiler Energieträger in Tabelle 8.4 im Anhang dargestellt und wurden [56], [74] und [93] entnommen. Darüber hinaus ist anzumerken, dass der Import von treibhausgasneutralen Rohstoffen wie „grünem“ Naphtha nicht zugelassen wird. Diese Einschränkung stellt sicher, dass die Emissionsminderung innerhalb der Bilanzgrenzen des Optimierungsmodells erreicht wird und wesentliche Maßnahmen zur Erreichung der deutschen Treibhausgasneutralität nicht ins Ausland verlagert werden.

Da die zukünftige Energieversorgung zu wesentlichen Teilen auf Photovoltaik- und Windenergieanlagen basieren wird, sind die Potenziale zur Installation dieser Anlagen in Deutschland und die Entwicklung ihrer Investitionskosten bis zum Jahr 2045 entscheidende Rahmenbedingungen der Transformationspfadanalysen hin zur Treibhausgasneutralität. Die in dieser Arbeit unterstellten maximalen Potenziale für den Ausbau der Photovoltaik und Windenergie sind in Tabelle 5.4 dargestellt und stützen sich auf umfangreiche und detaillierte Potenzialanalysen aus [56], [72], [73].

Tabelle 5.4: Maximale Potenziale für den Photovoltaik- und Windenergieausbau in Deutschland

	Potenzial in GW	Methodik/ Quelle
Offshore Windenergie	82,2	[73]
Onshore Windenergie	363,6	[56]
Freiflächen-Photovoltaik	248,4	[72]
Dachflächen-Photovoltaik	454,7	[56]

Die spezifischen Investitionskosten für Windenergie- und Photovoltaikanlagen sinken bis zum Jahr 2045 durch technologischen Fortschritt und Skaleneffekte durch steigende Produktionsmengen (vgl. Abbildung 5.2). Dabei enthalten die Investitionskosten nicht nur die Kosten für die Windturbinen bzw. Photovoltaikmodule, sondern auch die Kosten für Fundamente, Wechselrichter, Transformatoren, Netzanschluss, Installation, Transport sowie indirekte Kosten wie beispielsweise für das Projektmanagement und die erforderlichen Genehmigungen.

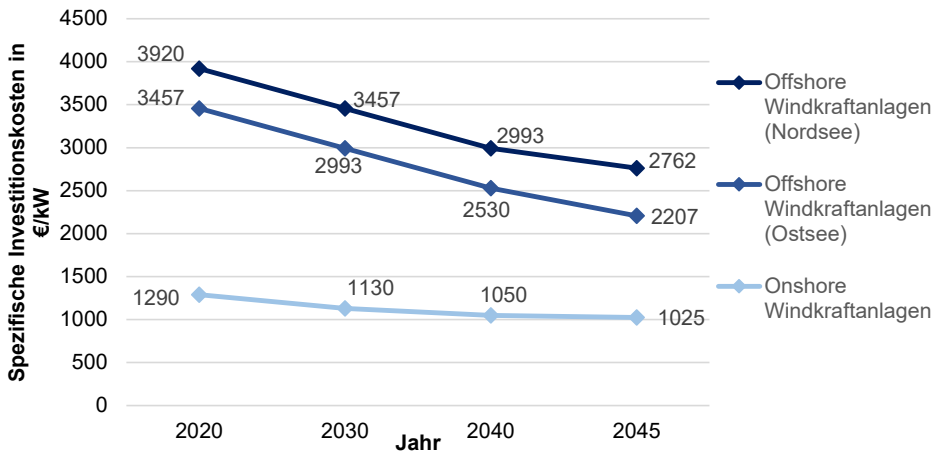


Abbildung 5.2: Spezifische Investitionskosten für Onshore und Offshore Windkraftanlagen, angelehnt an [74]–[77]

Die Investitionskosten für Offshore Windkraftanlagen unterscheiden sich zwischen Standorten in der Nordsee und Ostsee. Ursache hierfür sind die unterschiedlichen Wassertiefen und Entfernungen vom Festland, die sich auf die Kosten der Fundamente sowie die Kosten des Netzanschlusses auswirken. Während die spezifischen Investitionskosten für Offshore Windenergieanlagen bis zum Jahr 2045 noch erheblich bis auf etwa 2762 €/kW in der Nordsee bzw. etwa 2207 €/kW in der Ostsee sinken, fällt der Rückgang der Investitionskosten bei Onshore Windenergieanlagen auf etwa 1025 €/kW im Jahr 2045 deutlich geringer aus (vgl. Abbildung 5.2). Dies ist mit den erheblichen Kostensenkungspotenzialen bei Offshore Windturbinen durch weiter steigende Leistungen pro Turbine und sinkende Kosten für den Netzanschluss und die Installation zu begründen. Für Onshore Windturbinen wird von geringeren Steigerungen der Leistung pro Windturbine ausgegangen, während gleichzeitig der Transport und die Installation der Turbinen an Land durch weiter steigende Nabenhöhen aufwendiger werden.

Bei den spezifischen Investitionskosten für Photovoltaikanlagen wird von erheblichen Kostensenkungspotenzialen bis zum Jahr 2040 ausgegangen (vgl. Abbildung 5.3). Ursache hierfür sind Skaleneffekte durch die global weiterhin stark ansteigenden Produktionskapazitäten für Photovoltaikmodule und Wechselrichter. Die Investitionskosten für Dachflächen-Photovoltaikanlagen liegen durch den höheren Installationsaufwand höher als für Freiflächen-Photovoltaikanlagen. Zu beachten ist hierbei, dass die angegebenen spezifischen Investitionskosten für Dachflächen-Photovoltaikanlagen (vgl. Abbildung 5.3) sich erheblich zwischen Anlagen mit geringer Leistung auf Wohngebäuden, beispielsweise auf Einfamilienhäusern, und großen Anlagen auf Industriehallen oder Supermarktdächern unterscheiden. Die dargestellten Investitionskosten sind daher als gewichteter Mittelwert für Dachflächen-Photovoltaikanlagen zu verstehen. Im Jahr 2045 liegen die spezifischen Investitionskosten von Dachflächen-Photovoltaikanlagen bei 528 €/kW, Freiflächen-Photovoltaikanlagen weisen spezifische Investitionskosten von 345 €/kW auf.

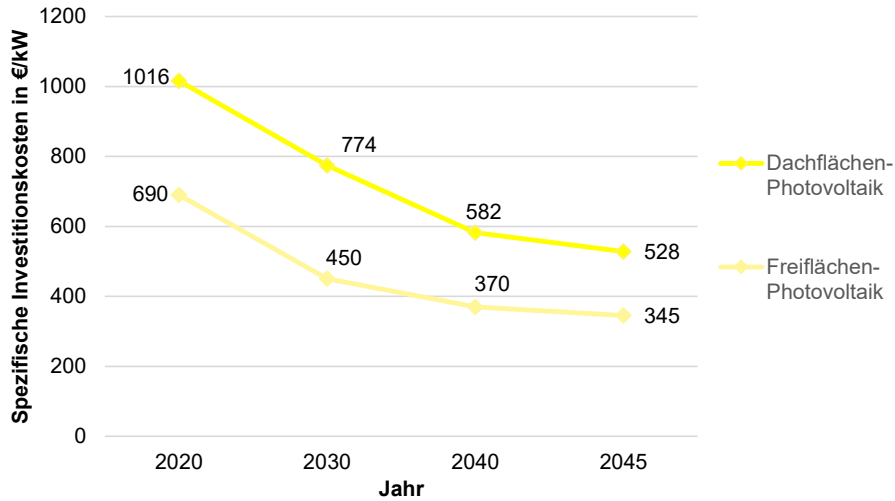


Abbildung 5.3: Spezifische Investitionskosten für Dachflächen- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen, angelehnt an [75], [77], [78]

Neben den Kosten für Windenergie- und Photovoltaikanlagen stellen auch die Kosten und Wirkungsgrade von Speichertechnologien und Umwandlungstechnologien wichtige techno-ökonomische Randbedingungen dar. Diese sind im Anhang in Tabelle 8.5 bis Tabelle 8.8 sowie in [14] und [65] dargestellt.

5.4 Szenarienbaum

In dieser Arbeit werden neben dem Referenzszenario KSG2045, welches die deutsche Treibhausgasneutralität entsprechend dem Klimaschutzgesetz (KSG) [2] im Jahr 2045 kostenoptimal erreicht, eine Reihe weiterer Analysen durchgeführt, die unterschiedliche Aspekte der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität untersuchen. Eine Übersicht über die durchgeführten Analysen gibt der Szenarienbaum in Abbildung 5.4. Dabei gelten die bereits vorgestellten Rahmenbedingungen und Treibhausgasreduktionsziele sowohl für das Referenzszenario KSG2045 als auch grundsätzlich für die weiteren Sensitivitätsanalysen. Abweichungen von den Rahmenbedingungen werden in den jeweiligen Sensitivitätsanalysen beschrieben.

Das Referenzszenario setzt eine Einhaltung der Treibhausgasreduktionsziele aus dem KSG und das Erreichen der Netto-Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 voraus. Mit den bereits beschriebenen Rahmenbedingungen und Annahmen wird im Referenzszenario ein kostenoptimaler Transformationspfad zur deutschen Treibhausgasneutralität analysiert.

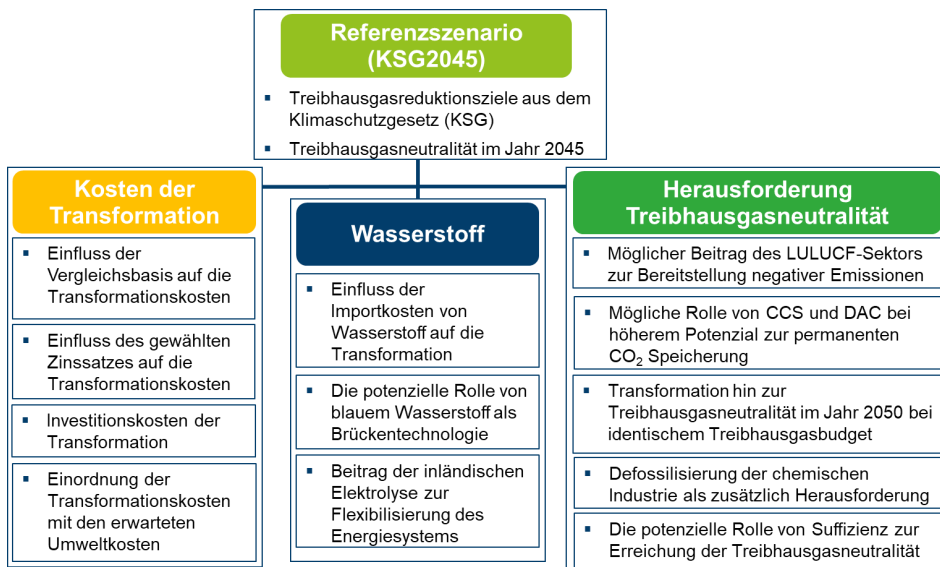


Abbildung 5.4: Szenarienübersicht über die durchgeführten Analysen in dieser Arbeit

Der linke Strang im Szenarienbaum (vgl. Abbildung 5.4) untersucht die Kosten der Transformation hin zur deutschen Treibhausgasneutralität. Dabei wird zunächst untersucht, welchen Einfluss die gewählte Vergleichsbasis, in diesem Fall eine Business-as-Usual (BaU) Entwicklung oder der Vergleich mit dem Jahr 2020, auf die Transformationskosten aufweist. Zudem werden in einer Sensitivitätsanalyse die gewählten Zinssätze variiert und deren Auswirkungen auf das Energiesystem und die Kosten der Transformation untersucht. Weiterhin werden die Investitionen, die für die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität benötigt werden, für einzelne Technologiegruppen aufgeschlüsselt. Abgeschlossen wird dieser Strang des Szenarienbaums durch eine Einordnung der Transformationskosten mit den erwarteten Umweltkosten, die durch einen höheren Treibhausgasausstoß in einer BaU-Entwicklung entstehen würden.

Im mittleren Strang des Szenarienbaums wird die Rolle von Wasserstoff analysiert. Zunächst werden die Importkosten von Wasserstoff in einer Sensitivitätsanalyse variiert und die Auswirkungen auf das Energiesystem bei Treibhausgasneutralität untersucht. Zudem wird in einer weiteren Sensitivitätsanalyse analysiert, welche Rolle der Import von blauem Wasserstoff als Brückentechnologie für die Transformation spielen kann. In einer weiteren Sensitivitätsanalyse wird untersucht, welchen Beitrag die inländische Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse zur Flexibilisierung des Energiesystems leistet.

Die besondere Herausforderung der Treibhausgasneutralität steht im Fokus des rechten Stranges des Szenarienbaums (vgl. Abbildung 5.4), da dieses Ziel durch die Anpassung des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 bereits im Jahr 2045 erreicht werden soll. Zunächst wird dabei in einer Sensitivitätsanalyse untersucht, welchen Beitrag der LULUCF-Sektor in Form von negativen Emissionen zur Zielerreichung leisten kann. Da die permanente geologische Speicherung von CO₂ im Referenzszenario auf das erforderliche Minimum begrenzt ist, wird in einer weiteren Sensitivitätsanalyse untersucht, welchen Beitrag CO₂-

Abscheidung in Industrieprozessen und Direct-Air-Capture von CO₂ zur Erreichung der Treibhausgasneutralität leisten kann, wenn das CO₂-Speicherpotenzial nicht begrenzt wird. In einer weiteren Sensitivitätsanalyse wird untersucht, welche Auswirkungen sich einstellen, wenn bei gleichem Treibhausgasbudget ein Erreichen von Treibhausgasneutralität erst im Jahr 2050 bei Verschärfung der Reduktionsziele für den Zeitraum 2030 bis 2035 angenommen wird. Zudem wird in einer Sensitivitätsanalyse analysiert, welche zusätzliche Herausforderung der vollständige Verzicht auf fossile Rohstoffe in der chemischen Industrie darstellt und somit keine stoffliche Nutzung fossiler Energieträger mehr erlaubt ist. Abschließend wird in einer Sensitivitätsanalyse untersucht, inwieweit sich Suffizienzbestreben, wie beispielsweise eine Verringerung des individuellen motorisierten Personenverkehrs oder die Reduktion des Wohnflächenbedarfs pro Kopf, auf die Erreichung der Treibhausgasneutralität auswirken kann.

5.5 Zusammenfassung

In diesem Kapitel werden die in der vorliegenden Arbeit zugrunde gelegten Treibhausgasreduktionsziele aus dem Klimaschutzgesetz vorgestellt. Diese sehen eine Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen um mindestens 65% bis zum Jahr 2030 und um 88% bis zum Jahr 2040 vor, wobei die Bezugsbasis das Jahr 1990 ist. Die Netto-Treibhausgasneutralität muss bis zum Jahr 2045 erreicht werden. Diese Ziele reichen jedoch nicht aus, um einen angemessenen Beitrag Deutschlands zu einer Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5°C gegenüber vorindustriellem Level zu gewährleisten. Stattdessen entspricht das aus dem Klimaschutzgesetz resultierende deutsche Treibhausgasbudget einem Emissionsbudget für eine maximale Erderwärmung von 1,75 – 2°C.

Zudem werden die exogenen Emissionspfade für die Entwicklung der Nicht-CO₂-Emissionen vorgestellt. Mit diesen werden die Entwicklungen der Treibhausgasemissionen beschrieben, die nicht durch detaillierte Prozessketten im Energiesystemmodell NESTOR modelliert sind. Der größte Anteil der Nicht-CO₂-Emissionen entfällt auch zukünftig auf den Landwirtschaftssektor, der im Jahr 2045 noch verbleibende Treibhausgasemissionen in Höhe von etwa 47,6 Mio. t CO_{2äq} aufweist. Weiterhin werden auch techno-ökonomische Rahmenbedingungen für die durchgeführten Transformationspfadanalysen, wie beispielsweise Energienachfragen sowie Potenziale und Kosten von PV- und Windenergieanlagen, beschrieben. Abgeschlossen wird dieses Kapitel durch die Vorstellung des Szenarienbaums, der eine Übersicht über die in dieser Arbeit durchgeführten Analysen bietet. Neben dem Referenzszenario KSG2045 konzentrieren sich die Untersuchungen auf die Kosten der Transformation, die Rolle von Wasserstoff auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität und die besondere Herausforderung der Treibhausgasneutralität.

6 Analyse der Transformationsstrategien hin zur deutschen Treibhausgasneutralität

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen zur Transformation des deutschen Energiesystems hin zur Treibhausgasneutralität beschrieben und analysiert. Zunächst werden die Ergebnisse des Referenzszenarios *KSG2045*, welches auf den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes (KSG) basiert, vorgestellt und die entwickelten Transformationspfade analysiert. Anschließend folgt eine Einordnung der Ergebnisse des Referenzszenarios in die existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität. Zudem werden die Ergebnisse weiterer Analysen (siehe Szenarienbaum, Kapitel 5.4) zur Treibhausgasneutralität vorgestellt. Der erste Schwerpunkt der zusätzlichen Analysen liegt dabei auf den Kosten der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität. Im zweiten Schwerpunkt wird die Rolle von Wasserstoff für die Transformation untersucht. Abschließend wird im dritten Schwerpunkt auf die Herausforderungen der Treibhausgasneutralität eingegangen, da dieses Ziel eine wesentliche Verschärfung der bisherigen Emissionsreduktionsziele darstellt.

6.1 Referenzszenario KSG2045

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Referenzszenarios *KSG2045* vorgestellt, welches einen kostenoptimalen Transformationspfad des deutschen Energiesystems hin zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 aufzeigt. Die Szenarioannahmen dieses Szenarios sind bereits in Kapitel 5 erläutert worden und berücksichtigen die Treibhausgasreduktionsziele aus dem Klimaschutzgesetz. Zu Beginn werden die Modellergebnisse für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2045 und die Bereitstellung der notwendigen negativen Emissionen für Treibhausgasneutralität analysiert. Zudem wird auf die Entwicklung der Primär- und Endenergieverbräuche des Gesamtenergiesystems eingegangen. Ein besonderer Fokus der Analyse liegt auf der Entwicklung des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung sowie der Rolle von Energiespeichern für die Transformation. Ebenso wird auf die sektorspezifische Wasserstoffnutzung sowie auf die Bereitstellung des nachgefragten Wasserstoffs eingegangen. Weiterhin wird erläutert, welche Rolle die Bioenergie im kostenoptimalen Transformationspfad spielt und wie sich die Nachfrage und Bereitstellung der Raum- und Prozesswärme entwickelt. Nach einer Betrachtung der Nachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr wird das Kapitel mit einer Analyse der Transformationskosten abgeschlossen.

Wesentliche Inhalte der Abschnitte 6.1.1, 6.1.2, 6.1.3, 6.1.4, 6.1.7, 6.1.9, 6.1.10, 6.1.11, 6.1.12, 6.1.13, 6.1.14 und 6.1.15 sind vom Autor dieser Dissertationsschrift im Jahr 2022 in der Veröffentlichung „Neue Ziele auf alten Wegen? - Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045“ von Stolten, Markewitz, Schöb, et al. [56] bereits vorveröffentlicht worden. Der Autor dieser Dissertationsschrift ist Erstautor des entsprechenden Kapitels 5 in [56] (S.13-S.57). Davon ausgenommen sind die Inhalte zur weltweiten Wasserstoffversorgung und Wasserstoffinfrastruktur [56] (S. 32-S.35) sowie zur robusten Auslegung von Wasserstoffkavernenspeichern [56] (S.45-S.46). Die Inhalte aus [56], die in der vorliegenden Dissertationsschrift verwendet werden, wurden vollständig vom Autor dieser Dissertationsschrift erstellt. Die Co-Autoren Prof. Dr.-Ing. Stolten und Dr.-Ing.

Markewitz der Veröffentlichung [56] zeichneten sich für die Konzeption und Projektleitung sowie für die Kommunikation und Diskussion der Ergebnisse auf öffentlichen Veranstaltungen verantwortlich.

6.1.1 Entwicklung der Treibhausgasemissionen

Um Treibhausgasneutralität bis 2045 zu erreichen, ist eine nahezu vollständige Reduktion der Treibhausgasemissionen in allen Sektoren notwendig. Hierfür müssen nicht vermeidbare Emissionen im Jahr 2045 durch negative Emissionen ausgeglichen werden, um bilanziell die Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen. Diese negativen Emissionen können einerseits durch direkte Abscheidung von CO₂ aus der Luft (DAC) und anschließende permanente Speicherung des CO₂ in geologischen Lagerstätten realisiert werden. Andererseits kann Biomasse in Kraftwerken oder Industrieprozessen eingesetzt und das entstehende CO₂ aus dem Abgas abgeschieden und ebenfalls dauerhaft gespeichert werden (BECCS). Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2045, in dem Treibhausgasneutralität erreicht werden muss, ist in Abbildung 6.1 dargestellt.

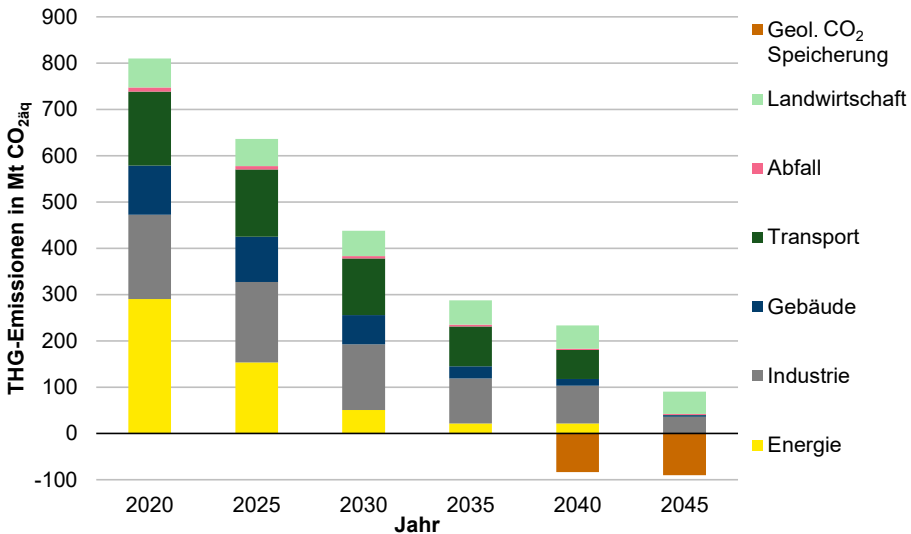


Abbildung 6.1: Treibhausgasemissionen im zeitlichen Verlauf nach Sektoren aufgeteilt, veröffentlicht in [56] (S.13)

Die Treibhausgasemissionen des optimierten Energiesystems im Jahr 2020 in Höhe von 809,8 Mio. t CO_{2eq} entsprechen dabei den deutschen Treibhausgasemissionen des Jahres 2019 (siehe Kapitel 2.2). Die sektorale Verteilung unterscheidet sich jedoch aus bilanztechnischen Gründen geringfügig von der offiziellen Treibhausgasbilanz des Jahres 2019 [12]. Eine Ursache hierfür ist, dass im Energiesystemmodell NESTOR Industrie- und Heizkraftwerke in Nahwärmenetzen größtenteils dem Sektor Energie zugeordnet sind, während in der offiziellen nationalen Treibhausgasbilanz des Umweltbundesamtes Industriekraftwerke dem Sektor Industrie und Heizkraftwerke in Nahwärmenetzen dem Gebäudesektor zugeordnet sind [12]. Ursache für diese Zuordnung im Ein-Knoten-Modell NESTOR ist die

Aggregation der verschiedenen Kraftwerke zu einer repräsentativen Komponente, die nur einem Sektor zugeordnet werden kann. Dadurch sind beispielsweise alle Blockheizkraftwerke, die mit Erdgas betrieben werden, zu einem aggregierten Erdgas-Blockheizkraftwerk zusammengefasst, welches dem Sektor Energie zugeordnet wird. Eine Unterscheidung zwischen einzelnen Blockheizkraftwerken in der Industrie oder Nahwärmenetzen ist somit nicht möglich. Die Treibhausgasemissionen des Energiesektors liegen dadurch im Energiesystemmodell mit 291 Mio. t CO_{2äq} über den Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft in der Treibhausgasbilanz des Jahres 2019, welche bei 258 Mio. t CO_{2äq} lagen [12]. Gleichzeitig liegen die berechneten Treibhausgasemissionen der Sektoren Industrie und Gebäude aus diesem Grund geringfügig unter den jeweiligen Emissionen des Jahres 2019. Wie bereits erläutert (siehe Kapitel 5.1) werden die im KSG vorgeschriebenen Treibhausgasreduktionsziele der Gesamtemissionen als Restriktion vorgegeben und müssen vom Modell eingehalten werden. Auf eine sektorspezifische Vorgabe von Emissionszielen wird bewusst verzichtet, um eine Transformationsstrategie hin zur Treibhausgasneutralität zu entwickeln, die aus Gesamtsystemsicht kostenoptimal ist. Die notwendige Emissionsreduktion wird somit stets mit den über alle Sektoren hinweg kostengünstigsten Maßnahmen erreicht, da alle Treibhausgaseminderungsmaßnahmen aller Sektoren miteinander im Wettbewerb stehen. Auf einen Vergleich mit politisch beschlossenen Zielen für die Emissionsminderung in einzelnen Sektoren wird deshalb ebenfalls bewusst verzichtet.

Bis 2030 werden die Treibhausgasemissionen gemäß den Zielen des KSG um 65% gegenüber 1990 reduziert. Die Analysen zeigen, dass im Energiesektor der Kohleausstieg bereits bis 2030 erfolgt und die Emissionen in diesem Sektor dadurch um etwa 80% im Vergleich zu 2019 sinken (vgl. Abbildung 6.1). Diese schnelle Dekarbonisierung des Energiesektors ist eine wesentliche Voraussetzung für die Kopplung des Energiesektors mit den anderen Sektoren. Im Gegensatz dazu werden die Emissionen im Industrie- und Transportsektor bis 2030 nur um etwa 20% reduziert. Ab dem Jahr 2040 können CO₂-Emissionen, die in biomassegefeuerten Kraftwerken oder Industrieprozessen abgeschieden werden, permanent in geologischen Lagerstätten gespeichert werden. Durch das Nutzen dieser Speichermöglichkeit für negative Emissionen in Höhe von etwa 34 Mio. t CO₂, die Speicherung von Emissionen aus der Industrie und die Emissionsreduktionen in allen Sektoren reduzieren sich die Treibhausgasemissionen bis 2040 um 88% gegenüber 1990. Mit etwa 81 Mio. t CO_{2äq} entfällt ein großer Teil der verbleibenden Emissionen im Jahr 2040 auf die Industrie, wobei etwa 41 t Mio. CO_{2äq} dieser Emissionen abgeschieden und permanent geologisch gespeichert werden. Diese Treibhausgasemissionen der Industrie sind einerseits auf die Nutzung fossiler Brennstoffe, beispielsweise bei der Stahlherstellung oder in Raffinerien, zurückzuführen und andererseits prozessbedingter Natur, wie beispielsweise bei der Zementherstellung. Zudem verbleiben mit etwa 63 Mio. CO_{2äq} im Transportsektor und etwa 50 Mio. CO_{2äq} im Landwirtschaftssektor auch in anderen Sektoren noch erhebliche Treibhausgasemissionen im Jahr 2040. Im Jahr 2045 sind die Sektoren Energie, Gebäude und Transport nahezu treibhausgasneutral, während im Industriesektor noch Emissionen von etwa 35 Mio. t CO_{2äq} verbleiben. Hierbei handelt es sich überwiegend um Prozessemissionen sowie weitere Treibhausgasmissionen, die nicht vermieden werden können. Zudem verbleiben in der Landwirtschaft Treibhausgasemissionen in Höhe von etwa 48 Mio. t CO_{2äq}. Eine kleinere Emissionsmenge von etwa 7 Mio. t CO_{2äq} entfällt auf sonstige Bereiche, wie beispielsweise die Abfallwirtschaft. Eine detaillierte Erläuterung der verbleibenden Emissionen bei Treibhausgasneutralität findet sich in Kapitel 6.1.2. Dort wird auch beschrieben,

wie sich die im Jahr 2045 permanent geologisch eingespeicherte CO₂-Menge in Höhe von etwa 90 Mio. t CO₂ zusammensetzt.

6.1.2 Negative Emissionen

Die verbleibenden Emissionen in der Landwirtschaft in Höhe von etwa 48 Mio. t CO_{2äq} im Jahr 2045 ergeben sich aus dem exogen gesetzten Emissionspfad (vgl. Kapitel 5.2). Darüber hinaus verbleiben etwa 35 Mio. t CO_{2äq} im Industriesektor, die sich zu 85% aus Prozessemissionen zusammensetzen. Diese verbleibenden Prozessemissionen entstehen vor allem bei der Herstellung von Zement in Höhe von etwa 14 Mio. t CO_{2äq}, bei der Produktion von Glas und Keramiken mit etwa 7 Mio. t CO_{2äq}, in der Chemieindustrie mit etwa 4 Mio. t CO_{2äq} und bei der Herstellung und Verarbeitung von Nicht-Eisen-Metallen mit etwa 2 Mio. t CO_{2äq}. Zudem verbleiben verbrennungsbedingte Emissionen im Industriesektor in Höhe von etwa 3,5 Mio. t CO_{2äq}, beispielsweise durch die Verbrennung von Abfall zur Prozesswärmeerzeugung in der chemischen Industrie, und etwa 2,4 Mio. t CO_{2äq} durch den exogen gesetzten Emissionspfad für die Entwicklung der Nicht-CO₂-Emissionen im Industriesektor (vgl. Kapitel 5.2). Weiterhin entfallen etwa 7,5 Mio. t CO_{2äq} auf die anderen Sektoren des Energiesystems. Der größte Anteil wird dabei mit etwa 5,5 Mio. t CO_{2äq} durch die Verbrennung von Abfall in Müllheizkraftwerken verursacht.

Eine Verminderung eines Teils der verbleibenden Treibhausgasemissionen geschieht durch den Einsatz von CO₂-Abscheidung in der Industrie. Bei der Zementherstellung werden etwa 13 Mio. t CO₂ abgeschieden und permanent geologisch gespeichert. Ursache hierfür ist, dass die prozessbedingten Emissionen bei der Zementklinkerproduktion nicht vermieden werden können und daher nur die Möglichkeit zum Einsatz von CCS bleibt, um die Emissionen zu vermindern. In den anderen emissionsintensiven Industriesektoren, wie beispielsweise der Stahlherstellung, wird im Jahr 2045 keine CO₂-Abscheidung eingesetzt, da diese Prozesse durch die Verwendung von Wasserstoff, Biomasse oder Elektrizität fast vollständig ihre Treibhausgasemissionen reduzieren können. Insgesamt verbleiben somit im Jahr 2045 etwa 77 Mio. t CO_{2äq} an Residualemissionen, die durch negative Emissionen in gleicher Höhe kompensiert werden müssen (vgl. Abbildung 6.2).

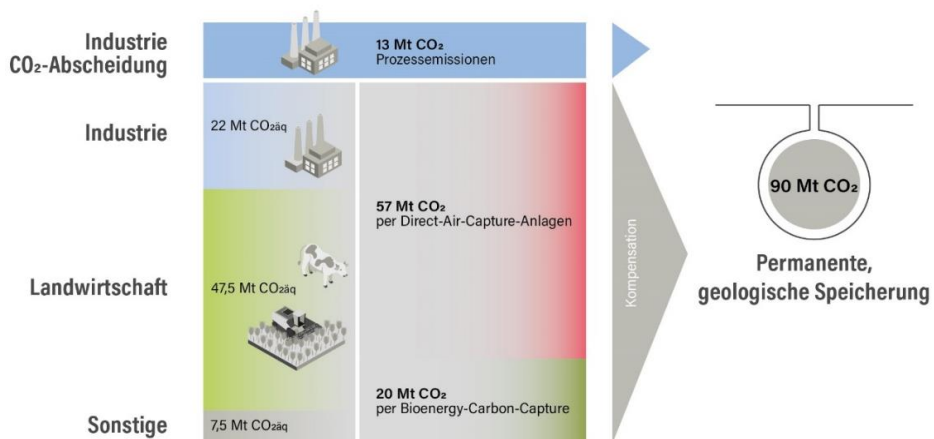


Abbildung 6.2: Restemissionen im Jahr 2045, THG-Kompensation und geologische Speicherung, vorveröffentlicht in [56] (S.14)

Zur Bereitstellung negativer Emissionen können durch den Einsatz von Biomasse in Kraftwerken und in Anlagen der Industrie etwa 20 Mio. t CO₂ aus den Abgasen abgeschieden und anschließend permanent in geologischen Lagerstätten gespeichert werden. Allerdings wird mit etwa 57 Mio. t CO₂ der Großteil der negativen Emissionen durch direkte Abscheidung von CO₂ aus der Luft (Direct-Air-Capture - DAC) und anschließende dauerhafte Speicherung bilanziert. Zudem werden etwa 25 Mio. t CO₂ in der chemischen Industrie als Rohstoff bei der Methanol-Produktion benötigt, die ebenfalls von DAC-Anlagen aus der Luft abgeschieden werden. Zum Einsatz kommt dabei in allen Optimierungsergebnissen dieser Arbeit nur das Niedertemperatur Adsorptionsverfahren zur Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre, da dieses aus Gesamtsystem Sicht kostengünstiger ist als das Hochtemperatur Absorptionsverfahren. Ursache hierfür ist, dass für die Wärmebereitstellung beim Niedertemperaturverfahren Hochtemperaturwärmepumpen zum Einsatz kommen, während die Hochtemperaturwärme für das Absorptionsverfahren durch Wasserstoff oder Biomasse bereitgestellt werden muss. Insgesamt ergibt sich durch das Niedertemperatur DAC-Verfahren ein Stromverbrauch von 72 TWh im Jahr 2045, wobei die thermische Energie über den Stromverbrauch der Wärmepumpen bereits abgedeckt ist. Dieser Energieverbrauch geht auch mit erheblichen Kosten einher. Die Abscheidekosten der DAC-Anlagen liegen im Jahr 2045 bei etwa 215 €/tCO₂. Davon entfallen im Jahresdurchschnitt mit 105 €/tCO₂ etwa 49% auf den Strom- und Wärmeverbrauch der DAC-Anlagen. Da die Kosten für die Elektrizität und die Niedertemperaturprozesswärme im Jahresverlauf aufgrund der volatilen Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien erheblich schwanken, ergibt sich für die Energiekosten der DAC-Anlagen im Jahresverlauf eine Bandbreite von 21 bis 216 €/tCO₂. Zu diesen Energiekosten müssen noch die Investitions- und Betriebskosten der DAC-Anlagen in Höhe von etwa 110 €/tCO₂ addiert werden, die 51% der Abscheidekosten ausmachen. Aufgrund des hohen Anteils der Investitionskosten an den Gesamtkosten der DAC-Anlagen, werden die DAC-Anlagen mit etwa 6960 Volllaststunden im Jahr 2045 fast durchgehend betrieben. Nur in Zeiträumen mit sehr geringer Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windenergieanlagen, sogenannten Dunkelflauten, findet kein Betrieb der DAC-Anlagen statt.

In Anbetracht der Bedeutung dieser DAC-Anlagen für die Bereitstellung negativer Emissionen und das Erreichen der Treibhausgasneutralität ist ein rechtzeitiger Markthochlauf erforderlich, da derzeit weltweit nur vereinzelt Pilotprojekte dieser Technologie im Einsatz sind. Weiterhin spielt die permanente Speicherung von CO₂ in geeigneten geologischen Lagerstätten eine zentrale Rolle, da insgesamt bis zu 90 Mio. t CO₂ im Jahr 2045 eingelagert werden müssen. Die potenzielle Speicherkapazität in ausgeförderten Erdgasfeldern und salinen Aquiferen innerhalb Deutschlands wird dabei inklusive des deutschen Nordseebeckenraums auf etwa 12 Mrd. t CO₂ geschätzt [46] und ist damit auch für einen längeren Zeitraum ausreichend groß (vgl. Kapitel 4.2.3). Das derzeitige Kohlendioxid-Speichergesetz [50] lässt allerdings nur sehr geringe Speichermengen zu. Dies bedeutet, dass das Gesetz angepasst werden muss, damit ausreichend negative Emissionen für das Erreichen von Treibhausgasneutralität ermöglicht werden können.

6.1.3 Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs

Die Maßnahmen zur Einhaltung der Treibhausgasziele bewirken einen Rückgang des Primärenergieverbrauchs um etwa 40% von etwa 3591 TWh im Jahr 2020 auf etwa 2164 TWh im Jahr 2045. Während der heutige Primärenergieverbrauch noch zu 85% durch den

Einsatz fossil basierter Energieträger dominiert wird, findet über den Zeitraum hinweg bis zum Jahr 2045 eine sukzessive Defossilisierung der deutschen Energieversorgung statt (vgl. Abbildung 6.3). Der modellierte Primärenergieverbrauch des Jahres 2020 liegt dabei mit etwa 1,2% nur geringfügig über dem für das Jahr 2019 ausgewiesenen Primärenergieverbrauchs der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen von in etwa 3550 TWh [28].

Der Rückgang des Kohleeinsatzes ist bis zum Jahr 2030 durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung geprägt. Über das Jahr 2030 hinaus erfolgt eine kontinuierliche Substitution von Kohle auch in anderen Anwendungsbereichen. Insbesondere der klassische Hochofenprozess, der nach dem Jahr 2030 den überwiegenden Anteil der Kohlnachfrage ausmacht, wird durch das Verfahren der Wasserstoffdirektreduktion bis zum Jahr 2045 komplett abgelöst. Zwar ist der Einsatz von Erdöl und Erdgas bis zum Jahr 2030 rückläufig, allerdings dominieren auch zu diesem Zeitpunkt noch beide Energieträger mit etwa 1014 TWh Erdöl bzw. etwa 677 TWh Erdgas den Primärenergieverbrauch. Nach 2030 nehmen Erdöl- und Erdgasverbrauch drastisch ab, um letztendlich Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen.

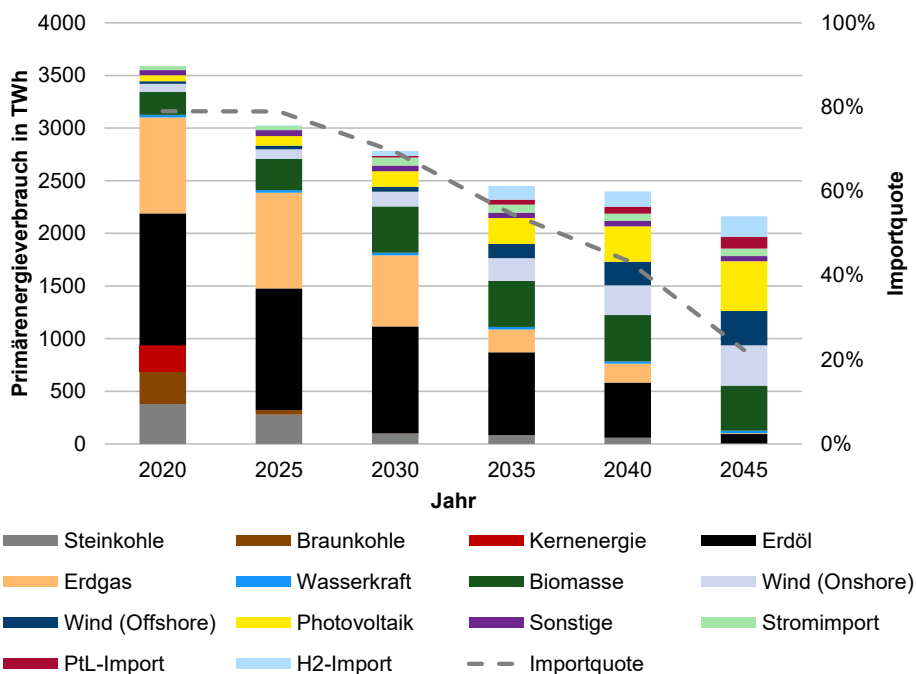


Abbildung 6.3: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im zeitlichen Verlauf, vorveröffentlicht in [56] (S.17)

Wie Abbildung 6.4 verdeutlicht, liegt der Erdgaseinsatz im Gebäudesektor im Jahr 2035 mit etwa 122 TWh um fast zwei Drittel niedriger als der heutige Verbrauch. Dies bedeutet, dass ein Großteil der heutigen erdgasbefeuerten Heizungssysteme in den nächsten 15 Jahren umgestellt bzw. ersetzt werden muss. Darüber hinaus ist zu erkennen, dass erdölbasierte Heizungssysteme bis zum Jahr 2030 vollständig ersetzt werden.

Eine ähnliche Entwicklung zeigt sich auch in der Industrie, wo bis zum Jahr 2035 der Erdgasverbrauch um 75% von etwa 234 TWh auf etwa 59 TWh zurückgeht. Dabei wird das bisher in der Prozesswärmeerzeugung eingesetzte Erdgas durch Biomasse substituiert. In gleicher Weise sinkt der Kohleverbrauch in der Industrie bis zum Jahr 2035 um etwa 53% gegenüber heute, da Biomasse Kohle in der Prozesswärmeerzeugung ersetzt. Der verbleibende Kohleverbrauch im Jahr 2035 in Höhe von etwa 101 TWh ist fast ausschließlich der Roheisen- und Stahlherstellung über die Hochofenroute zuzuordnen, die erst bis zum Jahr 2045 vollständig dekarbonisiert ist. Im Gegensatz dazu verringert sich der Rohölverbrauch in der Industrie bis zum Jahr 2035 nicht, da das Rohöl zur stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie eingesetzt wird und somit nur geringe Treibhausgasemissionen in den Umwandlungsprozessen verursacht.

Im Verkehrssektor nimmt der Einsatz von konventionellem Benzin und Diesel bis zum Jahr 2035 um 50% auf etwa 359 TWh ab. Aufgrund der im Energiesystemmodell NESTOR angenommenen technischen Lebensdauern von 12 Jahren für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge bzw. 15 Jahre für Lkw und Buse dürfen spätestens 2033 bzw. 2030 keine neuen Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren zugelassen werden, damit der Verkehrssektor im Jahr 2045 vollständig treibhausgasneutral ist. Abgesehen vom Einsatz von synthetischem Kerosin im Flugverkehr, werden im Jahr 2045 keine synthetischen Kraftstoffe, sogenannte E-Fuels, im Verkehrssektor eingesetzt. Stattdessen wird der Verkehrssektor durch den Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen oder Fahrzeugen mit Brennstoffzellenantrieb dekarbonisiert.

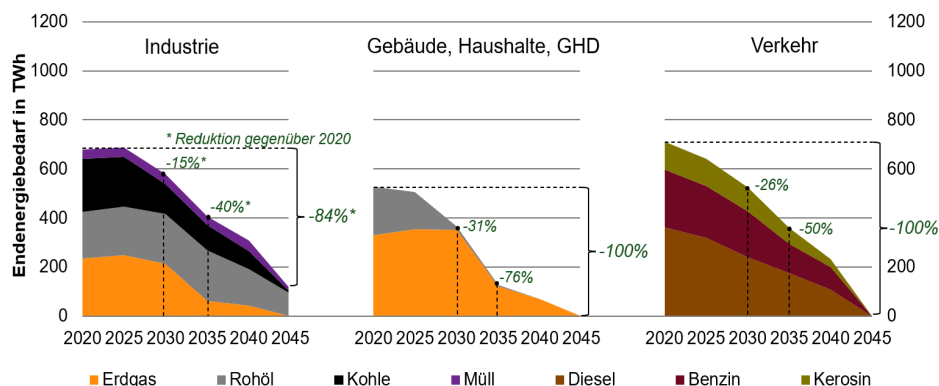


Abbildung 6.4: Entwicklung des fossilbasierten Endenergieverbrauchs nach Energieträgern und Sektoren, vorveröffentlicht in [56] (S.18)

Im Jahr 2045 setzt sich der Primärenergieverbrauch zu einem überwiegenden Teil aus treibhausgasneutralen Energieträgern zusammen (vgl. Abbildung 6.3). Hier dominieren der Einsatz von Bioenergie mit etwa 428 TWh, Windkraft mit etwa 710 TWh und Photovoltaik mit etwa 470 TWh. Der verbleibende geringe Rohölanteil in Höhe von 91 TWh dient als nicht energetischer Verbrauch der stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie. Ein zusätzlicher Verzicht auf fossile Energieträger für den nicht energetischen Verbrauch erfordert eine Kohlenstoffkreislaufwirtschaft und wird in einer Sensitivitätsanalyse in Kapitel 6.5.4 untersucht.

Die Modellergebnisse zeigen, dass die Energieimportquote von heute über 74% [28] auf etwa 22% im Jahr 2045 sinkt. Wesentliche Importenergieträger sind Wasserstoff in Höhe von etwa 196 TWh und synthetisches Kerosin in Höhe von etwa 111 TWh, die im Jahr 2045 zusammen einen Anteil von etwa 80% aller Energieimporte ausmachen.

Wie die Entwicklung des Endenergieverbrauchs verdeutlicht, müssen für das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 in allen Sektoren Energieeinsparmaßnahmen ergriffen werden (vgl. Abbildung 6.5). Insgesamt nimmt der Endenergieverbrauch, inklusive des nicht energetischen Verbrauchs in der Industrie, von heute etwa 2779 TWh um etwa 27% auf etwa 2021 TWh im Jahr 2045 ab. Der modellierte Endenergieverbrauch des Jahres 2020 liegt dabei mit etwa 2,2% nur geringfügig über dem für das Jahr 2019 ausgewiesenen Endenergieverbrauchs der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen von 2518 TWh [28], wobei der nicht energetische Endenergieverbrauch in den Energiebilanzen nicht aufgeführt ist und daher nicht in den Vergleich einbezogen wurde.

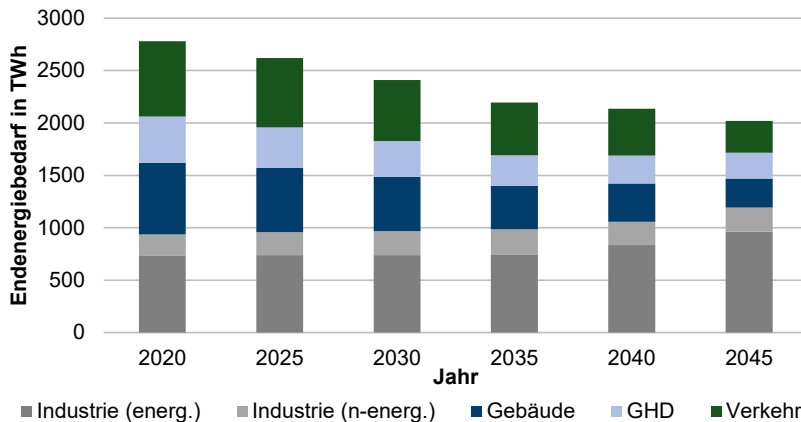


Abbildung 6.5: Endenergieverbrauch nach Sektoren, vorveröffentlicht in [56] (S.19)

Bei der Entwicklung des Endenergieverbrauchs ist zu beachten, dass in allen Sektoren von einer Zunahme nach energieverbrauchsrelevanten Nachfragen, wie beispielsweise Verkehrsleistungen oder Wohnfläche, ausgegangen wird (vgl. Kapitel 5.3). Das heißt der hierdurch bedingte Energiemehrverbrauch, der zu erwarten wäre, wird in den Sektoren Verkehr, Haushalte und Gebäude durch das Ergreifen von Energieeinsparmaßnahmen deutlich überkompensiert. So sinkt der Energieverbrauch im Gebäudesektor bis zum Jahr 2045 gegenüber heute um fast 60% auf etwa 277 TWh. Verantwortlich hierfür sind Maßnahmen, deren Spektrum von gebäudeseitigen Sanierungsmaßnahmen über hocheffiziente Stromanwendungen bis hin zum Einsatz von Wärmepumpen reicht. Zu beachten ist dabei, dass die Umweltwärme, die von Wärmepumpen aus der Luft oder dem Erdreich bezogen wird, nicht im Endenergieverbrauch mitbilanziert wird.

Eine vergleichbare Energieeinsparung ist auch im Verkehrssektor festzustellen. Hier sinkt der heutige Energieverbrauch bis zum Jahr 2045 um etwa 58% auf etwa 303 TWh, was im Wesentlichen durch den Einsatz von elektrischen Fahrzeugen begründet ist. Diese Fahrzeuge, die batterieelektrisch oder mit Brennstoffzellen angetrieben werden, weisen

gegenüber heutigen verbrennungstechnischen Motorkonzepten deutlich höhere Wirkungsgrade auf.

Aufgrund des angenommenen Wirtschaftswachstums von 1,2% pro Jahr und dem damit korrelierenden Anstieg der Bruttowertschöpfung bzw. der Güterproduktionen steigt der Energieverbrauch der Industrie einschließlich des nicht energetischen Verbrauchs gegenüber heute bis zum Jahr 2045 um etwa 27% auf 1193 TWh. Ursachen sind ein erhöhter Energiebedarf für die Methanolproduktion und ein erhöhter Prozesswärmebedarf für den Betrieb von DAC-Anlagen. Auch in der Industrie wird ein breites Spektrum von Energiesparmaßnahmen ergriffen, die allerdings nicht den nachfrage- bzw. strukturbedingten Mehrverbrauch kompensieren können.

6.1.4 Stromverbrauch, Stromerzeugung und installierte Kapazitäten

Die Substitution der fossilen Energieträger führt im zeitlichen Verlauf bis zum Jahr 2045 zu einem deutlichen Anstieg des Nettostromverbrauchs (vgl. Abbildung 6.6). Dieser entspricht mit etwa 1216 TWh im Jahr 2045 mehr als dem Doppelten des heutigen Nettostromverbrauchs von etwa 507 TWh im Jahr 2019 [80]. Wesentlicher Treiber für den Anstieg des Stromverbrauchs ist der zusätzliche Strombedarf für PtX (Power-to-X) Anwendungen, bei denen Strom z.B. zur Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse oder zur Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen eingesetzt wird.

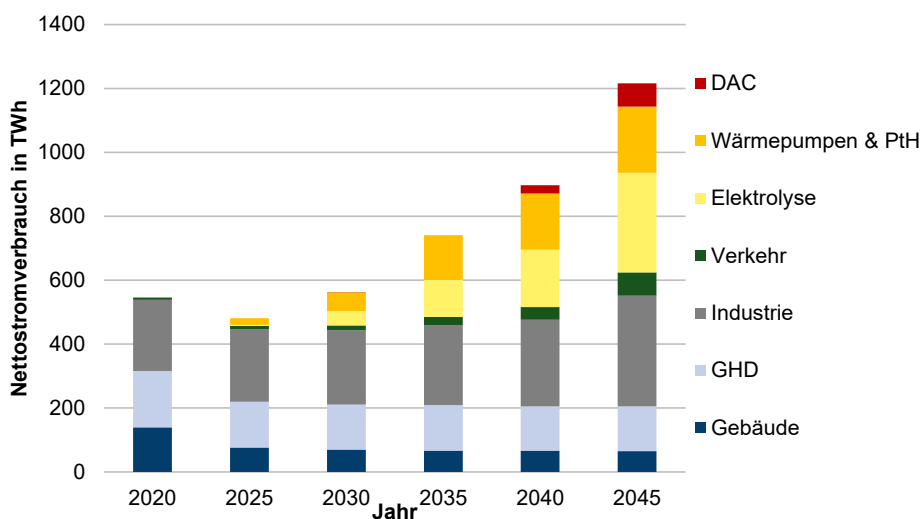


Abbildung 6.6: Nettostromverbrauch (ohne Stromexporte) im zeitlichen Verlauf, vorveröffentlicht in [56] (S.23)

Die Ergebnisse zeigen, dass stromeffizientere Anwendungen eingesetzt werden, um den Stromverbrauch zu verringern. Unter der Randbedingung der Kostenoptimalität werden die Effizienzpotenziale schon zu Beginn des Transformationszeitraums vollständig ausgeschöpft. Da der CO₂-Fußabdruck durch den Einsatz fossiler Energieträger zur Stromerzeugung zu Beginn der Transformationsphase noch hoch ist, besitzen Stromeinsparmaßnahmen gerade in dieser Phase einen besonderen Stellenwert. Besonders hohe

Einsparpotenziale bestehen im Haushalts- sowie GHD-Sektor, die zu Verbrauchsrückgängen um 53% bzw. 21% in den betreffenden Sektoren bis zum Jahr 2045 führen. Zu beachten ist beim Stromverbrauch des Haushaltssektors, dass im Jahr 2020 der Stromverbrauch für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in Höhe von etwa 22 TWh inbegriffen ist. Ab dem Jahr 2025 ist der Stromverbrauch der Wärmepumpen jedoch getrennt ausgewiesen, sodass ein Teil des Verbrauchsrückgangs auf diese bilanzielle Trennung zurückzuführen ist. Durchgeführte Einsparmaßnahmen im Haushalts- und GHD-Sektor sind vor allem der konsequente Austausch ineffizienter Leuchtmittel, wie beispielsweise die Umstellung von Glühlampen oder Halogenröhren auf LED-Lampen, oder das Ersetzen von Haushaltsgeräten wie Kühlschränken oder Waschmaschinen durch Geräte der höchsten Effizienzkategorie. Durch diese Einsparmaßnahmen liegt der gesamte Stromverbrauch im Jahr 2030 mit etwa 562 TWh nur etwas höher als im Jahr 2020, obwohl bereits im Jahr 2030 etwa 119 TWh Elektrizität für PtX-Anwendungen benötigt werden. Würden die Einsparpotenziale nicht ausgeschöpft, läge der Stromverbrauch im Jahr 2030 mit etwa 650 TWh deutlich höher.

Die zunehmende Elektrifizierung von Prozessen in der Industrie führt bis zum Jahr 2045 zu einem Stromverbrauch, der mit einem Wert von 346 TWh um über 50% über dem heutigen industriellen Stromverbrauch liegt (vgl. Abbildung 6.6). Mit etwa 665 TWh im Jahr 2045 entfällt jedoch etwa 55% des Stromverbrauchs auf Maßnahmen der Sektorenkopplung. Davon gehen mit 311 TWh etwa 26% des Nettostromverbrauchs auf den Einsatz von Elektrolyseuren zur Erzeugung von Wasserstoff zurück. Für den Betrieb von Wärmepumpen und industriellen Power to Heat (PtH) Anwendungen werden im Jahr 2045 insgesamt etwa 208 TWh benötigt, was einem Anteil von etwa 17% am Gesamtstromverbrauch entspricht. Während der Stromverbrauch des Verkehrssektors im Jahr 2019 mit etwa 12 TWh [80] noch sehr niedrig lag, wächst er durch den zunehmenden Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen auf etwa 73 TWh an. Auch der Betrieb von Direct Air Capture Anlagen, deren Einsatz zur Kompensation, der im Jahr 2045 noch verbleibenden Restemissionen benötigt wird, erfordert einen signifikanten Stromeinsatz von etwa 72 TWh. Für das europäische Ausland wird davon ausgegangen, dass ähnlich starke Anstrengungen unternommen werden, um die Treibhausgasemissionen drastisch zu reduzieren. Die modellbasierten Analysen zeigen, dass Deutschland im Jahr 2045 in Summe etwa 10 TWh Strom importiert.

Um den steigenden Stromverbrauch zu decken, ist eine deutliche Zunahme der Kraftwerkskapazität notwendig. So steigt die gesamte installierte Leistung von etwa 226 GW im Jahr 2020 über den gesamten Transformationszeitraum kontinuierlich an und erreicht im Jahr 2045 einen Wert von insgesamt 844 GW (vgl. Abbildung 6.7).

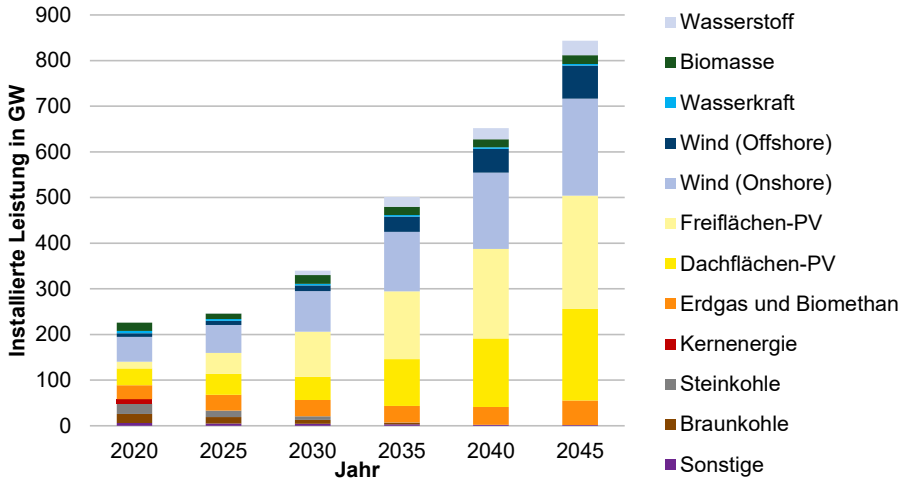


Abbildung 6.7: Entwicklung der installierten Stromerzeugungsleistung (ohne Speicher) bis zum Jahr 2045, vorveröffentlicht in [56] (S.24)

Dabei entsprechen die auslaufenden Kohlekraftwerkskapazitäten den Festlegungen des Kohleausstiegsgesetzes. Windkraft und Photovoltaik bilden mit etwa 734 GW im Jahr 2045 das Rückgrat der deutschen Stromversorgung. Die Berechnungen verdeutlichen, dass für das Erreichen von Treibhausgasneutralität ein massiver Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen notwendig ist. Bereits bis zum Jahr 2030 muss die installierte Leistung von PV- und Windenergieanlagen von heute etwa 116 GW [30] (Stand 2021) auf etwa 251 GW verdoppelt werden. Davon entfallen etwa 150 GW auf Photovoltaik und etwa 101 GW auf Windenergie an Land und auf See. Bis zum Jahr 2045 muss die installierte Leistung dieser Technologien auf insgesamt etwa 734 GW gesteigert werden. Hierbei beträgt die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen im Jahr 2045 etwa 450 GW, die sich zu 45% auf Dach-PV und zu 55% auf Freiflächen-PV aufteilt. Das Potenzial für Freiflächen-PV wird dabei vollständig und für Dachflächen-PV zu etwa 44% ausgeschöpft (vgl. Tabelle 5.4). Diese Verteilung des PV-Zubaus auf Freiflächen und Dachflächen ist unter den gesetzten Randbedingungen das kosteneffektivste Optimierungsergebnis. Eine Verschiebung der installierten Photovoltaikleistung hin zu einem größeren Anteil auf Dachflächen, beispielsweise aufgrund von Autarkiebestrebungen von Hausbesitzern, ist denkbar. Dies führt jedoch zu höheren Kosten für das Energiesystem. Um die PV-Kapazitäten im Jahr 2045 zu erreichen, sind über den gesamten Betrachtungszeitraum durchschnittliche Ausbauraten von etwa 15,8 GW pro Jahr notwendig, die damit mehr als dem Vierfachen der durchschnittlichen Ausbaurate der letzten 10 Jahre entsprechen.

Die Onshore-Windkraftleistung beträgt im Jahr 2045 etwa 213 GW und vervierfacht sich gegenüber der heute installierten Leistung von etwa 54 GW im Jahr 2021 [30]. Hierfür sind durchschnittliche Ausbauraten von etwa 6,3 GW pro Jahr erforderlich. Die Potenzialauschöpfung beträgt bei einem Onshore Windenergie Potenzial von etwa 364 GW (vgl. Tabelle 5.4) etwa 59%. Auch Offshore Windkraftanlagen spielen zukünftig eine wichtige Rolle. So steigt die installierte Kapazität im Jahr 2045 auf etwa 72 GW an. Das maximal mögliche Offshore-Potenzial wird damit zu 88% ausgeschöpft. Für den Aufbau der Kapazität sind im

Durchschnitt jährliche Ausbauraten von etwa 2,6 GW erforderlich. Zum Ende der Transformationsphase spielen Gaskraftwerke auf der Basis von Biomethan und Wasserstoff eine wichtige Rolle. Die installierte Leistung dieser gasgefeuerten Kraftwerke beträgt im Jahr 2045 in Summe etwa 86 GW, was einem Anteil an der Gesamtkapazität von etwa 10% entspricht.

Die kosteneffizienten Stromeinsparpotenziale, die zu Anfang der Transformationsphase einen Rückgang des Stromverbrauchs bewirken, führen zunächst zu einer Abnahme der Bruttostromerzeugung auf etwa 517 TWh im Jahr 2030 (vgl. Abbildung 6.8). Aufgrund des stark steigenden Stromverbrauchs nimmt die Stromerzeugung im weiteren Zeitverlauf auf etwa 1274 TWh im Jahr 2045 zu. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der gesamten Bruttostromerzeugung beträgt bereits im Jahr 2025 etwa 63% und erreicht im Jahr 2030 einen Wert von über 90% (Abbildung 6.8). Diese schnelle Dekarbonisierung der Stromerzeugung ist eine wesentliche Voraussetzung, um den Einsatz von PtX-Anwendungen wie Wärmepumpen oder Elektrolyseuren zu ermöglichen. Nur wenn diese mit nahezu emissionsfreier Elektrizität betrieben werden können, stellen sie unter den gegebenen Treibhausgasminderungszielen eine kostenoptimale Maßnahme dar. Am Ende des Transformationspfades im Jahr 2045 basiert die Stromerzeugung dann ausschließlich auf CO₂-freien Energieträgern.

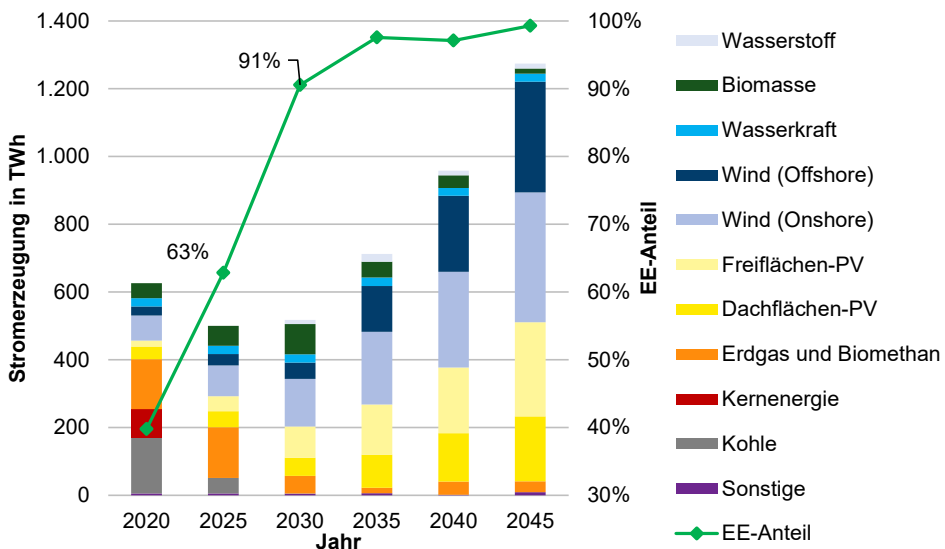


Abbildung 6.8: Bruttostromerzeugung im zeitlichen Verlauf, vorveröffentlicht in [56] (S.27)

Etwa 55% der im Jahr 2045 produzierten Strommenge stammt aus Windkraftwerken. Offshore-Windkraftanlagen machen mit etwa 327 TWh einen Anteil von 25% aus, Onshore-Windkraftanlagen tragen mit etwa 383 TWh einen Anteil von 30% bei. Mit einem Anteil von etwa 37% und etwa 470 TWh tragen Photovoltaikanlagen ebenfalls wesentlich zur Stromerzeugung bei. Der Anteil der Rückverstromung auf Basis von Wasserstoff liegt bei etwa 14 TWh und wird im Wesentlichen für den saisonalen Ausgleich zur Überbrückung von Dunkelflauten benötigt. Dies spiegelt sich auch in der geringen Auslastung wider, die im

Jahr 2045 etwa 450 Volllaststunden beträgt. Mit etwa 590 bis 770 Volllaststunden nehmen Kraftwerke, die mit Biomasse, Biogas oder Biomethan betrieben werden, im Jahr 2045 eine ähnliche Rolle zum Ausgleich der volatilen Erzeugung von PV- und Windenergie sowie zur Überbrückung von Dunkelflauten ein. Hervorzuheben ist hierbei, dass diese Kraftwerke im Zuge der Transformation ihre Betriebsweise verändern, da Gaskraftwerke im Jahr 2025 mit etwa 4300 Volllaststunden und Biomasse- oder Biogaskraftwerke mit etwa 4700 Volllaststunden im Jahr 2030 eine noch deutlich höhere Auslastung aufweisen.

Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass es aus einer kostenoptimalen Gesamtsystemperspektive darstellbar ist, bis zum Jahr 2030 aus der Kohleverstromung auszusteigen. Hierbei wurden die im Kohlverstromungsbeendigungsgesetz [57] festgelegten Kapazitätswerte von 8 GW Steinkohlekraftwerksleistung und 9 GW Braunkohlekraftwerksleistung im Jahr 2030 vorgegeben. Des Weiteren wurde angenommen, dass bis zum Jahr 2038 alle kohlegefeuerten Kraftwerke stillgelegt sind. Ob und in welchem Ausmaß die jeweiligen bis zum Jahr 2038 noch bestehenden Restkapazitäten ausgelastet werden, ist Ergebnis der Optimierung. Die Modellergebnisse zeigen, dass unter den gewählten Randbedingungen im Jahr 2030 praktisch keine Stromerzeugung durch Kohlekraftwerke mehr stattfindet. Einschränkung ist jedoch festzustellen, dass ein Kohleverstromungsausstieg darüber hinaus noch von vielen anderen Randbedingungen abhängt. Stromnetzdienliche Aspekte, wie beispielsweise die Blindleistungsbereitstellung, oder die regional sehr unterschiedlichen Besonderheiten bei der Stilllegung von Braunkohletagebauten sind im Rahmen dieser Arbeit nicht berücksichtigt worden.

6.1.5 Höchstlast in einem treibhausgasneutralen Stromversorgungssystem

Die Jahreshöchstlast als Zeitpunkt bzw. Höhe der höchsten Stromnachfrage in einem Kalenderjahr war bis vor wenigen Jahren ein entscheidendes Kriterium zur Beurteilung der Versorgungssicherheit im Strombereich [81]. Durch den steigenden Anteil von volatilen Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung wird mittlerweile die Residuallast als Bewertungskriterium herangezogen. Die Residuallast ist dabei „jener Teil der Last, der nicht durch dargebotsabhängig einspeisende Erneuerbare Energien gedeckt wird“ [81]. In Hinblick auf ein treibhausgasneutrales Stromversorgungssystem im Jahr 2045 stellt die Residuallast jedoch kein geeignetes Kriterium zur Bewertung der Versorgungssicherheit mehr dar. Im Jahr 2045 entfallen mit etwa 665 TWh etwa 55% des gesamten Stromverbrauchs auf flexible PtX-Anwendungen zur Sektorenkopplung. Diese können ihre Stromnachfrage flexibel an das Stromangebot durch volatile Stromerzeugungsanlagen wie Windenergie- oder Photovoltaikanlagen anpassen und damit zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage beitragen. Dementsprechend ist die Höchstlast in einem treibhausgasneutralen Stromversorgungssystem keine feste Größe, sondern entscheidend von der volatilen Stromerzeugung und den nachfrageseitigen Flexibilitäten geprägt. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) nennt den Teil der Stromnachfrage, der nicht erhöht oder abgesenkt werden kann, „inflexible Stromnachfrage“ [81]. Die gesamte Stromnachfrage ergibt sich aus der inflexiblen Nachfrage und den negativen bzw. positiven Nachfrageflexibilitäten. Darunter werden Stromanwendungen verstanden, die ihren Strombezug abhängig vom Stromangebot verringern bzw. erhöhen können [81].

Angelehnt an die Definitionen des BDEW wird daher in dieser Arbeit der Begriff der flexiblen Jahreshöchstlast eingeführt. Mit dem Zeitpunkt der flexiblen Jahreshöchstlast wird der

Zeitpunkt im Jahresverlauf bezeichnet, an dem durch das Zusammenwirken von volatilen Stromerzeugungsleistungen und flexiblen Stromnachfrageanwendungen die höchste Stromnachfrage vorherrscht. Dementsprechend ergibt sich die flexible Jahreshöchstlast als Höhe der Stromnachfrage zu diesem Zeitpunkt. In Tabelle 6.1 ist die flexible Jahreshöchstlast für das Jahr 2045 zusammen mit der höchsten Stromerzeugung aufgeführt. Die Differenz zwischen flexibler Jahreshöchstlast und höchster Stromerzeugung ist dabei durch Netz- und Transformationsverluste verursacht. Als Vergleich sind zudem die Höchstlast und die höchste Stromerzeugung des Jahres 2019 aufgeführt. Dabei sind in der Höchstlast des Jahres 2019 Stromimporte und -exporte berücksichtigt, sodass der Zeitpunkt der Höchstlast nicht zwangsläufig mit dem Zeitpunkt der höchsten Erzeugung übereinstimmen muss [82]. In der flexiblen Jahreshöchstlast des Jahres 2045 sind nur die Stromexporte berücksichtigt, während die Stromimporte der höchsten Erzeugung zugeordnet sind.

Die flexible Jahreshöchstlast von 339 GW am 8. März 2045 von 12 bis 13 Uhr stellt dabei mehr als eine Vervierfachung der Jahreshöchstlast des Jahres 2019 von 76,9 GW dar. Da die flexible Jahreshöchstlast jedoch wesentlich durch die Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windenergie geprägt ist, ist ein Vergleich mit der bisherigen Jahreshöchstlast oder der höchsten Residuallast nicht sinnvoll. Dies zeigt sich auch dadurch, dass die flexible Jahreshöchstlast nun zu den Mittagstunden im Frühjahr auftritt und nicht wie die bisherige Höchstlast an einem Winterabend.

Tabelle 6.1: Flexible Jahreshöchstlast und höchste Stromerzeugung im Jahr 2045 im Vergleich mit den statistischen Werten für das Jahr 2019

	(flexible) Jahres- höchstlast in GW	Zeitpunkt der (flexiblen) Jahres- höchstlast	Höchste Erzeugung in GWh/h	Zeitpunkt der höchsten Erzeugung
Optimierungsergebnisse für das Jahr 2045	339,0 GW	08.03.2045 12-13 Uhr	346,5 GWh/h	08.03.2045 12-13 Uhr
Statistische Werte für das Jahr 2019 [82]	76,9 GW	09.01.2019 17-18 Uhr	85,0 GWh/h	15.01.2019 11-12 Uhr

Der Zeitpunkt der flexiblen Jahreshöchstlast am 8. März 2045 von 12 bis 13 Uhr fällt mit der höchsten Stromerzeugung im Jahresverlauf von etwa 347 GWh/h zusammen. Durch gute Windverhältnisse werden zu diesem Zeitpunkt 185 GWh/h Elektrizität durch Offshore und Onshore Windenergieanlagen erzeugt, während in der Mittagszeit zudem 154 GWh/h Strom durch Photovoltaikanlagen eingespeist wird. Die flexiblen Stromanwendungen auf der Nachfrageseite erhöhen zu diesem Zeitpunkt ihre Stromaufnahme, um möglichst viel erneuerbare Stromerzeugung nutzen zu können. Dabei werden in dieser Stunde 101 GWh/h durch Elektrolyseure nachgefragt, die Wärmepumpen nehmen 74 GWh/h Elektrizität auf. Da gleichzeitig auch 65 GWh/h in Stromspeicher eingespeichert werden, entfallen nur etwa 84 GWh/h auf alle anderen Nachfragen. Da in dieser Arbeit für die Stromnachfrage der Industriekonsumenten und der Elektromobilität überwiegend feste Last- bzw. Ladeprofile vorgegeben werden, können diese ihre Stromnachfrage nur in geringfügigem Umfang erhöhen und an das Stromangebot anpassen. Prinzipiell sollten jedoch alle

Stromnachfrageanwendungen in einem treibhausgasneutralen Energiesystem möglichst flexibel betrieben werden und sich in ihrer Nachfrage an der Stromerzeugung orientieren. Eine detaillierte Analyse dieser Zusammenhänge zwischen Stromerzeugung, -nachfrage und Stromspeicher findet sich für ausgewählte Zeiträume in Kapitel 6.1.8.

Für die höchste Stromerzeugung von etwa 347 GWh/h im Jahr 2045 werden nur etwa 41% der gesamten installierten Erzeugungsleistung von etwa 844 GW genutzt. Dies deckt sich mit den statistischen Werten aus dem Jahr 2019, da für die höchste Erzeugung von etwa 85 GWh/h nur etwa 38% des bestehenden Kraftwerkparks benötigt werden.

Ein geeigneteres Kriterium zur Bewertung der Versorgungssicherheit in einem treibhausgasneutralen Stromversorgungssystem stellt die Jahresdauerlinie der Stromerzeugung bzw. Stromnachfrage im Jahr 2045 dar (vgl. Abbildung 6.9). Die Stromerzeugung ist dabei in die volatile Erzeugung durch Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen sowie Laufwasserkraftwerke und die flexible Erzeugung durch regelbare Kraftwerke und Stromspeicher aufgeteilt.

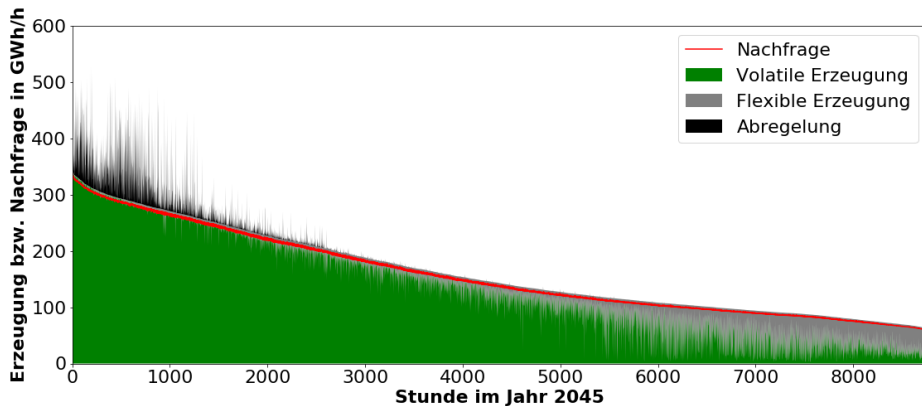


Abbildung 6.9: Jahresdauerlinie für Stromerzeugung und -nachfrage im Jahr 2045

Die Jahresdauerlinie zeigt, dass die Stunden mit höchster Stromnachfrage von einer hohen volatilen Stromerzeugung charakterisiert sind. Trotz einer hohen Nachfrageflexibilität werden vor allem in den etwa 2000 Stunden mit der höchsten Stromerzeugung Windenergie- und Photovoltaikanlagen abgeregelt. Unter Abregelung wird in dieser Arbeit die Reduzierung der Stromerzeugung aufgrund fehlender Nutzungsmöglichkeiten verstanden. Eine detaillierte Erläuterung bzw. Einordnung des Begriffs und eine Analyse der abgeregelten Energiemengen erfolgt im folgenden Kapitel 6.1.6. In den etwa 3000 Stunden mit der höchsten Stromnachfrage wird diese fast ausschließlich durch volatile Erneuerbare Erzeugung bedient. Die Stunden mit hoher Stromnachfrage sind folglich aufgrund der vorhandenen Nachfrageflexibilität nicht kritisch für die Versorgungssicherheit. Stattdessen sind vor allem die Stunden mit geringer Stromnachfrage entscheidend für die Versorgungssicherheit. Diese fallen mit Dunkelflauten zusammen, in denen die Stromerzeugung durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen aufgrund schlechter Wetterbedingungen besonders gering ist. Die nachfrageseitigen Flexibilitäten werden in diesen Stunden maximal ausgenutzt, um die Stromnachfrage gering zu halten. In diesen Stunden muss der Großteil der

Stromnachfrage durch die flexible Erzeugung von regelbaren Biomasse- oder Wasserstoffkraftwerken sowie Stromspeichern gedeckt werden. Folglich bestimmen diese Dunkelflauten die Dimensionierung von Stromspeichern und den notwendigen Ausbau an regelbaren Kraftwerken zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Eine Analyse des Speicherbedarfs und der Auswirkungen von Dunkelflauten findet sich in Kapitel 6.1.7.

Insgesamt zeigt sich, dass die flexible Jahreshöchstlast kein Kriterium für die Versorgungssicherheit in einem treibhausgasneutralen Stromversorgungssystem ist, da sie sowohl von der volatilen Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien als auch durch die nachfrageseitigen Flexibilitäten bestimmt wird. Vielmehr sind Dunkelflauten und nachfrageseitige Flexibilitäten entscheidende Kriterien für die Versorgungssicherheit. Eine wesentliche Voraussetzung für ein treibhausgasneutrales Stromversorgungssystem ist daher, dass die zusätzlichen Stromnachfrager durch die Sektorenkopplung ihre Flexibilitätspotenziale in größtmöglichen Umfang ausschöpfen. Zudem muss die Versorgungssicherheit zukünftig zusätzlich durch die Analyse einer Vielzahl von Einflussfaktoren, wie beispielsweise Dunkelflauten, nachfrageseitigen Flexibilitäten und Stromspeichern, untersucht werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurden keine Engpässe in den Stromnetzen analysiert, diese sind für eine vollumfängliche Betrachtung der Versorgungssicherheit jedoch ebenfalls zu beachten.

6.1.6 Abregelung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen im Jahr 2045

In einem treibhausgasneutralen Stromversorgungssystem werden trotz des Einsatzes von nachfrageseitigen Flexibilitäten und Stromspeichern Windenergie- und Photovoltaikanlagen abgeregelt. Aus Gründen der Kostenoptimalität ist es nicht sinnvoll, die theoretisch maximale Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik vollständig auszunutzen, da hierfür ein erheblich höherer Speicherbedarf und höhere Leistungen der flexiblen Stromnachfrager notwendig wären. Es ist daher kosteneffizient, die Erzeugungsleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in gewissen Zeiträumen zu vermindern bzw. abzuregeln. Zu beachten ist hierbei, dass die Leistungsbegrenzung von Windturbinen aufgrund höherer Windgeschwindigkeiten als der Nennwindgeschwindigkeit bereits in den hinterlegten Leistungskurven der Windturbinen berücksichtigt ist und nicht unter Abregelung fällt. Ebenso ist das Abschalten von Windturbinen aufgrund starker Sturmböen bereits in den Leistungskurven der Windturbinenhersteller berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur versteht unter Abregelung das Einspeisemanagement, bei dem Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen aufgrund von Engpässen im Stromnetz ihre Einspeiseleistungen verringern müssen [83]. Dabei werden bei Überlastungen im Verteil- oder Übertragungsnetz, die die Versorgungssicherheit bedrohen, die Einspeiseleistungen von Erneuerbaren Energien in das Stromnetz zwangsweise abgeregelt, in dem z.B. die Rotoren von Windturbinen aus dem Wind gedreht werden. Da in dieser Arbeit die deutsche Energieversorgung in einem Ein-Knoten-Modell abgebildet ist, sind die deutschen Stromnetze und folglich etwaige Netzengpässe nicht modelliert. Abregelung bedeutet in dieser Arbeit daher die Verminderung der Stromerzeugung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen aufgrund fehlender Möglichkeiten zur Nutzung des erzeugten Stroms durch Stromnachfrager, Stromspeicher und Stromexportkapazitäten. Folglich unterscheidet sich die in dieser Arbeit verwendete Definition von Abregelung wesentlich von der Definition der Bundesnetzagentur für die derzeit auftretende Abregelung von Erneuerbaren Energien.

Die abgeregelte Stromerzeugungsleistung der Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist im Jahresverlauf des Jahres 2045 in Abbildung 6.10 dargestellt. Es zeigt sich dabei, dass vor allem im Sommer regelmäßig die Stromerzeugung durch Freiflächen- und Dachflächen-photovoltaikanlagen abgeregelt wird. Jedoch zeigen sich auch im Frühjahr und Herbst einzelne Zeiträume in denen mehr als 50 GW an Photovoltaikleistung aberegelt wird. Die Abregelung von Onshore Windenergieanlagen findet nur in besonders windreichen Zeiträumen statt, die sich über das ganze Jahr verteilen. Die Stromerzeugung von Offshore Windenergieanlagen wird nicht signifikant abgeregelt.

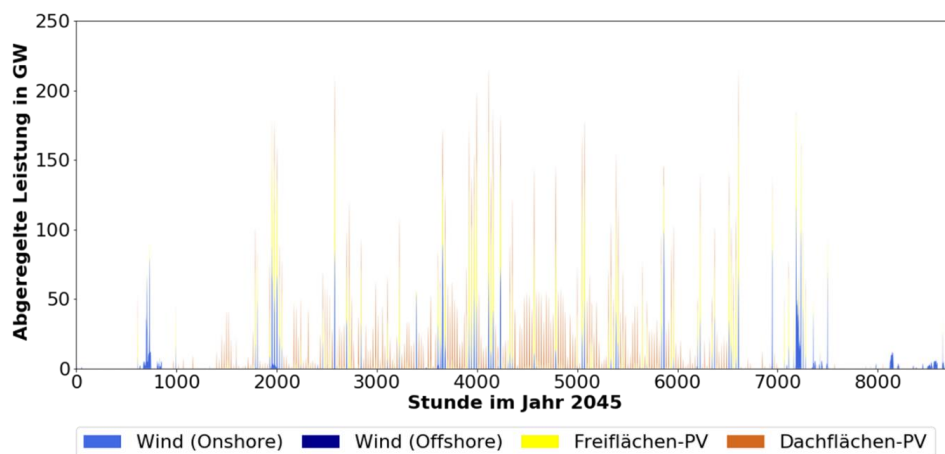


Abbildung 6.10: Abgeregelte Stromerzeugungsleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen im Jahr 2045

Die insgesamt im Jahresverlauf abregelten Energiemengen der Windenergie und Photovoltaik sind zusammen mit der höchsten abregelten Leistung in Tabelle 6.2 dargestellt.

Im Jahresverlauf werden im Jahr 2045 17,5 TWh an Onshore Windenergieerzeugung abgeregelt, wobei zum Zeitpunkt der höchsten Abregelung mit etwa 118 GW mehr als die Hälfte der installierten Onshore Windenergieleistung von etwa 213 GW zeitweise abgeregelt wird. Einen ähnlichen hohen Anteil der abregelten Leistung weist die Freiflächen-Photovoltaik auf, bei der mit 108,4 GW zeitweise etwa 44% der installierten Leistung abgeregelt wird. Obwohl maximal 56,1 GW Dachflächen-Photovoltaik abgeregelt werden, weist diese Technologie mit 23,6 TWh die höchste abgeregelte Energiemenge im Jahresverlauf auf. Die insgesamt höchste gleichzeitige Abregelung findet mit 215,7 GW am 21. Juni 2045 von 11-12 Uhr statt. Da sich die Zeitpunkte der höchsten Abregelung der einzelnen Technologien unterscheiden, liegt die höchste gleichzeitige Abregelung unterhalb der Höchstwerte der einzelnen Technologien. Trotz dieser zeitweise sehr hohen abregelten Erzeugungsleistungen beträgt die insgesamt im Jahr 2045 abgeregelte Energiemenge mit 60,3 TWh nur etwa 4,7% der Bruttostromerzeugung im Jahr 2045.

Tabelle 6.2: Abgeregelte Energiemengen und höchste abgeregelte Leistung von Windenergie und Photovoltaik im Jahr 2045

	Jährlich abgeregelte Energiemenge in TWh	Höchste abgeregelte Leistung in GW	Anteil der höchsten Ab- regelung an der installier- ten Leistung	Zeitpunkt der höchsten Ab- regelung
Wind (Offshore)	0,0 TWh	0,0 GW	0%	11.02.2045 11-12 Uhr
Wind (Onshore)	17,5 TWh	118,1 GW	55%	27.10.2045 11-12 Uhr
Freiflächen- Photovoltaik	19,2 TWh	108,4 GW	44%	03.10.2045 11-12 Uhr
Dachflächen- Photovoltaik	23,6 TWh	56,1 GW	28%	06.06.2045 11-12 Uhr
Gesamt	60,3 TWh	215,7 GW	29%	21.06.2045 11-12 Uhr
Abregelung im Jahr 2019 [83]	6,5 TWh	-	-	-

Zur Einordnung ist in Tabelle 6.2 die abgeregelte Energiemenge im Jahr 2019 von 6,5 TWh [83] aufgelistet. Diese ist jedoch vollständig auf Abregelung von Erneuerbaren Energien aufgrund von Engpässen im Stromnetz zurückzuführen, die in dieser Arbeit nicht berücksichtigt sind. Daher sind diese abgeregelten Energiemengen nicht vergleichbar. Insgesamt zeigt sich, dass in einem treibhausgasneutralen Energiesystem Windenergie- und Photovoltaikanlagen in signifikantem Umfang abregelt werden, da ihr erzeugter Strom zeitweise weder genutzt noch gespeichert werden kann. Diese Abregelung stellt eine kostenoptimale Lösung dar, da ein zusätzlicher Speicherausbau und eine höhere Nachfrageleistung durch flexible Stromverbraucher zu Mehrkosten für das Gesamtsystem führt. Dabei kann die abgeregelte Energiemenge höher ausfallen als in dieser Arbeit ausgewiesen, falls kein ausreichender Ausbau der Stromnetze stattfindet und daher weiterhin Netzengpässe eine Abregelung von Erneuerbaren Energien verursachen.

6.1.7 Speicherbedarf und Dunkelflaute

Zum Ausgleich der Schwankungen der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik im Tages- und Wochenverlauf werden neben den nachfrageseitigen Flexibilitäten im Jahr 2045 553 GWh an kurz- und mittelfristiger Speicherkapazität benötigt. Die Elektromobilität und die Stromnachfrage der Industrie werden in dieser Arbeit nicht als nachfrageseitige Flexibilitäten betrachtet (vgl. Kapitel 6.1.5), können aber ebenso zum Ausgleich beitragen und den Speicherbedarf verringern. Beispielsweise geht der Szenariorahmen des

Netzentwicklungsplans [84] davon aus, dass im Jahr 2045 zwischen 8,9 GW und 12,0 GW an nachfrageseitiger Flexibilität durch die Industrie und den GHD-Sektor bereitgestellt werden können.

Die benötigten Speicherkapazitäten im Jahr 2045 setzen sich wie in Tabelle 6.3 dargestellt aus 60 GWh Pumpspeicherkraftwerken, 285 GWh adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken und 208 GWh Batteriespeichern zusammen. Hierbei ist zu beachten, dass für die benötigte Batteriespeicherkapazität kein Ausbau von Batteriespeichern notwendig wird, falls die Speicherkapazitäten von batterieelektrischen Pkw als netzdienliche Speicher eingesetzt werden können. Im Jahr 2045 ist der Bestand an batterieelektrischen Pkw groß genug (vgl. Kapitel 6.1.14), sodass es bereits ausreicht, wenn 10% der verfügbaren Speicherkapazität dieser Fahrzeuge jederzeit netzdienlich zur Verfügung steht.

Tabelle 6.3: Installierte Stromspeicher im Jahr 2045

Stromspeicher im Jahr 2045	Speicherkapazität in GWh	Eingespeicherte Energiemenge im Jahresverlauf in TWh	Äquivalente Vollladezyklen
Pumpspeicherkraftwerke	60	14,1	236
Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke	285	37,6	132
Batteriespeicher	208	36,2	174

Bei Betrachtung der eingespeicherten Energiemengen und der äquivalenten Vollladezyklen von 132 bis 236 (vgl. Tabelle 6.3) wird deutlich, dass die Stromspeicher vor allem zum Ausgleich der wetterbedingten Schwankungen der Stromerzeugung innerhalb eines Tages oder zwischen mehreren Tagen zum Einsatz kommen. Dabei berechnen sich die äquivalenten Vollladezyklen durch die Division der eingespeicherten Energiemenge im Jahresverlauf durch die installierte Speicherkapazität. Die 174 äquivalenten Vollladezyklen der Batteriespeicher bedeuten, dass diese durchschnittlich etwa alle 2 Tage vollständig geladen werden. Da Teilladungen in den äquivalenten Vollladezyklen berücksichtigt sind, kann jedoch davon ausgegangen werden, dass diese fast täglich zumindest teilweise geladen und entladen werden. Insgesamt stellen die Stromspeicher somit eine wichtige Quelle für Flexibilität in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem dar. Der Ausbau von Wärmespeichern, der in Kapitel 6.1.10 analysiert wird, ist ebenso von hoher Relevanz.

Im Sinne einer Versorgungssicherheit, die auch bei Extremereignissen gewährleistet sein muss, wird in dieser Arbeit in allen Szenarien bzw. Szenarienvarianten eine synthetische kalte Dunkelflaute berücksichtigt. Hierfür wird eine zweiwöchige Periode im Januar angenommen, in der aufgrund extremer Witterungsbedingungen nur 10% der Windenergie- und PV-Kapazitäten zur Verfügung stehen und gleichzeitig ein um 25% erhöhter Wärmebedarf besteht. Zudem wird der Stromimport aus angrenzenden Staaten auf 10% der Kuppelkapazität limitiert. Das in dieser Arbeit zugrunde gelegte Wetterjahr 2013 und die daraus resultierenden stündlichen Erzeugungszeitreihen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen

werden zusammen mit den Wärmenachfragezeitreihen entsprechend modifiziert. Analysen historischer Dunkelflauten von Ryberg [72] zeigen, dass es sich bei der angenommenen kalten Dunkelflaute um ein unwahrscheinliches Extremszenario handelt. Bei Untersuchung von Wetterjahren des Zeitraums 1980 bis 2016 umfasst der längste Zeitraum, in welchem die Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen in Deutschland weniger als 25% ihrer durchschnittlichen Erzeugung beträgt, knapp über 7 Tage. Die Eintrittswahrscheinlichkeit einer zweiwöchigen Dunkelflaute liegt nach Ryberg bei unter 1%.

Zur Überbrückung der zweiwöchigen Dunkelflaute kommen vor allem regelbare Kraftwerke zum Einsatz (vgl. Abbildung 6.11). Diese werden mit Biomasse, Biomethan oder Wasserstoff betrieben und erzeugen während der Dunkelflaute durchschnittlich etwa 72 GWh/h Elektrizität. Hierbei wird der zusätzliche Wasserstoffbedarf für die Rückverstromung aus Wasserstoffspeichern entnommen, sodass der Speicherfüllstand während der Dunkelflaute deutlich sinkt (vgl. Abbildung 6.11).

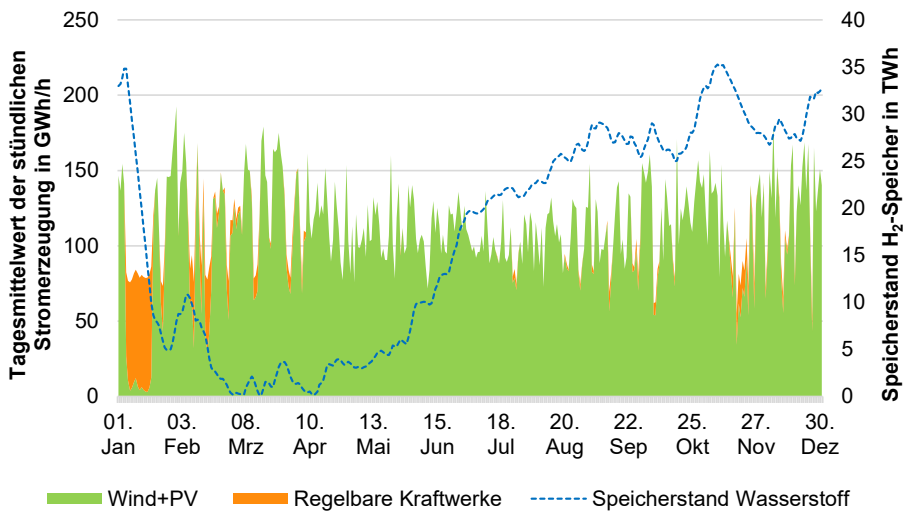


Abbildung 6.11: Stromerzeugung und Füllstand der Wasserstoffspeicher im Jahr 2045, veröffentlicht in [56] (S.44)

Gleichzeitig wird auch ein Großteil des Wasserstoffbedarfs im Industrie- und Verkehrssektor aus den Speichern gedeckt, da während der Dunkelflaute kein Betrieb der Elektrolyseure stattfindet. Für die Überbrückung der Dunkelflaute und den saisonalen Ausgleich des Angebots an Solar- und Windenergie werden daher im Jahr 2045 35,4 TWh Speicherkapazität in Wasserstoffkavernenspeichern benötigt. Diese Kapazität kann fast vollständig durch die Umwidmung bestehender Erdgaskavernenspeicher bereitgestellt werden, wodurch 34,6 TWh Wasserstoffspeicherkapazität entstehen. Die Entwicklung des Füllstands der Wasserstoffspeicher im Jahresverlauf zeigt, dass diese hauptsächlich im Sommer befüllt und im Winter geleert werden (vgl. Abbildung 6.11). Diese langfristigen Speicher tragen dementsprechend zum saisonalen Ausgleich des Energieangebots bei, dienen aber ebenfalls zur Überbrückung kurzer Phasen mit geringer Stromerzeugung durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen. In diesen Phasen werden Elektrolyseure abgeschaltet und der

Wasserstoffbedarf aus den Speichern gedeckt. Andererseits werden Phasen mit hoher Einspeisung durch Erneuerbare Energien zum Betrieb der Elektrolyseure und zum Befüllen der Wasserstoffspeicher genutzt. Eine detaillierte Analyse der Zusammenhänge zwischen der Stromerzeugung durch volatile Erneuerbare Energien und flexiblen Stromnachfragern findet sich in Kapitel 6.1.8. Wird jedoch berücksichtigt, dass diese langfristigen Speicherkapazitäten nicht für ein einzelnes Jahr ausgelegt werden sollten, sondern auch über Zeiträume von mehreren Jahren ausreichend dimensioniert werden müssen, ergibt sich eine benötigte Wasserstoffspeicherkapazität von etwa 70 TWh [56]. Grundlage für diese robuste Auslegung der Wasserstoffspeicher sind 38 aneinander gereihete Wetterjahre von 1980 bis 2018 [56]. Dies verdeutlicht, dass mit zugrunde gelegten Zeitreihen lediglich eines repräsentativen Wetterjahres die erforderliche langfristige Speicherkapazität deutlich unterschätzt wird.

Stromspeicher spielen für die Überbrückung der zweiwöchigen synthetischen Dunkelflaute keine wesentliche Rolle, da diese Speicher aus kostenoptimaler Sicht nur für den Ausgleich von Schwankungen der Stromerzeugung innerhalb eines Tages oder zwischen einzelnen Tagen ausgelegt werden. Eine zweiwöchige Dunkelflaute muss daher durch das Zusammenspiel zwischen regelbaren Kraftwerken und flexiblen Stromnachfrageanwendungen überbrückt werden. Es ist deutlich zu erkennen, dass während der Dunkelflaute im Januar genügend Energiespeicher sowie Flexibilität auf Erzeugungs- und Nachfrageseite vorhanden sind, um eine ausreichende Stromversorgung zu gewährleisten.

6.1.8 Analyse der Zusammenhänge zwischen volatiler Stromerzeugung, flexibler Stromnachfrage und Stromspeichern

Die Analysen in den vorherigen Kapiteln haben bereits gezeigt, dass in einem treibhausgasneutralen Stromversorgungssystem der Ausgleich zwischen volatiler Erzeugung und Nachfrage durch ein Zusammenwirken von regelbaren Kraftwerken, Speichern und flexiblen Stromnachfragern erfolgt. In diesem Kapitel werden diese Zusammenhänge für charakteristische Zeiträume im Jahr 2045 detailliert erläutert. Der Verlauf der Stromerzeugung und Stromnachfrage im Jahr 2045 (vgl. Abbildung 6.12) zeigt, dass auch die Stromnachfrage im Jahresverlauf stark variiert. Die Darstellung als Tagesmittelwerte der stündlichen Stromerzeugung bzw. -nachfrage wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit gewählt und gilt nur für Abbildung 6.11 und Abbildung 6.12.

Deutlich ist zu erkennen, dass während der zweiwöchigen Dunkelflaute im Januar die Stromnachfrage mit durchschnittlich 90 GWh/h deutlich niedriger liegt als die durchschnittliche Stromnachfrage im Jahresverlauf mit etwa 150 GWh/h. Während diesen zwei Wochen findet keine Elektrolyse statt und es werden kaum Stromspeicher geladen. Wärmepumpen und Power-to-Heat (PtH) Anwendungen verringern ihre Stromnachfrage zu Beginn der Dunkelflaute stark, die benötigte Wärme wird dann aus Wärmespeichern entnommen. Zur Bereitstellung der Nahwärme und der Niedertemperatur-Prozesswärme kommen überwiegend Hochtemperaturwärmepumpen zum Einsatz. Diese werden während der kalten Dunkelflaute teilweise durch Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK)-Anlagen substituiert, da diese regelbaren Kraftwerke bereits zur Stromerzeugung während dieses Zeitraums benötigt werden. Das Substitutionspotenzial in der dezentralen Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung ist jedoch begrenzt. Teilweise können im Jahr 2045 noch vorhandene Gas-Brennwertkessel mit Biomethan betrieben werden und einen Teil der Wärmepumpen ersetzen,

die sonst zur Deckung der Wärmenachfrage in Gebäuden zum Einsatz kommen. Die dezentralen Wärmespeicher in den Gebäuden übernehmen eine Pufferfunktion im Tagesverlauf (vgl. Kapitel 6.1.10) und sind daher nicht ausreichend groß, um eine zweiwöchige kalte Dunkelflaute zu überbrücken. Dementsprechend kann die Stromnachfrage durch Wärmepumpen nur auf durchschnittlich etwa 26 GWh/h reduziert werden und muss auch während der Dunkelflaute gedeckt werden.

Zudem bestehen in der sonstigen Stromnachfrage einzelne Flexibilitätspotenziale, die während der Dunkelflaute genutzt werden. So werden beispielsweise DAC-Anlagen während der Dunkelflaute abgeschaltet. Die sonstige Stromnachfrage reduziert sich durch diese Maßnahmen von durchschnittlich etwa 73 GWh/h im Jahresverlauf auf durchschnittlich etwa 64 GWh/h während der Dunkelflaute. Da Lastmanagementmaßnahmen in der Industrie und Haushalten in dieser Arbeit nicht modelliert wurden, könnte die verbleibende Stromnachfrage während der Dunkelflaute durch die Berücksichtigung von Lastmanagementmaßnahmen weiter reduziert werden. Insofern handelt es sich um eine konservative Abschätzung.

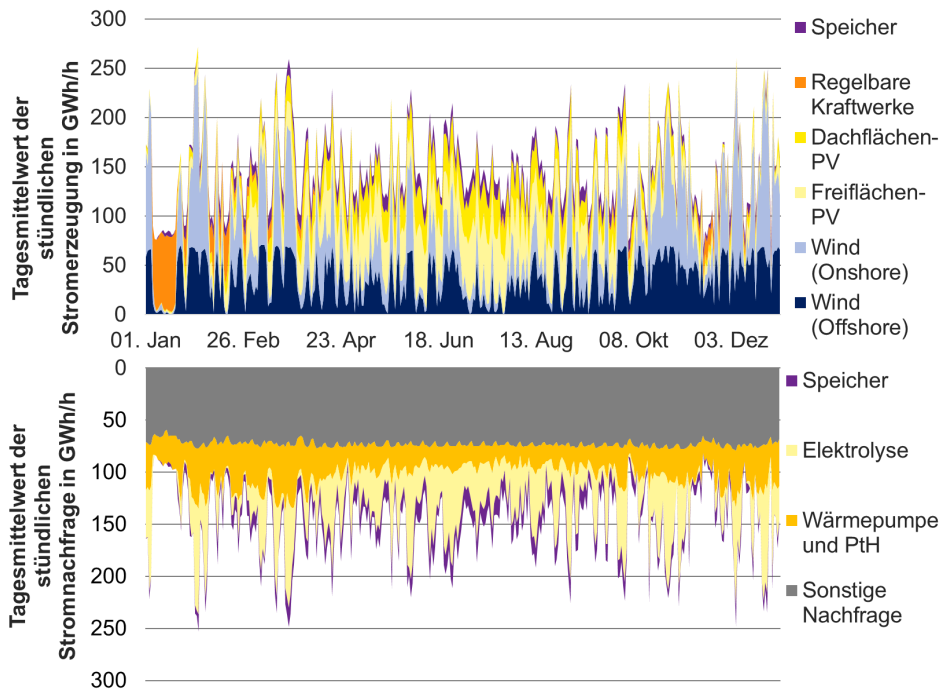


Abbildung 6.12: Tagesmittelwerte der stündlichen Stromerzeugung und Stromnachfrage im Verlauf des Jahres 2045

Im Jahresverlauf der Stromerzeugung wird deutlich, dass die Onshore und Offshore Windenergie vor allem im Winter und Herbst den Großteil der Elektrizität erzeugt (vgl. Abbildung 6.12). Im Sommer dominiert die Stromerzeugung durch Photovoltaik. Für die Überbrückung kurzer Phasen mit geringer Stromerzeugung aus PV- und Windenergieanlagen werden vor allem regelbare Kraftwerke eingesetzt. Der Jahresverlauf der Stromnachfrage macht

deutlich, dass vor allem die Elektrolyseure ihre Leistung am Stromangebot durch Photovoltaik und Windenergie ausrichten. In Phasen mit hohem Stromdargebot wird die Elektrolyseleistung maximal ausgenutzt, in Phasen mit geringem Stromdargebot findet keine Elektrolyse statt. Diese Zusammenhänge lassen sich durch eine Detailanalyse der stündlichen Stromerzeugung in einzelnen Monaten des Jahres 2045 verdeutlichen. Ein charakteristischer Monat ist der März 2045 (vgl. Abbildung 6.13), in dem die flexible Jahreshöchstlast auftritt (vgl. Kapitel 6.1.5).

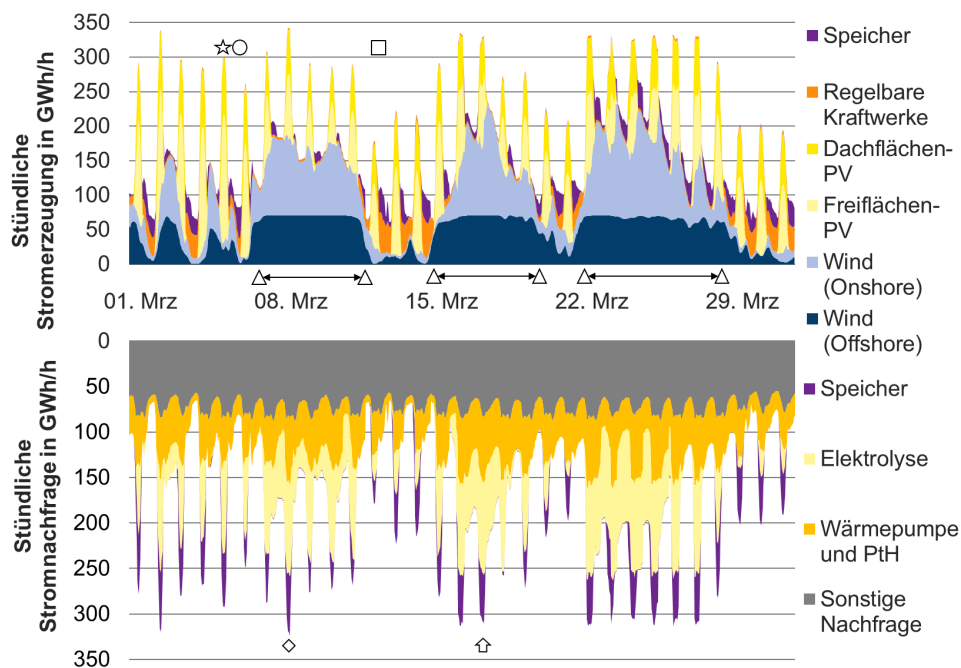


Abbildung 6.13: Stündliche Stromerzeugung und Stromnachfrage im März 2045

Die Stromerzeugung ist im März 2045 durch längere Zeiträume mit hoher Stromerzeugung durch Windenergie von bis zu etwa 233 GW gekennzeichnet, die in Abbildung 6.13 durch das Symbol Δ markiert sind und sich beispielsweise vom 7. bis 12. März oder vom 16. bis zum 20. März erstrecken. Gleichzeitig weist die Stromerzeugung im März 2045 jedoch auch Zeiträume mit sehr geringer Onshore und Offshore Windenergieeinspeisung auf. Beispielsweise markiert das Symbol $\circ$ einen solchen Zeitraum am 6. März zwischen 7-8 Uhr mit nur etwa 10 GW Windenergieeinspeisung. Die Stromerzeugung durch Photovoltaik zeigt durch die überwiegende Ausrichtung der Photovoltaikanlagen nach Süden ein Maximum zur Mittagszeit von bis zu etwa 267 GW am 5. März, was durch $\star$ in Abbildung 6.13 markiert ist. Fällt eine geringe Stromerzeugung durch Windenergie in die Abend- und Nachstunden müssen bis zu 59 GW an regelbaren Kraftwerken eingesetzt werden, wie beispielsweise am Abend des 12. März, was durch das Symbol $\square$ markiert ist. Stromspeicher werden mit bis zu 65 GW in den Zeiträumen mit hoher Photovoltaikeinspeisung geladen, wie beispielsweise durch $\diamond$ gekennzeichnet am 8. März zwischen 12 und 13 Uhr, und geben

die gespeicherte Energie dann in den Abend- und Nachtstunden mit bis zu 47 GW wieder ab.

Die Stromnachfrage durch Elektrolyseure (vgl. Abbildung 6.13) erreicht mit etwa 101 GW zum Zeitpunkt der flexiblen Jahreshöchstlast am 8. März zwischen 12 und 13 Uhr ihr Maximum, welches durch das Symbol $\diamond$ markiert ist. Der Betrieb der Elektrolyseure wird maßgeblich von den Zeiträumen mit hoher PV- oder Windenergieeinspeisung bestimmt. Im Jahr 2045 erreichen die Elektrolyseure mit dieser Betriebsweise etwa 3080 Volllaststunden. Aus Gesamtsystemsicht ist diese flexible Betriebsweise kostenoptimaler als eine Betriebsweise, die möglichst hohe Volllaststunden anstrebt. Die Stromnachfrage der Wärmepumpen und PtH-Anwendungen variiert zwischen etwa 8 GW und etwa 75 GW an den Mittagstunden des 17. März, welche durch das Symbol $\hat{\cup}$ gekennzeichnet sind. Es zeigt sich, dass ihr Betrieb sich auch an den Zeiträumen mit hoher Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windenergie orientiert. Dies ist jedoch nur durch die Verbindung der Wärmepumpen mit Wärmespeichern möglich. Eine ähnliche Betriebsweise der Elektrolyseure und Wärmepumpen zeigt sich im Juni 2045 (vgl. Abbildung 6.14).

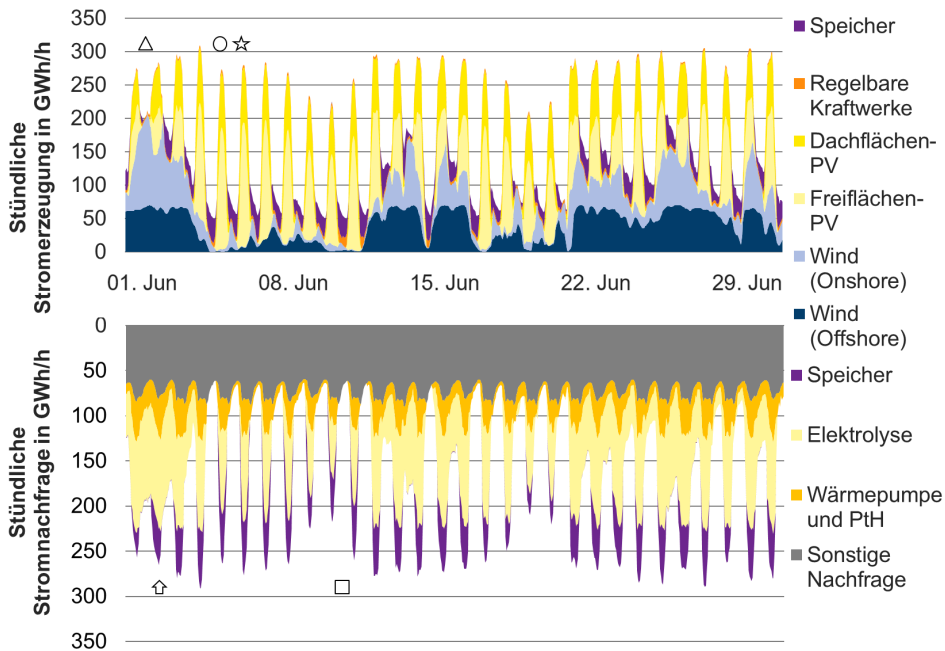


Abbildung 6.14: Stündliche Stromerzeugung und Stromnachfrage im Juni 2045

Die Elektrolyseure werden im Juni 2045 ebenfalls nur zu Zeiten mit hoher Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windenergie betrieben. Aufgrund der geringeren Wärmenachfrage im Sommer liegt die maximale Stromnachfrage der Wärmepumpen und PtH-Anwendungen bei etwa 50 GW und tritt am 2. Juni auf, welcher durch das Symbol $\hat{\cup}$ markiert ist. Zeitweise liegt diese sogar bei 0 GW, beispielsweise an den durch $\square$ gekennzeichneten Abendstunden des 10. Juni. Zu diesen Zeiten wird der verbleibende Warmwasser- und Niedertemperaturprozesswärmebedarf vollständig aus den Wärmespeichern gedeckt. Die maximale

Photovoltaikeinspeisung liegt mit etwa 269 GW in den Mittagstunden des 6. Juni, welche durch das Symbol ☆ markiert sind. Die Photovoltaikeinspeisung ist dabei nur geringfügig höher als im März 2045, da am 6. Juni eine hohe Abregelung der Photovoltaikanlagen stattfindet. Die Stromerzeugung durch Windenergieanlagen zeigt Zeiträume mit hoher Leistung von bis zu 208 GW, wie beispielsweise durch das Symbol △ gekennzeichnet am 2. Juni. Im Gegensatz dazu treten auch Flaute mit nur etwa 1 GW Stromerzeugung auf, wie beispielsweise am 5. Juni, welcher durch ○ markiert ist. Um diese Schwankungen der volatilen Stromerzeugung auszugleichen, kommen wieder regelbare Kraftwerke und Stromspeicher zum Einsatz.

Weitere charakteristische Verläufe der stündlichen Stromerzeugung und -nachfrage sind für die Monate Oktober 2045 (vgl. Abbildung 8.1) und Dezember 2045 (vgl. Abbildung 8.2) im Anhang dargestellt. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Stromerzeugung sehr volatil ist und Dunkelflaute durch den Einsatz von regelbaren Kraftwerken und Speichern überbrückt werden. Gleichzeitig orientiert sich die flexible Betriebsweise der Elektrolyseure an der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien und trägt somit entscheidend zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage bei. Ebenfalls tragen Wärmepumpen und PtH-Anwendungen zu diesem Ausgleich bei, wobei dies nur in Verbindung mit dem Ausbau von Wärmespeichern möglich ist (vgl. Kapitel 6.1.10). Zudem müssen die Wärmebedarfe jederzeit gedeckt werden, sodass die Betriebsweise der Wärmepumpen nicht völlig flexibel ist.

Zwischenfazit

In einem treibhausgasneutralen Energiesystem entsteht die flexible Jahreshöchstlast von etwa 339 GW im Jahr 2045 durch das Zusammenspiel aus flexiblen Stromnachfragern, volatiler Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien, Speichern und der sonstigen Stromnachfrage. Demgegenüber ist die heutige Höchstlast von etwa 77 GW im Jahr 2019 ausschließlich nachfragegetrieben. Zudem ist zukünftig eine flexible Betriebsweise der Elektrolyseure und Wärmepumpen für die Anpassung der Stromnachfrage an das Stromdargebot entscheidend. Daher sollten Stromnachfrager möglichst flexibel betrieben werden, um den Bedarf an Speichern und regelbaren Kraftwerken zu vermindern. Für die Überbrückung der zweiwöchigen Dunkelflaute ist jedoch trotz einer auf etwa 90 GWh/h verringerten Stromnachfrage, der Einsatz von regelbaren Kraftwerken entscheidend. Der Ausbau dieser mit Wasserstoff, Biomasse oder Biomethan betriebener Kraftwerke auf etwa 86 GW installierte Leistung im Jahr 2045 ist durch die Dunkelflaute bestimmt und wird nicht von der flexiblen Jahreshöchstlast in einem treibhausgasneutralen Energiesystem verursacht. Dieser Zusammenhang ist bei der Analyse der zukünftigen Versorgungssicherheit ebenso wie die Rolle der nachfrageseitigen Flexibilitäten zu berücksichtigen.

6.1.9 Wasserstoffverbrauch und -aufkommen

Die Nutzung von Wasserstoff ist von entscheidender Bedeutung, um das Ziel der Treibhausgasneutralität zu erreichen. Die Modellergebnisse zeigen, dass bereits im Jahr 2030 etwa 104 TWh Wasserstoff benötigt werden (vgl. Abbildung 6.15). Mit etwa 48 TWh entfällt der höchste Wasserstoffbedarf auf die Industrie, im Verkehrssektor werden etwa 30 TWh

Wasserstoff benötigt. Der Wasserstoffbedarf steigt bis zum Jahr 2045 auf etwa 412 TWh, was 12 Mio. t Wasserstoff entspricht.

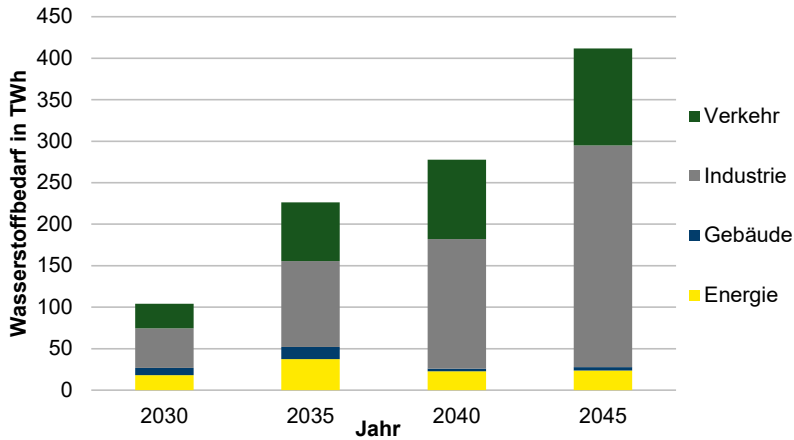


Abbildung 6.15: Wasserstoffbedarf nach Sektoren aufgeteilt, vorveröffentlicht in [56] (S.30)

Der Industriesektor ist dabei mit etwa 267 TWh der größte Verbraucher und wird im Nachfolgenden (vgl. Kapitel 6.1.12) separat analysiert. Daneben hat der Verkehrssektor mit 117 TWh ebenfalls einen hohen Wasserstoffbedarf. Dieser wird mit etwa 63% der Wasserstoffnachfrage durch den Lkw-Transport dominiert, während sich der verbleibende Wasserstoffbedarf auf Pkw, Busse, Züge und Kleintransporter verteilt. Darüber hinaus werden etwa 24 TWh Wasserstoff im Energiesektor zur Rückverstromung in Gasturbinen eingesetzt, um eine sichere Stromversorgung aufrechtzuhalten (vgl. Kapitel 6.1.7). Im Gebäudesektor spielt Wasserstoff zur Wärmeerzeugung keine wesentliche Rolle. Im Jahr 2035 werden zeitweise bis zu 15 TWh Wasserstoff in Wasserstoff-Brennwertkesseln eingesetzt. Diese dienen jedoch im Jahr 2045 nur noch als Spitzenlastkessel und werden eingesetzt, um die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen während Dunkelflauten zu reduzieren.

Im Jahr 2030 werden etwa 29 TWh Wasserstoff inländisch durch Elektrolyseure erzeugt, wofür eine installierte Elektrolyseleistung von etwa 15 GW_{H₂} benötigt wird. Die sonstige inländische Wasserstofferzeugung umfasst Dampfreformer und Wasserstoff, der bei der Chlorproduktion als Nebenprodukt anfällt (vgl. Abbildung 6.16). Bis 2045 steigt die inländische Wasserstofferzeugung durch Elektrolyseure auf etwa 213 TWh, während gleichermaßen die installierte Elektrolyseleistung auf etwa 71 GW_{H₂} ansteigt. Der Importanteil der gesamten Wasserstoffbereitstellung liegt im Jahr 2045 bei 47%, was 196 TWh entspricht. Hierbei werden 150 TWh über Pipelines aus Südeuropa und Nordafrika importiert (vgl. Abbildung 6.17), die Importkosten von etwa 2,3 €/kg_{H₂} sind hierbei als Grenzübergangspreis zu verstehen.

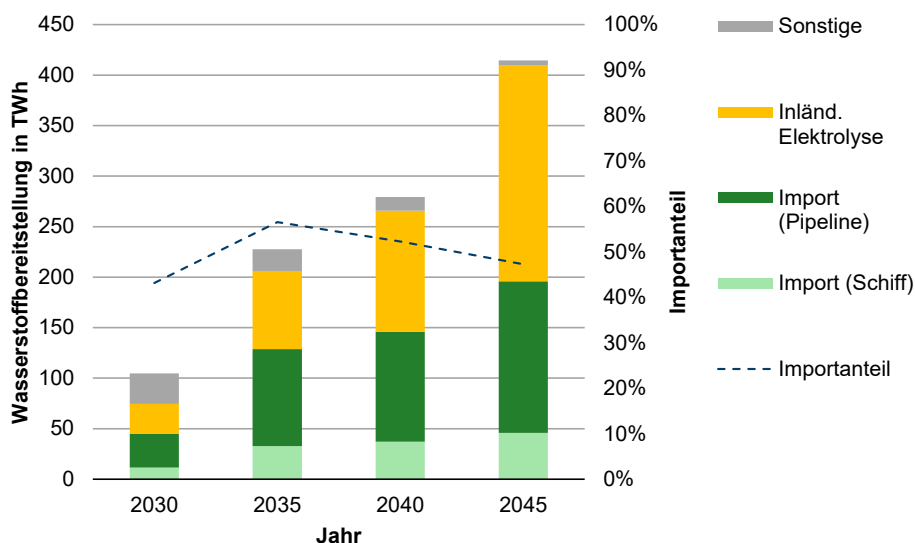


Abbildung 6.16: Entwicklung der Wasserstoffbereitstellung, vorveröffentlicht in [56] (S.31)

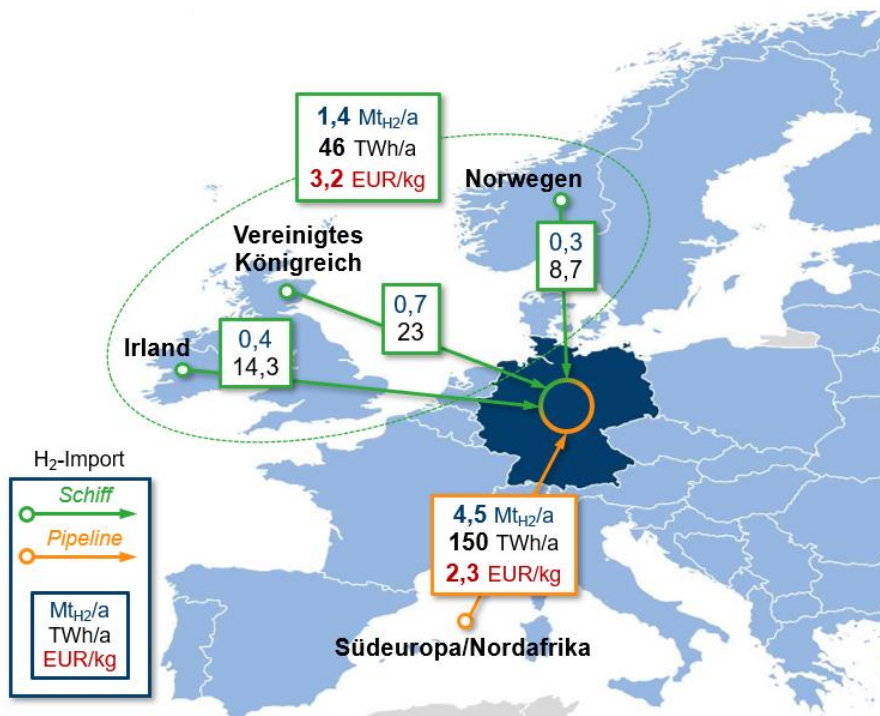


Abbildung 6.17: Wasserstoff-Importe nach Deutschland im Jahr 2045 unter Berücksichtigung der Importmengen und -kosten, vorveröffentlicht in [56] (S.32)

Da nur ein Importpotenzial von 150 TWh Wasserstoff aus Südeuropa und Nordafrika für Deutschland angenommen wird, werden darüber hinaus 46 TWh Wasserstoff aus Nordeuropa importiert. Die durchschnittlichen Importkosten für Importe via Schiff in Höhe von 23 TWh aus dem Vereinigten Königreich, in Höhe von 14,3 TWh aus Irland und in Höhe von 8,7 TWh aus Norwegen, liegen bei etwa 3,2 €/kg_{H₂} [56]. Der Einfluss reduzierter bzw. erhöhter Importkosten für Wasserstoff auf das treibhausgasneutrale Energiesystem im Jahr 2045 wird in Sensitivitätsanalysen in Kapitel 6.4.1 untersucht.

6.1.10 Wärmenachfrage, -bereitstellung und -speicher

Neben einer Dekarbonisierung der Stromerzeugung wird auch die Wärmeerzeugung bis zum Jahr 2045 vollständig auf emissionsfreie Energieträger umgestellt. Die Entwicklung des Wärmebedarfs ist in Abbildung 6.18 aufgeteilt nach Raumwärme- und Warmwassernachfrage sowie Prozesswärmenachfrage dargestellt. Während die Prozesswärme anhand ihrer Temperaturniveaus in Niedertemperatur- (NT), Mitteltemperatur- (MT) und Hochtemperaturprozesswärme (HT) aufgeteilt ist, wird bei der Raumwärme- und Warmwassernachfrage zwischen dezentraler Nachfrage in den Gebäuden sowie Nah- und Fernwärme unterschieden.

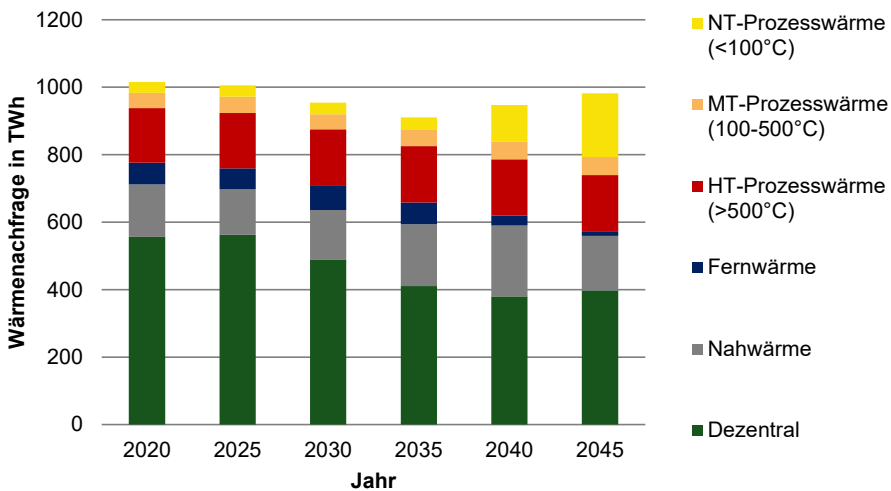


Abbildung 6.18: Entwicklung der Wärmenachfrage nach Art und Temperaturniveau, vorveröffentlicht in [56] (S.39)

Im Gebäudebereich sinkt die Raumwärme- und Warmwassernachfrage von etwa 777 TWh im Jahr 2020 um etwa 26% auf etwa 573 TWh im Jahr 2045. Dies ist auf Effizienzsteigerungen und Wärmedämmmaßnahmen im Rahmen der Gebäudesanierung zurückzuführen. Die Wärmenachfrage in Nahwärmenetzen steigt leicht von etwa 156 TWh im Jahr 2020 auf etwa 162 TWh im Jahr 2045. Da gleichzeitig jedoch der Anteil, der mit Nahwärme versorgten Gebäude von 20% auf etwa 28% steigt, zeigen sich auch hier die Auswirkungen von Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebereich. Im Gegenzug nimmt der Anteil der Fernwärme an der Wärmeversorgung von etwa 8% auf 2% ab. Entsprechend sinkt die Wärmenachfrage in den Fernwärmenetzen von etwa 65 TWh auf etwa 14 TWh. Die

Prozesswärmenachfrage steigt von etwa 239 TWh im Jahr 2020 um etwa 71% auf etwa 408 TWh im Jahr 2045. Dieser Anstieg ist vor allem durch zusätzliche Nachfrage nach Niedertemperaturprozesswärme ($<100^{\circ}\text{C}$) für DAC-Anlagen in Höhe von etwa 139 TWh im Jahr 2045 bedingt. Trotz steigender Bruttowertschöpfung steigt die Nachfrage nach Hochtemperaturprozesswärme ($>500^{\circ}\text{C}$) bis 2045 nur um etwa 3%, die Nachfrage nach Mitteltemperaturprozesswärme um etwa 20%.

In der Wärmeerzeugung (vgl. Abbildung 6.19) findet bis 2045 eine vollständige Dekarbonisierung statt. Zu beachten ist bei dieser Darstellung, dass die eingesetzten Energieträger ausgewiesen sind und die Umweltwärme, die in Wärmepumpen genutzt wird, nicht bilanziert ist.

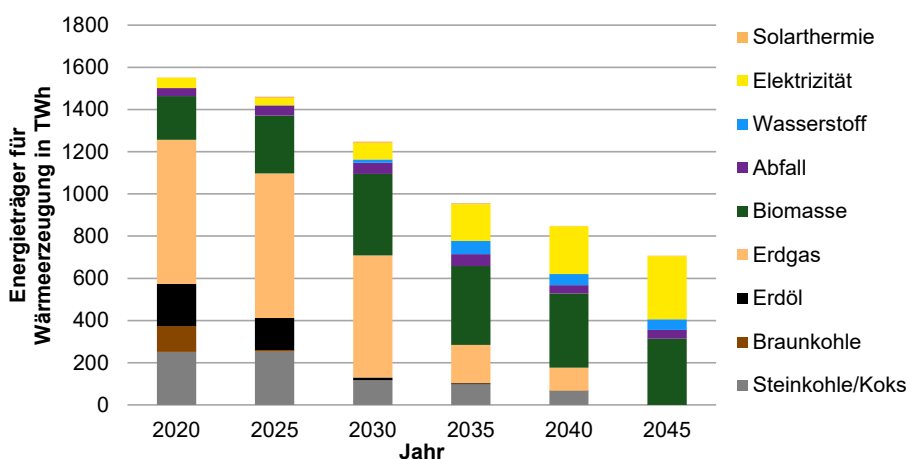


Abbildung 6.19: Entwicklung der eingesetzten Energieträger zur Wärmeerzeugung, vorveröffentlicht in [56] (S.40)

Bis 2030 findet bereits ein fast vollständiger Ausstieg aus der Nutzung von Braunkohle und Erdöl zur Wärmeerzeugung statt, Steinkohle wird ab 2030 größtenteils nur noch in Hochöfen der Stahlindustrie verwendet. Hierfür werden im Jahr 2030 etwa 117 TWh Steinkohle eingesetzt, während Erdgas im Umfang von etwa 579 TWh zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Die Nutzung von Erdgas verringert sich nach dem Jahr 2030 deutlich, sodass im Jahr 2045 kein Erdgas zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Im Jahr 2045 werden keine fossilen Energieträger mehr zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Stattdessen basiert die Wärmeerzeugung auf dem Einsatz von etwa 313 TWh Biomasse und etwa 300 TWh Elektrizität in Wärmepumpen und PtH-Anwendungen. Während die Wärmenachfrage von insgesamt etwa 1016 TWh im Jahr 2020 nur auf etwa 982 TWh im Jahr 2045 sinkt, sinkt der Einsatz von Energieträgern zur Wärmeerzeugung von etwa 1551 TWh im Jahr 2020 um etwa 54% auf nur noch 707 TWh im Jahr 2045. Ursache hierfür sind die Effizienzvorteile der Wärmepumpen gegenüber den fossil basierten Wärmeerzeugern.

Im Folgenden wird in Abbildung 6.20 detailliert erläutert, wie sich die Prozesswärmeerzeugung im Jahr 2045 darstellt. Die Transformation der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung wird danach in Abbildung 6.21 diskutiert.

Die Prozesswärme wird im Jahr 2045 überwiegend durch Biomasse und Elektrizität bereitgestellt (vgl. Abbildung 6.20). Für die Produktion von Hochtemperaturprozesswärme ($>500^{\circ}\text{C}$) wird hierbei vor allem Biomasse in Form von torrefizierter Biokohle verwendet und dadurch etwa 158 TWh Wärme erzeugt. Hingegen überwiegt im Bereich der Mitteltemperaturprozesswärme ($100\text{--}500^{\circ}\text{C}$) die direkte Nutzung von Elektrizität in Power-to-Heat (PtH) Anwendungen wie z.B. Elektrodenkesseln mit etwa 48 TWh bereitgestellter Wärme. Für die Erzeugung von Niedertemperaturprozesswärme ($<100^{\circ}\text{C}$) werden vor allem Hochtemperaturwärmepumpen verwendet, die etwa 137 TWh Wärme bereitstellen. Ergänzt wird die Prozesswärmeerzeugung im Nieder- und Mitteltemperaturbereich durch die Nutzung von Abfall mit etwa 19 TWh und holzartiger Biomasse und Biomethan in KWK-Anlagen, die etwa 30 TWh Prozesswärme bereitstellen. Aus Wasserstoff wird hingegen nur etwa 5 TWh Hochtemperaturprozesswärme erzeugt.

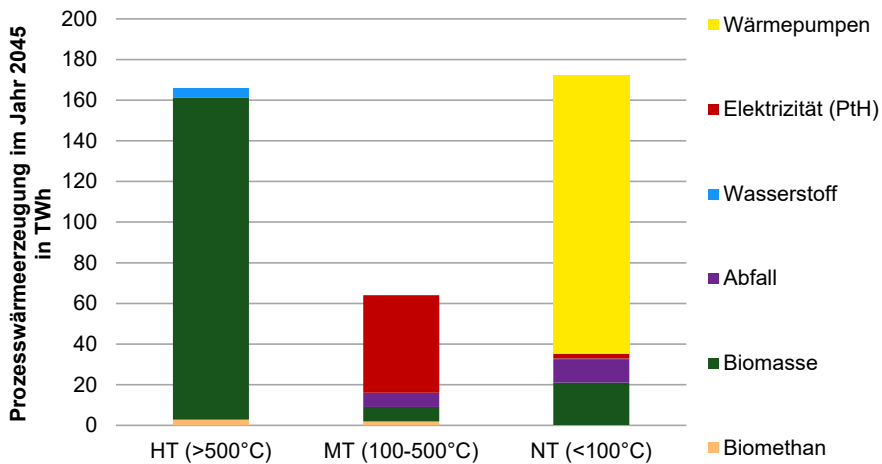


Abbildung 6.20: Prozesswärmeerzeugung nach Temperaturniveaus im Jahr 2045, vorveröffentlicht in [56] (S.40)

In der Raumwärme- und Warmwasserversorgung werden derzeit noch überwiegend fossile Energieträger eingesetzt, wobei Erdgas mit etwa 416 TWh im Jahr 2020 der meistgenutzte Energieträger ist (vgl. Abbildung 6.21). Im Zuge der Transformation in der Wärmeerzeugung findet bereits im Jahr 2030 keine Nutzung von Braun- und Steinkohle zur Fernwärmeerzeugung mehr statt. Ebenfalls reduziert sich der Heizölverbrauch in Öl- oder Ölbrennwertkesseln bis 2030 um etwa 94% gegenüber dem Verbrauch von etwa 197 TWh im Jahr 2020, sodass nur noch wenige Gebäude diese Heizungstechnologien nutzen. Die Nutzung von Erdgas zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung spielt im Jahr 2030 mit etwa 359 TWh noch eine wesentliche Rolle und nimmt erst danach deutlich ab. Die Bedeutung von Biomasse steigt im Zuge der Transformation zunächst an und erreicht im Jahr 2030 mit etwa 258 TWh eingesetzter Biomasse ihr Maximum. Hierbei wird Biomasse vor allem in KWK-Anlagen zur Erzeugung von Fern- und Nahwärme eingesetzt, ab dem Jahr 2035 sinkt aufgrund des starken Ausbaus von Wärmepumpen die Nutzung von Biomasse wieder. Der Ausbau der Wärmepumpen nimmt dabei ab 2030 deutlich zu, da die Stromversorgung dann

nahezu vollständig dekarbonisiert ist. Zu beachten ist dabei, dass die Umweltwärme, die die Wärmepumpen aus der Umgebungsluft oder aus dem Erdreich beziehen und auf ein höheres Temperaturniveau heben, in Abbildung 6.21 nicht bilanziert ist. Stattdessen ist nur der Stromverbrauch der Wärmepumpen dargestellt.

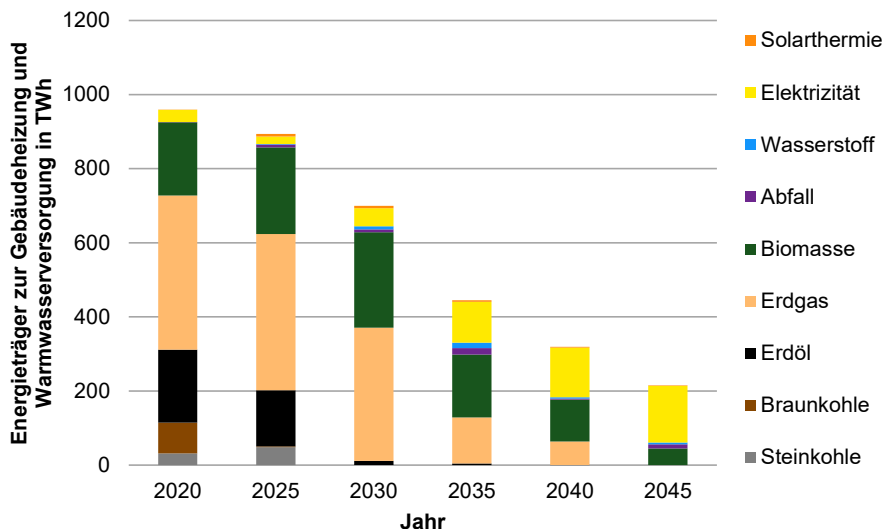


Abbildung 6.21: Entwicklung der eingesetzten Energieträger zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung, vorveröffentlicht in [56] (S.41)

Im Jahr 2045 weisen die Wärmepumpen mit den verwendeten Wetterdaten des Jahres 2013 durchschnittliche Leistungszahlen (engl. COP – Coefficient of Performance) zwischen 3,3 (Luftwärmepumpen) und 3,7 (Erdwärmepumpen) auf. Dadurch werden durch den Einsatz von etwa 153 TWh Elektrizität im Jahr 2045 etwa 522 TWh Wärme durch Wärmepumpen bereitgestellt. Für eine Erläuterung der Zusammenhänge zwischen dem Ausbau der Wärmepumpen, der energetischen Gebäudesanierung und der Dekarbonisierung der Stromerzeugung sei an dieser Stelle auf Kapitel 6.1.13 verwiesen.

Zum Ausgleich zwischen Wärmeerzeugung und -bedarf ist die Nutzung und der Ausbau von Wärmespeichern von hoher Bedeutung für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung. Für das Jahr 2045 sind die installierten Speicherkapazitäten der Wärmespeicher aufgeteilt nach ihren Anwendungsbereichen in Tabelle 6.4 aufgelistet.

Als langfristige Wärmespeicher kommen vor allem Erdbeckenspeicher in Fernwärmenetzen zum Einsatz, die Warmwasser speichern. Während diese Speicher mit einer installierten Speicherkapazität von 2058 GWh die größte Speicherkapazität aufweisen, wird in ihnen über ein Jahr gesehen mit etwa 15 TWh die geringste Energiemenge der verschiedenen Speichertypen eingespeichert. Dies wird auch durch die geringe Anzahl äquivalenter Voll-ladezyklen von 7,4 deutlich. Im Vergleich dazu werden große Warmwasserbehälter, die als mittelfristige Speicher in Nahwärmenetzen eingesetzt werden, über das Jahr gesehen deutlich häufiger be- und entladen. Trotz geringerer Speicherkapazität dieser

Warmwasserbehälter von 467 GWh wird mit etwa 44 TWh mehr Wärme im Jahresverlauf gespeichert, da die Wärme im Durchschnitt nur über mehrere Tage gespeichert wird.

Tabelle 6.4: Installierte Wärmespeicher im Jahr 2045 nach Anwendungsbereich

Wärmespeicher im Jahr 2045	Installierte Speicherkapazität in GWh	Eingespeicherte Energienmenge im Jahresverlauf in TWh	Äquivalente Voll- ladezyklen
Langfristig	2058	15,1	7,4
Mittelfristig	467	43,6	93,5
Pufferspeicher (dezentral)	281	73,0	260,0

Mit etwa 73 TWh wird der Großteil der Wärme in Pufferspeichern eingespeichert, die dezentral in den Gebäuden installiert sind. Die hohe Zahl von 260 äquivalenten Vollladezyklen zeigt, dass diese Pufferspeicher fast täglich vollständig be- und entladen werden. Dadurch ermöglichen sie einen flexiblen Betrieb der dezentralen Wärmepumpen, der sich am Stromangebot orientiert und nicht am Wärmebedarf. Die mittel- und langfristigen Wärmespeicher in den Nah- und Fernwärmenetzen sorgen darüber hinaus dafür, dass KWK-Anlagen flexibel zur Überbrückung von Zeiträumen mit geringer Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen betrieben werden können. Zusammenfassend stellen Wärmespeicher somit einen wichtigen Baustein dar, um sowohl eine kostenoptimale Wärmeversorgung sicherzustellen als auch wichtige Flexibilität für ein auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem bereitzustellen.

6.1.11 Bioenergie

Nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) betrug im Jahr 2019 das gesamte bioenergieseitige Primärenergieaufkommen inklusive Bio- und Grünabfälle etwa 337 TWh [28]. Der Anteil von fester Biomasse, inklusive Klärschlamm, macht dabei mit etwa 160 TWh den größten Anteil aus, gefolgt von Biogas mit 86 TWh, flüssigen biogenen Stoffen in Höhe von 54 TWh sowie Bioabfall in Höhe von 37 TWh. Für den Anbau von Energiepflanzen, werden aktuell etwa 2,3 Mio. ha genutzt, wobei der Anbau für die stoffliche Nutzung in der Industrie exkludiert ist. Die Fläche für den Anbau von Energiepflanzen entspricht einem Anteil von 13,8% an der gesamten landwirtschaftlichen Nutzfläche. Der Großteil der in Anspruch genommenen Fläche entfällt mit etwa 1,55 Mio. ha auf Pflanzen, die für die Biogasproduktion eingesetzt werden [85]. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass das Flächenpotenzial für den Anbau von Energiepflanzen gesteigert werden kann, ohne dass zusätzliche Nahrungskonkurrenzen bestehen. Ausgegangen wird von einer Steigerung der potenziellen Anbaufläche, die für Energiepflanzen zur Verfügung steht, auf 3 Mio. ha für Ackerland. Darüber hinaus wird angenommen, dass potenziell etwa 1,7 Mio. ha heute ungenutzten Graslands zusätzlich genutzt werden kann [86].

Die Modellergebnisse zeigen, dass der Einsatz von Bioenergie eine entscheidende Rolle für eine zukünftig treibhausgasneutrale Energieversorgung spielt. Insgesamt werden im

Jahr 2045 etwa 430 TWh Bioenergie eingesetzt, was einem Anteil am Primärenergieeinsatz von 20% entspricht. Gegenüber heute entspricht dies einer Steigerung um knapp 28%. Dabei macht holzartige Biomasse aus Wald- und Waldrestholz sowie aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) sowohl auf Acker- als auch auf Grasland mit 276 TWh, was etwa 65% entspricht, den Großteil des Bioenergieaufkommens aus (vgl. Abbildung 6.22). Der Einsatz von Maissilage steigt bis zum Jahr 2045 auf etwa 10% an und spielt eine große Rolle für die Biogaserzeugung. Die Nutzung von Stroh als Bioenergieträger wird zukünftig immer bedeutender. Während aktuell nahezu keine Umwandlung von Stroh zu Biogas oder Nutzung als Brennstoff erfolgt, werden im Jahr 2045 etwa 29 TWh Stroh verwendet. Dies verdeutlicht auch die zukünftig große Bedeutung von heute noch unerschlossenen Bioenergieträgern zur Treibhausgasminderung des Energiesystems. Gegenüber der heutigen Zusammensetzung des Bioenergieaufkommens spielt die Herstellung von Biokraftstoffen im Jahr 2045 praktisch keine Rolle.

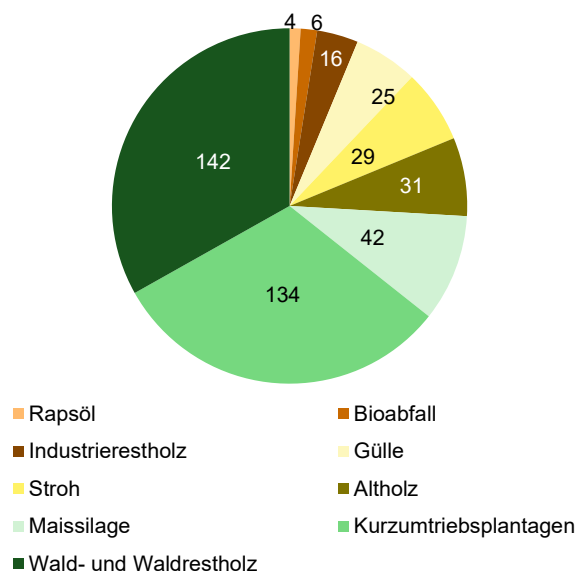


Abbildung 6.22: Bioenergieaufkommen im Jahr 2045 in TWh, vorveröffentlicht in [56] (S.47)

Die Nachfrage bzw. der Einsatz von Biomasse verteilt sich auf verschiedene Einsatzzwecke (vgl. Abbildung 6.23). Die größte Biomassenachfrage im Jahr 2045 resultiert aus dem Industriesektor. Allein 220 TWh holzartige Biomasse und Stroh werden zu Biokohle torrefiziert und für die Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme eingesetzt, um fossile Kohle und Erdgas zu substituieren. Die Prozesskette aus Torrefizierung und anschließende Verbrennung der Biomasse weist dabei nur einen Gesamtwirkungsgrad von 73% auf, ist aber kostengünstiger als der Einsatz von Wasserstoff zur Hochtemperatur-Prozesswärmeerzeugung. Dieses Modellergebnis ist jedoch, wie die Sensitivitätsanalyse in Kapitel 6.4.1 zeigt, von den angenommenen Wasserstoffimportkosten abhängig. Bei niedrigeren Importkosten für Wasserstoff kann dieser einen signifikanten Anteil der Biomasse in der Prozesswärmeerzeugung ersetzen, der dann den anderen Sektoren zur Verfügung steht.

Im Umwandlungssektor werden etwa 135 TWh Mais, Gülle, Bioabfälle, holzartige Biomasse und Stroh vergast und als Biomethan in Gaskraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet. Etwa 65 TWh dieses Biomethans kommen in Gasturbinen und Gas-und-Dampf-Kraftwerken (GuD) zum Ausgleich von Dunkelflauten zum Einsatz und übernehmen somit eine wichtige Rolle, um die Versorgungssicherheit in einem treibhausgasneutralem Energiesystem aufrechtzuhalten (vgl. Kapitel 6.1.7). Da aus diesen Kraftwerken jedoch keine Wärme ausgekoppelt wird, weisen sie mit Wirkungsgraden von maximal 64% im Fall der GuD-Kraftwerke deutlich geringere Wirkungsgrade als die KWK-Anlagen auf, in denen ebenfalls signifikante Anteile der Biomasse eingesetzt werden. Beispielsweise werden 12 TWh holzartige Biomasse in KWK-Anlagen eingesetzt, die sowohl Prozesswärme für die Industrie produzieren als auch Fernwärme zur Beheizung von Gebäuden erzeugen. In Blockheizkraftwerken, die an lokale Fern- und Nahwärmenetze angeschlossen sind und der Raumwärme- und Warmwasserversorgung im Gebäudesektor dienen, werden etwa 32 TWh Biomasse eingesetzt. Die Nachfrage nach Biokraftstoffen im Verkehrssektor spielt im Jahr 2045 nur noch eine marginale Rolle, was sich mit der Dominanz batterieelektrischer Fahrzeuge sowie von Brennstoffzellenfahrzeugen erklären lässt. Lediglich 4 TWh Biodiesel werden als Kraftstoff in der Binnenschifffahrt benötigt.

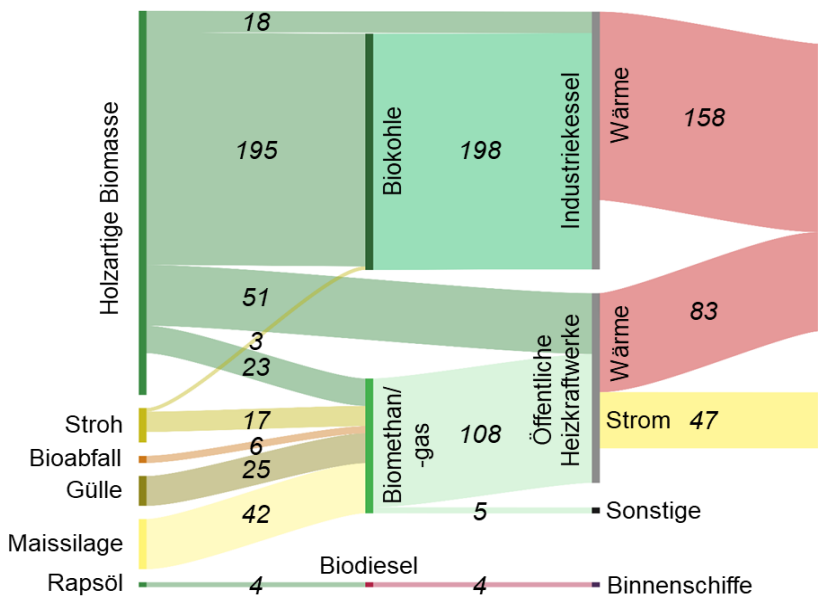


Abbildung 6.23: Aufkommen und Nutzung von Bioenergie im Jahr 2045 in TWh, veröffentlicht in [56] (S.48)

6.1.12 Industriesektor

Die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität führt im Industriesektor zu tiefgreifenden Veränderungen. Der derzeit überwiegend auf fossilen Ressourcen basierende Energieverbrauch wird bis zum Jahr 2045 auf die Verwendung von Wasserstoff, Bioenergie und

erneuerbarem Strom umgestellt. Die Analysen zeigen, dass insbesondere Wasserstoff in vielen Industriesektoren eine zentrale Rolle spielt (vgl. Abbildung 6.24).

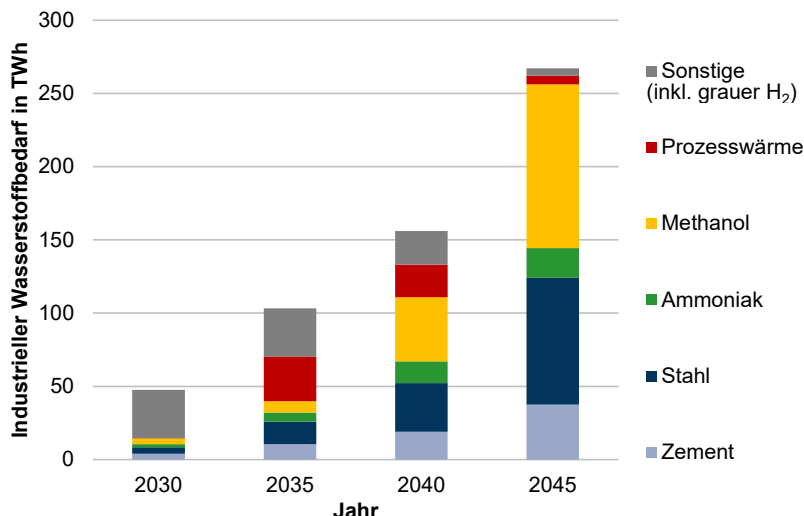


Abbildung 6.24: Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs nach Verwendungszweck, vorveröffentlicht in [56] (S.50)

Im Jahr 2030 liegt der Wasserstoffbedarf im Industriesektor bei etwa 48 TWh, wobei mit etwa 33 TWh der Großteil dieses Wasserstoffs grauer Wasserstoff ist, der über Dampfreformer dezentral in den Industriebetrieben produziert wird. Bis zum Jahr 2045 steigt der Wasserstoffbedarf deutlich an, liegt im Jahr 2045 bei etwa 267 TWh und basiert ausschließlich auf Erneuerbaren Energien. Bei der Zementherstellung wird im Jahr 2045 etwa 38 TWh Wasserstoff für die Wärmebereitstellung verwendet, gleichzeitig werden verbleibende Prozessemissionen durch CO₂-Abscheidung reduziert. Zudem werden etwa 86 TWh Wasserstoff zur Stahlerzeugung via Wasserstoff-Direktreduktion eingesetzt. Zusammen mit der Stahlerzeugung aus recyceltem Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen ist die Stahlindustrie 2045 somit nahezu emissionsfrei. Das Haber-Bosch Verfahren zur Ammoniaksynthese weist im Jahr 2045 einen Wasserstoffbedarf von etwa 20 TWh auf. Der höchste Wasserstoffbedarf besteht im Jahr 2045 mit etwa 112 TWh bei der Methanolherstellung. Zudem werden etwa 25 Mio. t CO₂ als Rohstoff zur Produktion des Methanols benötigt, die durch DAC-Anlagen aus der Atmosphäre abgeschieden werden. Der Großteil des Methanols wird anschließend über die Methanol-to-Olefine Route in hochveredelte Chemikalien umgewandelt und anschließend zur Herstellung von Plastiken genutzt. Ursache ist die Vermeidung von CO₂-Emissionen entlang dieser Prozesskette. Dadurch basieren 60% der Plastikproduktion im Jahr 2045 auf nicht fossilen Energieträgern. Der verbleibende Anteil wird wie bisher über die stoffliche Nutzung von Naphtha bereitgestellt. Weiterhin findet auch in der Papier- und Glasindustrie bis 2045 eine vollständige Abkehr von der Nutzung von fossilem Erdgas statt. Die Produktionsprozesse werden hierfür, sofern möglich, elektrifiziert oder auf die Nutzung von Biomasse und Wasserstoff umgestellt. Im Jahr 2035 werden etwa 31 TWh Wasserstoff zur Hochtemperaturprozesswärmebereitstellung eingesetzt, um Erdgas zu

substituieren. Bis zum Jahr 2045 reduziert sich dieser Wasserstoffbedarf auf etwa 6 TWh, da Biomasse den Wasserstoff aus der Prozesswärmebereitstellung verdrängt.

Neben der Verwendung erneuerbarer Energieträger in der Industrie ist auch der Einsatz von Recyclingmaßnahmen für Industrieprodukte ein wichtiger Bestandteil der Transformationsstrategie. Insbesondere in den energieintensiven Prozessen der chemischen Industrie und der Stahlherstellung wird dies deutlich. Die Modellergebnisse zeigen, dass der Anteil von Stahl, der aus recyceltem Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen hergestellt wird, von etwa 30% im Jahr 2020 auf etwa 46% bis 2045 steigt. Dies wirkt sich auch auf den Energiebedarf der Stahlindustrie aus, der von etwa 151 TWh auf etwa 118 TWh im Jahr 2045 sinkt. Zudem werden Recyclingmaßnahmen bei der Kunststoffherstellung verstärkt genutzt. Während im Jahr 2020 noch etwa 53% des Plastikabfalls in Müllheizkraftwerken energetisch verwertet wird, wird dieser Anteil bis 2045 vollständig reduziert. Stattdessen wird im Jahr 2045 etwa 60% des Plastikabfalls mittels chemischer Recyclingverfahren wie z.B. Pyrolyse in seine Bestandteile zerlegt und kann somit etwa 2,4 Mio. t Naphtha in der Primärkunststoffproduktion ersetzen. Die übrigen 40% des Plastikabfalls werden mechanisch recycelt und so dem Stoffkreislauf zurückgeführt. Die konsequente Forcierung von Recyclingmaßnahmen stellt dementsprechend eine zentrale Maßnahme dar, um den Energie- und Rohstoffbedarf zu verringern und die Industrie zu dekarbonisieren.

6.1.13 Gebäudesektor

Im Gebäudesektor werden die Treibhausgasemissionen und die Energieverbräuche durch einen Maßnahmenmix vermindert. Sowohl Energieeffizienzmaßnahmen als auch Energieträgerwechsel bei der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser (vgl. Kapitel 6.1.10) spielen eine bedeutende Rolle bis 2045. Seitens der Energieeffizienz werden dazu zum einen energetische Sanierungsmaßnahmen, wie beispielsweise eine verbesserte Dämmung der Gebäudehülle oder der Austausch von Fenstern, durchgeführt und zum anderen eine Substitution von ineffizienten Haushaltsgeräten vorgenommen. Neben dem Austausch von Haushaltsgroßgeräten wie Kühlschränken oder Waschmaschinen durch Geräte höherer Effizienzklassen umfasst dies insbesondere die Umstellung der Beleuchtung auf LED-Lampen. Durch konsequente Umsetzung dieser Maßnahmen lässt sich bis zum Jahr 2045 der Stromverbrauch in Wohn- und Nichtwohngebäuden um knapp 40% gegenüber heute auf etwa 65 TWh senken, wobei der Stromverbrauch der Wärmepumpen an dieser Stelle ausgeklammert ist. Zudem ist über die nächsten 25 Jahre im Mittel eine energetische Sanierungsrate der Wohn- und Nichtwohngebäude von etwa 1,6% erforderlich. Dadurch lässt sich trotz steigender Wohnfläche der Wärmebedarf im Gebäudesektor um etwa 26% gegenüber heute auf etwa 573 TWh im Jahr 2045 reduzieren.

Die Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen lässt sich über den Transformationspfad grundsätzlich in zwei Phasen unterteilen (vgl. Abbildung 6.25). Die ersten 10 bis 15 Jahre der Transformation sind durch einen Ausbau der erneuerbaren und Substitution der fossilen Stromerzeugung geprägt. Solange die Stromnachfrage noch nicht vollständig über erneuerbare Energien gedeckt werden kann, ist der Einsatz von Wärmepumpen als Treibhausgasreduktionsmaßnahme im Vergleich zur Energieeinsparung durch energetische Sanierungsmaßnahmen nicht besonders kosteneffizient. Daher lässt sich in der ersten Phase auch ein Anstieg der energetischen Sanierungsrate auf etwa 2% feststellen. Erst ab 2030-2035, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung annähernd 100%

beträgt, lässt sich ein Anstieg der dezentral installierten Wärmepumpenleistung und ein Rückgang der energetischen Sanierungsrate beobachten.

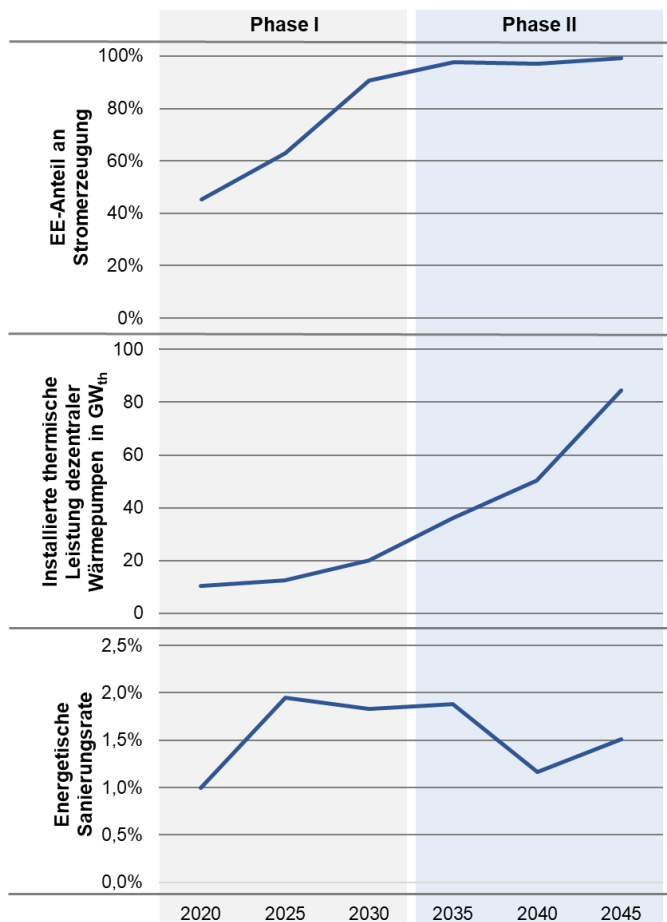


Abbildung 6.25: Entwicklung der installierten Wärmepumpenleistung und der energetischen Sanierungsrate in Abhängigkeit vom erneuerbaren Anteil an der Stromerzeugung, vorveröffentlicht in [56] (S.53)

Im Jahr 2045 sind Wärmepumpen mit einer thermischen Leistung von etwa 85 GW_{th} dezentral in den Gebäuden installiert. Diese stellen etwa 377 TWh Raumwärme und Warmwasser bereit. Etwa 32% dieser Wärme wird durch Erdwärmepumpen bereitgestellt, die die oberflächennahe Erdwärme als Wärmequelle nutzen. Die verbleibenden 68% werden durch Luftwärmepumpen erzeugt. Zusätzlich werden 46 GW_{th} Wärmeleistung durch Wärmepumpen in Nahwärmenetzen benötigt. Diese stellen etwa 282 TWh Wärme bereit, wobei Erdwärmepumpen einen Anteil von etwa 15% ausmachen. Zu beachten ist, dass nur etwa 51% dieser Nahwärme über Wärmenetze zur Deckung der Raumwärme- und Warmwassernachfrage der Gebäude verwendet wird und der verbleibende Anteil in der Industrie als Nieder-temperatur-Prozesswärme genutzt wird.

Die Potenziale für die Nutzung der oberflächennahen Geothermie zur Bereitstellung von Wärme sind damit nicht vollständig ausgenutzt. Das Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen kommt in einer Potenzialstudie zum Ergebnis, dass theoretisch bis zu 52% des Wärmebedarfs des Gebäudesektors in Nordrhein-Westfalen durch oberflächennahe Geothermie gedeckt werden könnte [87]. Eine Abschätzung der Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG weist aus, dass sogar bis zu 75% des Wärmebedarfs der deutschen Gebäude durch oberflächennahe Geothermie gedeckt werden könnte [88]. Da die Investitionskosten für Erdwärmepumpen deutlich über denen von Luftwärmepumpen liegen (vgl. Tabelle 8.8), wird das Potenzial aus kostenoptimalen Gründen in diesem Szenario nicht vollständig genutzt.

6.1.14 Verkehrssektor

Im Verkehrssektor wird davon ausgegangen, dass die Personenverkehrsleistung stagniert beziehungsweise bis zum Jahr 2045 leicht abnimmt (vgl. Tabelle 5.3). Trotz eines steigenden Bahnanteils an der Personenverkehrsleistung bleibt der modale Split gegenüber heute fast unverändert (vgl. Abbildung 6.26). Mit etwa 879 Mrd. pkm und einem Anteil von 77% weist der Pkw-Verkehr die höchste Personenverkehrsleistung auf. Züge und Busse bedienen mit 131 Mrd. pkm beziehungsweise 127 Mrd. pkm jeweils 11% der Personenverkehrsleistung. Für den Güterverkehr wird von einer steigenden Verkehrsnachfrage ausgegangen, die gegenüber heute bis zum Jahr 2045 um etwa 30% auf 903 Mrd. tkm ansteigt. Es wird angenommen, dass der Anteil des straßengebundenen Güterverkehrs mit etwa 594 Mrd. tkm etwa zwei Drittel beträgt (vgl. Abbildung 6.27). Die Transportleistung durch Güterzüge steigt um etwa 55% auf 206 Mrd. tkm, Binnenschiffe weisen im Jahr 2045 mit etwa 90 Mrd. tkm eine etwa 91% höhere Transportleistung auf.

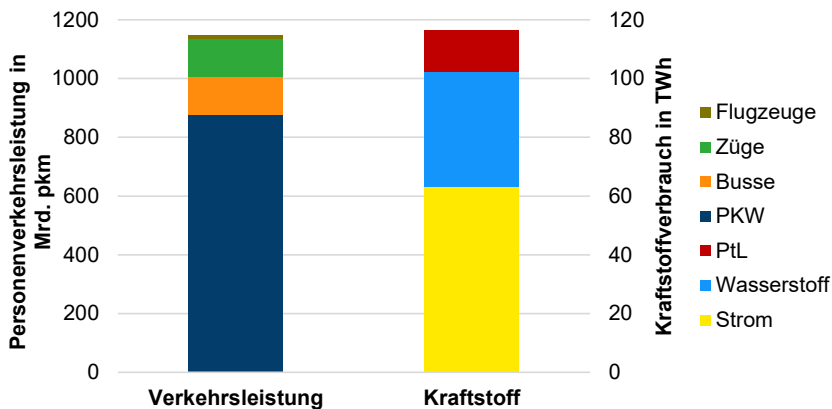


Abbildung 6.26: Verkehrsleistung und Kraftstoffverbrauch des Personenverkehrs im Jahr 2045, vorveröffentlicht in [56] (S.54)

Zum Erreichen der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 wird im Verkehrssektor aus der klassischen Kraftstoffversorgung, die heute weitestgehend auf fossilen Energieträgern basiert, ausgestiegen. Stattdessen übernehmen Strom und Wasserstoff nahezu vollständig die Kraftstoffversorgung im Jahr 2045. Neben einem geringen Anteil von PtL-Kraftstoffen

für Flugzeuge im Binnenflugverkehr sind sie die Energieträger, die den zukünftigen Kraftstoffbedarf dominieren. Im Personenverkehr werden im Jahr 2045 etwa 63 TWh Elektrizität für batterieelektrische Pkw und Busse sowie oberleitungsgebundene Züge eingesetzt (vgl. Abbildung 6.26). Von der gesamten nationalen Wasserstoffnachfrage entfallen im Jahr 2045 etwa 117 TWh auf den Verkehrssektor, was einem Anteil von etwa 28% entspricht. Etwa 65% des Wasserstoffverbrauchs im Verkehrssektor wird im Jahr 2045 im Güterverkehr überwiegend in Lkw eingesetzt (vgl. Abbildung 6.27).

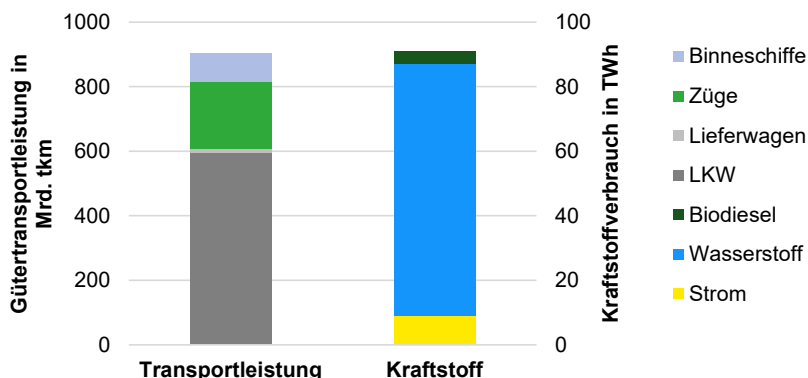


Abbildung 6.27: Transportleistung und Kraftstoffverbrauch des Güterverkehrs im Jahr 2045, vorveröffentlicht in [56] (S.55)

Unter der Randbedingung von Kostenoptimalität erfolgt ein sukzessiver Ausstieg aus den fossilen Kraftstoffen über den gesamten Transformationszeitraum. Der Benzin- sowie Dieserverbrauch ist insbesondere nach dem Jahr 2035 stark rückläufig und beträgt mit etwa 296 TWh im Jahr 2035 nur noch etwa 49% des Benzin- und Dieserverbrauchs des Jahres 2020. Insgesamt nimmt der Energieverbrauch des Verkehrssektors gegenüber heute bis zum Jahr 2045 um etwa 58% ab. Grund ist der erhebliche Effizienzvorteil von Elektrofahrzeugen gegenüber Verbrennungsmotoren. Die Anteile von batterieelektrischen Fahrzeugen und Brennstoffzellenfahrzeugen variieren je nach Transportmittel.

Im Pkw Segment werden im Jahr 2030 noch über 93% der Personenkilometer durch Diesel- und Benzinfahrzeuge erbracht (vgl. Abbildung 6.28).

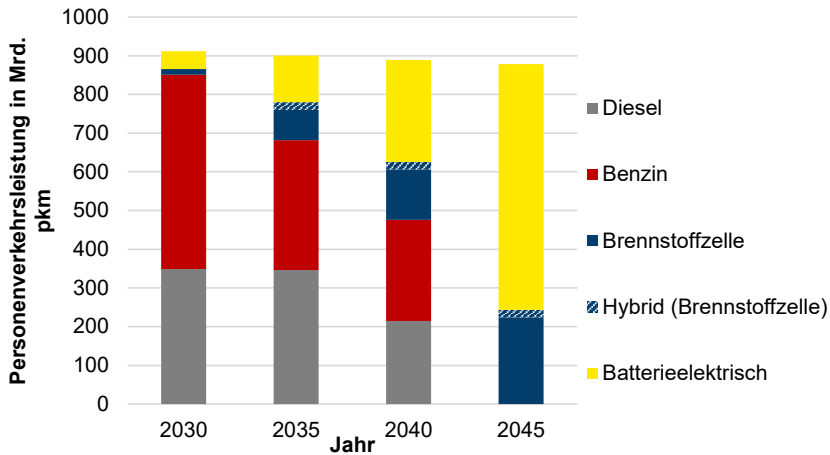


Abbildung 6.28: Entwicklung der Antriebstechnologien im Pkw Segment bezogen auf ihre Verkehrsleistung in Mrd. Personenkilometer, vorveröffentlicht in [56] (S.56)

Aufgrund der angenommenen Lebensdauer der Pkw von 12 Jahren wirken sich die steigenden Neuzulassungen batterieelektrischer Pkw erst langsam auf den Fahrzeugbestand aus. Für größere Distanzen stellen Brennstoffzellenfahrzeuge ab 2035 eine konkurrenzfähige Option dar, sofern der unterstellte globale Markthochlauf der Serienproduktion dieser Pkw eintritt. Im Jahr 2040 werden bereits etwa 46% der Verkehrsleistung mit batterieelektrischen Pkw oder Fahrzeugen mit Brennstoffzellen erbracht. Im Jahr 2045 weisen batterieelektrische Antriebe einen Anteil von knapp 70% an der Verkehrsleistung auf, Brennstoffzellenfahrzeuge und Hybrid-Brennstoffzellenfahrzeuge decken die verbleibende Verkehrsleistung im Pkw-Verkehr.

Demgegenüber dominiert der Einsatz von Brennstoffzellenantrieben bei schweren Lkw (vgl. Abbildung 6.29). Hierbei sinkt der Anteil dieselbetriebener schwerer Lkw an der Transportleistung bereits bis zum Jahr 2030 auf knapp 73%. Im Jahr 2045 kommen fast ausschließlich schwere Lkw mit Brennstoffzellenantrieb zum Einsatz, da diese für höhere Transportdistanzen und Zuladungen kosteneffizienter sind als Lkw mit batterieelektrischem Antrieb. Aufgrund der geringeren Fahrwege ist der Einsatz von batterieelektrischen Antrieben in leichten Lkw deutlich vorteilhafter; der Anteil beträgt hier im Jahr 2045 etwa 80%. Im Zugverkehr dominieren sowohl im Personen- als auch im Güterverkehr oberleitungsgebundene Züge. Auf Schienenstrecken, die nicht elektrifiziert werden, kommen Brennstoffzellenzüge zum Einsatz.

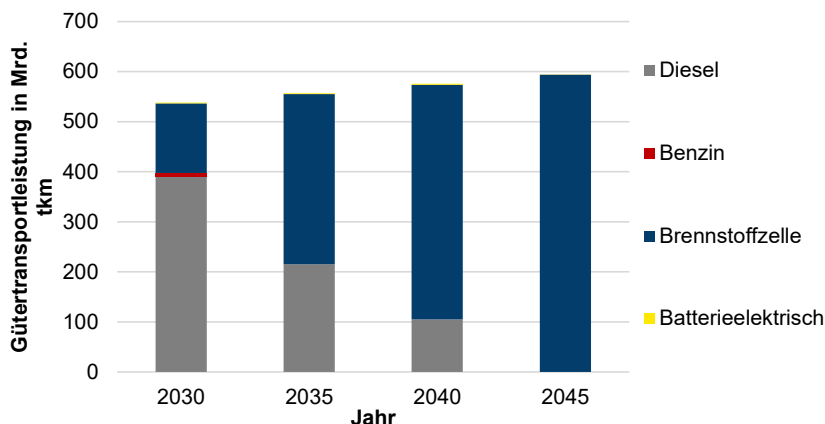


Abbildung 6.29: Entwicklung der Antriebstechnologien im Lkw Segment (≥ 7,5 t) bezogen auf ihre Transportleistung in Mrd. Tonnenkilometer, vorveröffentlicht in [56] (S.56)

Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die Annahme der Herstellkosten von Fahrzeugen sowie die unterstellten Lernraten einen sehr hohen Einfluss auf das Ergebnis besitzen. Schon eine geringe Variation der Herstellkosten führt zu einer signifikanten Änderung der Wahl bzw. der Zusammensetzung der Antriebstechniken. Angesichts der erheblichen Unsicherheiten, die bei den Kostenannahmen für die verschiedenen Antriebstechniken bestehen, sind die ermittelten Anteile der Antriebstechniken als sehr sensitiv einzustufen.

6.1.15 Kosten der Transformation

Die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität ist mit einem Kostenaufwand verbunden, der in diesem Kapitel beschrieben wird. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in vielen Bereichen ungeachtet des Ziels der Treibhausgasneutralität ebenfalls Investitionen getätigt worden bzw. Betriebskosten entstanden wären. Von Bedeutung sind daher die Mehrkosten, die gegenüber einer solchen Business-as-Usual (BaU) Entwicklung entstehen. Die Kosten des treibhausgasneutralen Szenarios werden daher an einer fiktiven Business-as-Usual Entwicklung gespiegelt, bei der eine deutlich moderatere Treibhausgasminderung von 60% bis zum Jahr 2045 angenommen wird. Dies bedeutet, dass in der Business-as-Usual Entwicklung die Ziele des Klimaschutzgesetzes weit verfehlt werden. Allerdings werden gegenüber heute bis zum Jahr 2045 Treibhausgasemissionen eingespart, was zum großen Teil auf die Langzeitwirkung bereits heute implementierter Maßnahmen, wie beispielsweise dem Kohleverstromungsausstieg oder dem Gebäudeenergiegesetz, zurückzuführen ist. Der Einfluss der BaU-Entwicklung als gewählte Vergleichsbasis wird in Kapitel 6.3.1 diskutiert.

Die Mehrkosten (vgl. Abbildung 6.30) sind als monetärer Aufwand zu verstehen, der ausschließlich für die technische Änderung des Energiesystems notwendig ist, um die Treibhausgasziele entlang des Transformationspfades zu erreichen. Dieser Logik folgend, stellen Steuern, Abgaben, Subventionen, CO₂ Abgaben et cetera in diesem Sinne keinen monetären Aufwand dar und werden demzufolge im Modell nicht berücksichtigt. Vielmehr handelt es sich hierbei um Kosten für Instrumente, die der Staat bei der Umsetzung einer Transformation nutzen kann, wie beispielsweise Subventionen für den Austausch von ölbasierten

Heizkesseln oder zur Förderung von batterieelektrischen Fahrzeugen, um bestimmte Maßnahmen einer Transformationsstrategie gezielt anzuschieben beziehungsweise zu forcieren. Weiterhin ist zu beachten, dass Kosten für Treibhausgasminderungsmaßnahmen im Landwirtschaftssektor, wie beispielsweise für die Verringerung des Düngemiteleinsatzes, nicht enthalten sind. Die Minderungsbeiträge dieses Sektors sind durch den exogen gesetzten Emissionspfad in der Treibhausgasreduktion berücksichtigt und somit nicht Bestandteil der kostenoptimalen Optimierung.

Die in Abbildung 6.30 dargestellten Mehrkosten beschreiben die Differenz der jeweils annuitätisch über die wirtschaftliche Lebensdauer umgelegten Investitionen sowie Betriebskosten beider Szenarien. Die Minderungsmaßnahmen gegenüber dem BaU-Szenario führen zu einem geringeren Verbrauch fossiler Energieträger und damit auch zu Kosteneinsparungen von bis zu etwa 53 Mrd. € im Jahr 2045. Diesen Einsparungen sind die Mehrkosten für Investitionen und Betrieb sowie die Importkosten für erneuerbare Energien wie zum Beispiel die Wasserstoffimporte gegenüberzustellen. Wie zu erkennen ist, bewirken die im Zeitverlauf zunehmend stringenteren Emissionsziele einen starken Anstieg der saldierten Mehrkosten. Dies gilt insbesondere zum Ende des Transformationszeitraums. Während die saldierten Mehrkosten im Jahr 2030 bei etwa 36 Mrd. € liegen, ist zwischen 2040 und 2045 eine nahezu Verdopplung der saldierten Mehrkosten von etwa 84 Mrd. € auf etwa 139 Mrd. € festzustellen.

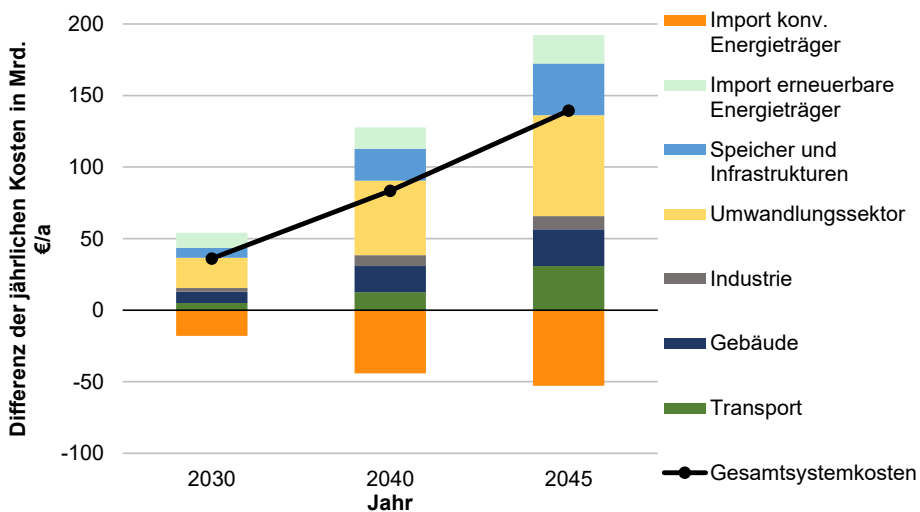


Abbildung 6.30: Mehrkosten des Referenzszenarios KSG2045 gegenüber einer Business-as-Usual Entwicklung, vorveröffentlicht in [56] (S.21)

Der größte Teil der Mehrinvestitionen entfällt auf den Umwandlungssektor, beispielsweise für den Ausbau von Erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren. Mit etwa 70 Mrd. € sind etwa 37% der gesamten Mehrkosten im Jahr 2045 allein dem Umwandlungssektor zuzurechnen. Auch in den Zwischenjahren dominiert der Umwandlungssektor die jeweiligen Mehrkosten. Ebenfalls nehmen die Mehrkosten für den Verkehrs- und Gebäudesektor im Zeitverlauf deutlich zu. Ihre Anteile an den gesamten Mehrkosten betragen im Jahr 2045

mit 31 Mrd. € etwa 16% beziehungsweise mit 26 Mrd. € etwa 13%. Der vergleichbare Anteil für den Aufbau von Energieinfrastrukturen und Speichern beträgt im Jahr 2045 mit 36 Mrd. € etwa 19%. Da der Transformationszeitraum bis zum Erreichen von Treibhausgasneutralität etwa 25 Jahre beträgt, sind die über diesen Zeitraum kumulierten saldierten Systemmehrkosten von Relevanz (vgl. Tabelle 6.5).

Tabelle 6.5: Kosten der Treibhausgasneutralität bis 2045

	KSG 2045	Vergleich
Saldierte Mehrkosten im Jahr 2045	139 Mrd. €/a	BaU-Szenario
Kumulierte Mehrkosten (2020 – 2045)	1014 Mrd. €	BaU-Szenario
Anteil am kumulierten BIP	1,2%	
Durchschnittliche Vermeidungskosten	132 €/tCO _{2äq}	BaU-Szenario

Die kumulierten und diskontierten Systemkosten, die als Strategiekosten des gesamten Transformationsprozesses zu interpretieren sind, belaufen sich über den gesamten Zeitraum auf etwa 1,0 Billionen Euro. Bezieht man diese Kosten auf das kumulierte, diskontierte Bruttoinlandprodukt, beträgt der Anteil der Transformationskosten im Mittel etwa 1,2%. Über den gesamten Zeitraum errechnen sich für die gesamte Transformationsstrategie spezifische CO₂-Reduktionskosten in Höhe von durchschnittlich etwa 132 €/tCO_{2äq}.

Abschließend ist darauf hinzuweisen, dass es sich bei den im Rahmen dieses Kapitels vorgestellten Kosten um den monetären Aufwand handelt, der für den Umbau des Energieversorgungssystems notwendig ist. Nicht berücksichtigt sind neben den öffentlichen Kosten, wie beispielsweise Subventionen oder Abgaben, volkswirtschaftliche Effekte, wie beispielsweise die zu erwartende Wertschöpfung oder mögliche Beschäftigungseffekte. Hierfür bedarf es einer volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, die im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt wurde.

6.1.16 Zusammenfassung und Diskussion

Im Kapitel 6.1 werden die Ergebnisse des Referenzszenarios *KSG2045* beschrieben, welches die Treibhausgasreduktionsziele des Klimaschutzgesetzes (KSG) zugrunde legt. Dieses Kapitel beantwortet die ersten beiden Forschungsfragen dieser Arbeit:

- *Wie sieht eine kostenoptimale, robuste Transformationsstrategie des deutschen Energiesystems zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 aus?*

Eine zwingend notwendige Voraussetzung der Transformationsstrategie ist eine nahezu vollständige Emissionsreduktion in den Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr. Im Industriesektor ist ebenso eine umfassende Emissionsreduktion notwendig, es verbleiben jedoch schwer vermeidbare Prozessemissionen, die zusammen mit den verbleibenden Emissionen aus dem Landwirtschaftssektor durch negative Emissionen ausgeglichen werden

müssen. Hierfür sind negative Emissionen in Höhe von 77 Mio. t CO_{2aq} notwendig, die entweder durch direkte Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre oder durch die Abscheidung von CO₂ aus biomassegefeuerten Kraftwerken und Industrieprozessen sowie jeweils eine anschließende permanente Speicherung des CO₂ in geologischen Lagerstätten bereitgestellt werden müssen.

Die Nutzung von Wasserstoff in Höhe von etwa 412 TWh im Jahr 2045 stellt ein robustes Element der Transformationsstrategie dar und ist insbesondere für die Emissionsreduktion in der Industrie notwendig. Wasserstoff wird jedoch auch im Verkehrssektor und in Gasturbinen zur Überbrückung von Dunkelflauten verwendet. Die Bioenergie übernimmt mit einem Einsatz von etwa 430 TWh im Jahr 2045 eine zentrale Rolle in der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und stellt eine kosteneffektive Maßnahme zur Erreichung der Treibhausgasneutralität dar. Dies gilt ebenso für Effizienzmaßnahmen in der Industrie und der Sanierung von Bestandsgebäuden, die entscheidend dazu beitragen, dass der Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2045 um etwa 27% im Vergleich zum Jahr 2020 sinkt.

Eine unverzichtbare Maßnahme für die Transformationsstrategie ist der Ausbau von Windenergie und Photovoltaik auf eine zusammen installierte Erzeugungsleistung von 734 GW im Jahr 2045. Dieser Ausbau ist zwingend erforderlich, um die Stromerzeugung zu dekarbonisieren und die Stromnachfrage für die Sektorenkopplung in Höhe von bis zu 665 TWh im Jahr 2045 zu decken. Die Sektorenkopplung stellt dabei eine kostenoptimale Maßnahme dar, um ein treibhausgasneutrales Energiesystem zu erreichen. Dieses führt zu neuen Herausforderungen, die in der zweiten Forschungsfrage aufgegriffen werden:

- *Wie kann in einem treibhausgasneutralen Energiesystem die Versorgungssicherheit über das ganze Jahr gewährleistet werden?*

Die Versorgungssicherheit in einem Energiesystem, das auf volatilen Erneuerbaren Energien basiert, wird durch eine Kombination aus Energiespeichern, regelbaren Kraftwerken und einer möglichst flexiblen Stromnachfrage sichergestellt. Hierfür ist ein Ausbau von Stromspeichern für den Ausgleich der volatilen Stromerzeugung im Tagesverlauf ebenso wichtig, wie der Aufbau von etwa 35 TWh Wasserstoffspeichern zum saisonalen Ausgleich von Wasserstoffbereitstellung und -nachfrage. Dunkelflauten werden überwiegend durch den Einsatz von regelbaren Kraftwerken überbrückt, wofür im Jahr 2045 bis zu 86 GW an Kraftwerksleistung benötigt werden, die mit Biomasse oder Wasserstoff betrieben werden. Entscheidend ist jedoch ebenso, dass die Stromnachfrage in einem treibhausgasneutralen Energiesystem flexibel wird und sich dem volatilen Stromangebot anpassen kann. Elektrolyseure, Wärmepumpen und PtH-Anwendungen werden folglich vorwiegend zu Zeiten mit hoher Stromerzeugung durch Windturbinen und Photovoltaikanlagen betrieben, was nur in Verbindung mit Wärme- und Wasserstoffspeichern möglich ist. Diese flexible Fahrweise dieser Stromnachfrager stellt dabei aus Gesamtsystemsicht ein kostenoptimales Ergebnis dar.

Im Folgenden werden die wesentlichen Details der Transformationsstrategie zusammengefasst:

Die Treibhausgasemissionen des deutschen Energiesystems müssen bis zum Jahr 2030 um 65% gegenüber dem Jahr 1990 auf 438 Mio. t CO_{2aq} reduziert werden. Hierbei weist der Energiesektor mit einer Emissionsreduktion von 80% zwischen 2020 und 2030 die schnellste Dekarbonisierung auf. Ursache hierfür ist einerseits, dass die

Treibhausgasvermeidungskosten in diesem Sektor niedriger liegen als in den anderen Sektoren und andererseits eine schnelle Dekarbonisierung der Stromerzeugung die Voraussetzung für die Kopplung mit den anderen Sektoren des Energiesystems ist. Im Jahr 2045 wird die Netto-Treibhausgasneutralität erreicht; es verbleiben jedoch Treibhausgasemissionen in Höhe von 90 Mio. t CO_{2aq}, die durch negative Emissionen ausgeglichen bzw. durch den Einsatz von CCS verringert werden müssen. Dabei verbleiben etwa 35 Mio. t CO_{2aq} schwer vermeidbare Prozessemissionen im Industriesektor, wovon etwa 13 Mio. t CO₂, die bei der Zementherstellung entstehen, abgeschieden und permanent geologisch gespeichert werden. Zusammen mit den verbleibenden 48 Mio. t CO_{2aq} aus der Landwirtschaft müssen die verbleibenden Emissionen in der Industrie und den anderen Sektoren des Energiesystems, wie zum Beispiel im Abfallsektor, durch negative Emissionen in Höhe von 77 Mio. t CO_{2aq} ausgeglichen werden. Der Großteil der negativen Emissionen wird mit etwa 57 Mio. t CO₂ durch direkte Abscheidung von CO₂ aus der Luft (DAC) und anschließende permanente Speicherung bereitgestellt. Die CO₂-Abscheidekosten der DAC-Anlagen liegen dabei im Jahr 2045 durchschnittlich bei etwa 215 €/tCO₂. BECCS stellt etwa 20 Mio. t CO₂ negative Emissionen bereit. Die Speicherpotenziale für die permanente geologische Speicherung von CO₂ in Höhe von jährlich 90 Mio. t CO_{2aq} im Jahr 2045 sind in Deutschland vorhanden. Da Treibhausgasneutralität nur durch negative Emissionen und dementsprechend geologische CO₂ Speicherung erreicht werden kann, müssen bis zum Jahr 2045 die technischen und rechtlichen Voraussetzungen hierfür geschaffen werden.

Im Zuge der Transformation sinkt der Primärenergieverbrauch von 3591 TWh im Jahr 2020 um etwa 40% auf 2164 TWh im Jahr 2045. Dabei findet ein vollständiger Ausstieg aus der energetischen Nutzung fossiler Energieträger statt, sodass der Primärenergieverbrauch im Jahr 2045 nahezu vollständig auf Erneuerbaren Energien basiert. Infolgedessen sinkt die Energieimportquote von heute etwa 74% auf etwa 22% im Jahr 2045, wobei im Jahr 2045 überwiegend Wasserstoff und synthetisches Kerosin importiert werden. Die konsequente Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen ist neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien eine kosteneffektive Maßnahme, um den Endenergieverbrauch gegenüber heute um etwa 27% auf 2021 TWh im Jahr 2045 zu senken.

Der Stromverbrauch im Jahr 2045 liegt mit 1216 TWh bei mehr als dem Doppelten des heutigen Stromverbrauchs, wofür überwiegend der zusätzliche Strombedarf für PtX-Anwendungen in Höhe von 665 TWh verantwortlich ist. Bei Erreichen der Treibhausgasneutralität entfallen etwa 311 TWh auf Elektrolyseure zur Herstellung von Wasserstoff, Wärmepumpen und PtH-Maßnahmen weisen mit etwa 208 TWh ebenfalls einen hohen Strombedarf auf. Zur Deckung dieses Stromverbrauchs ist ein Ausbau der installierten Leistung der Stromerzeugungskapazitäten bis auf 844 GW im Jahr 2045 notwendig. Mit 734 GW bilden Windenergie und Photovoltaik in Zukunft das Rückgrat der deutschen Stromversorgung. Für den Ausbau der installierten Onshore Windenergieleistung auf 213 GW, der Offshore Windenergieleistung auf 72 GW und dem Ausbau der Photovoltaikleistung auf 450 GW sind Ausbauraten erforderlich, die dem Vielfachen der Ausbauraten der letzten Jahre entsprechen. Bereits bis zum Jahr 2030 wird die installierte PV- und Windenergieleistung auf etwa 251 GW gegenüber heute verdoppelt, sodass mehr als 90% der Stromerzeugung auf Erneuerbaren Energien basiert. Dies ist eine entscheidende Bedingung, um die Sektorenkopplung als kostenoptimale Treibhausgasminderungsmaßnahme zu ermöglichen. Aus kostenoptimalen Gründen werden Photovoltaik- und Windenergieanlagen regelmäßig

abgeregelt, da insbesondere bei sehr guten Wetterbedingungen die erzeugte Elektrizität nicht vollständig genutzt werden kann. Im Jahr 2045 werden dementsprechend etwa 60 TWh Stromerzeugung dieser Anlagen abgeregelt, wobei dies etwa 4,7% der Bruttostromerzeugung im Jahr 2045 entspricht.

Der Betrieb eines treibhausgasneutralen Stromversorgungssystems unterscheidet sich fundamental vom Betrieb eines fossil-basierten Stromversorgungssystems. Zwar werden auch im Jahr 2045 noch 86 GW regelbare Kraftwerksleistung benötigt, die Biomasse, Biomethan oder Wasserstoff zur Stromerzeugung verwenden. Diese Kraftwerke dienen jedoch überwiegend zur Überbrückung von Phasen mit geringer Stromerzeugung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen und weisen dementsprechend zwischen 450 und 770 Volllaststunden auf. Für den Ausgleich der volatilen Stromerzeugung im Tagesverlauf werden im Jahr 2045 553 GWh Stromspeicherkapazitäten benötigt. Zudem werden 35,4 TWh Wasserstoffkavernenspeicher zur saisonalen Speicherung von Wasserstoff benötigt. Diese werden vor allem im Sommer geladen und geben den gespeicherten Wasserstoff im Winter an die Nachfragesektoren und wasserstoffbasierte Gaskraftwerke ab, um Dunkelflauten zu überbrücken. Entscheidend ist jedoch, dass die Stromnachfrage in einem treibhausgasneutralen Stromversorgungssystem flexibel wird und sich dem volatilen Stromangebot anpassen kann. Insbesondere werden die Elektrolyseure mit einer Stromnachfrageleistung von bis zu 101 GW nur in Zeiträumen mit hoher Stromerzeugung durch Photovoltaik oder Windenergie betrieben, während Dunkelflauten wird kein Wasserstoff durch Elektrolyse hergestellt. Zudem werden auch Wärmepumpen und PtH-Anwendungen mit einer elektrischen Leistung von 75 GW aus optimalerweise zu Zeiten mit hoher Stromeinspeisung betrieben und nicht zu Zeiten mit hohem Wärmebedarf. Für diese Betriebsweise ist der Ausbau von Wärmespeichern in Nahwärmenetzen und die Installation von Pufferspeichern in Gebäuden essenziell. Diese Wärmespeicher werden für eine Speicherung der Wärme im Tagesverlauf oder zwischen einzelnen Tagen ausgelegt und eignen sich daher nicht zur Überbrückung längerer Dunkelflauten. Dementsprechend kann die Stromnachfrage durch Wärmepumpen insbesondere während Dunkelflauten im Winter nicht vollständig vermieden werden.

Durch die volatile Stromerzeugung der Erneuerbaren Energien und die nachfrageseitigen Flexibilitäten stellen die bisher genutzten Kriterien der Jahreshöchstlast und der höchsten Residuallast keine geeigneten Kriterien zur Beurteilung der Versorgungssicherheit in einem treibhausgasneutralen Stromversorgungssystem dar. Hingegen muss die Versorgungssicherheit anhand von Extremereignissen wie beispielsweise einer in dieser Arbeit berücksichtigten zweiwöchigen, kalten Dunkelflaute bewertet werden. Diese Dunkelflaute bestimmt den Ausbaubedarf an regelbarer Kraftwerksleistung und langfristigen Wasserstoffspeicherkapazitäten. Gleichzeitig trägt auch die Verringerung der Stromnachfrage durch einen flexiblen Betrieb von Elektrolyseuren und Wärmepumpen dazu bei, dass die elektrische Last während der zweiwöchigen Dunkelflaute im Jahr 2045 bei durchschnittlich etwa 90 GW liegt und somit um etwa 60 GW unterhalb der durchschnittlichen elektrischen Last im Verlauf des Jahres 2045. Da die Jahreshöchstlast durch die Flexibilität auf der Nachfrageseite in einem treibhausgasneutralen Energiesystem an Bedeutung verliert, wird hierfür in dieser Arbeit der Begriff der flexiblen Jahreshöchstlast eingeführt. Dieser Begriff bezeichnet die höchste Stromnachfrage im Jahresverlauf, die sich durch das Zusammenwirken von volatilen Stromerzeugungsleistungen und flexiblen

Stromnachfrageanwendungen ergibt. Die flexible Jahreshöchstlast liegt im Jahr 2045 bei 339 GW und fällt mit den Mittagstunden des 8. März 2045 auf einen Zeitpunkt mit hoher Stromerzeugung durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Sie ist somit nicht mit der vollständig nachfragegetriebenen Jahreshöchstlast von etwa 77 GW im Jahr 2019 vergleichbar und eignet sich nicht zur Ermittlung des Bedarfes an regelbarer Kraftwerksleistung und Stromspeicherkapazitäten. Folglich muss die Versorgungssicherheit in einem treibhausgasneutralem Energiesystem durch die Berücksichtigung von Dunkelflauten beurteilt werden, wobei durch die Sektorenkopplung die Wechselwirkungen auf die Wärmenachfrage und die Wasserstoffbereitstellung ebenfalls mit in den Blick genommen werden müssen.

Wasserstoff spielt als Energieträger in einem treibhausgasneutralen Energiesystem eine zentrale Rolle. Im Jahr 2045 werden etwa 412 TWh Wasserstoff benötigt, wovon etwa 65% der Nachfrage auf den Industriesektor entfallen. In der Industrie wird Wasserstoff mit 86 TWh vor allem bei der Stahlherstellung und mit 132 TWh in der chemischen Industrie zur Herstellung von Methanol und Ammoniak benötigt. Zudem werden etwa 117 TWh Wasserstoff im Verkehrssektor verbraucht, wobei hier die Wasserstoffnachfrage durch den Lkw-Transport mit etwa 63% dominiert. Zur Bereitstellung des Wasserstoffs wird ein Ausbau der inländischen Elektrolyseleistung auf 71 GW_{H₂} benötigt, sodass etwa 53% des Wasserstoffs inländisch hergestellt werden kann. Der verbleibende Wasserstoffbedarf wird über Importe via Pipelines aus Nordafrika und Südeuropa in Höhe von etwa 150 TWh und den Schiffsimport aus Nordeuropa in Höhe von etwa 46 TWh gedeckt.

Neben der Stromerzeugung muss auch die derzeit überwiegend auf fossilen Energieträgern basierende Wärmebereitstellung bis zum Jahr 2045 vollständig dekarbonisiert werden. Bereits bis zum Jahr 2030 findet ein fast vollständiger Ausstieg aus der Nutzung von Erdöl und Kohle zur Wärmeerzeugung statt. Im Jahr 2045 basiert die Wärmeerzeugung überwiegend auf dem Einsatz von Luft- und Erdwärmepumpen sowie der Nutzung von Biomasse. Bei der Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme dominiert der Einsatz von Biomasse mit etwa 158 TWh im Jahr 2045, während die Mittel- und Niedertemperaturprozesswärme direkt elektrifiziert wird. Dabei werden etwa 48 TWh Elektrizität in Elektrodenkesseln eingesetzt, während Hochtemperaturwärmepumpen etwa 137 TWh Elektrizität verbrauchen. Die Raumwärme- und Warmwassernachfrage wird im Jahr 2045 zu etwa 90% durch Wärmepumpen gedeckt, Biomasse-KWK-Anlagen und Müllheizkraftwerke in Fern- und Nahwärmenetzen stellen den verbleibenden Anteil bereit. Wärmespeicher in Nahwärmenetzen mit 467 GWh Speicherkapazität übernehmen ebenso wie dezentrale Wärmespeicher in den Gebäuden mit 281 GWh Speicherkapazität eine wichtige Rolle, um Wärmepumpen und KWK-Anlagen abhängig vom Stromangebot betreiben zu können.

Bioenergie spielt ebenfalls eine wichtige Rolle auf dem Transformationspfad hin zur Treibhausgasneutralität. Im Jahr 2045 werden etwa 430 TWh Bioenergie eingesetzt, was einem Anteil am Primärenergieeinsatz von 20% entspricht. Die größte Nachfrage nach Bioenergie stammt aus dem Industriesektor, wo etwa 220 TWh holzartige Biomasse zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme eingesetzt wird. Zudem werden etwa 135 TWh Mais, Gülle, Bioabfälle, holzartige Biomasse und Stroh vergast und als Biomethan in Gaskraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung verwendet.

Im Industriesektor sind neben dem Energieträgerwechsel von fossilen Energieträgern auf die direkte Nutzung von Elektrizität und der Verwendung von Wasserstoff sowie Biomasse, Recyclingmaßnahmen von großer Bedeutung. Es ist kosteneffektiv den Anteil des Stahles, der aus recyceltem Stahlschrott hergestellt wird, bis zum Jahr 2045 auf 46% zu steigern. Ebenso werden im Jahr 2045 chemische und mechanische Recyclingmaßnahmen in der Kunststoffindustrie konsequent umgesetzt, um dadurch die energetische Verwertung von Kunststoffabfällen in Müllheizkraftwerken vollständig zu ersetzen. Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Recycling in vielen Bereichen eine wichtige und kosteneffiziente Maßnahme ist, um eine treibhausgasneutrale Energieversorgung zu erreichen.

Die Transformation im Gebäudesektor lässt sich in zwei Phasen unterteilen. In der ersten Phase bis zum Jahr 2030 ist eine Steigerung der energetischen Sanierungsrate auf etwa 2% erforderlich, um den Wärmebedarf der Gebäude zu verringern. Zudem ist die konsequente Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen durch den Austausch von Haushaltsgeräten und die Umstellung der Beleuchtung auf effiziente LED-Lampen von hoher Bedeutung. In der zweiten Phase ab 2030 erfolgt ein ambitionierter Ausbau von Luft- und Erdwärmepumpen in den Gebäuden und Nahwärmenetzen bis auf insgesamt 131 GW_{th} thermische Wärmepumpenleistung.

Im Verkehrssektor vollzieht sich bis zum Jahr 2045 eine vollständige Abkehr von fossilen Energieträgern hin zur Nutzung von batterieelektrischen, oberleitungsgebundenen oder brennstoffzellenbasierenden Fahrzeugen und Zügen. Im Pkw-Verkehr dominieren dabei im Jahr 2045 batterieelektrische Pkw mit etwa 70% Anteil an der Personenverkehrsleistung, Brennstoffzellenfahrzeuge stellen den verbleibenden Anteil. Im schweren Lkw-Verkehr kommen im Jahr 2045 ausschließlich Lkw mit Brennstoffzellenantrieb zum Einsatz, da diese für höhere Zuladungen und Transportdistanzen kosteneffektiv sind. Eine Voraussetzung hierfür ist jedoch ein zeitnaher Hochlauf der Serienproduktion von Lkw mit Brennstoffzellenantrieb.

Die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität ist mit kumulierten, diskontierten Mehrkosten von etwa 1,0 Billionen Euro gegenüber einer Business-as-Usual (BaU) Entwicklung verbunden. Dabei steigen die saldierten Mehrkosten aufgrund der stringenten Treibhausgasreduktionsziele vor allem gegen Ende des Transformationszeitraums stark an und erreichen im Jahr 2045 etwa 139 Mrd. € an Mehrkosten gegenüber der BaU-Entwicklung. Mit etwa 37% lässt sich ein großer Teil der Mehrkosten dem Umwandlungssektor zuordnen, die z.B. für den Ausbau von Erneuerbaren Energien oder Elektrolyseuren anzusetzen sind.

6.2 Einordnung der Ergebnisse des Referenzszenarios in die Literatur

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Referenzszenarios *KSG2045* in die existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität eingeordnet. Dabei werden die verbleibenden Restemissionen und negativen Emissionen bei Treibhausgasneutralität verglichen und die Unterschiede analysiert. Zudem findet ein Vergleich der Endenergie- und Stromverbräuche sowie der Stromerzeugung im Jahr 2045 statt. Da Wasserstoff in allen Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität eine zentrale Rolle spielt, wird der Wasserstoffbedarf und die Wasserstoffbereitstellung ebenfalls verglichen und analysiert.

Eine Beschreibung der existierenden Szenarien und ein Vergleich ihrer Ergebnisse findet sich bereits in Kapitel 3. Als Überblick sind die Abkürzungen und Pfadausprägungen der verglichenen Szenarien nochmals in Tabelle 6.6 dargestellt. Verglichen werden die Ergebnisse der Szenarien dabei nur im Jahr, in welchem die deutsche Treibhausgasneutralität erreicht wird.

Tabelle 6.6: Vergleichene Szenarien inklusive dem Referenzszenario *KSG2045*

Abkürzung	Szenario	Pfadausprägung
AGORA-KNDE45	Klimaneutrales Deutschland 2045 [18]	Klimaneutral 2045
dena-LSKN	dena – Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität [19]	Hauptszenario Klimaneutralität 100
BDI-KPF2	Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft [21]	Zielpfad 2045
ISE-KNES45	Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Update Klimaneutralität 2045 [22]	Referenz
Ariadne-REMIND	Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 [24]	REMIND – Mix (ausgewogener Technologiemix)
Ariadne-REMod	Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 [24]	REMod – Mix (ausgewogener Technologiemix)
Ariadne-TIMES	Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 [24]	TIMES PanEU– Mix (ausgewogener Technologiemix)
BMWI-LFS3	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 [17]	TN-Strom
KSG2045	Referenzszenario in dieser Arbeit	

6.2.1 Verbleibende Treibhausgasemissionen und negative Emissionen

Der Vergleich der verbleibenden Treibhausgasemissionen bei Treibhausgasneutralität zeigt, dass das in dieser Arbeit erarbeitete Szenario *KSG2045* mit etwa 77 Mio. t CO_{2äq} die höchsten verbleibenden Restemissionen aufweist (vgl. Abbildung 6.31). Abgesehen von den Szenarien *Ariadne-REMIND* und *Ariadne-TIMES* liegen die existierenden Szenarien mit etwa 59 Mio. t CO_{2äq} in *BDI-KPF2* bis 70 Mio. t CO_{2äq} in *dena-LSKN* jedoch nur wenig darunter. Die deutlichen Unterschiede zu den *Ariadne*-Szenarien sind vor allem durch die niedrigen Restemissionen in der Landwirtschaft von 26 Mio. t CO_{2äq} in *Ariadne-TIMES* bzw. 30 Mio. t CO_{2äq} in *Ariadne-REMIND* begründet. In beiden Szenarien ist der Landwirtschaftssektor vereinfacht in den verwendeten Energiesystemmodellen abgebildet, die Szenarien geben jedoch keinerlei Auskunft mit welchen Maßnahmen diese niedrigen Emissionen erreicht werden können. Im Vergleich mit den Landwirtschaftsemissionen der anderen Szenarien von 41 Mio. t CO_{2äq} in *AGORA-KNDE45* bis 53 Mio. t CO_{2äq} in *BMWI-LFS3* zeigt sich, dass die Treibhausgasemissionen des *KSG2045* Szenarios in Höhe von etwa 48 Mio. t CO_{2äq} in dieser Bandbreite liegen. Abgesehen von der Abbildung des Landwirtschaftssektors in einem Simulationsmodell in *AGORA-KNDE45*, bleibt in der Mehrheit der Szenarien jedoch unklar, wie die Emissionsreduktion erreicht wird. Durch die transparente Darstellung des angenommenen exogenen Emissionspfads in dieser Arbeit wird deutlich, dass die Ausweitung des Öko-Landbaus, ein effizienter Düngemiteleinsatz und die Vergärung des Wirtschaftsdüngers in Biogasanlagen wichtige Maßnahmen für die notwendige Emissionsreduktion sind.

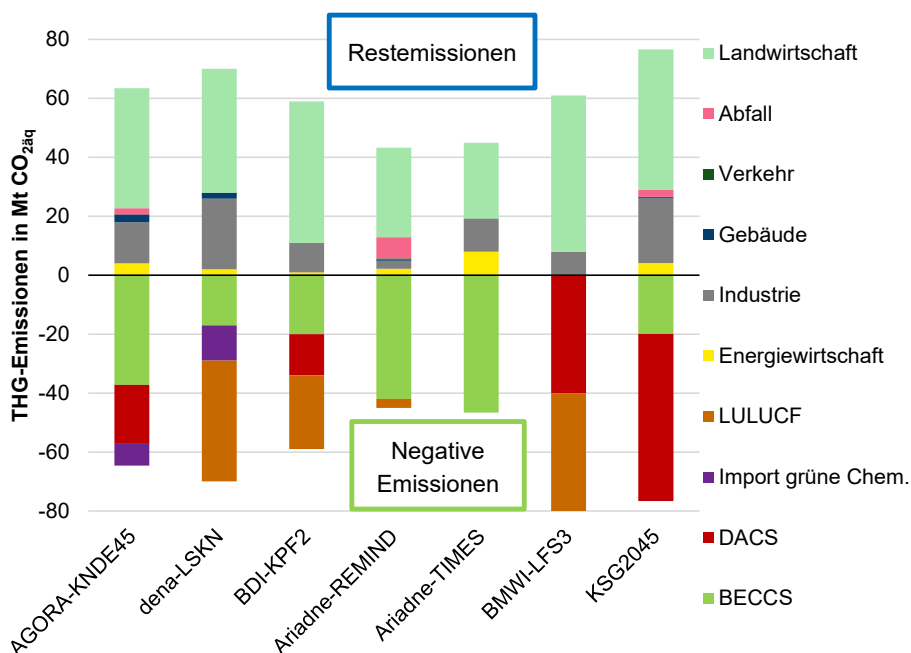


Abbildung 6.31: Verbleibende Treibhausgasemissionen und negative Emissionen in den verglichenen Szenarien im Jahr 2045

Die verbleibenden Treibhausgasemissionen im Industriesektor liegen im *KSG2045* Szenario mit etwa 22 Mio. t CO_{2aq} am oberen Ende der existierenden Szenarien von 24 Mio. t CO_{2aq} in *dena-LSKN*, wobei durch den Einsatz von CCS vermiedene Emissionen bereits subtrahiert sind. Durch die detaillierte Abbildung des Industriesektors im verwendeten Energiesystemmodell NESTOR ist eine Zuordnung der verbleibenden Emissionen zur Produktion von Glas und Keramiken sowie der Chemieindustrie möglich, die sich mit den Ergebnissen der Szenarien *AGORA-KNDE45* und *dena-LSKN* deckt. Aufgrund des begrenzten Detailgrads der Industrie in einzelnen verwendeten Modellen, wie beispielsweise in *Ariadne-TIMES* oder *BDI-KPF2*, ist nicht in allen Szenarien klar, wie sich die geringen Restemissionen im Industriesektor ergeben.

Die Restemissionen im Szenario *KSG2045* müssen durch etwa 77 Mio. t CO_{2aq} negative Emissionen ausgeglichen werden, womit sich das Szenario am oberen Ende der existierenden Szenarien von 80 Mio. t CO_{2aq} im Szenario *BMWi-LFS3* bewegt (vgl. Abbildung 6.31). Das Szenario *BMWi-LFS3* weist dabei gleich mehrere Besonderheiten auf, da es erst im Jahr 2050 die Treibhausgasneutralität erreicht, dabei mit insgesamt -19 Mio. t CO_{2aq} über Netto-Nullemissionen hinausgeht und die Bereitstellung der negativen Emissionen nur auf exogenen Annahmen beruht. Während im Referenzszenario *KSG2045* negative Emissionen aus dem LULUCF-Sektor aufgrund der unsicheren Entwicklung in diesem Sektor nicht berücksichtigt werden, verlassen sich andere Szenarien mit bis zu -41 Mio. t CO_{2aq} in *dena-LSKN* in wesentlichem Maße auf negative Emissionen aus diesem Sektor. Ebenso wird der Import von grünen Chemikalien im *KSG2045* Szenario im Gegensatz zu den Szenarien *AGORA-KNDE45* und *dena-LSKN* nicht als negative Emissionsquelle in Betracht gezogen, da damit die Bereitstellung negativer Emissionen für die deutsche Treibhausgasneutralität teilweise ins Ausland verlagert wird. Die Bereitstellung von negativen Emissionen durch BECCS im *KSG2045* Szenario liegt mit etwa -20 Mio. t CO₂ am unteren Ende der Bandbreite der Szenarien zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 von -17 Mio. t CO₂ bis -47 Mio. t CO₂, da aus kostenoptimalen Gründen Biomasse im *KSG2045* Szenario vor allem in der Hochtemperaturprozesswärme ohne CCS zum Einsatz kommt. Negative Emissionen aus DAC-Anlagen sind in manchen Szenarien gar nicht modelliert, wie beispielsweise in *Ariadne-TIMES*, stellen aber im *KSG2045* Szenario mit etwa -57 Mio. t CO₂ den Großteil der negativen Emissionen bereit. Durch eine detaillierte Modellierung im Rahmen dieser Arbeit ist jedoch sichergestellt, dass die Energieverbräuche und Kosten der DAC-Anlagen im Optimierungsmodell berücksichtigt sind. Ihr Einsatz erfolgt somit aus kostenoptimalen Gründen und beruht nicht wie in anderen Szenarien, wie zum Beispiel in *BMWi-LFS3* auf exogenen Annahmen. Insgesamt lässt sich feststellen, dass die Unterschiede in der Bereitstellung von negativen Emissionen durch fehlende Modellierung aller Optionen und den unterschiedlichen Umgang mit negativen Emissionen aus dem LULUCF-Sektor und dem Import von grünen Chemikalien hervorgerufen werden.

6.2.2 Endenergieverbrauch

Der Vergleich der Endenergieverbräuche in den Szenarien zeigt, dass das *KSG2045* Szenario mit einem Endenergieverbrauch von etwa 1791 TWh im Jahr 2045 über den Endenergieverbräuchen der anderen Szenarien von 1284 TWh in *Ariadne-TIMES* bis 1776 TWh in *ISE-KNES45* liegt (vgl. Abbildung 6.32). Ursache hierfür ist der Endenergieverbrauch im Industriesektor, der im *KSG2045* Szenario mit etwa 963 TWh deutlich über den Ergebnissen der anderen Szenarien von 333 TWh bis 612 TWh liegt.

Einerseits ist dies mit dem im *KSG2045* Szenario angenommenen jährlichen Wirtschaftswachstum von 1,2% zu begründen, während die anderen Szenarien, abgesehen von *AGORA-KNDE45* mit 1,3%, nur ein jährliches Wirtschaftswachstum von 1,0% unterstellen. Andererseits ist die Modellierung des Industriesektors in einigen Szenarien, wie zum Beispiel in *Ariadne-TIMES*, in ihrem Detailgrad begrenzt, sodass der Industrieendenergieverbrauch nicht vollständig erfasst wird. Zudem wird im *KSG2045* Szenario im Gegensatz zu anderen Szenarien die Nachfrage nach Kunststoffen vollständig durch inländische Kunststoffherstellung gedeckt und keine grünen Chemikalien oder Kunststoffe aus dem Ausland importiert, wie dies beispielsweise in *AGORA-KNDE45* und *dena-LSKN* der Fall ist. Dadurch ergibt sich ein höherer Energieverbrauch in der chemischen Industrie. Da der Energieverbrauch der DAC-Anlagen in Höhe von etwa 72 TWh im *KSG2045* ebenfalls dem Industriesektor zugeordnet werden, steigt der Industrieenergieverbrauch im Vergleich zu den anderen Szenarien ohne DAC-Anlagen weiter an. Der nicht-energetische Verbrauch im Industriesektor wurde aufgrund der fehlenden Abbildung in einigen Szenarien nicht in den Vergleich einbezogen. Zu beachten ist weiterhin, dass sich die sektorale Abgrenzung zwischen den Sektoren Industrie und GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) in den Szenarien unterscheiden kann.

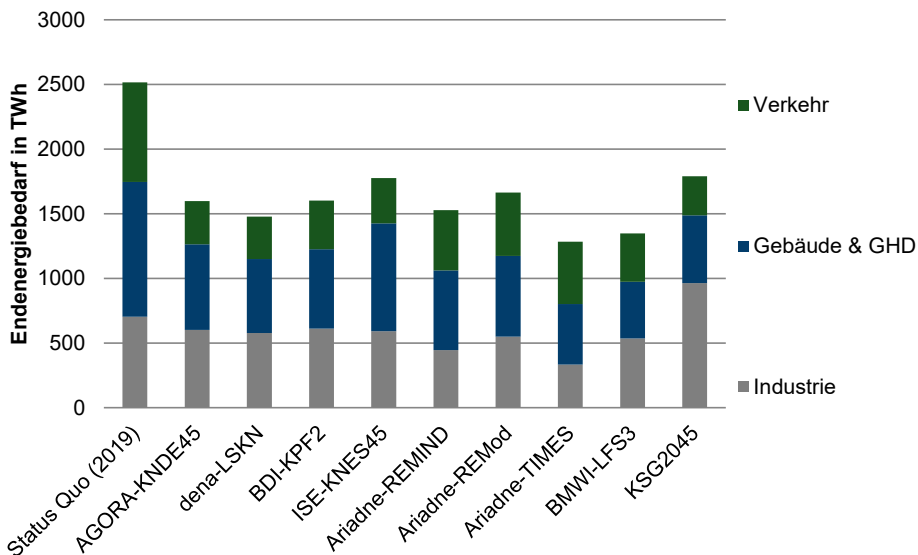


Abbildung 6.32: Endenergieverbrauch in den verglichenen Szenarien und im Jahr 2019 [28]

Im Sektor Gebäude und GHD liegt das Szenario *KSG2045* mit 524 TWh Endenergieverbrauch in der Bandbreite der existierenden Szenarien von 438 TWh in *BMWI-LFS3* bis 834 TWh in *ISE-KNES45*. In allen Szenarien werden Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen eingesetzt, während ein Ausbau von Wärmepumpen stattfindet. Aufgrund des hohen Anteils von Wärmepumpen in der Wärmeversorgung der Gebäude und der hohen Effizienz dieser Luft- und Erdwärmepumpen liegt der Energieverbrauch des Sektors Gebäude und GHD im Szenario *KSG2045* im unteren Mittelfeld der Szenarien. Der

Endenergieverbrauch des Verkehrssektors liegt mit etwa 303 TWh im *KSG2045* Szenario etwas unterhalb der Energieverbräuche in den anderen Szenarien von 328 TWh in *dena-LSKN* bis 489 TWh in *Ariadne-REMod*. Ein Grund hierfür liegt in der Personenverkehrsnachfrage im *KSG2045* Szenario, die mit 1117 Mrd. pkm unter den anderen Szenarien mit 1162 Mrd. pkm in *BDI-KPF2* bis 1482 Mrd. pkm in *dena-LSKN* liegt. Übereinstimmend mit den anderen Szenarien dominieren im *KSG2045* batterieelektrische Pkw den Pkw-Verkehr, wobei der Anteil von Brennstoffzellen-Pkw mit 30% höher liegt als in anderen Szenarien, wo dieser bei maximal 20% in *ISE-KNES45* liegt. Im Lkw-Verkehr zeigt sich kein einheitliches Bild bezüglich der zukünftigen Antriebstechnologien. Während einige Szenarien, wie beispielsweise *KSG2045* und *ISE-KNES45*, überwiegend Brennstoffzellen-Lkw ausweisen, favorisieren andere, wie beispielsweise *AGORA-KNDE45* oder *BMW-LFS3*, batterieelektrische Lkw oder setzen teilweise auf die Nutzung synthetischer Kraftstoffe, wie in *Ariadne-TIMES*.

6.2.3 Stromverbrauch

Der Stromverbrauch im Jahr 2045 liegt im Szenario *KSG2045* mit etwa 1216 TWh im oberen Bereich der anderen Szenarien von 840 TWh in *dena-LSKN* bis 1309 TWh in *Ariadne-REMod*. Ursache hierfür ist vor allem der hohe Strombedarf von etwa 665 TWh für die Sektorenkopplung im Szenario *KSG2045* (vgl. Abbildung 6.33).

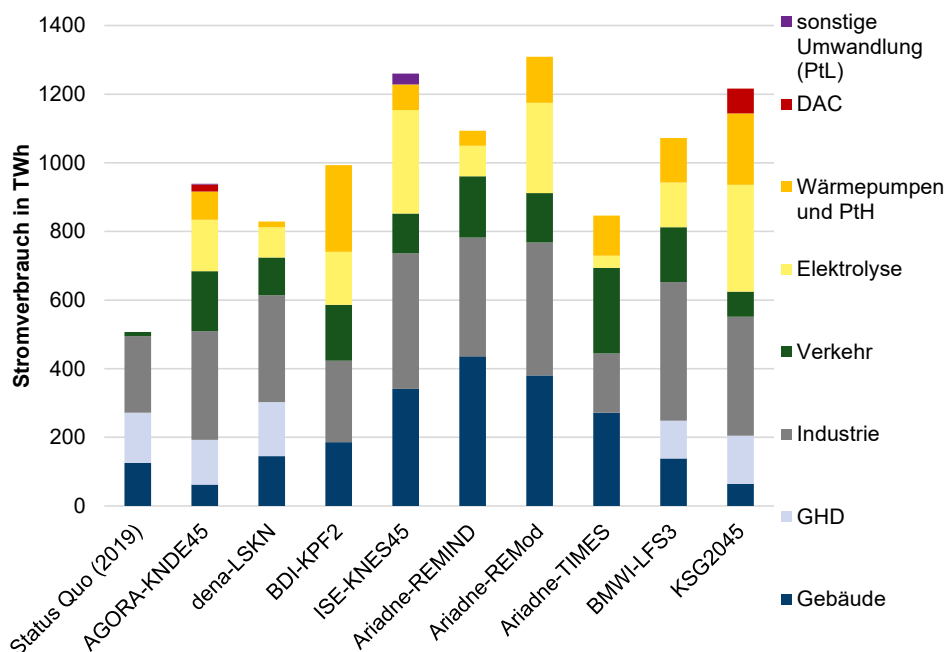


Abbildung 6.33: Stromverbrauch in den verglichenen Szenarien und im Jahr 2019 [28]

Mit 252 TWh weist nur das Szenario *BDI-KPF2* einen höheren Strombedarf für Wärmepumpen und PtH-Maßnahmen als das *KSG2045* Szenario mit etwa 208 TWh auf. Dieser Vergleich ist jedoch unvollständig da einige Szenarien, wie beispielsweise *dena-*

LSKN oder *Ariadne-REMIND*, den Stromverbrauch dezentraler Wärmepumpen dem Gebäudesektor zuordnen und nicht getrennt ausweisen. Ein Vergleich der Stromverbräuche im Gebäude und GHD-Sektor wird zudem dadurch erschwert, dass einige Szenarien, wie beispielsweise *ISE-KNES45* und *Ariadne-REMod*, diese nur zusammengefasst ausweisen. Mit insgesamt etwa 205 TWh Stromverbrauch ordnen sich die zusammengefassten Sektoren Gebäude & GHD im Szenario *KSG2045* aufgrund der getrennten Ausweisung der Wärmepumpen am unteren Ende der Stromverbräuche in den anderen Szenarien von 186 TWh bis 436 TWh ein. Der Industriestromverbrauch im *KSG2045* Szenario zeigt mit etwa 347 TWh eine Übereinstimmung mit der Bandbreite der anderen Szenarien von 173 TWh in *Ariadne-TIMES* bis 404 TWh in *BMWI-LFS3*, wobei das Szenario *Ariadne-TIMES* aufgrund des begrenzten Detailgrads in der Abbildung des Industriesektors einen sehr niedrigen Stromverbrauch aufweist. Der geringe Stromverbrauch von etwa 73 TWh im Verkehrssektor des *KSG2045* Szenarios ist im Vergleich zur Bandbreite von 110 TWh bis 249 TWh in den anderen Szenarien durch den hohen Anteil an Pkw und insbesondere an Lkw mit Brennstoffzellenantrieb begründet. Mit etwa 311 TWh Stromverbrauch durch Elektrolyseure liegt das *KSG2045* Szenario über der Bandbreite der anderen Szenarien von 36 TWh in *Ariadne-TIMES* bis 302 TWh in *ISE-KNES45*. Dies ist durch den hohen Wasserstoffbedarf im *KSG2045* Szenario in Verbindung mit einem hohen Anteil an inländischer, kostenoptimaler Wasserstoffherstellung begründet (vgl. Kapitel 6.2.5). Der Stromverbrauch der DAC-Anlagen in Höhe von 72 TWh im *KSG2045* ist in den anderen Szenarien nicht separat ausgewiesen oder liegt mit 21 TWh in *AGORA-KNDE45* deutlich niedriger, da weniger CO₂ aus der Luft abgeschieden wird.

6.2.4 Stromerzeugung und installierte Kapazitäten

Aufgrund des hohen Stromverbrauchs weist das *KSG2045* Szenario im Jahr 2045 mit etwa 1274 TWh eine Bruttostromerzeugung auf, die sich im oberen Bereich der existierenden Szenarien von 761 TWh in *Ariadne-TIMES* bis 1487 TWh in *Ariadne-REMod* einsortiert (vgl. Abbildung 6.34). Zudem bewegt sich der Ausbau von Photovoltaik und Windenergie mit 734 GW im *KSG2045* am oberen Ende der Szenarien von 748 GW in *Ariadne-REMod*.

Die installierte Leistung der Photovoltaikanlagen von etwa 449 GW im Szenario *KSG2045* liegt am oberen Ende der Bandbreite in den anderen Szenarien von 230 GW in *BDI-KPF2* bis etwa 456 GW in *Ariadne-REMod*. Dementsprechend wird mit etwa 470 TWh im *KSG2045* auch nur geringfügig weniger Strom durch Photovoltaikanlagen erzeugt als im Szenario *Ariadne-REMod* mit 473 TWh. Mit der installierten Onshore Windenergieleistung von etwa 213 GW ordnet sich das *KSG2045* Szenario ebenfalls im oberen Bereich der anderen Szenarien von 74 GW in *Ariadne-TIMES* bis 218 GW in *Ariadne-REMIND* ein. Bei der Stromerzeugung durch Onshore Windenergieanlagen liegt das *KSG2045* mit 383 TWh im mittleren Bereich der Bandbreite der anderen Szenarien von etwa 180 TWh in *Ariadne-TIMES* bis etwa 582 TWh in *Ariadne-REMIND*. Zu beachten ist, dass *ISE-KNES45* eine Stromerzeugung aus Windenergieanlagen von etwa 816 TWh ausweist, dabei jedoch nicht zwischen On- und Offshore Windturbinen unterschieden wird und ein Vergleich daher nicht möglich ist. Beim Vergleich, der sich ergebenden Volllaststunden der Onshore Windenergie zeigt sich, dass das *KSG2045* mit etwa 1802 VLS unterhalb der Bandbreite der anderen Szenarien von etwa 2128 VLS in *AGORA-KNDE45* bis 2674 VLS in *Ariadne-REMIND* liegt. Ursache hierfür ist die Wahl eines konservativen Wetterjahres inklusive synthetischer Dunkelflaute für die Erzeugungszeitreihen der Onshore Windenergieanlagen im *KSG2045*

sowie die Tatsache, dass der Windenergieausbau nicht nur in Norddeutschland stattfindet, sondern auch Schwachwindanlagen in Süd- und Mitteldeutschland ausgebaut werden, die geringere Volllaststunden aufweisen.

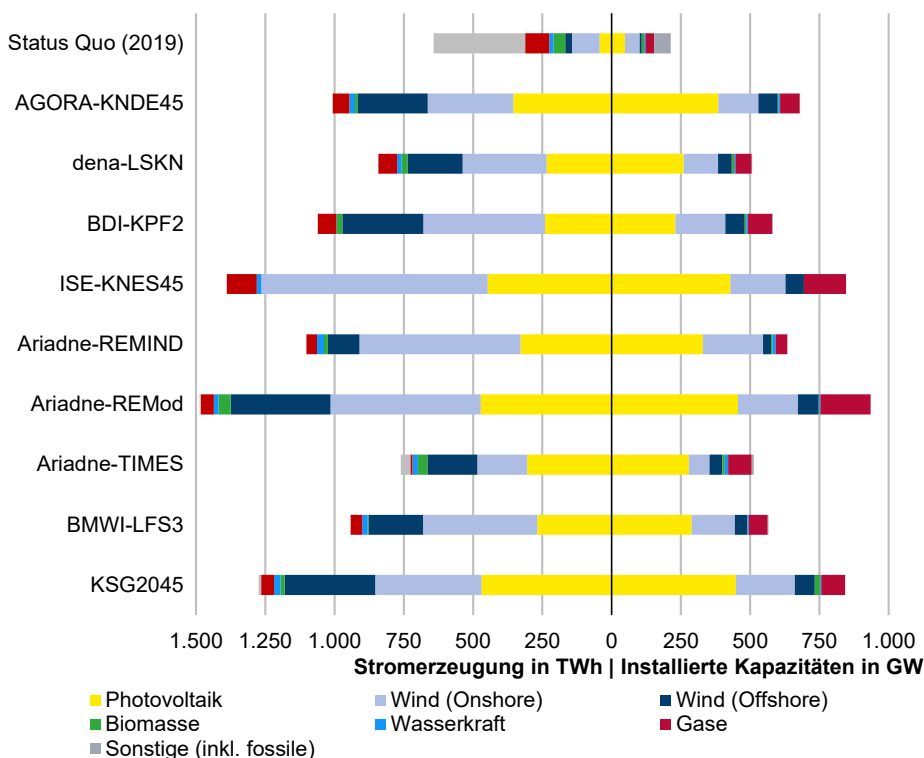


Abbildung 6.34: Bruttostromerzeugung (ohne Stromimporte und -exporte) und installierte Leistungen (ohne Speicher) in den verglichenen Szenarien und im Jahr 2019 [29], [30]

Mit 72 GW installierter Offshore Windenergieleistung bewegt sich das *KSG2045* im oberen Bereich der anderen Szenarien von etwa 29 GW in *Ariadne-REMIND* bis etwa 75 GW in *Ariadne-REMod*. Dies gilt auch für die erzeugte Strommenge von etwa 327 TWh im *KSG2045* im Vergleich zu der Bandbreite von 114 TWh in *Ariadne-REMIND* bis 360 TWh in *Ariadne-REMod* in den anderen Szenarien. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt im *KSG2045* Szenario dabei kostenoptimal zur Deckung der Stromnachfrage und basiert nicht wie in einigen anderen Szenarien, wie beispielsweise in *BDI-KPF2*, auf Annahmen oder exogenen Vorgaben.

Die installierte Leistung regelbarer Gaskraftwerke zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung der Photovoltaik und Windenergie beträgt im Szenario *KSG2045* etwa 86 GW (vgl. Abbildung 6.34) und bewegt sich damit in der Bandbreite der anderen Szenarien von 43 GW in *Ariadne-REMIND* bis 181 GW in *Ariadne-REMod*. Ebenso liegt die Stromerzeugung dieser regelbaren Kraftwerke mit etwa 46 TWh im *KSG2045* zwischen den Ergebnissen der anderen Szenarien von etwa 7 TWh in *Ariadne-TIMES* bis etwa 108 TWh in *ISE-KNES45*. Der Einsatzzweck dieser Gaskraftwerke ist daher in allen Szenarien der

Ausgleich der volatilen Stromerzeugung der Erneuerbaren Energien und die Überbrückung von Dunkelflauten. Eine längere Dunkelflaute ist jedoch abgesehen von der zweiwöchigen synthetischen Dunkelflaute im *KSG2045* Szenario, nur in *dena-LSKN* explizit untersucht worden. Alle anderen Szenarien geben keine Auskunft, ob das berechnete Energiesystem auch für solche Extremwetterperioden ausgelegt ist und die Energienachfragen in längeren Dunkelflauten gedeckt werden können.

6.2.5 Wasserstoffbedarf und Wasserstoffbereitstellung

Wasserstoff stellt im *KSG2045* Szenario mit einem Bedarf von etwa 412 TWh im Jahr 2045 einen zentralen Energieträger dar. Damit liegt der Wasserstoffbedarf im oberen Bereich der existierenden Szenarien mit etwa 215 TWh in *Ariadne-REMIND* bis 458 TWh in *dena-LSKN* im Jahr 2045 (vgl. Abbildung 6.35).

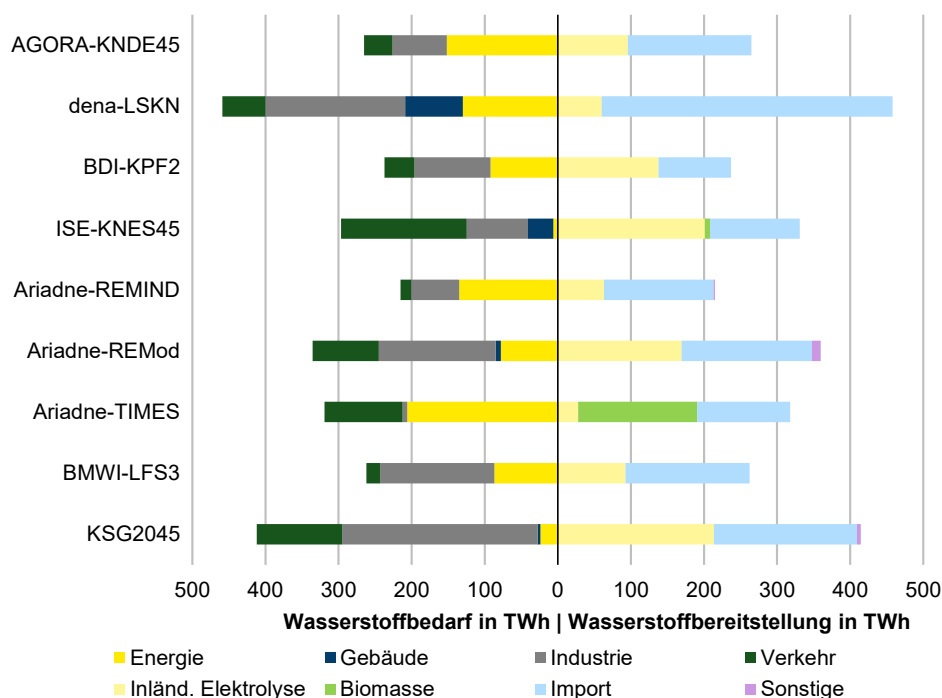


Abbildung 6.35: Wasserstoffbedarf und -bereitstellung in den verglichenen Szenarien

Die Verwendung des Wasserstoffs im Energiesektor liegt im *KSG2045* mit etwa 24 TWh am unteren Ende der Bandbreite der Szenarien von 6 TWh bis 206 TWh in *Ariadne-TIMES*. Dabei ist zu beachten, dass die *Ariadne* Szenarien auch den Wasserstoffbedarf für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe und von synthetischem Methan im Energiesektor aufführen, obwohl dieser teilweise in anderen Sektoren verwendet wird. Dies zeigt, dass auch unterschiedliche sektorale Zuordnungen für die unterschiedlichen sektoralen Verbräuche mitverantwortlich sind. Zudem werden in den meisten Szenarien die regelbaren Kraftwerke zum Ausgleich der volatilen Erneuerbaren Energien überwiegend mit Wasserstoff betrieben, während im *KSG2045* Biomethan und Biomasse einen größeren

Anteil aufweisen. Dementsprechend wird im *KSG2045* weniger Wasserstoff zur Rückverstromung benötigt. Im Gebäudesektor weist das *KSG2045* Szenario in Übereinstimmung mit den meisten anderen Szenarien keinen bzw. nur einen geringen Wasserstoffbedarf von etwa 4 TWh auf. Nur die Szenarien *ISE-KNES45* mit etwa 35 TWh und *dena-LSKN* mit etwa 79 TWh erwarten einen signifikanten Wasserstoffbedarf im Gebäudesektor, jedoch wird auch in diesen Szenarien der Raumwärmebedarf überwiegend durch Wärmepumpen gedeckt. Der Wasserstoffbedarf im Industriesektor liegt im *KSG2045* Szenario mit 267 TWh deutlich über den anderen Szenarien mit einer Bandbreite von etwa 6 TWh in *Ariadne-TIMES* bis etwa 191 TWh in *dena-LSKN*. Der geringere Wasserstoffbedarf in *Ariadne-TIMES* ist auch darauf zurückzuführen, dass das verwendete TIMES PanEU Modell keine stoffliche Nutzung von Wasserstoff abbildet. Dies ist wiederum auf den begrenzten Detailgrad des Industriesektors im TIMES PanEU Modell zurückzuführen. Zudem werden im *KSG2045* etwa 112 TWh Wasserstoff für die Methanolherstellung benötigt, um daraus nach mehreren Umwandlungsschritten Kunststoffe herzustellen. In den anderen Szenarien ist dieser Bedarf nicht abgebildet oder es werden teilweise grüne Chemikalien und Kunststoffe aus dem Ausland importiert, wie beispielsweise in *AGORA-KNDE45* und *dena-LSKN*, sodass hierfür kein inländischer Wasserstoffbedarf anfällt. Der Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor liegt mit etwa 117 TWh im *KSG2045* Szenario im oberen Bereich der Szenarien von etwa 15 TWh in *Ariadne-REMIND* bis etwa 172 TWh in *ISE-KNES45*. Ursache hierfür ist der im *KSG2045* Szenario hohe Anteil von Brennstoffzellen-Pkw und die Dominanz von Brennstoffzellenantrieben im schweren Lkw-Verkehr. Da *ISE-KNES45* ebenfalls brennstoffzellenbetriebene Pkw und überwiegend Brennstoffzellen-Lkw aufweist, liegt in diesem Szenario ebenso ein hoher Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor vor.

Die Bereitstellung des Wasserstoffs erfolgt im *KSG2045* Szenario zu 47% durch Importe, womit sich der Importanteil im unteren Bereich der Importanteile der anderen Szenarien von 37% in *ISE-KNES45* bis 87% in *dena-LSKN* bewegt. Dementsprechend liegt der Wasserstoffimport im *KSG2045* mit etwa 196 TWh deutlich unter dem maximalen Import von 398 TWh in *dena-LSKN*. Die Herkunftsländer des Wasserstoffs sind dabei in allen Szenarien vor allem europäische Länder und Nordafrika, die angenommenen Importkosten unterscheiden sich jedoch. So begründet sich der hohe Importanteil von 87% im *dena-LSKN* Szenario durch die Verfügbarkeit von günstigen Wasserstoffimporten via Pipeline aus Osteuropa, Nordafrika und Vorderasien zu Kosten von etwa 52 €/MWh_{H2} bis 73 €/MWh_{H2}. Aus der Kombination von hohem Wasserstoffbedarf und geringem Importanteil folgt, dass das *KSG2045* Szenario mit 213 TWh die höchste inländische Wasserstoffherstellung via Elektrolyse aufweist. In den anderen Szenarien werden zwischen 28 TWh in *Ariadne-TIMES* und 201 TWh in *ISE-KNES45* via Elektrolyse innerhalb Deutschlands hergestellt. Die inländische Wasserstoffherstellung durch Elektrolyseure ist im *KSG2045* Szenario dabei kosteneffektiv und leistet als nachfrageseitige Flexibilität einen wichtigen Beitrag zum Ausgleich von Stromerzeugung und Stromnachfrage.

6.2.6 Zusammenfassung und Diskussion

Der Vergleich der Ergebnisse des Referenzszenarios *KSG2045* mit den existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität zeigt übereinstimmende Entwicklungen des Energiesystems auf. Gleichzeitig werden durch den Vergleich auch die Verbesserungen des *KSG2045* Szenarios gegenüber den existierenden Szenarien deutlich.

Die hohen verbleibenden Restemissionen bei Treibhausgasneutralität von etwa 77 Mio. t CO_{2aq} im *KSG2045* Szenario sind durch die transparente Darstellung des exogenen Emissionspfads für die Landwirtschaft und die detaillierte Abbildung der Emissionsquellen im Industriesektor fundiert begründet und decken sich mit den Ergebnissen der Szenarien, die ebenfalls eine detaillierte Abbildung der Restemissionen aufweisen. In einigen Szenarien fehlt jedoch diese detaillierte Abbildung oder transparente Darstellung, sodass sich deren Ergebnisse nur bedingt einordnen lassen. Dementsprechend liegen die negativen Emissionen zum Ausgleich der Restemissionen im *KSG2045* Szenario ebenfalls höher als in der Mehrheit der anderen Szenarien. Im Gegensatz zu vielen anderen Szenarien, werden die mit erheblichen Unsicherheiten behafteten negativen Emissionen aus dem LULUCF-Sektor und der Import von grünen Chemikalien im *KSG2045* nicht zur Bereitstellung negativer Emissionen herangezogen, sodass sich ein höherer Bedarf an BECCS und DACS ergibt. Der Einsatz der DAC-Anlagen ist dabei im *KSG2045* Szenario kosteneffektiv und beruht nicht wie in anderen Szenarien auf exogenen Annahmen.

Die im Vergleich der Szenarien hohen Endenergie-, Strom- und Wasserstoffverbräuche im *KSG2045* Szenario sind durch die detaillierte Abbildung des Industriesektors im Energiesystemmodell NESTOR zu erklären. Dadurch sind im Gegensatz zu einigen anderen Szenarien alle Energieverbräuche des Industriesektors berücksichtigt. Zudem wird die Nachfrage nach Kunststoffen vollständig inländisch gedeckt und keine grünen Chemikalien oder Kunststoffe aus dem Ausland importiert. Dadurch ergibt sich eine höhere Wasserstoffnachfrage des Industriesektors im *KSG2045* Szenario. Die Wasserstoffnachfrage wird dabei kostenoptimal zu 53% durch inländische Elektrolyse gedeckt, die gleichzeitig eine zentrale nachfrageseitige Flexibilität im Stromversorgungssystem darstellt.

Neben der hohen Stromnachfrage der Elektrolyseure treiben auch weitere Optionen zur Sektorenkopplung, wie beispielsweise Wärmepumpen oder die Elektromobilität, die Stromnachfrage im *KSG2045* auf 1216 TWh im Jahr 2045. Dies führt folglich zu einer hohen Stromerzeugung und einer hohen installierten Stromerzeugungsleistung von etwa 734 GW Photovoltaik und Windenergieanlagen im *KSG2045* Szenario. Dabei ist jedoch durch die Berücksichtigung einer zweiwöchigen Dunkelflaute sichergestellt, dass das auf volatilen Erneuerbaren Energien basierende Energiesystem auch in Extremsituationen die Energienachfragen decken kann. Dies ist in der Mehrheit der Szenarien in der Literatur nicht sichergestellt.

Zusammenfassend sind einige der Unterschiede zwischen dem *KSG2045* Szenario und den existierenden Szenarien in der verwendeten Methodik begründet. Während im kostenoptimalen *KSG2045* Szenario der Ausbau von Technologien Ergebnis der integrierten Optimierung aller Sektoren des Energiesystems ist, beruht dieser in einigen anderen Szenarien auf exogenen Annahmen oder Experteneinschätzungen. Insbesondere stehen die verschiedenen Sektoren bei einer Verwendung von gekoppelten Simulationsmodellen nicht in Konkurrenz miteinander, wodurch sich im Gegensatz zum *KSG2045* Szenario kein über

alle Sektoren kostenoptimaler Transformationspfad berechnen lässt. Zudem weisen auch die angenommenen Rahmendaten, wie beispielsweise das Wirtschaftswachstum oder Wasserstoffimportpreise, erhebliche Auswirkungen auf die Ergebnisse auf.

Ein Kostenvergleich zwischen den Szenarien ist nicht möglich, da nur in einem anderen Szenario die gesamten Systemkosten für die Transformation ausgewiesen werden, dabei jedoch eine andere Methodik als im *KSG2045* Szenario verwendet wird.

6.3 Analyseschwerpunkt: Kosten der Transformation

In diesem Kapitel werden die Kosten der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität in weiterführenden Auswertungen des Referenzszenarios *KSG2045* und zusätzlichen Sensitivitätsanalysen vertiefend untersucht. Zunächst wird analysiert, welchen Einfluss die gewählte Vergleichsbasis auf die Kosten der Transformation hat. Dazu werden die Gesamtsystemkosten nicht nur mit einer fiktiven Business-as-Usual (BaU) Entwicklung, sondern auch mit den Gesamtsystemkosten im Jahr 2020 verglichen und wesentliche Unterschiede dargestellt. In einer zusätzlichen Sensitivitätsanalyse wird untersucht, welchen Einfluss der gewählte Zinssatz, mit dem die Investitionen im Energiesystemmodell annuitätisch umgelegt werden, auf das Energiesystemdesign und die Transformationskosten ausübt. Zudem werden in einer Auswertung des *KSG2045* Szenarios die absoluten Investitions- und Betriebskosten der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität dargestellt. Abschließend werden die Transformationskosten ins Verhältnis zu den erwarteten Klimaschadenskosten bei weitestgehend unvermindertem Ausstoß von Treibhausgasen gesetzt.

6.3.1 Einfluss der gewählten Vergleichsbasis auf die Transformationskosten

Im Referenzszenario *KSG2045* werden die Kosten der Transformation hin zur deutschen Treibhausgasneutralität gegenüber einer fiktiven Business-as-Usual (BaU) Entwicklung ausgewiesen (vgl. Kapitel 6.1.15). Diese BaU-Entwicklung weist mit einer angenommenen Treibhausgasreduktion von 60% bis zum Jahr 2045 gegenüber dem Jahr 1990 eine geringe Emissionsreduktion auf, die wesentlich auf bereits heute implementierte Maßnahmen, wie beispielsweise den Kohleverstromungsausstieg, zurückzuführen ist. Das gesetzte Treibhausgasreduktionsziel von -60% gegenüber dem Jahr 1990 ist dabei in Anlehnung an BaU-Entwicklungen in existierenden Szenarien für die deutsche Energiewende gewählt worden [65], [89]. Die BaU-Entwicklung übernimmt dabei abgesehen von den Emissionszielen und exogenen Emissionspfaden alle Rahmendaten und Kostenannahmen des *KSG2045* Szenarios. Dadurch müssen in der BaU-Entwicklung die gleichen energieverbrauchsrelevanten Nachfragen, wie beispielsweise nach Verkehrsleistungen oder Güterproduktion, wie im *KSG2045* Szenario gedeckt werden. Die hierfür anfallenden Systemkosten, die den monetären Aufwand für den Umbau des Energiesystems beschreiben, sind somit miteinander vergleichbar. Zudem ist in der BaU-Entwicklung berücksichtigt, dass in vielen Sektoren des Energiesystems unabhängig von den Emissionszielen Investitionen getätigt werden müssen, da Industrieanlagen, Fahrzeuge oder Kraftwerke bis zum Jahr 2045 ihre technische Lebensdauer erreichen und ersetzt werden müssen. Die BaU-Entwicklung dient dabei lediglich als Vergleichsbasis für die Transformationskosten. Sie stellt kein eigenständiges Szenario dar und wird ausschließlich genutzt, um die Mehrkosten der Transformation berechnen zu können. Daher werden die Optimierungsergebnisse der BaU-Entwicklung an dieser Stelle nicht dargestellt. Wie sich eine alternative Vergleichsbasis auf die Höhe der Mehrkosten auswirkt, wird im Folgenden analysiert.

Als alternative Vergleichsbasis wird das Jahr 2020 als Ausgangsjahr der Optimierung gewählt. Die Transformationskosten werden entsprechend durch den Vergleich der zukünftigen Gesamtsystemkosten mit den Gesamtsystemkosten des bestehenden Energiesystems berechnet. Dabei ist zu beachten, dass im Ausgangsjahr 2020 nur der Betrieb des Energiesystems optimiert wird, jedoch kein Kapazitätszubauf stattfindet. Somit ist nur der Betrieb des Energiesystems kostenoptimal, das Energiesystemdesign basiert jedoch auf dem

historischen Bestand der installierten Technologien und ist damit nicht kostenoptimal. Die Investitionskosten des historischen Bestandes sind dabei durch die annuitätische Umlage der Investitionskosten in den Systemkosten des Jahres 2020 berücksichtigt. Während im vorherigen Vergleich die über den Zeitverlauf berechneten Kosten des KSG2045 Szenarios mit den analog berechneten Kosten der BaU-Entwicklung verglichen wurden, werden nun die Kosten des KSG2045 Szenarios für jedes Jahr an den Kosten des Jahres 2020 gespiegelt. Die Mehrkosten des KSG2045 Szenarios werden folglich in Abbildung 6.36 sowohl gegenüber dem Jahr 2020 als auch gegenüber der BaU-Entwicklung ausgewiesen.

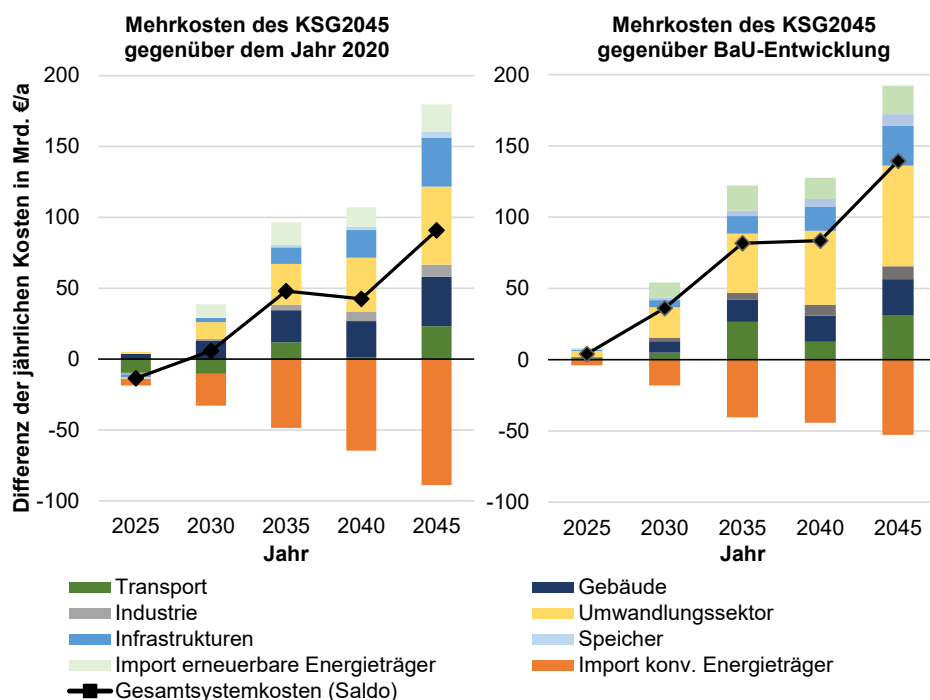


Abbildung 6.36: Mehrkosten des Referenzszenarios KSG2045 gegenüber den Systemkosten des Jahres 2020 (links) und gegenüber der BaU-Entwicklung (rechts)

Der Vergleich der Mehrkosten zeigt, dass die Gesamtsystemkosten der Transformation niedriger sind, wenn das Jahr 2020 als Vergleichsbasis gewählt wird. Im Jahr 2025 liegen die Mehrkosten des KSG2045 gegenüber der BaU-Entwicklung bei etwa 4 Mrd. €, während die Mehrkosten beim Vergleich mit dem Jahr 2020 bei etwa -14 Mrd. € liegen. Das bedeutet, dass das KSG2045 Szenario im Jahr 2025 kostengünstiger ist als das bestehende Energiesystem im Jahr 2020. Ursache hierfür ist, dass das bestehende Energiesystem im Jahr 2020 nicht kostenoptimal ist und durch die Optimierung des Energiesystems im Jahr 2025 diese Suboptimalitäten teilweise behoben werden. So werden beispielsweise bestehende Überkapazitäten im Kraftwerksbestand des Jahres 2020 bis zum Jahr 2025 abgebaut, wodurch sich die Systemkosten verringern. Weiterhin liegen die Transformationskosten des KSG2045 auch für die Jahre 2030 bis 2045 beim Vergleich mit dem Jahr 2020 niedriger als beim Vergleich mit der BaU-Entwicklung. Im Jahr 2040 liegen die Mehrkosten des

KSG2045 gegenüber dem Jahr 2020 bei etwa 43 Mrd. €, gegenüber der BaU-Entwicklung liegen diese Mehrkosten bei etwa 84 Mrd. €. Bei Erreichen der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 liegen die Mehrkosten des KSG2045 gegenüber dem Jahr 2020 bei etwa 91 Mrd. €, gegenüber der BaU-Entwicklung betragen sie 139 Mrd. €. Dementsprechend liegen die kumulierten Mehrkosten der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität beim Vergleich mit dem Jahr 2020 mit etwa 455 Mrd. € deutlich unter den Transformationskosten gegenüber der BaU-Entwicklung von etwa 1014 Mrd. € (vgl. Tabelle 6.7). Die Analysen verdeutlichen, dass die Wahl der Kostenvergleichsbasis einen signifikanten Einfluss auf die Höhe der Mehrkosten besitzt.

Tabelle 6.7: Transformationskosten hin zur Treibhausgasneutralität in Abhängigkeit von der gewählten Vergleichsbasis

Vergleichsbasis	Jahr 2020	BaU-Entwicklung
Saldierte Mehrkosten des KSG2045 im Jahr 2045	91 Mrd. €/a	139 Mrd. €/a
Kumulierte Mehrkosten des KSG2045 (2020 – 2045)	455 Mrd. €	1014 Mrd. €
Anteil der Mehrkosten am kumulierten BIP	0,55%	1,2%

Die Kostendifferenz zwischen den beiden Vergleichsbasen, dem Jahr 2020 und der BaU-Entwicklung, erhöht sich bis zum Jahr 2045 (vgl. Abbildung 6.37). Das bedeutet, dass die BaU-Entwicklung im Zeitverlauf eine Reduktion der saldierten Gesamtsystemkosten aufweist.

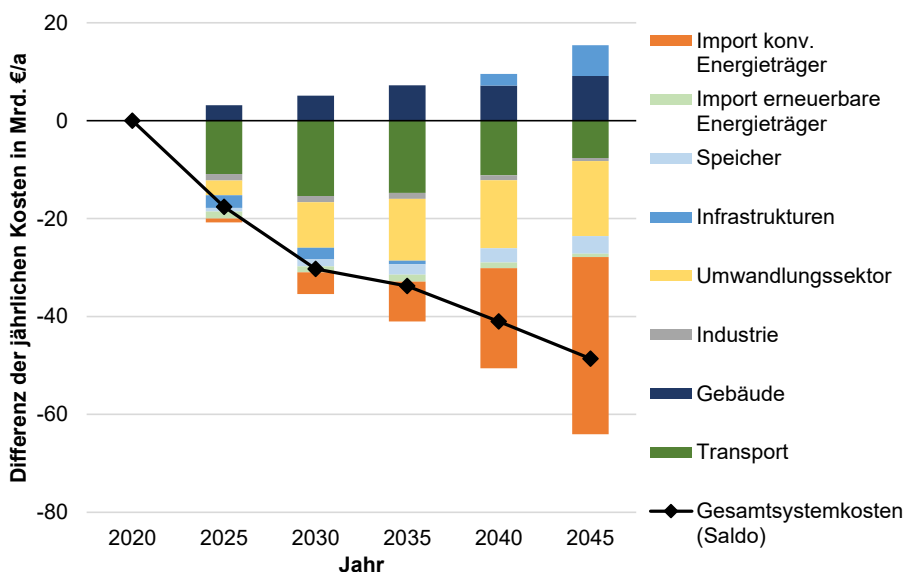


Abbildung 6.37: Kostendifferenz zwischen der BaU-Entwicklung und dem Jahr 2020

Ursache für diese Kostendegression ist der autonome Fortschritt durch technologische Weiterentwicklungen und Massenproduktion. Insbesondere die Kosten für Photovoltaikanlagen (vgl. Abbildung 5.3) und Batteriespeicher (vgl. Tabelle 8.6) sinken bis zum Jahr 2045 deutlich, sodass diese Technologien auch in der BaU-Entwicklung kosteneffiziente Investitionen darstellen und ausgebaut werden. Dieser autonome Fortschritt und die damit verbundene Treibhausgasemissionsminderung wird bei der Wahl des Jahres 2020 als Vergleichsbasis für die Transformationskosten nicht berücksichtigt.

Die Kostendifferenz zwischen der BaU-Entwicklung und dem Jahr 2020 erhöht sich von etwa 18 Mrd. € im Jahr 2025 auf etwa 49 Mrd. € im Jahr 2045. Wesentliche Kostendifferenzen zeigen sich vor allem beim Import konventioneller Energieträger mit etwa 36 Mrd. € Differenz im Jahr 2045, da in der BaU-Entwicklung weniger Erdöl importiert wird und im Gegenzug mehr Erdgas importiert wird. Mit den getroffenen Kostenannahmen (vgl. Tabelle 8.4) ergibt sich dadurch eine Kostenersparnis. Ebenso verringert sich im Verkehrssektor der Bestand an Diesel-Pkw, welche durch Benzin-Pkw ersetzt werden, da diese kostengünstiger sind. Dadurch liegen die Kosten des Transportsektors im Jahr 2030 in der BaU-Entwicklung um etwa 15 Mrd. € unterhalb der Kosten des Jahres 2020. Ab dem Jahr 2035 steigt zudem der Anteil an batterieelektrischen Pkw in der BaU-Entwicklung, da diese aufgrund der angenommenen Kostendegression dann kostengünstiger sind als Benzin- oder Diesel-Pkw. Die Kostendifferenz im Umwandlungssektor von etwa 15 Mrd. € im Jahr 2045 ist im Ausbau von Photovoltaikanlagen begründet, da diese ab dem Jahr 2035 die kostengünstigste Stromerzeugungstechnologie darstellen. Zudem wird in der BaU-Entwicklung berücksichtigt, dass sich die Energie- und Güternachfragen im Zeitverlauf ändern. Eine Wahl des Jahres 2020 als Vergleichsbasis vernachlässigt, dass aufgrund des angenommenen Wirtschaftswachstums die Güternachfragen im Industriesektor und die Gütertransportnachfragen steigen.

Kurzfazit

Die Wahl der Vergleichsbasis für die Kosten der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität hat einen erheblichen Einfluss auf die ausgewiesenen Transformationskosten. Wird anstelle der BaU-Entwicklung das Jahr 2020 als Vergleichsbasis gewählt, werden die kumulierten Mehrkosten der Treibhausgasneutralität mehr als halbiert und liegen nur noch bei 455 Mrd. €. Da im Jahr 2020 jedoch nur der Betrieb des bestehenden Energiesystems optimiert wird und kein Kapazitätszubau oder -abbau stattfindet, stellen die Gesamtsystemkosten des Jahres 2020 kein kostenoptimales Ergebnis dar. Ein Vergleich mit den kostenminimalen Gesamtsystemkosten der Jahre 2025 bis 2045 weist daher immer eine optimierungsbedingte Kostendifferenz auf. Zudem berücksichtigt nur die BaU-Entwicklung die Änderung von Energie- und Güternachfragen und die Kostenreduktion durch autonomen Fortschritt im Zeitverlauf. Insgesamt stellt somit die BaU-Entwicklung eine geeignetere Vergleichsbasis zur Ermittlung der Transformationskosten hin zur Treibhausgasneutralität dar.

6.3.2 Einfluss des Zinssatzes auf die Transformationskosten

Für den kalkulatorischen Zinssatz, mit dem die Investitionen im Energiesystemmodell NESTOR annuitätisch umgelegt werden, wird in dieser Arbeit ein hybrider Ansatz gewählt. Für Investitionen der Industrie wird ein Zinssatz von 6% gewählt, für private Investitionen ein Zinssatz von 2,5% (vgl. Kapitel 5.3). Für Investitionen, die nicht eindeutig der Industrie oder dem privaten Sektor zugeordnet werden können, wie beispielsweise Dachflächen-

Photovoltaik oder Wärmepumpen, wird ein mittlerer Zinssatz gewählt, der die Eigentümerstruktur abbildet. In dieser Sensitivitätsanalyse wird durch Variation des Zinssatzes untersucht, welchen Einfluss diese auf das resultierende Energiesystem im Jahr 2045 und die Transformationskosten ausübt. Um den Einfluss des hybriden Ansatzes zu analysieren, wird im ersten Schritt der Zinssatz für alle Investitionen auf 6% festgelegt. Zudem wird der Zinssatz in zwei weiteren Analysen auf die Extremwerte aus existierenden Szenarien von 2% [65] und 8% [19], [79] festgesetzt, um den Effekt der in der Literatur genannten Bandbreite der Zinssätze zeigen zu können. Dabei ist zu beachten, dass die Zinssätze nur für Investitionen im deutschen Energiesystem angepasst wurden und somit die Importenergieträgerpreise, wie beispielsweise für Wasserstoff, unverändert bleiben.

Es zeigt sich, dass der gewählte Zinssatz nicht nur die Transformationskosten beeinflusst, sondern auch Auswirkungen auf die kostenoptimale Ausgestaltung des Energiesystems hat. Diese Veränderungen durch den gewählten Zinssatz sind insbesondere bei der installierten Stromerzeugungsleistung und der Wasserstoffbereitstellung im Jahr 2045 signifikant (vgl. Abbildung 6.38).

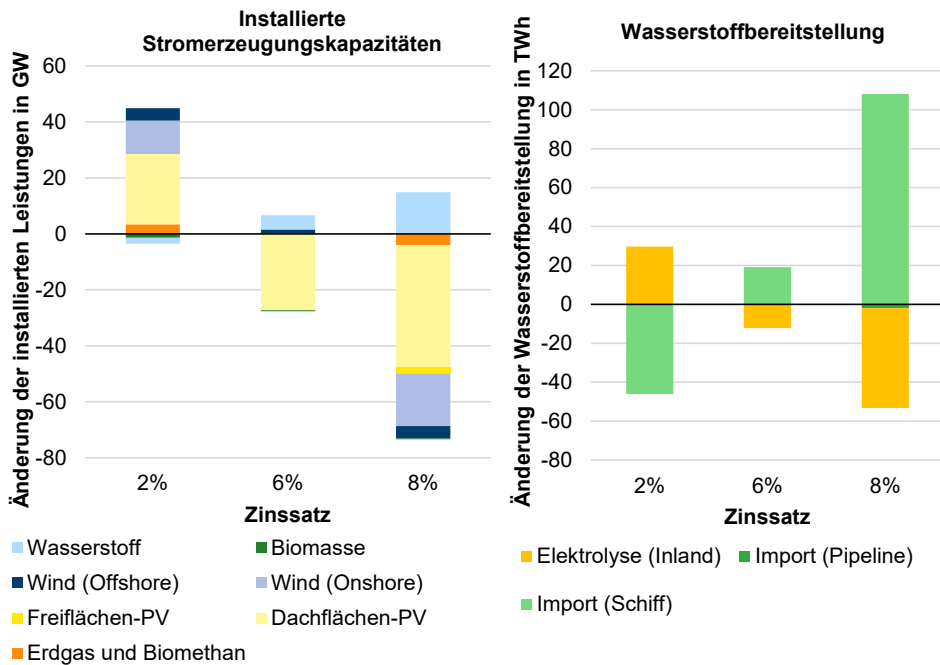


Abbildung 6.38: Änderung der installierten Stromerzeugungsleistungen (links) und der Wasserstoffbereitstellung (rechts) im Jahr 2045 gegenüber dem KSG2045 Szenario in Abhängigkeit der gewählten Zinssätze

Die Wahl eines einheitlichen kalkulatorischen Zinssatzes von 6% verringert die installierte Dachflächen-Photovoltaikleistung im Jahr 2045 um etwa 27 GW gegenüber dem KSG2045 Szenario, da der Zinssatz der Dachflächen-Photovoltaik im KSG2045 4% beträgt. Durch den Zinssatz von 6% steigen die annuisierten Kosten der Dachflächen-Photovoltaik gegenüber dem KSG2045 an, sodass eine geringere installierte Leistung kostenoptimal ist. Da

Freiflächen-Photovoltaik und Windenergieanlagen im *KSG2045* bereits einen Zinssatz von 6% aufweisen, ergeben sich hier keine signifikanten Auswirkungen auf deren installierte Leistungen.

Durch einen höheren einheitlichen Zinssatz von 8% verringert sich die installierte Photovoltaikleistung gegenüber dem *KSG2045* um etwa 46 GW, die installierte Windenergieleistung geht um etwa 23 GW zurück. Da durch den höheren Zinssatz alle annuierten Investitionskosten steigen, verringert sich auch die installierte Elektrolyseleistung um etwa 14 GW_{H2} auf 57 GW_{H2} im Jahr 2045 (vgl. Tabelle 6.8). Dementsprechend werden im Jahr 2045 etwa 51 TWh weniger Wasserstoff inländisch hergestellt und gleichzeitig etwa 108 TWh mehr Wasserstoff aus dem Ausland importiert (vgl. Abbildung 6.38). Bei einem Wasserstoffverbrauch von 459 TWh liegt der Importanteil von Wasserstoff bei 64% und somit um 17 Prozentpunkte über dem *KSG2045* Szenario. Der zusätzlich importierte Wasserstoff wird vor allem in der Prozesswärmeerzeugung und zur Rückverstromung in Wasserstoff-Gasturbinen eingesetzt, wofür die installierte Leistung der Wasserstoff-Gasturbinen um etwa 15 GW auf etwa 47 GW steigt.

Tabelle 6.8: Auswirkungen der gewählten Zinssätze auf das Energiesystem bei Treibhausgasneutralität und die Transformationskosten

	2% Zinssatz	KSG2045	6% Zinssatz	8% Zinssatz
Energieimportquote im Jahr 2045	20%	22%	23%	27%
Installierte Photovoltaik- und Windenergieleistung im Jahr 2045	775 GW	734 GW	708 GW	665 GW
Stromerzeugung im Jahr 2045	1338 TWh	1274 TWh	1262 TWh	1194 TWh
Mittlere Sanierungsrate im Gebäudesektor (2020 bis 2045)	1,7%	1,6%	1,5%	1,3%
Raumwärme- und Warmwasserbedarf im Gebäudesektor im Jahr 2045	559 TWh	573 TWh	595 TWh	615 TWh
Installierte Elektrolyseleistung im Jahr 2045	77 GW _{H2}	71 GW _{H2}	67 GW _{H2}	57 GW _{H2}
Wasserstoffverbrauch im Jahr 2045	396 TWh	412 TWh	419 TWh	459 TWh
Wasserstoffimportanteil im Jahr 2045	37%	47%	50%	64%
Kumulierte Transformationskosten (2020 bis 2045)	759 Mrd. €	1014 Mrd. €	1101 Mrd. €	1227 Mrd. €

Ein niedriger Zinssatz von 2% führt im Gegenzug zu höheren installierten Leistungen von Photovoltaik von etwa +25 GW und Windenergie von etwa +16 GW im Jahr 2045 gegenüber dem *KSG2045* (vgl. Abbildung 6.38). Durch den geringeren kalkulatorischen Zinssatz sinken die annuierten Investitionskosten aller Technologien, während die Importkosten von Energieträgern aufgrund der unveränderten Zinssätze im Ausland ebenfalls unverändert bleiben. Dementsprechend steigt die installierte Elektrolyseleistung auf etwa 77 GW_{H₂} an, wodurch etwa 30 TWh mehr Wasserstoff inländisch produziert werden. Der Wasserstoffimport verringert sich um etwa 46 TWh, sodass kein Wasserstoff mehr per Schiff importiert wird.

Im Gebäudesektor wirkt sich der Zinssatz vor allem auf die energetische Sanierungsrate aus, die bei einem Zinssatz von 2% im Mittel bei 1,7% liegt, bei einem Zinssatz von 8% jedoch auf 1,3% sinkt (vgl. Tabelle 6.8). Dadurch verringert sich der Raumwärme- und Warmwasserbedarf im Jahr 2045 bei einem Zinssatz von 2% auf etwa 559 TWh gegenüber dem *KSG2045* beziehungsweise steigt bei einem Zinssatz von 8% auf etwa 615 TWh an. Insgesamt verringert ein Zinssatz von 2% die Energieimportquote im Jahr 2045 auf etwa 20%, während ein Zinssatz von 8% die Importquote auf etwa 27% ansteigen lässt. Der gewählte Zinssatz zeigt damit wesentliche Auswirkungen auf die installierten Leistungen von Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien, da Investitionen mit sinkendem kalkulatorischem Zinssatz kostengünstiger werden. Folglich sinken die Importe von Energieträgern, da deren Importkosten sich nicht ändern. Die kumulierten, diskontierten Systemkosten verringern sich bei einem Zinssatz von 2% um 25% gegenüber dem *KSG2045* auf etwa 759 Mrd. €. Umgekehrt erhöht ein Zinssatz von 8% die Transformationskosten um etwa 21% gegenüber dem *KSG2045* auf etwa 1227 Mrd. €.

Kurzfazit

Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen zeigen, dass der gewählte kalkulatorische Zinssatz nicht nur die Transformationskosten erheblich beeinflusst, sondern auch signifikante Auswirkungen auf das Energiesystem bei Treibhausgasneutralität aufweist. So liegt die Differenz der installierten Leistungen von Photovoltaik- und Windenergieanlagen im Jahr 2045 bei Änderung des Zinssatzes von 2% auf 8% bei etwa 110 GW. Zudem hat der gewählte Zinssatz erheblichen Einfluss auf die Importabhängigkeit des Energiesystems, die eine Bandbreite von 20% bis 27% aufweist. Es ist daher für die Vergleichbarkeit von Transformationspfaden hin zur deutschen Treibhausgasneutralität wichtig, dass die verwendeten Zinssätze zum einen in den Arbeiten ausgewiesen werden. Zum anderen sollte bei zukünftigen Szenariendarstellungen stets der Einfluss des Zinseffekts aufgezeigt werden.

6.3.3 Investitions- und Betriebskosten der Transformation

In diesem Kapitel werden die Systemkosten der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität in Investitions- und Betriebskosten aufgeschlüsselt. Diese Kosten werden dabei nicht nur als absolute Kosten ausgewiesen, sondern auch gegenüber der Business-as-Usual (BaU) Entwicklung dargestellt. Zudem werden die Investitions- und Betriebskosten wesentlicher Technologien im Umwandlungs-, Gebäude- und Verkehrssektor ausgewertet. Da die Optimierungsergebnisse für den Transformationspfad zur Treibhausgasneutralität nur für die Stützjahre vorliegen, findet eine Nachbearbeitung der Ergebnisse statt. Der Zubau an Kapazitäten wird dabei zwischen den Stützjahren, die fünf Jahre auseinander liegen, gleichmäßig verteilt. Dementsprechend werden die mit dem Zubau verbundenen Investitionen

auch gleichmäßig zwischen den Stützjahren verteilt. Die Betriebskosten des Energiesystems werden linear zwischen den Stützjahren interpoliert. Zudem werden die Investitionskosten in einzelnen Jahren geglättet, um Sondereffekte aus der Kostenbetrachtung zu isolieren. Ein solcher Sondereffekt entsteht beispielsweise im Verkehrssektor durch die angenommene technische Lebensdauer der Pkw von zwölf Jahren, sodass viele dieser Pkw im gleichen Jahr aus dem Energiesystem ausscheiden und ersetzt werden müssen. Dadurch werden die Investitionskosten in diesem Jahr verzerrt. Dies wird durch eine Glättung der Investitionskosten korrigiert.

Die absoluten Investitionskosten sowie die variablen und fixen Betriebskosten sind zusammen mit den Gesamtsystemkosten in Abbildung 6.39 dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass diese Kosten nicht annuitätisch umgelegt und nicht diskontiert sind.

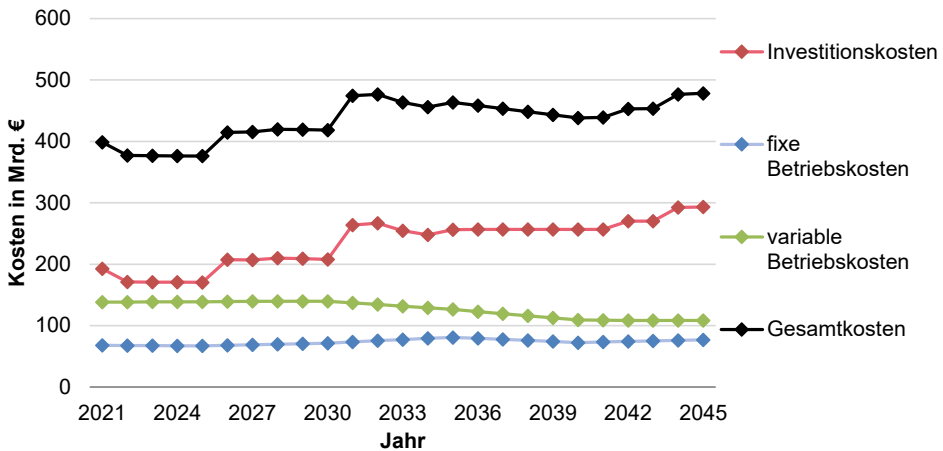


Abbildung 6.39: Absolute Investitions- und Betriebskosten der Transformation im Zeitverlauf

Die Investitionskosten steigen im Zeitverlauf von etwa 192 Mrd. € im Jahr 2021 auf etwa 293 Mrd. € im Jahr 2045 an. Dabei ist zu erkennen, dass insbesondere zu Beginn der Transformation alle fünf Jahre Sprünge in den Investitionskosten auftreten. Dieses Verhalten wird durch die Wahl der Stützjahre zu Fünfjahreszeiträumen verursacht. Die fixen Betriebskosten, beispielsweise für Wartung oder Personal, steigen von etwa 68 Mrd. € im Jahr 2021 auf etwa 77 Mrd. € im Jahr 2045. Umgekehrt sinken die variablen Betriebskosten, beispielsweise für den Import von Energieträgern, von etwa 138 Mrd. € im Jahr 2021 auf etwa 109 Mrd. € im Jahr 2045. Die Gesamtsystemkosten steigen von etwa 399 Mrd. € im Jahr 2021 auf etwa 478 Mrd. € im Jahr 2045, wobei der Anteil der Investitionskosten von etwa 48% auf etwa 61% ansteigt. Die Kosten des zukünftigen Energiesystems sind folglich in höherem Maße von Investitionen geprägt und weniger von Betriebskosten. Dies wird beim Vergleich der Investitions- und Betriebskosten des *KSG2045* Szenarios mit der BaU-Entwicklung deutlich (vgl. Abbildung 6.40).

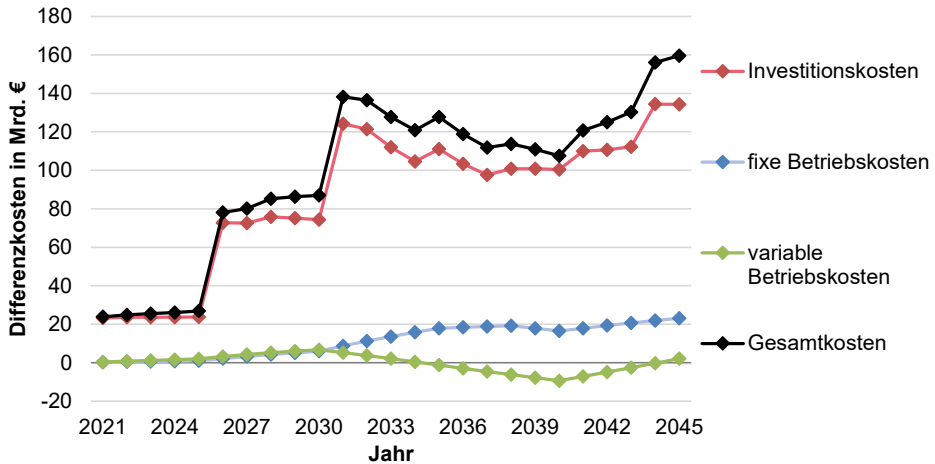


Abbildung 6.40: Investitions- und Betriebskosten des KSG2045 gegenüber der BaU-Entwicklung im Zeitverlauf

Im Vergleich mit der BaU-Entwicklung zeigt sich, dass die Mehrkosten des KSG2045 Szenarios im Wesentlichen durch den zusätzlichen Investitionsbedarf für das Erreichen der Treibhausgasneutralität verursacht werden. Im Jahr 2045 haben die zusätzlichen Investitionskosten in Höhe von etwa 134 Mrd. € einen Anteil von etwa 84% an den Gesamtsystemkosten. Die notwendigen Investitionen für die Treibhausgasneutralität steigen dabei von etwa 23 Mrd. € im Jahr 2021 bereits im Jahr 2031 auf etwa 124 Mrd. € und liegen dann bis zum Jahr 2045 nahezu durchgängig über 100 Mrd. € pro Jahr.

Im Gegensatz dazu steigen die fixen Betriebskosten bis zum Jahr 2045 nur auf etwa 23 Mrd. €. Hingegen liegen die variablen Betriebskosten aufgrund der Einspareffekte zeitweise mit etwa -9 Mrd. € im Jahr 2040 unterhalb der variablen Betriebskosten der BaU-Entwicklung. Eine Auswertung der Kosten über den gesamten Transformationszeitraum ohne Diskontierung unterstreicht diese Analyseergebnisse (vgl. Tabelle 6.9).

Mit etwa 2 166 Mrd. € machen die Investitionskosten etwa 88% der Transformationskosten des KSG2045 gegenüber der BaU-Entwicklung aus. Verglichen mit den absoluten, kumulierten Investitionskosten in Höhe von etwa 5 874 Mrd. € wird jedoch deutlich, dass etwa 63% der absoluten Investitionen auch in der BaU-Entwicklung getätigt werden. Das bedeutet, dass nur 37% der absoluten Investitionen zusätzlich für das Erreichen der Treibhausgasneutralität benötigt werden und etwa zwei Drittel auch ohne die Transformation hin zur deutschen Treibhausgasneutralität anfallen. In Hinblick auf die Betriebskosten zeigt sich, dass nur etwa 5% der fixen und variablen Betriebskosten zusätzlich anfallen.

Tabelle 6.9: Absolute Investitions- und Betriebskosten des Transformationszeitraums als absolute Kosten und gegenüber der BaU-Entwicklung (ohne Diskontierung)

Kumulierte Kosten im Transformationszeitraum (2020-2045)	KSG2045 Szenario (absolut)	KSG2045 gegenüber BaU-Entwicklung
Investitionskosten	5 874 Mrd. €	2 166 Mrd. €
Fixe Betriebskosten	1 894 Mrd. €	285 Mrd. €
Variable Betriebskosten	3 309 Mrd. €	-2 Mrd. €
Gesamtsystemkosten	11 077 Mrd. €	2 450 Mrd. €

Die Investitions- und Betriebskosten für zentrale Technologien im Umwandlungs-, Gebäude- und Verkehrssektor sind für die Jahre 2030 und 2045 in Anhang 8.2.2 dargestellt. Im Umwandlungssektor (vgl. Abbildung 8.3) verdoppeln sich die Investitionen von etwa 31 Mrd. € im Jahr 2030 auf etwa 61 Mrd. € im Jahr 2045. Dabei entfallen im Jahr 2030 etwa zwei Drittel der Investitionen auf Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Dieser Anteil sinkt im Jahr 2045 auf unter 50%, da die spezifischen Investitionskosten für Photovoltaik und Windenergie sinken (vgl. Abbildung 5.2 und Abbildung 5.3) und gleichzeitig höhere Investitionen in Wärmepumpen, Elektrolyseure und DAC-Anlagen getätigt werden. Dabei muss im Jahr 2045 mit etwa 9,8 Mrd. € mehr für den Ausbau von DAC-Anlagen investiert werden als für den Ausbau von Windenergieanlagen an Land mit etwa 9,3 Mrd. €.

Die Investitionskosten für die energetische Sanierung von Bestandsgebäuden und den Neubau von Gebäuden (vgl. Abbildung 8.4) sinken von etwa 54 Mrd. € im Jahr 2030 auf etwa 44 Mrd. € im Jahr 2045. Ursache hierfür ist, dass im Jahr 2030 bei einer energetischen Sanierungsrate von etwa 2% etwa 75% aller Investitionen im Gebäudesektor im Rahmen von Sanierungsmaßnahmen getätigt werden. Aufgrund der geringeren Sanierungsrate von etwa 1,5% im Jahr 2045 sinken die Investitionen in Sanierungsmaßnahmen, während die Investitionen für den Neubau von Gebäuden auf dem gleichen Niveau bleiben. Im Gegenzug steigen jedoch die Investitionen in Wärmepumpen, die in dieser Analyse dem Umwandlungssektor zugeordnet sind (vgl. Abbildung 8.3).

Im Verkehrssektor (vgl. Abbildung 8.5) steigen die Investitionen von etwa 67 Mrd. € im Jahr 2030 auf etwa 115 Mrd. € im Jahr 2045. Dabei entfallen im Jahr 2030 etwa zwei Drittel aller Investitionen auf Benzin- und Diesel-Pkw, da diese im Jahr 2030 noch kostengünstiger sind als batterieelektrische Pkw oder Pkw mit Brennstoffzellenantrieb. Im Jahr 2045 entfallen Investitionen in Höhe von etwa 68 Mrd. € auf batterieelektrische Pkw, etwa 29 Mrd. € werden in Brennstoffzellen-Pkw investiert. Durch die deutlich geringeren Betriebskosten dieser Pkw sinken die Betriebskosten im Verkehrssektor von etwa 49 Mrd. € im Jahr 2030 auf etwa 32 Mrd. € im Jahr 2045.

Kurzfazit

Die Auswertungen zeigen, dass etwa 88% der Transformationskosten hin zur Treibhausgasneutralität auf Investitionen entfallen. Diese Investitionskosten gegenüber der BaU-

Entwicklung steigen bereits nach dem Jahr 2025 auf über 72 Mrd. €, erreichen im Jahr 2031 etwa 124 Mrd. € und liegen dann bis zum Jahr 2045 nahezu durchgängig bei über 100 Mrd. € pro Jahr. Für die Bereitstellung negativer Emissionen durch DAC-Anlagen sind im Jahr 2045 dabei erhebliche Investitionen notwendig, die über den Investitionen für den Ausbau von Onshore Windenergieanlagen im Jahr 2045 liegen.

Durch die Auswertung der absoluten Investitions- und Betriebskosten im *KSG2045* Szenario wird deutlich, dass etwa 63% der absoluten Investitionskosten auch ohne die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität getätigt werden müssten. Zudem fallen nur etwa 5% der Betriebskosten zusätzlich an, während 95% der Betriebskosten ohnehin bereits in der BaU-Entwicklung anfallen. Insgesamt lässt sich feststellen, dass die Annahme der Investitionskosten und deren Entwicklung eine entscheidende Rolle bei Optimierungsrechnungen für treibhausgasneutrale Transformationsstrategien spielen.

6.3.4 Einordnung der Transformationskosten mit den erwarteten Klimaschadenskosten durch den Ausstoß von Treibhausgasen

Die Kosten der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität stellen den monetären Aufwand dar, der für die technische Änderung des deutschen Energiesystems notwendig ist. Nicht berücksichtigt sind in der Kostenbilanz Schadenskosten, die durch den unverminderten Treibhausgasausstoß entstehen, falls die Emissionsreduktionsziele nicht eingehalten werden. In diesem Kapitel werden daher die Transformationskosten ins Verhältnis zu diesen erwarteten Klimaschadenskosten gesetzt. Für die Ermittlung der Klimaschadenskosten durch den Treibhausgasausstoß wird dabei auf die Kostensätze des Umweltbundesamtes zurückgegriffen [90] (vgl. Tabelle 6.10). Dabei sind die Schäden mit einer Zeitpräferenzrate von 1% gewichtet, wodurch Schäden, die der heutigen Generation entstehen höhergewichtet werden als Schäden die zukünftigen Generationen entstehen. Dies stellt die Empfehlung des Umweltbundesamtes für Szenarien mit praktischer Politikrelevanz dar [90].

Tabelle 6.10: Klimaschadenskosten durch den Ausstoß von Treibhausgasen nach [90], Werte für die Jahre 2040 und 2045 sind linear interpoliert

Jahr	2020	2030	2040	2045
Klimaschadenskosten in € ₂₀₂₀ / t CO _{2äq}	195	215	233	241

Die Klimaschadenskosten stellen in diesem Fall eine Abschätzung der Kosten dar, „die der Gesellschaft durch Treibhausgasemissionen und dem daraus resultierenden Klimawandel entstehen“ [90, S. 9]. Diese umfassen beispielsweise Schäden durch Extremwetterereignisse, Produktionsausfälle und Ertragsverluste, chronische Gesundheitsschäden sowie Kosten für die Anpassung an die Folgen des Klimawandels zum Beispiel in Form von Hochwasserschutz. Zu beachten ist hierbei, dass die Klimaschadenskosten nur eine mit erheblichen Unsicherheiten behaftete Abschätzung der Klimafolgenkosten darstellen können. Einerseits sind die Folgen des Klimawandels selbst mit Unsicherheiten behaftet und andererseits lassen sich einige der Auswirkungen des Klimawandels, wie beispielsweise der Verlust an Lebensqualität oder die Abnahme der Artenvielfalt, nur eingeschränkt monetär

bewerten und sind daher nicht in den Klimaschadenskosten enthalten. Folglich sind diese eher als zu gering anzusehen.

Die Berechnung der jährlichen Klimaschadenskosten, die durch den Treibhausgasausstoß in der BaU-Entwicklung entstehen und im *KSG2045* Szenario vermieden werden, berechnet sich aus der Differenz der jährlichen Treibhausgasemissionen in der BaU-Entwicklung Ω_{BaU} und der jährlichen Treibhausgasemissionen im *KSG2045* Szenario $\Omega_{KSG2045}$, multipliziert mit den spezifischen Klimaschadenskosten C_{klima} (vgl. Gl. 6.1). Dabei werden die jährlichen Klimaschadenskosten für alle Jahre $a \in A$ im Transformationszeitraum zu den gesamten Klimaschadenskosten K_{klima} aufsummiert.

$$K_{klima} = \sum_{a \in A} (\Omega_{BaU,a} - \Omega_{KSG2045,a}) \cdot C_{klima,a} \quad \text{Gl. 6.1}$$

Die Klimaschadenskosten, die in der BaU-Entwicklung durch zusätzliche Treibhausgasemissionen gegenüber dem *KSG2045* Szenario entstehen, liegen über den ganzen Transformationszeitraum bei etwa 1 683 Mrd. € (vgl. Tabelle 6.11).

Tabelle 6.11: Netto-Transformationskosten des *KSG2045* Szenarios bei Berücksichtigung der vermiedenen Klimaschadenskosten durch den Ausstoß von Treibhausgasen

	Transformationskosten
Kumulierte Mehrkosten des <i>KSG2045</i> gegenüber BaU-Entwicklung (2020-2045)	1 014 Mrd. €
Klimaschadenskosten in der BaU-Entwicklung gegenüber <i>KSG2045</i> (2020-2045)	1 683 Mrd. €
Netto-Transformationskosten bei Abzug der vermiedenen Klimaschadenskosten (2020-2045)	-669 Mrd. €

Diese Klimaschadenskosten werden im *KSG2045* Szenario durch die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität vermieden. Bei Abzug der vermiedenen Klimaschadenskosten reduzieren sich die Transformationskosten des *KSG2045* Szenarios auf -669 Mrd. €, so dass die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität zu einer Kostenersparnis führt. Insgesamt ist es aus einer übergeordneten Perspektive somit kostengünstiger das deutsche Energiesystem zu einem treibhausgasneutralem Energiesystem umzubauen als die Schäden durch den Klimawandel in Kauf zu nehmen.

Kurzfazit

Durch Treibhausgasemissionen und dem daraus resultierendem Klimawandel entstehen der Gesellschaft Schadenskosten beispielsweise durch Extremwetterereignisse oder Produktionsausfälle. Diese Klimaschadenskosten übersteigen im Transformationszeitraum die Kosten für den Umbau des deutschen Energiesystems hin zur Treibhausgasneutralität, so dass bei Berücksichtigung der Klimafolgen das *KSG2045* Szenario zu einer Kosteneinsparung von etwa 669 Mrd. € führt. Hierbei sind volkswirtschaftliche Effekte der Transformation

des Energiesystems, wie beispielsweise Beschäftigungseffekte oder steigende Wertschöpfung in der Industrie, nicht berücksichtigt.

Eine Auswertung internationaler Studien durch den IPCC kommt zu dem Ergebnis, dass in den meisten Studien die globalen Gesamtkosten für Maßnahmen, um die weltweite Klimaerwärmung auf 2°C zu begrenzen, unterhalb den wirtschaftlichen Vorteilen liegen, die durch diese reduzierte globale Erwärmung entstehen [91]. Folglich ist es sowohl global als auch auf Deutschland bezogen wirtschaftlich sinnvoll durch die Transformation des Energiesystems Treibhausgasemissionen zu reduzieren anstatt die Schadens- und Anpassungskosten, die mit einer höheren Klimaerwärmung als 2°C gegenüber dem Jahr 1990 einhergehen, in Kauf zu nehmen.

6.3.5 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Kosten der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität vertiefend analysiert, um Einflussfaktoren auf die Kosten zu identifizieren. Dies ermöglicht eine bessere Einordnung der Transformationskosten. Damit wird die dritte Forschungsfrage beantwortet:

- *Wie setzen sich die Transformationskosten zusammen und von welchen Faktoren werden diese Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität beeinflusst?*

Die Transformationskosten in Höhe von etwa 1,0 Billionen Euro gegenüber einer Business-as-Usual (BaU) Entwicklung fallen zu etwa 88% als Investitionen an. Dabei lassen sich etwa 37% der Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität dem Umwandlungssektor zuordnen. Wesentliche Einflussfaktoren auf die Transformationskosten sind sowohl die gewählte Vergleichsbasis, gegenüber welcher die Mehrkosten der Transformation ausgewiesen werden, als auch der gewählte kalkulatorische Zinssatz, mit dem die Investitionen annuitätisch umgelegt werden. Im Folgenden wird der Einfluss dieser Faktoren zusammengefasst:

Eine wesentliche Stärke von kostenbasierten Optimierungsmodellen besteht darin, Veränderungen gegenüber einem Vergleichssystem analysieren zu können. Dies gilt insbesondere für die Kostenanalyse. So lassen sich mit den Mehrkosten, die Kostenänderungen einzelner Sektoren und Bereiche angeben, um beispielsweise Treibhausgasneutralität zu erreichen. Daher wurde in einem ersten Schritt untersucht, welchen Einfluss die gewählte Vergleichsbasis auf die Transformationskosten ausübt. Die Wahl der Systemkosten des Jahres 2020 als Vergleichsbasis anstelle der Systemkosten der Business-as-Usual (BaU) Entwicklung verringert die kumulierten Mehrkosten der Treibhausgasneutralität um etwa 55% auf 455 Mrd. €. Zu beachten ist dabei jedoch, dass die Gesamtsystemkosten des Jahres 2020 kein kostenoptimales Ergebnis darstellen, da im Jahr 2020 nur der Betrieb des Energiesystems optimiert wird, jedoch kein Kapazitätszubau stattfindet. Zudem berücksichtigt nur die BaU Entwicklung die mit der Fortschreibung der energieverbrauchsrelevanten Rahmendaten verbundenen Kosten und die Kostenreduktionen, die durch autonomen Fortschritt im Zeitverlauf entstehen. Aus diesen Gründen ist ein Kostenvergleich mit einer BaU Entwicklung dem Vergleich mit den Systemkosten des Jahres 2020 vorzuziehen. Generell zeigen die Analysen, dass die Wahl eines Vergleichssystems einen erheblichen Einfluss auf die Höhe der Mehrkosten besitzt und zudem eine detaillierte Kosteninterpretation erfordert. Da die Wahl einer adäquaten Vergleichsbasis immanent von subjektiven Annahmen geprägt ist, sollte sie generell transparent dargestellt und kommuniziert werden. Erst hierdurch sind eine Bewertung und eine Einordnung der Mehrkosten möglich.

Die Wahl des Zinssatzes besitzt signifikante Auswirkungen auf das Optimierungsergebnis. So zeigen durchgeführte Sensitivitätsanalysen, in denen der gewählte kalkulatorische Zinssatz von 2% bis 8% variiert wird, dass der Zinssatz nicht nur signifikante Auswirkungen auf die Transformationskosten hat, sondern auch das kostenoptimale Energiesystemdesign verändert. Ein kalkulatorischer Zinssatz von 2% verringert die Transformationskosten um etwa 25% gegenüber dem KSG2045 Szenario, während ein Zinssatz von 8% die Transformationskosten um etwa 21% erhöht. Zudem zeigen sich in vielen Bereichen des treibhausgasneutralen Energiesystems Auswirkungen des gewählten Zinssatzes. So verändert sich die installierte Leistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen um bis zu 110 GW, während gleichzeitig die Energieimportquote bei Treibhausgasneutralität eine Bandbreite von 20% bis 27% aufweist. Für die Vergleichbarkeit von Transformationspfaden zur deutschen Treibhausgasneutralität ist es daher zentral, dass die verwendeten Zinssätze transparent dargestellt werden (vgl. Kapitel 5.3). Zudem sollte bei der Darstellung von Szenarien stets der Einfluss des Zinseffekts aufgezeigt werden.

Detaillierte Auswertungen der Investitions- und Betriebskosten, die während der Transformation gegenüber der BaU-Entwicklung auftreten, zeigen, dass etwa 88% der Transformationskosten in Form von Investitionen anfallen. Bereits nach dem Jahr 2025 steigen die Investitionskosten auf über 72 Mrd. € pro Jahr an und liegen ab dem Jahr 2031 fast durchgängig bei über 100 Mrd. € pro Jahr. Im Jahr 2045 werden etwa 134 Mrd. € an Mehrinvestitionen gegenüber der BaU-Entwicklung benötigt. Dabei sind für die Bereitstellung negativer Emissionen durch DAC-Anlagen im Jahr 2045 erhebliche Investitionen notwendig, die über den Investitionen für den Ausbau von Windenergieanlagen an Land im Jahr 2045 liegen. In Hinblick auf die absolut getätigten Investitionen zwischen den Jahren 2020 und 2045 wird deutlich, dass etwa 63% der absoluten Investitionskosten auch ohne die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität getätigt werden müssten. Die Auswertung der Betriebskosten zeigt, dass nur etwa 5% der Betriebskosten zusätzlich anfallen, während 95% der Betriebskosten ohnehin in der BaU-Entwicklung entstehen. Insgesamt verdeutlichen die Analysen, dass im Laufe des Transformationsprozess die Investitionen eine immer wichtigere Rolle spielen. Verglichen mit der heutigen Energieversorgung stellen die Betriebskosten eines treibhausgasneutralen Energiesystems einen deutlich geringeren Anteil an den Gesamtsystemkosten dar. Für zukünftige Systemanalysen lässt sich daraus schließen, dass die Festlegung der technikspezifischen Investitionen und deren zeitliche Fortschreibung mit besonderer Sorgfalt durchzuführen ist.

Abschließend wird durch die Gegenüberstellung der Transformationskosten mit den Klimaschadenskosten, die der Gesellschaft durch den Ausstoß von Treibhausgasen entstehen, deutlich, dass die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität kosteneffektiv ist. Insgesamt führt das KSG2045 Szenario bei Berücksichtigung der Klimafolgeschäden zu einer Kosteneinsparung über den gesamten Transformationszeitraum von etwa 669 Mrd. € gegenüber der BaU-Entwicklung. Dieses Ergebnis deckt sich mit einer Auswertung internationaler Studien durch den IPCC. In der überwiegenden Mehrheit der Studien liegen die Gesamtkosten für die Emissionsminderung zur Begrenzung der globalen Klimaerwärmung auf 2°C gegenüber dem Jahr 1990 unterhalb der wirtschaftlichen Vorteile, die durch diese reduzierte globale Erwärmung einhergehen.

6.4 Analyseschwerpunkt: Wasserstoff

In diesem Kapitel wird die zentrale Rolle von Wasserstoff in der Transformation zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 analysiert. Zunächst wird in einer Sensitivitätsanalyse untersucht, welchen Einfluss eine Variation der Wasserstoffimportkosten auf das deutsche Energiesystem bei Treibhausgasneutralität hat. In einer weiteren Sensitivitätsanalyse wird untersucht, welche Rolle der Import von blauem Wasserstoff auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität einnehmen kann. Dabei wird nach dem Inlandsprinzip für die Treibhausgasemissionen der Import und die Verwendung von blauem Wasserstoff zunächst als emissionsfrei bilanziert. Um die Auswirkungen der Vorkettenemissionen von blauem Wasserstoff zu untersuchen, werden diese in einem zweiten Schritt in der deutschen Treibhausgasbilanz berücksichtigt. Abschließend wird in einer Sensitivitätsanalyse untersucht, welche Auswirkungen sich auf das treibhausgasneutrale Energiesystem ergeben, wenn der Wasserstoffbedarf vollständig durch Importe gedeckt werden muss. Insbesondere wird analysiert, welchen Einfluss die wegfallende Stromnachfrage und die fehlende Flexibilität der Elektrolyseure auf das Stromversorgungssystem hat.

Wesentliche Inhalte des Abschnittes 6.4.1 sind vom Autor dieser Dissertationsschrift im Jahr 2022 in der Veröffentlichung „Neue Ziele auf alten Wegen? - Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045“ von Stolten, Markewitz, Schöb, et al. [56] bereits vorveröffentlicht worden. Der Autor dieser Dissertationsschrift ist Erstautor des entsprechenden Kapitels 5.6.1 in [56] (S.35-S.38).

6.4.1 Einfluss der Wasserstoffimportkosten

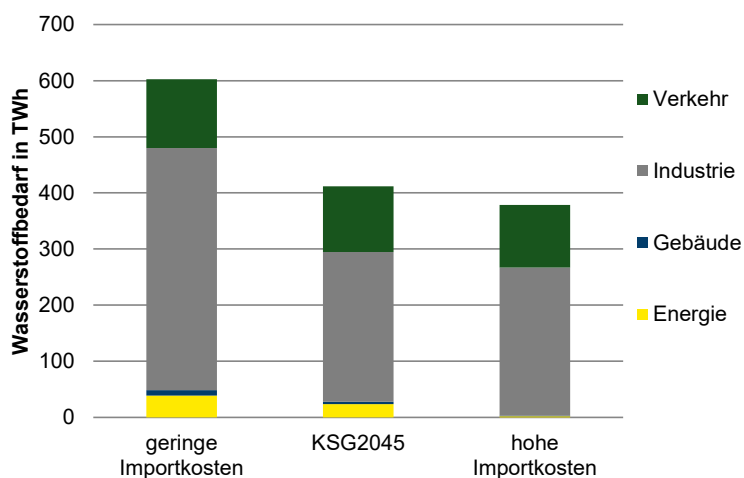
In dieser Sensitivitätsanalyse werden die Kosten für den Wasserstoffimport nach Deutschland variiert und die Auswirkungen auf das treibhausgasneutrale Energiesystem im Jahr 2045 analysiert. Im Szenario *KSG2045* liegen die angesetzten Wasserstoffimportkosten per Schiff bei 3,22 €/kg H₂, der Import via Pipeline ist mit 2,31 €/kg H₂ im Jahr 2045 deutlich günstiger (vgl. Tabelle 8.4). Im optimistischen Szenario in dieser Sensitivitätsanalyse werden die H₂-Importkosten für alle Importarten auf einheitliche 2,22 €/kg H₂ gesetzt, im pessimistischen Szenario, in dem kein rechtzeitiger Hochlauf der europäischen Wasserstoffwirtschaft stattfindet, werden einheitliche Importkosten in Höhe von 4,22 €/kg H₂ angenommen. Die zentralen Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse sind in Tabelle 6.12 aufgelistet.

Geringe H₂-Importkosten führen zu einer Erhöhung der Importe und zu einer Steigerung des Wasserstoffbedarfs auf insgesamt etwa 603 TWh. Der Anstieg ist vor allem durch die Nutzung von Wasserstoff zur Prozesswärmeerzeugung im Industriesektor zu begründen (vgl. Abbildung 6.41), da hierfür etwa 154 TWh_{H₂} mehr Wasserstoff eingesetzt wird. Dadurch werden in der Hochtemperatur-Prozesswärmeerzeugung etwa 141 TWh Biomasse ersetzt, die dann vor allem in Kraftwerken oder KWK-Anlagen zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Da viele dieser Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung betrieben werden und das abgeschiedene CO₂ anschließend permanent gespeichert wird, entstehen auf diesem Weg etwa 31 Mio. t CO₂ mehr an negativen Emissionen gegenüber dem *KSG2045* Szenario. Gleichzeitig werden etwa 31 Mio. t CO₂ weniger von DAC-Anlagen aus der Luft gefiltert. Darüber hinaus wird bei geringeren Importkosten auch etwa 15 TWh_{H₂} mehr Wasserstoff zur Rückverstromung eingesetzt.

Tabelle 6.12: Auswirkungen der Variation der Wasserstoffimportkosten auf das treibhausgasneutrale Energiesystem im Jahr 2045

Jahr 2045	geringe Importkosten	KSG2045	hohe Importkosten
H₂-Importkosten	2,22 €/kg (gesamt)	3,22 €/kg (Schiff) 2,31 €/kg (Pipeline)	4,22 €/kg (gesamt)
H₂-Bedarf	603 TWh	412 TWh	379 TWh
inländische Elektrolyseleistung	37 GW _{H₂}	71 GW _{H₂}	111 GW _{H₂}
H₂-Importanteil	84%	47%	0%
Stromverbrauch	1004 TWh	1216 TWh	1457 TWh
Installierte Leistung Windenergie und PV	576 GW	734 GW	886 GW
Saldierte Mehrkosten gegenüber KSG2045 in%	- 7,2%	0	+ 1,1%

Im Gegensatz dazu führen höhere Importkosten nur zu einer leichten Abnahme des Wasserstoffbedarfs auf 379 TWh (vgl. Abbildung 6.41). Hierbei bleibt die Wasserstoffnachfrage in der Industrie und im Verkehr konstant, allerdings findet keine Rückverstromung auf der Basis von Wasserstoff mehr statt. Die Dunkelflaute (siehe Kapitel 6.1.7) wird dann durch den Einsatz von Biomethan in Gasturbinen oder die Verfeuerung von Biomasse in Kraftwerken überbrückt.

**Abbildung 6.41: Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 bei Variation der Wasserstoffimportkosten, vorveröffentlicht in [56] (S.37)**

Parallel zur Zunahme des Wasserstoffbedarfs bei geringen Importkosten steigt auch der Importanteil aufgrund der Kostenvorteile gegenüber der inländischen Erzeugung auf 84%. Es werden in diesem Fall 507 TWh Wasserstoff importiert (vgl. Abbildung 6.42). Zum Vergleich: Im Szenario *KSG2045* beträgt der vergleichbare Importanteil etwa 47%, was einem Import von 196 TWh Wasserstoff entspricht. Der zusätzlich benötigte Wasserstoff von 311 TWh wird dabei innerhalb Europas durch Schiffsimporte aus den windreichen Regionen im Norden Europas nach Deutschland importiert, da keine weitere Steigerung des Imports via Pipeline angenommen wurde.

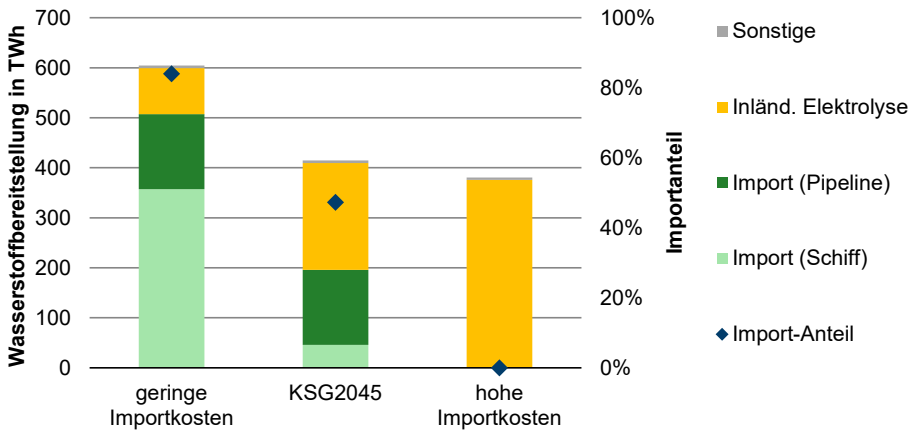


Abbildung 6.42: Wasserstoffbereitstellung im Jahr 2045 bei Variation der Wasserstoffimportkosten, vorveröffentlicht in [56] (S.38)

Der Stromverbrauch sinkt bei geringen H_2 -Importkosten aufgrund deutlich geringerer inländischer H_2 -Produktion durch Elektrolyse um etwa 212 TWh, was auch den benötigten Zubau an PV-Anlagen und Windturbinen deutlich verringert. Im Jahr 2045 sinkt die installierte Leistung von PV-Anlagen dadurch um etwa 82 GW auf 368 GW, die erforderliche Leistung durch Windkraftwerke an Land und auf See sinkt um etwa 76 GW auf 209 GW. Ebenso sinkt die installierte Leistung der Elektrolyseure auf 37 GW_{H_2} . Zudem sinkt die flexible Jahreshöchstlast auf etwa 262 GW, was einem Rückgang von etwa 77 GW gegenüber dem *KSG2045* entspricht. Die abgeregelte Energiemenge reduziert sich verglichen mit dem *KSG2045* Szenario um etwa 12,8 TWh auf 47,5 TWh im Jahr 2045. Insgesamt verringern sich die Gesamtsystemkosten im Jahr 2045 bei geringen H_2 -Importkosten um etwa 7,2% gegenüber dem *KSG2045* Szenario.

Für den Fall hoher H_2 -Importkosten ist festzustellen, dass die gesamte Wasserstoffnachfrage gegenüber dem *KSG2045* Szenario nur geringfügig abnimmt. Höhere Importkosten führen zu einem vollständigen Verzicht auf H_2 -Importe, da die inländische Erzeugung über Elektrolyseure in diesem Fall kostengünstiger ist (vgl. Abbildung 6.42). Hierfür muss die installierte Elektrolyseleistung auf 111 GW_{H_2} im Jahr 2045 gesteigert werden. Für den zusätzlichen Stromverbrauch von 241 TWh müssen entsprechend zusätzlich etwa 80 GW

Photovoltaik und zusätzlich etwa 72 GW Windenergie installiert werden. Neben der Freiflächen-Photovoltaik wird nun auch das Potenzial an Offshore-Windenergie in Höhe von 82,2 GW vollständig ausgeschöpft. Der zusätzliche Ausbau konzentriert sich daher auf Dachflächen-Photovoltaik mit 280 GW installierter Erzeugungsleistung im Jahr 2045 und Onshore Windenergie mit 275 GW installierte Erzeugungsleistung im Jahr 2045. Während die Potenziale für eine vollständige Versorgung durch inländisch produzierten Wasserstoff dementsprechend vorhanden sind, müssten sich dafür die Ausbauraten gegenüber dem *KSG2045* Szenario noch einmal deutlich erhöhen. Insgesamt wären über den ganzen Betrachtungszeitraum durchschnittliche Ausbauraten von etwa 19 GW pro Jahr für Photovoltaik, etwa 9,2 GW pro Jahr für Onshore Windenergie und etwa 3 GW pro Jahr für Offshore Windenergie notwendig. Trotz dieses ambitionierten Ausbaus an Elektrolyseuren, Photovoltaik- und Windenergieanlagen liegen die Gesamtsystemkosten bei hohen H₂-Importkosten nur etwa 1,1% über den Systemkosten des *KSG2045* Szenarios im Jahr 2045.

Kurzfazit

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die angenommenen Wasserstoffimportkosten einen erheblichen Einfluss auf den inländischen Ausbau an Erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren haben. Bei geringen H₂-Importkosten von 2,22 €/kg H₂ im Jahr 2045 steigt der Importanteil von Wasserstoff auf 84%, während die installierte Elektrolyseleistung um etwa 50% gegenüber dem *KSG2045* Szenario auf 37 GW_{H₂} sinkt. Im Gegensatz dazu wird bei angenommenen H₂-Importkosten von 4,22 €/kg H₂ im Jahr 2045 kein Wasserstoff importiert, da die inländische Wasserstoffherstellung via Elektrolyse kostengünstiger ist. Hierfür steigt die installierte inländische Elektrolyseleistung auf etwa 111 GW_{H₂}, der Stromverbrauch steigt auf etwa 1457 TWh an. Die Analysen verdeutlichen, dass die Variation der Wasserstoffimportkosten sehr sensitiv ist und ein entscheidender Parameter für den weiteren inländischen Ausbau von Windenergie und Photovoltaik ist. Darüber hinaus zeigt sich, dass auch bei hohen Wasserstoffimportkosten der Wasserstoffbedarf nicht signifikant zurückgeht. Der Einsatz von Wasserstoff ist für ein treibhausgasneutrales Energiesystem daher essenziell.

6.4.2 Potenzielle Rolle von blauem Wasserstoff als Brückentechnologie auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität

In diesem Kapitel wird analysiert, welche Rolle der Import von blauem Wasserstoff auf dem Weg zur deutschen Treibhausgasneutralität einnehmen kann. Im ersten Teil dieser Sensitivitätsanalyse wird dabei konsistent mit dem Referenzszenario *KSG2045* das Inlandskonzept für alle Treibhausgasemissionen angewendet. Dementsprechend wird der Import und die Verwendung von blauem Wasserstoff als emissionsfrei bilanziert, da hierfür keine Treibhausgasemissionen innerhalb der deutschen Staatsgrenzen anfallen. Im zweiten Teil dieser Sensitivitätsanalyse werden die Vorkettenemissionen bei der Herstellung von blauem Wasserstoff in der deutschen Treibhausgasbilanz berücksichtigt, um deren Einfluss auf das Optimierungsergebnis zu untersuchen. Dabei wird die Zusammensetzung der Vorkettenemissionen zu Beginn des zweiten Teils dieser Sensitivitätsanalyse erläutert. Die Optimierungsrechnungen in diesem Kapitel werden zudem mit einer Zeitreihenaggregation auf 48 repräsentative Typtage durchgeführt, um die Rechenzeit zu verringern

Blauer Wasserstoff bezeichnet im Rahmen dieser Analyse Wasserstoff, der durch Dampfreformierung aus Erdgas hergestellt wird und bei dem die entstehenden CO₂-Emissionen

durch CCS größtenteils vermieden werden [92]. Damit unterscheidet sich blauer Wasserstoff von grünem Wasserstoff, der durch Elektrolyse unter Verwendung von erneuerbarer Elektrizität und somit CO₂-frei hergestellt wird [92]. Potenziell könnte blauer Wasserstoff eine Rolle als Brückentechnologie einnehmen, falls der Hochlauf von grünem Wasserstoff zu langsam stattfindet und die im Transformationsverlauf steigende Wasserstoffnachfrage somit nicht allein durch grünen Wasserstoff gedeckt werden kann. Dabei stellt sich zudem die Frage, ob blauer Wasserstoff diese Rolle auch einnehmen kann, wenn dessen Vorkettenemissionen in der deutschen Treibhausgasbilanz berücksichtigt werden. Diese Fragestellungen soll diese Sensitivitätsanalyse beantworten.

Die inländische Herstellung von blauem Wasserstoff durch Dampfreformierung von importiertem Erdgas und anschließender CO₂-Abscheidung wurde in einer Voruntersuchung betrachtet. Diese ist jedoch unter den getroffenen techno-ökonomischen Annahmen (vgl. Tabelle 8.4) zu keinem Zeitpunkt des Transformationspfades kosteneffektiv. Daher wird der blaue Wasserstoff in dieser Sensitivitätsanalyse vollständig importiert und die inländische Herstellung von blauem Wasserstoff nicht weiter analysiert.

Die Annahmen für die Importkosten von blauem Wasserstoff orientieren sich dabei an Schönfisch et al. [74]. Es wird angenommen, dass der blaue Wasserstoff jeweils zur Hälfte aus Norwegen und Russland importiert wird, da beide Länder über große Erdgasvorkommen und Möglichkeiten zur permanenten CO₂-Speicherung in geologischen Lagerstätten verfügen. Zudem existieren Erdgaspipelines von beiden Ländern aus nach Deutschland, die teilweise für den Transport von Wasserstoff umgerüstet werden können. Es wird angenommen, dass für den Transport des blauen Wasserstoffs nur 25% der Pipelines neu gebaut werden müssen und zu 75% bestehende Pipelines umgewidmet werden können. Der unterstellte Erdgaspreis wird für beide Länder in Anlehnung an [74] auf einheitliche 21 €/MWh festgelegt und bleibt während des ganzen Transformationszeitraums konstant. Die sich durch diese Annahmen ergebenden Importkosten für blauen Wasserstoff sind in Tabelle 6.13 zusammen mit den Importkosten für grünen Wasserstoff dargestellt. Es zeigt sich, dass blauer Wasserstoff bis zum Jahr 2040 mit Importkosten von 2,37 €/kg H₂ die günstigsten Importkosten aufweist, im Jahr 2045 stellt nur der Import von grünem Wasserstoff via Pipeline aus Südeuropa und Nordafrika mit 2,31 €/kg H₂ eine kostengünstigere Möglichkeit zum Wasserstoffimport dar.

Tabelle 6.13: Importkosten für Wasserstoff, angelehnt an [56], [74], [93]

Importkosten in €/kg H ₂	2030	2040	2045
Blauer H₂ via Pipeline	2,37	2,37	2,36
Grüner H₂ via Schiff	3,22	3,22	3,22
Grüner H₂ via Pipeline	3,07	2,53	2,31

Die folgenden Ergebnisse des ersten Teils der Optimierungsrechnungen berücksichtigen dabei nach dem Inlandskonzept keine Treibhausgasemissionen für den Import von blauem Wasserstoff. Es zeigt sich, dass der Import von blauem Wasserstoff unter diesen Annahmen eine zentrale Rolle als Brückentechnologie hin zur Treibhausgasneutralität einnehmen kann und ebenso im Jahr 2045 eine wichtige Bedeutung hat. Im Jahr 2030 werden bereits

etwa 181 TWh blauer Wasserstoff importiert, dieser Import steigt im Jahr 2035 auf etwa 494 TWh an (vgl. Abbildung 6.43). Der Wasserstoffimportanteil liegt dann im Jahr 2035 durch zusätzliche Importe von etwa 24 TWh grüner Wasserstoff via Pipeline bei etwa 90%. Bei Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 werden noch etwa 292 TWh blauer Wasserstoff importiert, da dieser keine Treibhausgasemissionen aufweist. Dadurch liegt die Wasserstoffimportquote im Jahr 2045 bei etwa 74%, während diese im *KSG2045* Szenario bei etwa 47% lag. Der Import von blauem Wasserstoff ersetzt dabei während der Transformation vollständig den Import von grünem Wasserstoff via Schiff. Im Jahr 2035 liegt der Import von grünem Wasserstoff via Pipeline um etwa 72 TWh niedriger als im *KSG2045* Szenario. Aufgrund des Kostenvorteils gegenüber blauem Wasserstoff wird im Jahr 2045 mit etwa 150 TWh auf diesem Weg gleich viel Wasserstoff wie im *KSG2045* Szenario importiert. Um einen ausreichenden Hochlauf dieses grünen Wasserstoffimports sicherzustellen, wird bereits vor dem Jahr 2045 grüner Wasserstoff importiert, obwohl blauer Wasserstoff kostengünstiger ist. Der Import von blauem Wasserstoff wirkt sich ebenfalls auf die inländische Wasserstoffherstellung via Elektrolyse aus, sodass im Jahr 2045 etwa 105 TWh weniger Wasserstoff via Elektrolyse hergestellt wird.

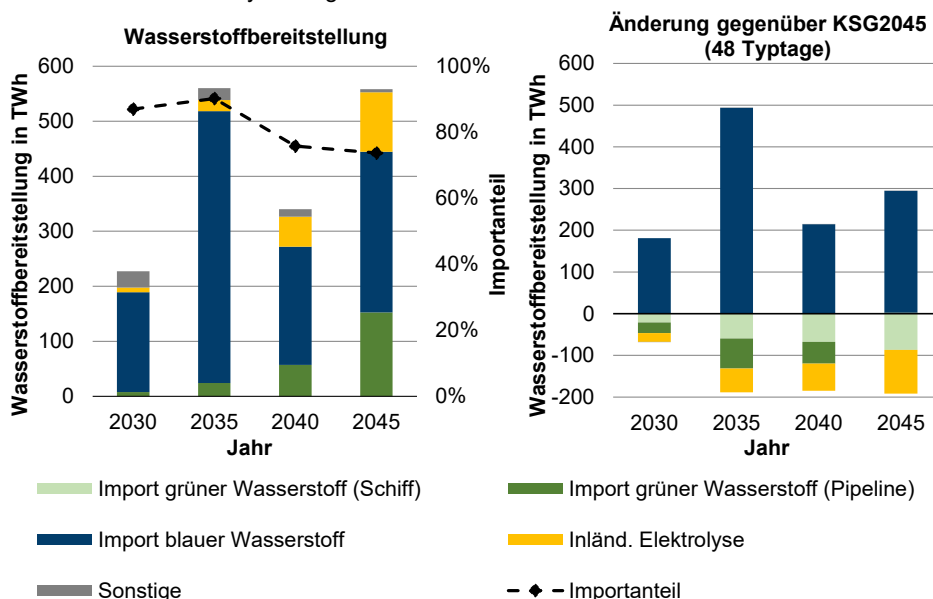


Abbildung 6.43: Wasserstoffbereitstellung bei Import von blauem Wasserstoff ohne Vorket-tenemissionen (links) und Änderung der Wasserstoffbereitstellung gegenüber dem *KSG2045* Szenario mit 48 Typtagen (rechts)

Die installierte Leistung der Elektrolyseure liegt entsprechend im Jahr 2045 nur noch bei etwa 39 GW_{H₂} und damit um 32 GW_{H₂} niedriger als im *KSG2045* Szenario (vgl. Tabelle 6.14). Dadurch sinkt der Stromverbrauch der Elektrolyse im Jahr 2045 um etwa 153 TWh gegenüber dem *KSG2045* Szenario auf etwa 158 TWh. Der geringere Stromverbrauch während der Transformation führt in Folge zu einem langsameren Ausbau an Photovoltaik und Windenergie, sodass im Jahr 2035 mit etwa 307 GW etwa 108 GW weniger

Photovoltaik- und Windenergieleistung installiert ist als im *KSG2045* Szenario. Im Gegensatz steigt die installierte Leistung von Wasserstoffgasturbinen zur Rückverstromung des Wasserstoffes um 26 GW gegenüber dem *KSG2045* auf etwa 57 GW im Jahr. Durch die Verfügbarkeit von kostengünstigem Wasserstoff ersetzen diese H₂-Gasturbinen andere regelbare Kraftwerke, die mit Biomasse oder Biomethan betrieben werden. Die Rolle der regelbaren Kraftwerke zum Ausgleich von Dunkelflauten in der Stromerzeugung ändert sich dabei jedoch nicht.

Tabelle 6.14: Zentrale Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Import von blauem Wasserstoff ohne Treibhausgasemissionen und Änderung gegenüber *KSG2045* Szenario mit 48 Typtagen

Jahr	2030	2035	2040	2045
Wasserstoffbedarf in TWh (Änderung ggü. <i>KSG2045</i>)	218 TWh (+114)	534 TWh (+308)	310 TWh (+32)	517 TWh (+106)
Elektrolyseleistung in GW_{H2} (Änderung ggü. <i>KSG2045</i>)	5 GW _{H2} (-10)	11 GW _{H2} (-21)	23 GW _{H2} (-18)	39 GW _{H2} (-32)
Stromverbrauch in TWh (Änderung ggü. <i>KSG2045</i>)	514 TWh (-48)	602 TWh (-139)	777 TWh (-119)	1045 TWh (-171)
Installierte Leistung Photovoltaik + Windenergie in GW (Änderung ggü. <i>KSG2045</i>)	224 GW (-27)	307 GW (-108)	457 GW (-108)	621 GW (-112)
Installierte Leistung H₂-Rückverstromung in GW (Änderung ggü. <i>KSG2045</i>)	13 GW (+3)	34 GW (+13)	38 GW (+14)	57 GW (+26)

Entsprechend zur Wasserstoffbereitstellung steigt auch der Wasserstoffbedarf bereits im Jahr 2030 auf etwa 218 TWh, was eine Verdoppelung gegenüber dem *KSG2045* Szenario darstellt (vgl. Abbildung 6.44). Im Jahr 2035 liegt der Wasserstoffbedarf mit etwa 534 TWh etwa 308 TWh über dem *KSG2045* Szenario. Der zusätzliche Wasserstoff wird dabei zu 139 TWh im Gebäudesektor, zu 75 TWh in der Industrie und zu 107 TWh zur Rückverstromung eingesetzt. Der Wasserstoffeinsatz zur Rückverstromung liegt dabei während der Transformation stets höher als im *KSG2045* Szenario und führt entsprechend zu einer höheren Stromerzeugung durch H₂-Gasturbinen von bis zu 56 TWh zusätzlich im Jahr 2035. Im Industriesektor wird der Wasserstoff im Jahr 2035 einerseits anstelle von Erdgas zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme genutzt und andererseits wird der Hochlauf der Wasserstoffnutzung in der chemischen Industrie, der Papierindustrie und der Zementindustrie beschleunigt. Die Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor ist ein wesentlicher Unterschied zum *KSG2045* Szenario, in welchem keine signifikante Wasserstoffnutzung im Gebäudesektor auftritt. Im Jahr 2035 wird etwa 154 TWh Wasserstoff im Gebäudesektor in H₂-Brennwertwertkesseln zur Raumwärme- und Warmwasserzeugung eingesetzt. Ersetzt wird damit überwiegend der Einsatz von Erdgas, was wiederum zu einem langsameren Ausbau der Wärmepumpen führt. Bereits im Jahr 2040 nimmt die Wasserstoffnutzung im Gebäudesektor auf etwa 7 TWh ab, sodass die H₂-Brennwertwertkessel nur noch zu Spitzenlastzeiten mit besonders hoher Wärmenachfrage eingesetzt werden. Dieser Rückgang

der Wasserstoffnutzung im Gebäudesektor ist zusammen mit der verminderten Rückverstromung die wesentliche Ursache für den Rückgang des Wasserstoffbedarfs auf etwa 310 TWh im Jahr 2040.

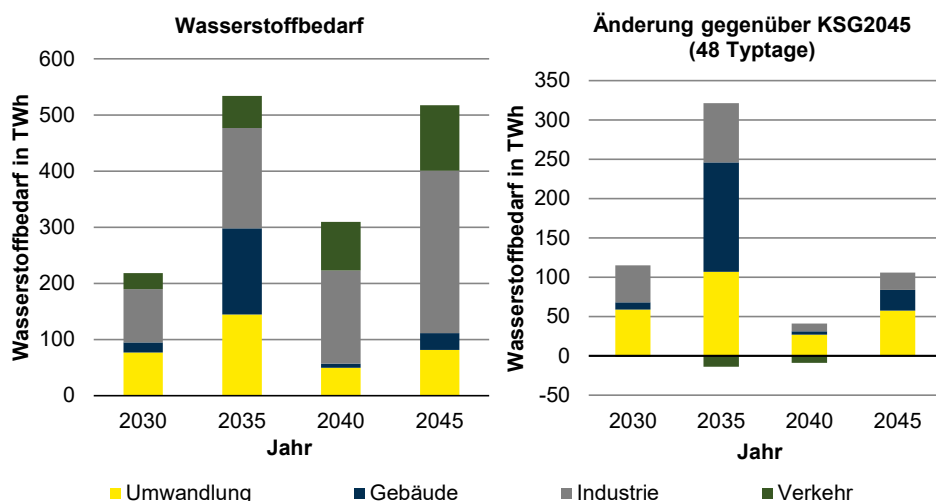


Abbildung 6.44: Wasserstoffbedarf bei Import von blauem Wasserstoff ohne Vorkettenemissionen (links) und Änderung des Wasserstoffbedarfs gegenüber dem KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen (rechts)

Im Jahr 2045 wird mit etwa 517 TWh etwa 106 TWh mehr Wasserstoff als im KSG2045 Szenario nachgefragt, wobei 58 TWh mehr in der Rückverstromung zum Einsatz kommen. Im Gebäudesektor werden die H₂-Brennwertkessel weiter nur noch zu Spitzenlastzeiten genutzt, während Wärmepumpen den wesentlichen Teil der Wärmeversorgung im Gebäudesektor übernehmen. Aus volkswirtschaftlicher Gesamtsystemsicht ist dies eine kostenoptimale Lösung. Ob diese Lösung aus betriebswirtschaftlicher Sicht eines Akteurs, beispielsweise des Gebäudeeigentümers, ein Optimum darstellt, ist nachgelagert zu diskutieren.

Insgesamt führt der Import von blauem Wasserstoff zu einer signifikanten Verringerung der kumulierten, abgezinsten Transformationskosten um etwa 17% gegenüber dem KSG2045 auf etwa 840 Mrd. €. Daneben ist festzuhalten, dass die Wasserstoffnachfrage zum einen generell höher als im KSG2045 Szenario ist. Zum anderen wird der Wasserstoff deutlich früher als im KSG2045 Szenario nachgefragt. Unter den getroffenen Annahmen, insbesondere durch die Nichtberücksichtigung von Vorkettenemissionen, spielt blauer Wasserstoff eine zentrale Rolle als Brückentechnologie.

Im zweiten Teil dieser Sensitivitätsanalyse wird untersucht, wie sich die Rolle von blauem Wasserstoff verändert, wenn die Vorkettenemissionen des blauen Wasserstoffs in der deutschen Treibhausgasbilanz berücksichtigt werden. Dies stellt eine Abkehr vom Inlandskonzept für die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen dar, ist jedoch durch die Sonderstellung von blauem Wasserstoff begründet. Während der Import von fossilen Energieträgern durch die Emissionen, die beispielsweise bei der Verbrennung entstehen, in der deutschen

Treibhausgasbilanz berücksichtigt sind, weist der Import von grünem Wasserstoff weder bei der Verwendung noch bei der Herstellung Treibhausgasemissionen auf. Blauer Wasserstoff verursacht jedoch bei der Herstellung Treibhausgasemissionen, da nicht alle Emissionen der Dampfreformierung von Erdgas durch CO_2 -Abscheidung aufgefangen werden können. In dieser Sensitivitätsanalyse wird eine Abscheiderate von 90% unterstellt [94]. Zudem werden auch flüchtige Emissionen, die bei der Erdgasförderung entstehen („Methanschlupf“), im Rahmen dieser Analyse berücksichtigt. Dazu wird eine Methan-Leckage von 1,7% angenommen [94]. Unter Berücksichtigung dieser Annahmen ergeben sich die Vorkettenemissionen von blauem Wasserstoff zu $0,0805 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}$ [94]. Verglichen mit den CO_2 -Emissionen von Erdgas in Höhe von $0,201 \text{ kg CO}_{2\text{äq}}/\text{kWh}$ ist blauer Wasserstoff damit trotzdem emissionsärmer. Da im Folgenden der Effekt von Vorkettenemissionen von blauem Wasserstoff im Fokus steht, werden die Vorkettenemissionen von direkten Erdgasimporten nicht berücksichtigt. Durch diese Vereinfachung werden nur die Vorkettenemissionen des Imports von blauem Wasserstoff als zusätzliche Treibhausgasemissionen in der deutschen Treibhausgasbilanz berücksichtigt.

Die Optimierungsergebnisse bei Berücksichtigung der Vorkettenemissionen von importiertem blauem Wasserstoff zeigen, dass blauer Wasserstoff weiterhin eine wichtige Rolle als Brückentechnologie einnehmen kann. Ab dem Jahr 2040 wird jedoch aufgrund der Treibhausgasemissionen des blauen Wasserstoffs kein blauer Wasserstoff mehr importiert beziehungsweise genutzt. Ursache hierfür sind das ambitionierte Treibhausgasreduktionsziel für das Jahr 2040 sowie das Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045.

Im Jahr 2035 werden etwa 242 TWh blauer Wasserstoff importiert (vgl. Abbildung 6.46).

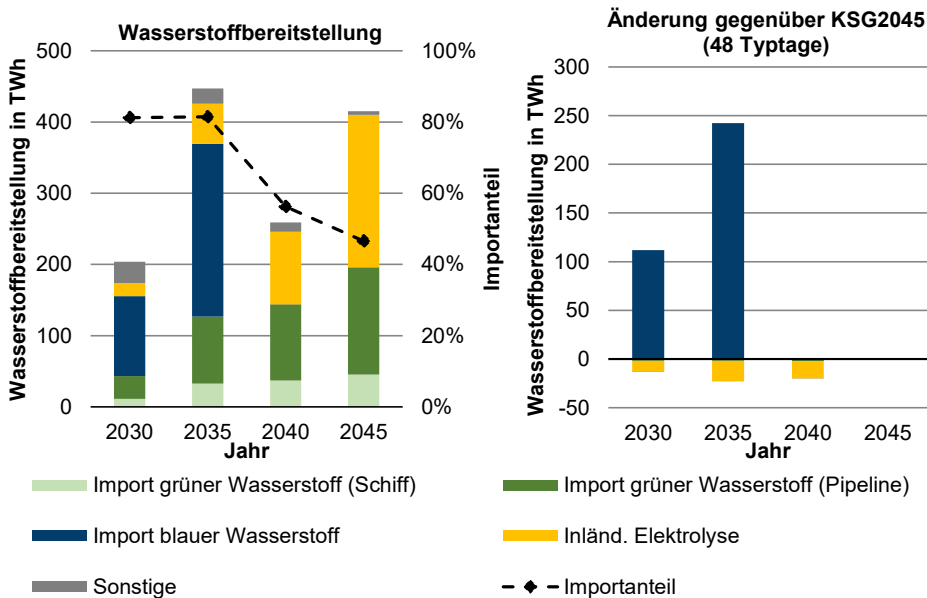


Abbildung 6.45: Wasserstoffbereitstellung bei Import von blauem Wasserstoff unter Berücksichtigung der Vorkettenemissionen (links) und Änderung der Wasserstoffbereitstellung gegenüber dem KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen (rechts)

Der Import von blauem Wasserstoff ersetzt dabei nur etwa 21 TWh inländische Wasserstoffherstellung via Elektrolyse, die Importe von grünem Wasserstoff sind nahezu unverändert, sodass der Importanteil im Jahr 2035 bei etwa 81% liegt. Der Wasserstoffbedarf liegt im Jahr 2035 mit etwa 447 TWh etwa 221 TWh über dem KSG2045 Szenario (vgl. Tabelle 6.15). Da weniger Wasserstoff inländisch hergestellt wird, sinkt die installierte Elektrolyseleistung um etwa 9 GW_{H₂} gegenüber dem KSG2045 auf etwa 22 GW_{H₂} im Jahr 2035. Da der Import von blauem Wasserstoff jedoch ab dem Jahr 2040 aufgrund der damit verbundenen Treibhausgasemissionen wegfällt, muss die Elektrolyseleistung bis zum Jahr 2045 analog zum KSG2045 auf 71 GW_{H₂} ausgebaut werden. Hierfür ist dann zwischen den Jahren 2040 und 2045 ein Zubau von etwa 41 GW_{H₂} Elektrolyseleistung notwendig. Dieser ambitionierte Ausbau ist damit begründet, dass der Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 unverändert ist und gleichzeitig der Ausbau der inländischen Elektrolyse aufgrund der Verfügbarkeit von kostengünstigem blauem Wasserstoff langsamer stattfindet und deshalb vor allem gegen Ende des Transformationszeitraums nachgeholt werden muss. Die geringere Wasserstoffherstellung via Elektrolyse verringert den Stromverbrauch im Jahr 2035 um etwa 37 TWh auf etwa 704 TWh, im Jahr 2045 ist die Abweichung jedoch mit 7 TWh nicht signifikant. Dementsprechend ist die installierte Leistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen im Jahr 2045 mit etwa 733 GW identisch, der Ausbau bis zum Jahr 2035 findet mit -5 GW installierter Erzeugungsleistung im Jahr 2035 geringfügig langsamer als im KSG2045 Szenario statt.

Tabelle 6.15: Zentrale Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Import von blauem Wasserstoff unter Berücksichtigung der Vorkettenemissionen und Änderung gegenüber KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen

Jahr	2030	2035	2040	2045
Wasserstoffbedarf in TWh (Änderung ggü. KSG2045)	204 TWh (+100)	447 TWh (+221)	258 TWh (-20)	412 TWh (+0)
Elektrolyseleistung in GW_{H₂} (Änderung ggü. KSG2045)	10 GW _{H₂} (-5)	22 GW _{H₂} (-9)	30 GW _{H₂} (-11)	71 GW _{H₂} (-0)
Stromverbrauch in TWh (Änderung ggü. KSG2045)	544 TWh (-19)	704 TWh (-37)	881 TWh (-16)	1209 TWh (-7)
Installierte Leistung Photovoltaik + Windenergie in GW (Änderung ggü. KSG2045)	249 GW (-3)	410 GW (-5)	565 GW (-0)	733 GW (-0)
Installierte Leistung H₂-Rückverstromung in GW (Änderung ggü. KSG2045)	15 GW (+5)	30 GW (+9)	35 GW (+11)	31 GW (-1)

Der Ausbau von Gasturbinen zur Wasserstoff-Rückverstromung beschleunigt sich aufgrund der Verfügbarkeit von blauem Wasserstoff, sodass bereits im Jahr 2035 etwa 30 GW H₂-Gasturbinen installiert sind. Dementsprechend liegt der Wasserstoffbedarf für die Rückverstromung im Jahr 2035 mit etwa 73 TWh etwa 35 TWh über dem KSG2045 Szenario (vgl. Abbildung 6.46). Der zusätzliche Wasserstoffbedarf im Vergleich zum KSG2045 ist im Jahr

2035 analog zum ersten Teil dieser Sensitivitätsanalyse neben der Rückverstromung dem Gebäudesektor mit +152 TWh und der Industrie mit +42 TWh zuzuordnen. In der Industrie wird der Wasserstoff zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme und der Beschleunigung der Wasserstoffnutzung in anderen Industriebereichen genutzt. Wie im ersten Teil der Sensitivitätsanalyse wird der Wasserstoff im Gebäudesektor in H_2 -Brennwertwertkes-seln zur Raumwärme- und Warmwasserzeugung eingesetzt und ersetzt damit überwiegend die Nutzung von Erdgas.

Im Jahr 2040 liegt der Wasserstoffbedarf mit etwa 258 TWh etwa 20 TWh unter dem *KSG2045*, da der Import von blauem Wasserstoff entfällt und die inländische Elektrolyse weniger Wasserstoff bereitstellt. Der Wasserstoff wird dabei vor allem bei der Rückverstromung und bei der Hochtemperaturprozesswärmeerzeugung in der Industrie eingespart. Im treibhausgasneutralen Energiesystem im Jahr 2045 zeigen sich keine signifikanten Abweichungen in der Wasserstoffnutzung.

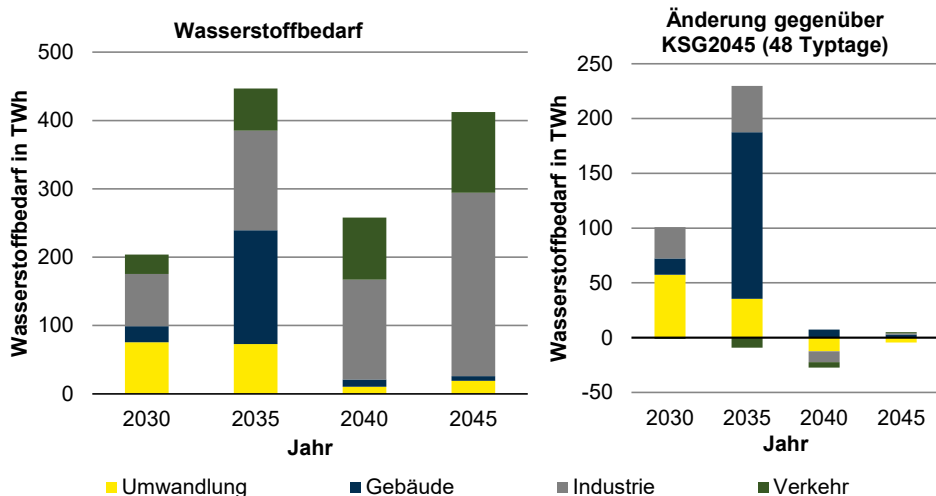


Abbildung 6.46: Wasserstoffbedarf bei Import von blauem Wasserstoff unter Berücksichtigung der Vorkettenemissionen (links) und Änderung des Wasserstoffbedarfs gegenüber dem KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen (rechts)

Insgesamt führt der Import von blauem Wasserstoff bei Berücksichtigung der Vorkettenemissionen zu einer Verringerung der kumulierten, abgezinsten Transformationskosten um etwa 12% gegenüber dem *KSG2045* auf etwa 896 Mrd. €. Der importierte blaue Wasserstoff nimmt dabei bis zum Jahr 2035 eine Rolle als Brückentechnologie ein, ab dem Jahr 2040 verhindern die restriktiven Treibhausgasreduktionsziele eine Nutzung von blauem Wasserstoff. In diesen Sensitivitätsanalysen ist dabei der Aufbau einer Import- und Pipelineinfrastruktur für blauen Wasserstoff nur kostenseitig berücksichtigt, andere Aspekte, wie beispielsweise die Dauer für den Pipelineausbau, wurden nicht detailliert betrachtet. Ebenso wurde auf eine detaillierte Potenzialanalyse zur Fragestellung, ob genügend blauer Wasserstoff in Norwegen und Russland hergestellt werden kann, um den deutschen Importbedarf und möglicherweise die Importbedarfe anderer europäischer Länder zu decken, verzichtet. Zudem hat der unterstellte Erdgaspreis entscheidenden Einfluss auf die

Importkosten von blauem Wasserstoff. Würde beispielsweise anstelle von 21 €/MWh ein Erdgaspreis von 30 €/MWh angenommen, lägen die Importkosten von blauem Wasserstoff bei etwa 2,8 €/kg. Damit bestünde bereits im Jahr 2035 Kostenparität zwischen dem Import von blauem und grünem Wasserstoff via Pipeline. Ab dem Jahr 2035 wäre der Import von grünem Wasserstoff via Pipeline unter diesen Annahmen stets kostengünstiger, sodass die Rolle des blauen Wasserstoffs als Brückentechnologie vermutlich deutlich geringer ausfallen würde.

Kurzfazit

Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass der Import von blauem Wasserstoff unter den getroffenen Annahmen eine interessante Brückentechnologie darstellt. Dies gilt auch bei Berücksichtigung der Vorkettenemissionen von blauem Wasserstoff. Der Import von blauem Wasserstoff beschleunigt den Hochlauf der Wasserstoffnachfrage, sodass diese im Jahr 2035 mit etwa 447 TWh mehr als doppelt so hoch ist wie im *KSG2045* Szenario. Dieser zusätzliche Wasserstoff ersetzt vor allem Erdgas und wird im Gebäudesektor zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung eingesetzt. In der Industrie kommt der zusätzliche Wasserstoff in der Hochtemperaturprozesswärmeerzeugung zum Einsatz, während er im Energiesektor in Gasturbinen zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien verwendet wird. Jedoch führt der Import von blauem Wasserstoff auch zu einer Verlangsamung des Ausbaus der inländischen Elektrolyse, sodass die installierte Elektrolyseleistung im Jahr 2035 mit etwa 22 GW_{H₂} fast 30% unter dem Ausbau im *KSG2045* Szenario liegt. Da blauer Wasserstoff aufgrund seiner Vorkettenemissionen bei Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 keine Rolle mehr spielt, führt dies zu nochmals ambitionierteren Ausbauraten der Elektrolyse zum Ende des Transformationszeitraums. So ist die Installation von etwa 41 GW_{H₂} Elektrolyseleistung zwischen den Jahren 2040 und 2045 notwendig, was äußerst ambitioniert erscheint.

Insgesamt zeigt das Optimierungsmodell nur prinzipielle Pfade zur Nutzung von blauem Wasserstoff auf, die nachgelagert einer detaillierteren Analyse außerhalb des Optimierungsmodells bedürfen. Dies gilt insbesondere für die Ausbauraten von Elektrolyseuren sowie die übergangsweise Wasserstoffnutzung im Gebäudesektor. Zudem sollte eine detaillierte Potenzialanalyse der Verfügbarkeit von blauem Wasserstoff und dessen Kosten unter Berücksichtigung möglicher Abnahmeländer vorgenommen werden. Dabei sollten auch geopolitische Entwicklungen einbezogen werden, die im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse nicht berücksichtigt wurden.

6.4.3 Auswirkungen eines vollständigen Verzichts auf inländische Wasserstoffherzeugung

In diesem Kapitel wird analysiert, welche Auswirkungen sich auf das treibhausgasneutrale Energiesystem im Jahr 2045 ergeben, wenn der Wasserstoffbedarf vollständig durch Importe gedeckt wird und keine inländische Wasserstoffherzeugung stattfindet. Insbesondere werden die Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem untersucht, da das *KSG2045* Szenario die Elektrolyse als wesentliche nachfrageseitige Flexibilität zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie einsetzt (vgl. Kapitel 6.1.8).

Diese Sensitivitätsanalyse stellt ein Extremszenario dar, in dem kein Ausbau der Elektrolyse und der dafür benötigten erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland stattfindet, im

Ausland jedoch ausreichend Wasserstoff hergestellt wird, der nach Deutschland exportiert werden kann. Zur Deckung des Wasserstoffbedarfs von etwa 412 TWh im Jahr 2045 wird angenommen, dass etwa 150 TWh grüner Wasserstoff via Pipeline aus Südeuropa und Nordafrika zu Importkosten von 2,3 €/kg_{H₂} importiert werden kann. Zudem wird angenommen, dass 262 TWh Wasserstoff aus Nordeuropa per Schiff zu Importkosten von 3,2 €/kg_{H₂} importiert wird. Weitere durchgeführte Analysen zeigen, dass der Wasserstoffbedarf aus kostenoptimalen Gründen nur um maximal 10 TWh geringer ausfällt als im KSG2045, eine Reduktion der Wasserstoffnachfrage wird daher in dieser Sensitivitätsanalyse nicht untersucht.

Die Optimierungsergebnisse zeigen, dass der Stromverbrauch im Jahr 2045 um 310 TWh gegenüber dem KSG2045 Szenario sinkt (vgl. Abbildung 6.47). Durch den wegfallen Stromverbrauch der Elektrolyseure liegt der Stromverbrauch bei etwa 906 TWh im Jahr 2045. Dementsprechend reduzieren sich auch die Stromerzeugung und die hierfür benötigten Erzeugungskapazitäten um etwa 18% auf etwa 695 GW im Jahr 2045 (vgl. Abbildung 6.47).

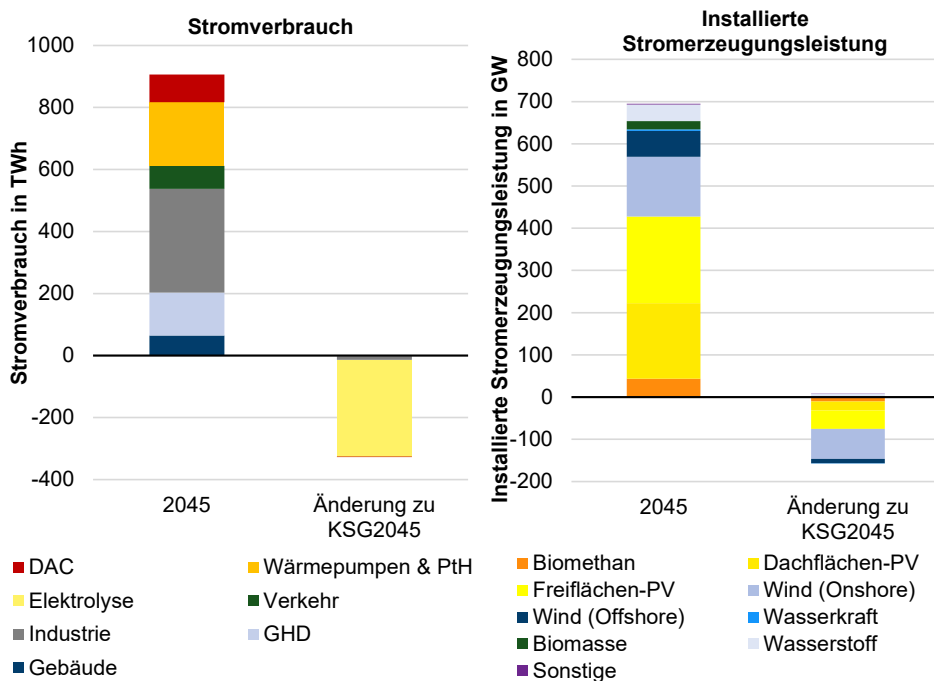


Abbildung 6.47: Stromverbrauch im Jahr 2045 bei einem vollständigen Verzicht auf inländische Elektrolyse (links) und installierte Stromerzeugungsleistung (rechts) sowie Änderung zum Referenzszenario KSG2045

Die installierte Leistung von Offshore Windenergieanlagen reduziert sich um etwa 11 GW auf etwa 61 GW, bei der Onshore Windenergie ist ein Rückgang um etwa 71 GW auf etwa 142 GW zu verzeichnen. Bei der Dachflächen-Photovoltaik findet eine Verringerung der installierten Leistung um etwa 21 GW auf etwa 179 GW statt, die installierte Leistung der Freiflächen-Photovoltaik verringert sich um etwa 43 GW auf etwa 205 GW. Ursache für den geringeren Rückgang der Dachflächen-Photovoltaik im Vergleich zur Freiflächen-

Photovoltaik sind die unterschiedlichen Netzebenen, an denen diese Anlagen angeschlossen sind. Während die Dachflächen-Photovoltaik den produzierten Strom ins Verteilnetz oder das Stromnetz der Gebäude einspeist, ist die Freiflächen-Photovoltaik überwiegend an das Übertragungsnetz angeschlossen. Dementsprechend wird der Strom der Freiflächen-Photovoltaik im *KSG2045* Szenario zu wesentlichen Teilen zur Wasserstoffherstellung via Elektrolyse eingesetzt, während die Dachflächen-Photovoltaik überwiegend zur Deckung der Stromnachfrage in den Gebäuden und teilweise in der Industrie eingesetzt wird. Durch die wegfallende Stromnachfrage der Elektrolyse reduziert sich folglich die benötigte Stromerzeugung durch Freiflächen-Photovoltaik trotz der geringeren Kosten stärker als die Stromerzeugung durch Dachflächen-Photovoltaik.

Zudem erhöht sich die installierte Leistung von H₂-Gasturbinen im Jahr 2045 um etwa 8 GW auf etwa 40 GW, im Gegenzug sinkt die installierte Leistung von Gaskraftwerken, die mit Biomethan betrieben werden, um etwa 10 GW auf etwa 44 GW. Da beide regelbaren Kraftwerkstypen nur zum Ausgleich von Dunkelflauten eingesetzt werden, erhöht sich die Stromerzeugung durch Rückverstromung von Wasserstoff nur um etwa 4 TWh auf etwa 18 TWh im Jahr 2045. Da die nachfrageseitige Flexibilität durch Elektrolyseure wegfällt, steigt die installierte Speicherkapazität von Stromspeichern zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung um etwa 269 GWh auf etwa 831 GWh. Der Zubau ist dabei fast vollständig auf den Ausbau von adiabaten Druckluftspeichern zurückzuführen. Zudem steigt auch die installierte Speicherkapazität von Wärmespeichern um etwa 1355 GWh auf etwa 4160 GWh, um die Wärmeversorgung zusätzlich zu flexibilisieren. In den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr ergeben sich keine signifikanten Änderungen gegenüber dem *KSG2045* Szenario. Dies gilt auch für die Wärmeversorgung, die Biomassenutzung und den Ausbau von langfristigen Wasserstoffspeichern in Salzkavernen.

Durch die wegfallende Stromnachfrage der Elektrolyseure sinkt die flexible Jahreshöchstlast um etwa 79 GW gegenüber dem *KSG2045* auf etwa 260 GW im Jahr 2045. Diese tritt am 2. März zwischen 12 und 13 Uhr auf, wobei etwa 83 GWh/h der Stromnachfrage auf Wärmepumpen und PtH Maßnahmen entfallen und etwa 78 GWh/h für die Einspeicherung in Stromspeichern benötigt werden. Wie im *KSG2045* Szenario bestimmt die volatile Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windenergie den Zeitpunkt der flexiblen Jahreshöchstlast, da die höchste Stromerzeugung mit etwa 266 GWh/h auf den gleichen Zeitpunkt entfällt (vgl. Kapitel 6.1.5). Aufgrund des geringeren Anteils von Windenergieanlagen an der installierten Erzeugungsleistung von 29% gegenüber 34% im *KSG2045* Szenario und des höheren Anteils von Photovoltaikanlagen von 56% gegenüber 53% im *KSG2045* verschiebt sich der Zeitpunkt der flexiblen Jahreshöchstlast von den Mittagsstunden des 8. März im *KSG2045* Szenario auf die Mittagsstunden des 2. März. Ursächlich für diese Verschiebung sind bessere Wetterbedingungen für die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen, die am 2. März zwischen 12 und 13 Uhr etwa 188 GWh/h Elektrizität erzeugen, was einem Anstieg von 34 GWh/h gegenüber der flexiblen Jahreshöchstlast im *KSG2045* Szenario entspricht. Windenergieanlagen speisen hingegen mit etwa 76 GWh/h etwa 109 GWh/h weniger ein als zum Zeitpunkt der flexiblen Jahreshöchstlast im *KSG2045*.

Die fehlende Nachfrageflexibilität der Elektrolyse führt im Jahr 2045 zu einer höheren Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen als im *KSG2045* Szenario. Dabei wird im Gegensatz zum *KSG2045* auch Offshore Windenergie abgeregelt, zudem liegt vor allem die Abregelung in den Sommermonaten höher

(vgl. Abbildung 6.48). Im Jahresverlauf zeigt sich eine häufiger auftretende Abregelung von Windenergieanlagen, während vor allem im Sommer mehr Stromerzeugung von Freiflächen-Photovoltaikanlagen abgeregelt wird (vgl. Kapitel 6.1.6).

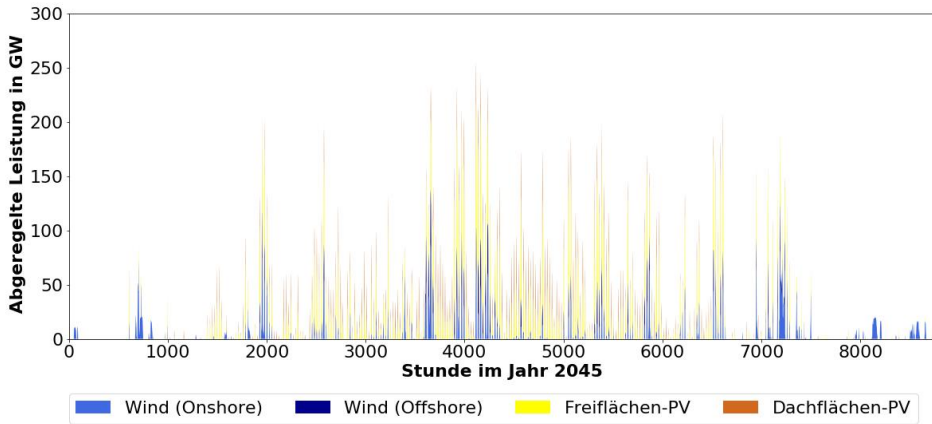


Abbildung 6.48: Abgeregelter Stromerzeugungsleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen im Jahr 2045 bei Verzicht auf inländische Elektrolyse

Im Jahr 2045 werden etwa 13,9 TWh Stromerzeugung aus Offshore Windenergieanlagen abgeregelt, wobei mit etwa 51,5 GW bis zu 84% der maximalen installierten Erzeugungsleistung abgeregelt wird (vgl. Tabelle 6.16). Zudem werden mit etwa 89 GW bis zu 63% der installierten Onshore Windenergieleistung abgeregelt, bei Freiflächen-Photovoltaik werden mit bis zu etwa 125 GW etwa 61% der installierten Erzeugungsleistung abgeregelt. Dementsprechend steigt die abgeregelter Energiemenge von Freiflächen-PV um etwa 24,2 TWh auf 43,4 TWh im Jahr 2045 an, da die Elektrolyse als flexible Nachfrage wegfällt. Nur die Dachflächen-Photovoltaik zeigt mit etwa 18,9 TWh eine geringere abgeregelter Energiemenge als im KSG2045.

Insgesamt steigt die im Jahresverlauf abgeregelter Energiemenge um etwa 39 TWh auf etwa 99 TWh. Bezogen auf den Stromverbrauch von 906 TWh im Jahr 2045 macht diesen einen Anteil von etwa 11,0% aus. Trotz der um etwa 147 GW geringeren Erzeugungsleistung von PV und Windenergie in Höhe von etwa 587 GW wird im Jahr 2045 mit etwa 255 GW eine höhere Leistung abgeregelt, da diese nicht durch eine Erhöhung der Stromnachfrage genutzt werden kann. Zudem fällt auf, dass die Zeitpunkte der höchsten Abregelung alle auf den Juni fallen, während diese im KSG2045 auch im Frühjahr und Herbst auftreten. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden das Zusammenspiel von Stromerzeugung und Stromnachfrage im Juni 2045 detailliert analysiert (vgl. Abbildung 6.49). Zunächst wird jedoch erläutert, wie die synthetische Dunkelflaute im Januar des Jahres 2045 überbrückt wird, die analog zum KSG2045 Szenario auch in dieser Sensitivitätsanalyse angenommen wird.

Tabelle 6.16: Abgeregelte Energiemengen und höchste abgeregelte Leistung von Windenergie und Photovoltaik im Jahr 2045 bei Verzicht auf inländische Elektrolyse und Änderung gegenüber dem Referenzszenario KSG2045

	Jährlich abgeregelte Energiemenge in TWh	Höchste abgeregelte Leistung in GW	Anteil der höchsten Abregelung an der installierten Leistung	Zeitpunkt der höchsten Abregelung
Wind (Off-shore) (Änderung ggü. KSG2045)	13,9 TWh (+13,9 TWh)	51,5 GW (+51,5 GW)	84% (+84%)	02.06.2045 7-8 Uhr
Wind (On-shore) (Änderung ggü. KSG2045)	23,1 TWh (+5,6 TWh)	88,7 GW (-29,4 GW)	63% (+8%)	02.06.2045 8-9 Uhr
Freiflächen-Photovoltaik (Änderung ggü. KSG2045)	43,4 TWh (+24,2 TWh)	125,3 GW (+16,9 GW)	61% (+17%)	21.06.2045 10-11 Uhr
Dachflächen-Photovoltaik (Änderung ggü. KSG2045)	18,9 TWh (-4,7 TWh)	47,7 GW (-8,1 GW)	27% (-1%)	06.06.2045 11-12 Uhr
Gesamt (Änderung ggü. KSG2045)	99,3 TWh (+39,0 TWh)	254,8 GW (+39,1 GW)	43% (+14%)	21.06.2045 11-12 Uhr

Die Überbrückung der Dunkelflaute erfolgt wie im KSG2045 Szenario hauptsächlich durch den Einsatz von regelbaren Kraftwerken, die mit Wasserstoff, Biomethan und Biomasse betrieben werden. Mit durchschnittlich etwa 72 GWh/h Elektrizitätserzeugung während der zweiwöchigen Dunkelflaute unterscheidet sich deren Einsatz nicht vom KSG2045 Szenario. Ebenso wird der Wasserstoffbedarf während der Dunkelflaute über die Wasserstoffspeicher gedeckt, sodass deren Füllstand deutlich sinkt. Zudem verringert sich auch in dieser Sensitivitätsanalyse die Stromnachfrage während der Dunkelflaute deutlich und liegt im Durchschnitt bei etwa 85 GWh/h, während sie im KSG2045 Szenario während der Dunkelflaute bei etwa 90 GWh/h liegt. Trotz einer deutlich geringeren durchschnittlichen Stromnachfrage im Jahresverlauf von etwa 115 GWh/h gegenüber etwa 150 GWh/h im KSG2045 Szenario zeigen sich somit kaum Unterschiede während der Dunkelflaute. Die Ursache hierfür ist, dass im KSG2045 Szenario während der Dunkelflaute vollständig auf den Betrieb der

Elektrolyseure verzichtet wird und sich die Stromnachfrage in diesem Zeitraum daher kaum von der Stromnachfrage in dieser Sensitivitätsanalyse unterscheidet. Obwohl der Stromverbrauch im Jahr 2045 bei vollständigem Verzicht auf inländische Elektrolyse um etwa ein Viertel niedriger ausfällt, ist der Ausbaubedarf an regelbaren Kraftwerken und langfristigen Wasserstoffspeichern somit nahezu identisch. Folglich muss bei einem ambitionierten Ausbau der inländischen Elektrolyseleistung nicht in zusätzliche regelbare Kraftwerks- oder Speicherkapazitäten zur Überbrückung der Dunkelflaute investiert werden, sofern die Elektrolyseure flexibel betrieben werden.

Die Stromerzeugung im Juni des Jahres 2045 (vgl. Abbildung 6.49) zeigt einen stark von der PV-Einspeisung beeinflussten Verlauf. Die Erzeugungsspitzen liegen aufgrund der geringeren installierten Erzeugungsleistung niedriger als im *KSG2045* Szenario (vgl. Abbildung 6.14). Zudem ist deutlich zu erkennen, dass besonders zur Mittagszeit Windenergieanlagen abregelt werden müssen, da es auf der Nachfrageseite keine Möglichkeiten gibt, die erzeugte Energiemenge zu nutzen.

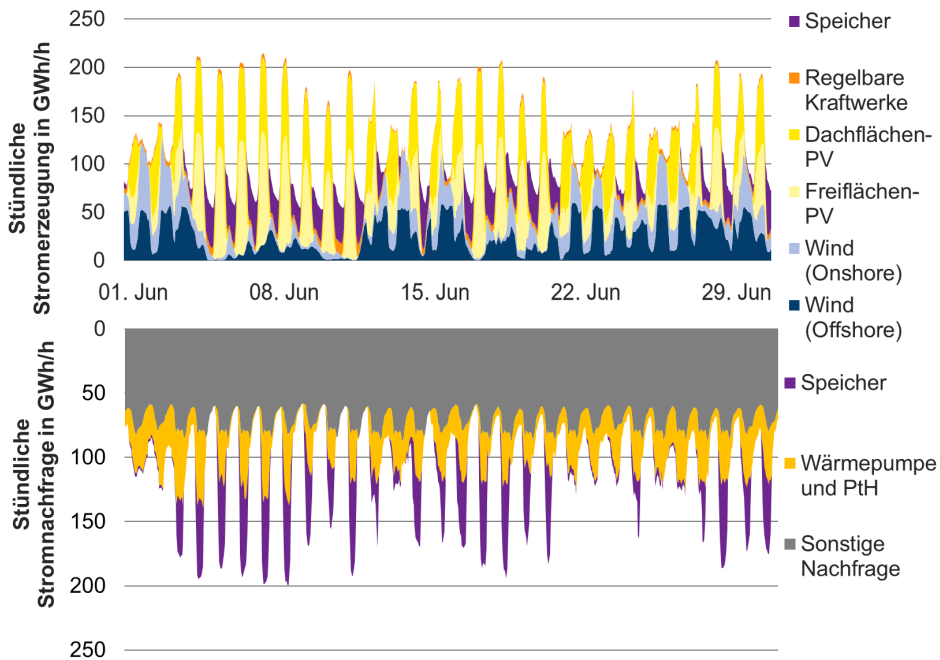


Abbildung 6.49: Stündliche Stromerzeugung und Stromnachfrage im Juni 2045 bei vollständigem Verzicht auf inländische Elektrolyse

Nachts ist eine verstärkte Ausspeicherung aus Stromspeichern zu erkennen, die bei nächtlichen Flautezeiten wesentliche Teile der Stromnachfrage decken. Geladen werden diese Stromspeicher vor allem zu den Mittagstunden bei hoher Stromerzeugung durch Photovoltaik. Ebenfalls werden Wärmepumpen und PtH-Anwendungen überwiegend tagsüber betrieben, da durch den Ausbau von Wärmespeichern Speichermöglichkeiten für die erzeugte Wärme bestehen. Der Wärmebedarf im Tagesverlauf wird dann überwiegend aus den Wärmespeichern gedeckt, während die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen und PtH-

Anwendungen bei nächtlichen Flauten fast vollständig eingestellt wird. Die fehlende Flexibilität durch Elektrolyseure kann somit teilweise durch eine weitere Flexibilisierung der Wärmeerzeugung und einen verstärkten Stromspeicherausbau ausgeglichen werden. Jedoch werden besonders zu Zeiten mit hoher Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windenergie erhebliche Energiemengen abgeregelt, die nicht genutzt werden können.

Insgesamt ergeben sich durch einen Verzicht auf inländische Wasserstoffherstellung Mehrkosten von etwa 3,7 Mrd. € im Jahr 2045 gegenüber dem *KSG2045* Szenario. Den Einsparungen im Umwandlungssektor durch verminderten Ausbau von Photovoltaik, Windenergie und Elektrolyseuren in Höhe von etwa 20,5 Mrd. € stehen Mehrkosten von etwa 21,8 Mrd. € für den erhöhten Wasserstoffimport gegenüber. Zudem verursacht der zusätzliche Ausbau von Speichern und Infrastrukturen Mehrkosten in Höhe von etwa 4,2 Mrd. €, während in den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr zusammen 1,8 Mrd. € eingespart werden.

Kurzfazit

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass der Stromverbrauch im Jahr 2045 bei einem vollständigen Verzicht auf inländische Elektrolyse um etwa 25% gegenüber dem *KSG2045* Szenario sinkt. Zudem sinkt die installierte Leistung von PV- und Windenergieanlagen um etwa 147 GW auf 587 GW im Jahr 2045. Die flexible Jahreshöchstlast sinkt durch die fehlende Stromnachfrage der Elektrolyse um etwa 79 GW auf 260 GW im Jahr 2045, wird aber wie im *KSG2045* Szenario durch eine hohe Stromerzeugung durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen bestimmt. Die flexible Jahreshöchstlast stellt somit keine kritische Situation für die Versorgungssicherheit dar. Stattdessen zeigt sich, dass die zweiwöchige Dunkelflaute im Januar den Ausbau an regelbaren Kraftwerks- und langfristigen Speicherkapazitäten bestimmt, der sich nicht vom *KSG2045* Szenario unterscheidet. Folglich führt ein ambitionierter Ausbau der inländischen Elektrolyseleistung nicht zu einem zusätzlichen Ausbaubedarf dieser benötigten Kraftwerks- und Speicherkapazitäten, sofern die Elektrolyseure flexibel betrieben werden.

Gleichzeitig steigt bei einem vollständigen Verzicht auf inländische Elektrolyse die im Verlauf des Jahres 2045 abgeregelte Energiemenge um etwa 39 TWh gegenüber dem *KSG2045* auf etwa 99 TWh, was einem Anteil von etwa 11% am gesamten Stromverbrauch des Jahres 2045 entspricht. Der zusätzliche Ausbau von Stromspeichern kann nicht verhindern, dass deutlich mehr Stromerzeugung aus Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen abgeregelt werden muss. Wärmepumpen und PtH-Anwendungen können in Verbindung mit Wärmespeichern zwar einen größeren Beitrag an nachfrageseitiger Flexibilität liefern, vor allem in den Sommermonaten können Stromerzeugung und Stromnachfrage jedoch nur durch erhebliche Abregelungen erneuerbarer Erzeugungsanlage ausgeglichen werden. Im Umkehrschluss trägt der inländische Ausbau an Elektrolyseuren in erheblichem Maße zur Integration der fluktuierenden Stromerzeugung durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen bei und führt zudem zu einer Kostenersparnis.

6.4.4 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel wird analysiert, wie sich die Rolle von Wasserstoff für die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität ändert, wenn die H₂-Importkosten variiert werden, blauer Wasserstoff importiert werden kann oder vollständig auf inländische Wasserstoffherstellung verzichtet wird. Mit diesem Analyseschwerpunkt wird die vierte Forschungsfrage beantwortet:

- *Welche Rolle kann der Energieträger Wasserstoff in den Transformationsstrategien einnehmen?*

Wasserstoff ist ein zentraler Energieträger in den Transformationsstrategien hin zur Treibhausgasneutralität. Die Nutzung von Wasserstoff in den Sektoren Industrie und Verkehr sowie zur Rückverstromung ist auch bei höheren Kosten für den Wasserstoffimport robust. Wie viel Wasserstoff nach Deutschland importiert wird, ist jedoch entscheidend von den angenommenen Wasserstoffimportkosten abhängig und bewegt sich zwischen 0% und 84%. Dies zeigt, dass es techno-ökonomisch darstellbar ist, die deutsche Wasserstoffnachfrage vollständig durch inländisch hergestellten Wasserstoff zu decken. Hierfür ist jedoch neben einer zusätzlichen Installation von etwa 150 GW an Photovoltaik- und Windenergieleistung entscheidend, dass die Elektrolyseure flexibel betrieben werden und sich somit an das volatile Stromdargebot der Erneuerbaren Energien anpassen können. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalysen werden im Folgenden zusammengefasst.

Die erste Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die angenommenen Wasserstoffimportkosten einen signifikanten Einfluss auf den inländischen Ausbau an Elektrolyseuren und Erneuerbaren Energien haben. Geringe H₂-Importkosten führen zu einem Anstieg des Importanteils von Wasserstoff auf 84% und einem Rückgang der inländisch installierten Elektrolyseleistung um etwa 50% gegenüber dem KSG2045 Szenario. Entsprechend sinkt der notwendige Ausbau von Photovoltaik und Windenergie auf etwa 567 GW installierte Leistung im Jahr 2045, was einem Rückgang von 22% gegenüber dem KSG2045 entspricht. Zudem führen die geringen Importkosten zu einem Anstieg des Wasserstoffbedarfs um etwa 46% auf etwa 603 TWh im Jahr 2045. Dabei ersetzt der Wasserstoff vor allem Biomasse in der industriellen Prozesswärmeerzeugung. Im Gegensatz dazu führen hohe H₂-Importkosten zu einem vollständigen Verzicht auf Wasserstoffimporte, da die inländische Wasserstoffbereitstellung via Elektrolyse kostengünstiger ist. Dies führt zu einem Anstieg des Stromverbrauchs um etwa 20% gegenüber dem KSG2045 auf etwa 1457 TWh im Jahr 2045 und einem entsprechend höherem Ausbaubedarf an Photovoltaik und Windenergie. Insgesamt verdeutlichen die Analysen, dass die Wasserstoffimportkosten einen entscheidenden Parameter für den inländischen Ausbau von Elektrolyseuren, Photovoltaik und Windenergie darstellen. Da der Wasserstoffbedarf auch bei hohen Importkosten nicht signifikant zurückgeht, ist der Einsatz von Wasserstoff darüber hinaus ein robustes und zentrales Element in einem treibhausgasneutralen Energiesystem.

Eine weitere Sensitivitätsanalyse zeigt, dass der Import von blauem Wasserstoff eine interessante Brückentechnologie darstellt. Dies gilt auch bei Berücksichtigung der Vorkettenemissionen von blauem Wasserstoff in der deutschen Treibhausgasbilanz. Durch den Import von blauem Wasserstoff wird der Hochlauf der Wasserstoffnachfrage beschleunigt, sodass diese im Jahr 2035 mehr als doppelt so hoch ausfällt wie im KSG2045 Szenario. Der blaue Wasserstoff ersetzt dabei teilweise die Nutzung von Erdgas in den Sektoren Gebäude sowie Industrie und wird zusätzlich vermehrt zur Rückverstromung in H₂-Gasturbinen eingesetzt. Jedoch führt der Import von blauem Wasserstoff auch zu einer Verlangsamung des Ausbaus der inländischen Elektrolyse. Bedingt durch seine Vorkettenemissionen spielt blauer Wasserstoff bei Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 keine Rolle mehr, sodass zum Ende des Transformationszeitraums nochmals höhere Ausbauraten an inländischer Elektrolyseleistung notwendig werden. Insgesamt zeigt die Sensitivitätsanalyse nur mögliche Pfade zur Nutzung von blauem Wasserstoff auf, die nachgelagert einer

detaillierteren Analyse außerhalb des Optimierungsmodells bedürfen. Dies gilt insbesondere für die übergangsweise Nutzung des Wasserstoffs im Gebäudesektor und die ambitionierten Ausbauraten der Elektrolyseleistung zum Ende des Transformationszeitraums. Zudem sollte eine detaillierte Potenzialanalyse der Verfügbarkeit von blauem Wasserstoff und dessen Kosten vorgenommen werden.

Abschließend zeigt eine Sensitivitätsanalyse, dass ein vollständiger Verzicht auf inländische Wasserstoffherstellung zu erheblichen Auswirkungen auf den Stromverbrauch, den Ausbau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen sowie die abgeregelte Energiemenge im Jahr 2045 führt. Der Stromverbrauch im Jahr 2045 liegt mit etwa 906 TWh um ein Viertel niedriger als im *KSG2045* Szenario und führt zu einem um etwa 20% verringerten Ausbau an Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Hingegen bleibt der Ausbaubedarf an regelbarer Kraftwerksleistung und langfristigen Speicherkapazitäten zur Überbrückung der Dunkelflaute nahezu konstant. Im Umkehrschluss muss bei einem ambitionierten Ausbau der inländischen Elektrolyseleistung nicht in zusätzliche regelbare Kraftwerks- oder Speicherkapazitäten zur Überbrückung der Dunkelflaute investiert werden, sofern die Elektrolyseure flexibel betrieben werden. Zudem steigt bei einem vollständigen Verzicht auf inländische Elektrolyse die im Jahr 2045 abgeregelte Energiemenge um etwa 65% auf etwa 99 TWh an, was einem Anteil von etwa 11% am gesamten Stromverbrauch des Jahres 2045 entspricht. Der zusätzlich notwendige Ausbau von Stromspeichern kann nicht verhindern, dass deutlich mehr Stromerzeugung aus Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen abgeregelt werden muss. Wärmepumpen und PtH-Anwendungen können in Verbindung mit Wärmespeichern zwar einen größeren Beitrag an nachfrageseitiger Flexibilität liefern, vor allem in den Sommermonaten können Stromerzeugung und Stromnachfrage jedoch nur durch erhebliche Abregelungen erneuerbarer Erzeugungsanlage ausgeglichen werden. Der Ausbau der inländischen Elektrolyseleistung ist folglich wichtig zur Integration der volatilen erneuerbaren Stromerzeugung, da sie durch das hohe Flexibilitätspotenzial eine bessere Auslastung der volatilen Erneuerbaren Energien und eine geringere Abregelung bewirkt.

Dies zeigt sich auch im Vergleich mit den Ergebnissen der ersten Sensitivitätsanalyse, in der geringe Kosten für den Import von grünem Wasserstoff angenommen wurden. Obwohl mit etwa 576 GW installierter Leistung im Jahr 2045 etwa 11 GW weniger Photovoltaik- und Windenergieanlagen installiert sind als bei einem vollständigen Verzicht auf inländische Elektrolyse, erzeugen diese etwa 98 TWh mehr Elektrizität. Folglich ermöglichen die installierten Elektrolyseure mit einer Leistung von 37 GW_{H2} im Jahr 2045 eine signifikant bessere Ausnutzung der volatilen Erneuerbaren Energien. Daher beträgt die abgeregelte Energiemenge im Jahr 2045 mit etwa 48 TWh weniger als die Hälfte des Wertes bei vollständigem Verzicht auf inländische Elektrolyse.

6.5 Analyseschwerpunkt: Treibhausgasneutralität

Im Rahmen des folgenden Kapitels wird in Form mehrerer Sensitivitätsanalysen untersucht, welche Auswirkungen einige wichtige Rahmenannahmen auf die Transformationsstrategien ausüben. Zuerst wird untersucht, wie sich im *KSG2045* Referenzszenario nicht berücksichtigte Maßnahmen (vgl. Kapitel 5) auf die Zielerreichung auswirken. Zunächst wird analysiert, welchen Beitrag der Sektor Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft (LULUCF) zur Bereitstellung negativer Emissionen liefern kann und welche Auswirkungen sich dadurch auf das treibhausgasneutrale Energiesystem ergeben. Darüber hinaus untersucht eine Sensitivitätsanalyse, welche Auswirkungen sich auf das treibhausgasneutrale Energiesystem ergeben, wenn die permanente geologische CO₂-Speicherung nicht auf ein notwendiges Minimum begrenzt wird, sondern nahezu uneingeschränkt eingesetzt werden kann. Zudem wird in einer Sensitivitätsanalyse ein alternativer Pfad zur deutschen Treibhausgasneutralität untersucht, der ein identisches Treibhausgasbudget aufweist, die Treibhausgasneutralität jedoch erst im Jahr 2050 erreicht. In einer weiteren Sensitivitätsanalyse wird untersucht, welche zusätzliche Herausforderung eine vollständige Defossilisierung der chemischen Industrie darstellt, sodass im Jahr 2045 keine stoffliche Nutzung fossiler Energieträger mehr erfolgt. Unter diesen Randbedingungen entfällt somit die Nutzung fossil basierter Energieträger für das komplette Energiesystem. Abschließend wird analysiert, welchen Beitrag Suffizienzentwicklungen in einzelnen Nachfragesektoren, wie beispielsweise die Verringerung des Wohnflächenbedarfs oder ein verringertes Mobilitätsbedürfnis, zum Erreichen der Treibhausgasneutralität leisten können.

6.5.1 Beitrag des LULUCF-Sektors zum Erreichen der Treibhausgasneutralität

Wesentliche Inhalte des Abschnittes 6.5.1 sind vom Autor dieser Dissertationsschrift im Jahr 2022 in der Veröffentlichung „Neue Ziele auf alten Wegen? - Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045“ von Stolten, Markewitz, Schöb, et al. [56] bereits vorveröffentlicht worden. Der Autor dieser Dissertationsschrift ist Erstautor des entsprechenden Kapitels 5.2.1 in [56] (S.15-S.16).

In dieser Analyse werden Emissionsquellen und -senken der natürlichen Ökosysteme des Sektors Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft (LULUCF) in der Treibhausgasbilanz des Energiesystemmodells NESTOR berücksichtigt. Die Sensitivitätsanalyse untersucht dabei die Auswirkungen der Treibhausgasemissionen des LULUCF-Sektors auf das Energiesystem bei Erreichen der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045.

Das Klimaschutzgesetz sieht vor, dass im LULUCF-Sektor im Jahr 2045 negative Emissionen in Höhe von mindestens - 40 Mio. t CO_{2äq} erreicht werden sollen. Im Jahr 2019 lagen die Treibhausgasemissionen des LULUCF-Sektors im Saldo bei etwa -15 Mio. t CO_{2äq} [95] (vgl. Abbildung 6.50). Dabei entfielen Treibhausgasemissionen in Höhe von etwa 20 Mio. t CO_{2äq} auf die Landnutzung und Landnutzungsänderungen von Grünland und etwa 17 Mio. t CO_{2äq} auf die Landnutzung und Landnutzungsänderungen von Ackerland. Ein Großteil dieser Emissionen geht auf die landwirtschaftliche Nutzung von trockengelegten Moorböden zurück. Diese machen in Deutschland eine Fläche von etwa 1,3 Mio. ha aus, sind jedoch für zwei Drittel aller Emissionen des LULUCF-Sektors verantwortlich [96]. Zum Vergleich: die gesamte landwirtschaftliche Nutzfläche im Jahr 2019 in Deutschland betrug etwa 16,7 Mio. ha [97]. Weitere Emissionsquellen im LULUCF-Sektor sind Feuchtgebiete mit etwa 5 Mio. t CO_{2äq} und die Umwandlung von Grünland oder Wald in Siedlungsflächen

mit etwa 1,3 Mio. t CO_{2aq}. Demgegenüber stehen negative Emissionen in Höhe von etwa -52 Mio. t CO_{2aq} durch Wälder, die CO₂ aus der Atmosphäre aufnehmen und dauerhaft binden. Zudem entsteht durch die Bindung von CO₂ in langlebigen Holzprodukten eine Emissionssenke in Höhe von etwa -6 Mio. t CO_{2aq}.

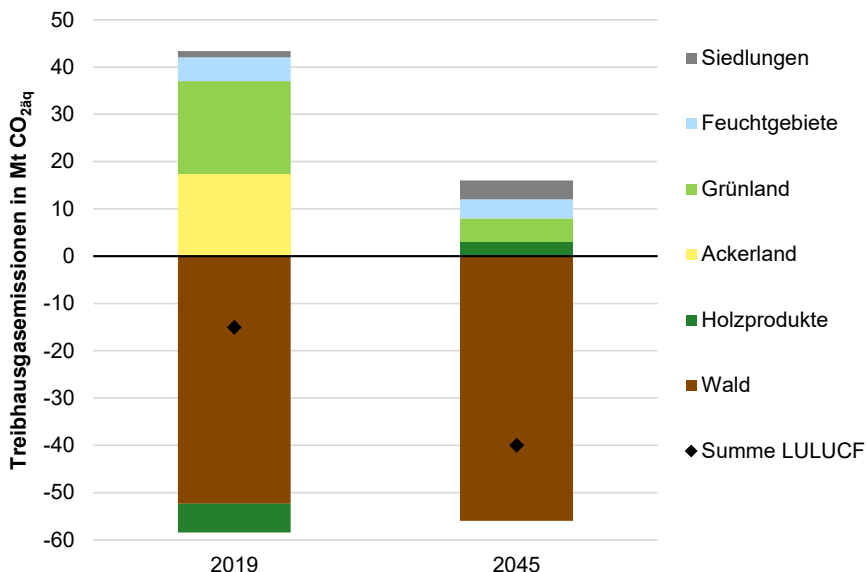


Abbildung 6.50: Historische Treibhausgasemissionen des LULUCF-Sektors im Jahr 2019 [95] und angestrebte Treibhausgasemissionen im Jahr 2045, angelehnt an [96]

Das Ziel von negativen Emissionen in Höhe von - 40 Mio. t CO_{2aq} im Jahr 2045 kann nur durch die Umsetzung vielfältiger Maßnahmen im LULUCF-Sektor erreicht werden. Die in diesem Kapitel angenommenen Maßnahmen sind dabei an ein Kurzgutachten des Öko-Instituts angelehnt [96]. Die Treibhausgasemissionen auf landwirtschaftlich genutzten Moorböden werden durch die Wiedervernässung von etwa 52% dieser Fläche reduziert, wobei auf 50% der vernässten Flächen Paludikulturen, wie beispielsweise Schilf oder Röhrichte, angebaut werden und die anderen 50% vollständig aus der Nutzung genommen werden. Im Jahr 2045 verbleiben noch Emissionen von etwa 5 Mio. t CO_{2aq} durch Grünlandflächen (vgl. Abbildung 6.50). Ackerland weist im Jahr 2045 in Summe keine Treibhausgasemissionen auf, da durch die Anlage von Kurzumtriebsplantagen eine zusätzliche Emissionsminderung in Höhe von 10 Mio. t CO_{2aq} erreicht wird. Diese Maßnahmen haben jedoch Auswirkungen auf die Landwirtschaft und das Bioenergieaufkommen, da Flächen, die bisher für den Anbau von Nahrungs- oder Futtermitteln sowie Energiepflanzen genutzt wurden, nicht mehr zur Verfügung stehen. Im Gegenzug können die neu angelegten Kurzumtriebsplantagen energetisch genutzt werden. Weitere Maßnahmen sind die vollständige Einstellung des Abbaus von Torf, der bisher im Gartenbau verwendet wird, sodass sich die Emissionen aus Feuchtgebieten auf etwa 4 Mio. t CO_{2aq} reduzieren. Zudem werden im Jahr 2045 in Summe keine neuen Siedlungsflächen ausgewiesen, die Landnutzung bestehender Siedlungsflächen stößt jedoch weiterhin Treibhausgase in Höhe von etwa 4 Mio. t CO_{2aq} aus. Diese Emissionen entstehen einerseits durch den Verlust an ihm Boden gebundenen

Kohlenstoff in Parks oder Gärten und andererseits dadurch, dass Siedlungsflächen teilweise auf trockengelegten Moorböden angelegt wurden und diese weiterhin Treibhausgase emittieren.

Um eine Emissionssenkeneistung von -40 Mio. t CO_{2aq} durch den LULUCF-Sektor zu erreichen, müssen Wälder im Jahr 2045 eine Emissionssenke in Höhe von -56 Mio. t CO_{2aq} darstellen. Aufgrund der Altersstruktur und der angenommen Nutzungsintensität der Wälder liegt diese Emissionssenke jedoch ohne weitere Maßnahmen im Jahr 2045 nur bei etwa -26 Mio. t CO_{2aq} [96]. Diese Differenz von etwa 30 Mio. t CO_{2aq} wird durch einen verstärkten Waldumbau hin zu Laubwäldern, eine Extensivierung der Waldbewirtschaftung und durch zusätzliche Aufforstungen auf etwa 0,2 Mio. ha landwirtschaftlichen Flächen überbrückt. Dadurch ergeben sich jedoch erhebliche Auswirkungen auf das Bioenergieaufkommen durch Wald- und Waldrestholz. Im *KSG2045* Szenario werden etwa 142 TWh Bioenergie aus Wäldern bereitgestellt (vgl. Abbildung 6.22), diese Menge würde durch die unterstellten Maßnahmen in den Wäldern teilweise wegfallen. Durch die Veränderung der Waldbewirtschaftung wird auch weniger CO₂ in Holzprodukten gebunden, sodass im Jahr 2045 etwa 3 Mio. t CO_{2aq} Treibhausgasemissionen durch Holzprodukte anfallen. Die Senkeneistung der Wälder ist zudem in erheblichem Maße durch Klimaveränderungen bedroht, da Niederschlagsveränderungen zum Absterben von Nadelwäldern führen können, wodurch das gebundene CO₂ freigesetzt wird. Außerdem stellen Waldbrände eine zunehmende Gefahr für die Wälder und ihre Senkeneistung dar. Das Erschließen dieser Emissionssenken ist daher mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, was auch für die Quantifizierung gilt. Deswegen wurden sie im *KSG2045* Szenario ausgeschlossen und werden nur in dieser Sensitivitätsanalyse miteinbezogen. Dabei wird der LULUCF-Sektor gemäß den Vorgaben des KSG mit negativen Emissionen in Höhe von - 40 Mio. t CO_{2aq} im Jahr 2045 angesetzt. Es werden jedoch keine Veränderungen der Emissionen aus der Landwirtschaft und keine Verminderung des Bioenergiepotenzials angenommen, da die Auswirkungen auf diese Bereiche im Rahmen dieser Arbeit nicht quantifiziert werden können.

Die Optimierungsergebnisse zeigen, dass durch die negativen Emissionen aus dem LULUCF-Sektor die benötigten negativen Emissionen aus der Nutzung von Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und den DAC-Anlagen auf insgesamt 37 Mio. t CO₂ verringert werden (vgl. Abbildung 6.51). Dabei verringert sich der Beitrag durch BECCS um 4,8 Mio. t CO₂ gegenüber dem *KSG2045* auf 15,2 Mio. t CO₂, DAC-Anlagen müssen mit 21,8 Mio. t CO₂ 35,2 Mio. t CO₂ weniger bereitstellen. Da der Stromverbrauch der DAC-Anlagen im Jahr 2045 somit um 32 TWh gegenüber dem *KSG2045* sinkt, verringert sich die notwendige installierte Erzeugungsleistung von PV-Anlagen um etwa 8 GW und die Leistung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen um etwa 4 GW. Ebenso verringert sich die dauerhaft eingespeicherte CO₂ Menge von 90 Mio. t CO₂ auf 50 Mio. t CO₂. Trotzdem bleibt auch bei der Berücksichtigung natürlicher Senken des LULUCF-Sektors die Notwendigkeit für DAC-Anlagen und einer CO₂ Speicherung in geologischen Lagerstätten erhalten.

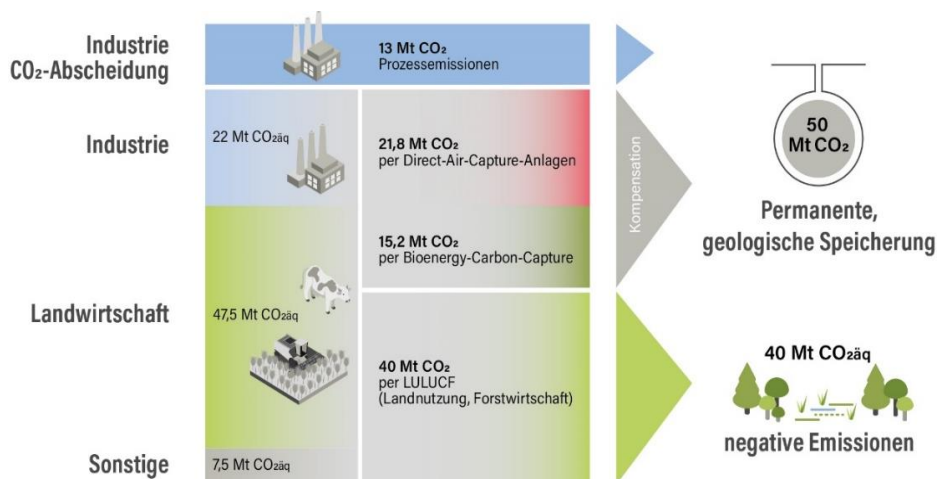


Abbildung 6.51: Restemissionen im Jahr 2045, THG-Kompensation und geologische Speicherung bei Berücksichtigung der negativen Emissionen aus dem LULUCF-Sektor, vorveröffentlicht in [56] (S.16)

Außerdem zeigt eine Betrachtung der Systemkosten im Jahr 2045, dass die Nutzung der natürlichen Emissionssenken in jedem Fall kosteneffektiv ist. Die bilanzierten Negativemissionen aus dem LULUCF-Sektor haben für das Gesamtsystem einen Wert von etwa 214 €/tCO₂äq. Zum Vergleich: Vermeidungskosten in diesem Sektor werden in einer Bandbreite von 5-30 €/tCO₂äq für Aufforstungsmaßnahmen und 2-42 €/tCO₂äq für die Wiedervernässung von Mooren angegeben [98].

Kurzfasit

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass der LULUCF-Sektor mit -40 Mio. t CO₂ einen erheblichen Beitrag zur Bereitstellung von negativen Emissionen für das Ziel der Treibhausgasneutralität leisten kann. Dadurch verringert sich insbesondere der Ausbau von DAC-Anlagen, sodass diese mit 21,8 Mio. t CO₂ etwa 62% weniger negative Emissionen bereitstellen müssen als im *KSG2045* Szenario. Die angenommene Senkenleistung des LULUCF-Sektors ist jedoch nur durch eine Vielzahl von Maßnahmen im Bereich der Böden- und Waldnutzung zu erreichen. Insbesondere müssen bisher landwirtschaftlich genutzte, entwässerte Moorböden wiedervernässt werden sowie die Wälder durch einen verstärkten Waldumbau und durch eine extensivere Nutzung in ihrer Senkenleistung gestärkt werden. Diese Maßnahmen sind zwar kosteneffektiv, haben jedoch erhebliche Auswirkungen auf die Landwirtschaft und die Bioenergiepotenziale. Zudem ist das Erschließen dieser Emissionssenken mit erheblichen Unsicherheiten durch Klimaveränderungen verbunden. Für eine belastbare Quantifizierung dieser Senkenpotenziale sollten deshalb zukünftig detaillierte Modelle für die Nutzung von Wäldern und landwirtschaftlichen Böden eingesetzt werden.

6.5.2 Potenzielle Rolle der unbegrenzten permanenten CO₂-Speicherung in einem treibhausgasneutralen Energiesystem

In diesem Kapitel wird analysiert, welche Rolle eine unbegrenzte permanente geologische Speicherung von CO₂ in einem treibhausgasneutralen Energiesystem einnehmen kann. Im Referenzszenario *KSG2045* ist die jährliche Einspeichermenge auf 90 Mio. t CO₂ pro Jahr beschränkt, um die dauerhafte CO₂-Speicherung auf ein notwendiges Minimum zum Erreichen der Treibhausgasneutralität zu begrenzen. Die technischen Speicherpotenziale innerhalb Deutschlands sind jedoch mit etwa 12 Mrd. t CO₂ (vgl. Tabelle 4.3) ausreichend groß, um eine höhere jährliche Einspeichermenge aufzunehmen. Deshalb wird in einer ersten Sensitivitätsanalyse angenommen, dass abgeschiedenes CO₂ ohne eine Begrenzung der jährlichen Einspeichermenge permanent gespeichert werden kann. Dabei wird nicht zwischen CO₂ aus fossilen Emissionsquellen und CO₂ aus der Atmosphäre (DAC) oder biomassegefeuerten Kraftwerksprozessen (BECC) unterschieden, sodass auch die Option besteht fossilbasierte Kraftwerks- oder Industrieprozesse mit CO₂-Abscheidung weiterbetreiben zu können.

Die Optimierungsergebnisse der ersten Sensitivitätsanalyse zeigen, dass bei Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 Restemissionen in Höhe von etwa 284 Mio. t CO_{2aq} verbleiben (vgl. Abbildung 6.52). Diese Restemissionen reduzieren sich um etwa 89 Mio. t CO₂ durch CO₂-Abscheidung in der Industrie oder in Gaskraftwerken und anschließende permanente Speicherung. Die verbleibenden 195 Mio. t CO_{2aq} werden durch negative Emissionen via BECCS und DACs ausgeglichen.

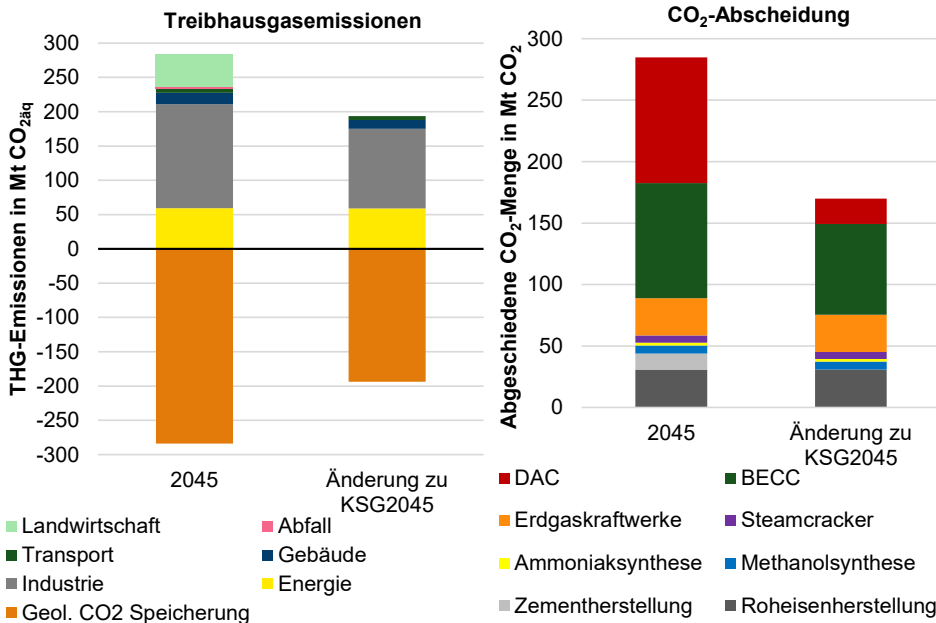


Abbildung 6.52: Treibhausgasemissionen im Jahr 2045 bei unbegrenzter geologischer CO₂-Speicherung (links) und abgeschiedene CO₂-Menge (rechts) sowie Änderung zum Referenzszenario *KSG2045*

Insgesamt ist im Jahr 2045 folglich eine geologische Speicherung von etwa 284 Mio. t CO₂ notwendig, was eine Steigerung um etwa 194 Mio. t CO₂ gegenüber dem *KSG2045* Szenario darstellt. Die zusätzlichen Restemissionen im Vergleich zum *KSG2045* entfallen vor allem auf den Industriesektor mit etwa 152 Mio. t CO_{2aq} und den Energiesektor mit etwa 59 Mio. t CO_{2aq}. Eine unbegrenzte permanente geologische CO₂-Speicherung eröffnet die Möglichkeit der Nutzung von fossilen Energieträgern. Dabei sind die größten Emissionsquellen im Industriesektor die Prozesswärmeerzeugung durch Erdgas mit etwa 55 Mio. t CO_{2aq} und die Stahlherstellung über die Hochofenroute mit etwa 35 Mio. t CO_{2aq}. Dabei sind die Hochöfen mit CO₂-Abscheidung ausgerüstet, sodass etwa 31 Mio. t CO₂ abgeschieden werden (vgl. Abbildung 6.52). Insgesamt zeigt sich, dass im Industriesektor alle Möglichkeiten zur CO₂-Abscheidung genutzt werden, da auch bei der Zementherstellung mit etwa 13 Mio. t CO₂, bei der Methanolsynthese mit etwa 7 Mio. t CO₂, in Steamcrackern der chemischen Industrie mit etwa 6 Mio. t CO₂ und bei der Ammoniaksynthese mit etwa 2 Mio. t CO₂ umfangreich CO₂ abgeschieden wird. Bei unbegrenztem Potenzial zur permanenten CO₂-Speicherung ist es dementsprechend kostenoptimal im Industriesektor weiterhin fossile Rohstoffe einzusetzen und die entstehenden Emissionen abzuscheiden, anstatt die Industrieprozesse auf erneuerbare Energieträger umzustellen. Dementsprechend basiert die Stahlherstellung weiterhin auf Steinkohle. Methanol und Kunststoffe werden aus Erdgas und Naphtha hergestellt. In den Sektoren Energie und Gebäude gehen die verbleibenden Restemissionen fast vollständig auf die Nutzung von Erdgas in Erdgaskraftwerken oder Gasbrennwertkesseln zurück. Die Mehrheit der Gaskraftwerke ist dabei mit CO₂-Abscheidung ausgerüstet, sodass dort etwa 30 Mio. t CO₂ abgeschieden werden. Negative Emissionen werden durch DAC-Anlagen in Höhe von etwa 102 Mio. t CO₂ und BECC mit etwa 94 Mio. t CO₂ bereitgestellt, wobei die Steigerung gegenüber dem *KSG2045* Szenario mit etwa 74 Mio. t CO₂ bei BECC deutlich größer ist. Dadurch wird im Jahr 2045 der Großteil der Biomasse zur Erzeugung von negativen Emissionen genutzt, sodass biomassegefeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung mit etwa 7100 Volllaststunden nicht zum Ausgleich von Dunkelflauten genutzt werden. Für diese Versorgungsaufgabe kommen ausschließlich Erdgaskraftwerke zum Einsatz. H₂-Gasturbinen für die Rückverstromung sind nicht erforderlich. Dies führt zu einem steigenden Erdgasbedarf von etwa 828 TWh im Jahr 2045 (vgl. Abbildung 6.53), wovon etwa 272 TWh auf diese Kraftwerke entfallen.

Insgesamt steigt der Primärenergieverbrauch durch die verstärkte Nutzung fossiler Energieträger um etwa 310 TWh gegenüber dem *KSG2045* auf etwa 2474 TWh im Jahr 2045. Dies führt trotz eines Rückgangs der Wasserstoffimporte um etwa 168 TWh zu einem Anstieg der Energieimportquote auf etwa 52%. Im Gegenzug reduziert sich die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen um etwa 276 TWh, Photovoltaikanlagen erzeugen etwa 159 TWh weniger Strom als im *KSG2045* (vgl. Abbildung 6.53). Dementsprechend sinkt die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen um etwa 158 GW auf etwa 290 GW, die installierte Leistung von Onshore Windenergie auf etwa 128 GW und die Leistung der Offshore Windenergieanlagen auf etwa 44 GW.

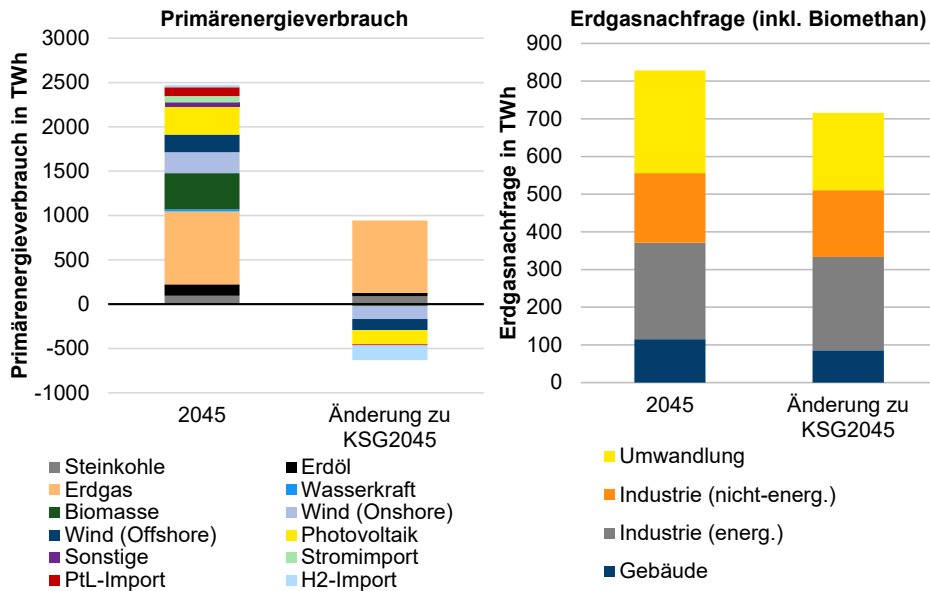


Abbildung 6.53: Primärenergieverbrauch im Jahr 2045 bei unbegrenzter geologischer CO₂-Speicherung (links) und Erdgasnachfrage inklusive Biomethan (rechts) sowie Änderung zum Referenzszenario KSG2045

Bei einem auf etwa 942 TWh sinkenden Strombedarf liegt der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung trotz des starken Rückgangs der installierten Photovoltaik- und Windenergieleistung immer noch bei über 90% im Jahr 2045. Dabei geht der sinkende Strombedarf vor allem auf die um etwa 193 TWh geringere Stromnachfrage der Elektrolyseure und eine geringere Elektrifizierung im Industriesektor mit einer um 72 TWh geringeren Stromnachfrage zurück. Der Wasserstoffbedarf liegt dabei im Jahr 2045 mit etwa 111 TWh um etwa 301 TWh niedriger als im KSG2045. Die Wasserstoffnutzung konzentriert sich dabei auf den Verkehrssektor. Dieser weist aufgrund der Kostenvorteile von Brennstoffzellenfahrzeugen und batterieelektrischen Fahrzeugen gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor kaum Unterschiede zum KSG2045 Szenario auf. In den anderen Sektoren wird anstelle von Wasserstoff und Biomasse vermehrt Erdgas eingesetzt (vgl. Abbildung 6.53). Im Industriesektor entfällt die energetische Erdgasnachfrage in Höhe von etwa 255 TWh vor allem auf die Bereitstellung von Hochtemperatur- und Mitteltemperaturprozesswärme. Der nicht-energetische Bedarf in Höhe von etwa 185 TWh ist überwiegend der Methanolherstellung via Dampfreformierung von Erdgas zuzuordnen, um daraus über die Methanol-to-Olefine Route Kunststoffe herzustellen. Trotz der Nutzung von etwa 116 TWh Erdgas in Brennwertkesseln zur Wärmeerzeugung dominieren auch in dieser Sensitivitätsanalyse Wärmepumpen die Versorgung der Gebäude mit Raumwärme und Warmwasser. Der Erdgasbedarf wird dabei vollständig durch Importe von fossilem Erdgas gedeckt, im Gegensatz zum KSG2045 findet keine Umwandlung von Biogas in Biomethan statt.

Insgesamt ist die unbegrenzte permanente CO₂-Speicherung im Jahr 2045 mit Kosteneinsparungen in Höhe von etwa 34 Mrd. € gegenüber dem KSG2045 Szenario verbunden,

was etwa 25% der saldierten Mehrkosten des *KSG2045* gegenüber der BaU-Entwicklung entspricht. Erhebliche Kosteneinsparungen im Vergleich zum *KSG2045* entfallen vor allem auf den Umwandlungssektor mit -30 Mrd. €, die Importe erneuerbarer Energieträger mit -16 Mrd. € sowie Speicher und Infrastrukturen mit -7 Mrd. €. Demgegenüber stehen Mehrkosten von etwa 24 Mrd. € für den Import von fossilen Energieträgern. Eine weitere durchgeführte Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die Ergebnisse auch bei doppelt so hohen CO₂-Abscheidekosten in der Industrie robust sind. So zeigen sich keine signifikanten Auswirkungen auf die Optimierungsergebnisse, da die CO₂-Abscheidung in der Industrie weiterhin kostengünstiger ist als die Umstellung der Prozesse auf erneuerbare Energieträger. Für die Einordnung der Ergebnisse ist darauf hinzuweisen, dass die angenommenen Importkosten fossiler Energieträger (vgl. Tabelle 8.4) erhebliche Auswirkungen auf die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse haben könnten.

In einer zweiten Sensitivitätsanalyse wird angenommen, dass nur CO₂, welches durch DAC-Anlagen aus der Atmosphäre abgeschieden wird, in unbegrenztem Umfang permanent gespeichert werden kann. Eine dauerhafte CO₂-Speicherung von CO₂, welches in Industrie- oder Kraftwerksprozessen abgeschieden wird, ist in dieser Sensitivitätsanalyse nicht möglich. Ziel dieser Sensitivitätsanalyse ist zu untersuchen, in welchem Umfang die Direct-Air-Capture Technologie genutzt wird, wenn sie nicht durch eine Begrenzung der jährlichen CO₂-Einspeichermenge eingeschränkt wird. Dabei wird analysiert, in welchen Bereichen des treibhausgasneutralen Energiesystems es kostenoptimal ist, auf eine Emissionsreduktion zu verzichten und stattdessen die Treibhausgasemissionen durch negative Emissionen, die durch DACs bereitgestellt werden, auszugleichen.

Die Optimierungsergebnisse der zweiten Sensitivitätsanalyse, zeigen, dass im Jahr 2045 Restemissionen in Höhe von etwa 186 Mio. t CO_{2aq} verbleiben (vgl. Abbildung 6.54). Die zusätzlich zum *KSG2045* Szenario verbleibenden 96 Mio. t CO_{2aq} entfallen vor allem auf den Energiesektor mit +44 Mio. t CO_{2aq}, die Industrie mit +34 Mio. t CO_{2aq} und den Gebäudesektor mit +13 Mio. t CO_{2aq}. In den Sektoren Energie und Gebäude entstehen die Treibhausgasemissionen durch die Verwendung von Erdgas in Erdgaskraftwerken und Gasbrennwertkesseln zur Strom- und Wärmeherzeugung. Im Industriesektor entfallen die zusätzlichen Emissionen vor allem auf die chemische Industrie, wo Kunststoffe weiterhin aus fossilen Rohstoffen hergestellt werden. Zum Ausgleich der verbleibenden Restemissionen bei Treibhausgasneutralität werden etwa 186 Mio. t CO₂ an negativen Emissionen benötigt. Diese werden vollständig durch DAC-Anlagen und anschließende permanente CO₂-Speicherung bereitgestellt, da in dieser Sensitivitätsanalyse keine CO₂-Abscheidung in Industrie- oder in biomassegefeuerten Kraftwerken erlaubt ist (vgl. Abbildung 6.54).

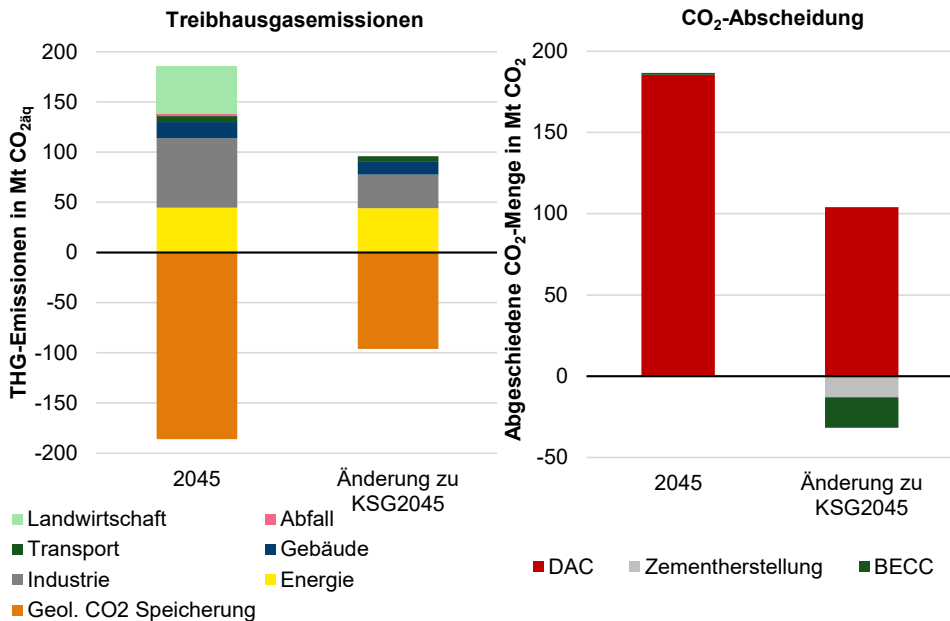


Abbildung 6.54: Treibhausgasemissionen im Jahr 2045 bei unbegrenzter geologischer Speicherung von CO₂ aus DAC-Anlagen (links) und abgeschiedene CO₂-Menge (rechts) sowie Änderung zum Referenzszenario KSG2045

Der Strombedarf der DAC-Anlagen steigt daher um etwa 73 TWh gegenüber dem KSG2045 auf etwa 145 TWh. Insgesamt sinkt der Stromverbrauch jedoch um etwa 215 TWh auf 1001 TWh, da 176 TWh weniger Strom für Elektrolyse, 64 TWh weniger für die direkte Elektrifizierung der Industrie und 32 TWh weniger für Wärmepumpen und PtH-Anwendungen benötigt werden. Dementsprechend sinkt die Stromerzeugung aus Photovoltaik um etwa 93 TWh, die Stromerzeugung aus Onshore Windenergie geht um etwa 112 TWh zurück, während die Offshore Windenergie etwa 89 TWh weniger Strom erzeugt (vgl. Abbildung 6.55). Die installierten Stromerzeugungskapazitäten gehen folglich bei der Photovoltaik um etwa 94 GW auf etwa 355 GW zurück, die installierte Leistung von Onshore Windenergie sinkt um etwa 64 GW auf etwa 149 GW, die Offshore Windenergie weist im Jahr 2045 eine installierte Leistung von etwa 53 GW auf. Zudem geht auch der Wasserstoffimport um etwa 89 TWh auf etwa 107 TWh zurück, während der Erdgasbedarf auf etwa 514 TWh steigt (vgl. Abbildung 6.55). Der Importanteil steigt dadurch um etwa 20% auf 42% im Jahr 2045.

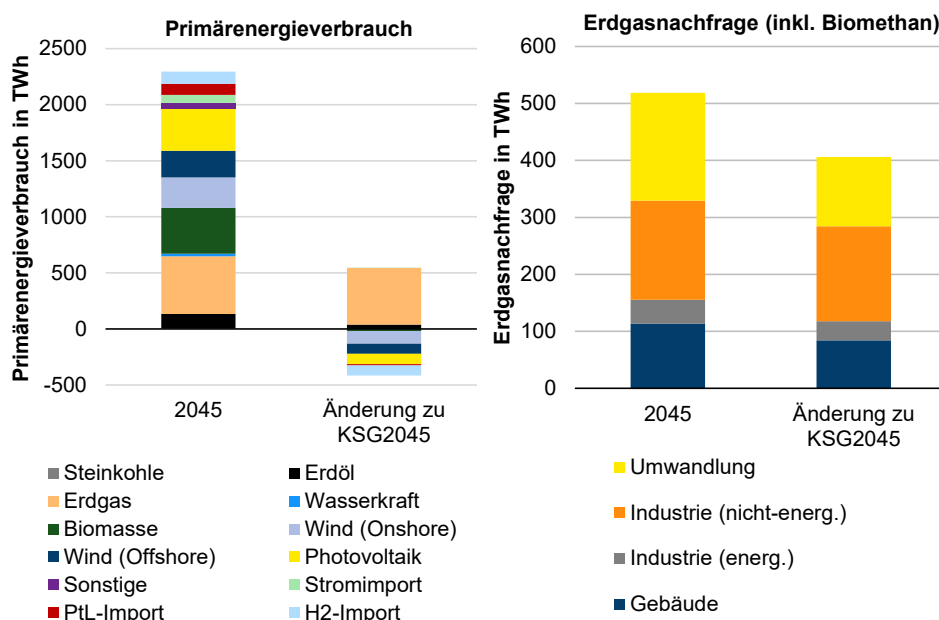


Abbildung 6.55: Primärenergieverbrauch im Jahr 2045 bei unbegrenzter geologischer Speicherung von CO₂ aus DAC-Anlagen (links) und Erdgasnachfrage inklusive Biomethan (rechts) sowie Änderung zum Referenzszenario KSG2045

Die Erdgasnachfrage entfällt dabei mit etwa 189 TWh überwiegend auf den Umwandlungssektor, den nicht-energetischen Verbrauch in der Industrie mit etwa 174 TWh und den Gebäudesektor mit etwa 114 TWh Erdgasnachfrage. Im Umwandlungssektor wird das Erdgas in Gaskraftwerken zur Stromerzeugung und zur Überbrückung von Dunkelflauten eingesetzt. H₂-Gasturbinen werden wie in der ersten Sensitivitätsanalyse nicht benötigt. Im Industriesektor wird Erdgas stofflich zur Methanolherstellung eingesetzt. Die energetische Nutzung findet überwiegend in der Zement- und Glasindustrie statt. Die Hochtemperaturprozesswärme wird wie im KSG2045 überwiegend durch Biomasse bereitgestellt, bei der Stahlherstellung dominiert die H₂-Direktreduktion. Hierfür fällt ein Wasserstoffbedarf von etwa 80 TWh an, sodass der Wasserstoffbedarf insgesamt bei etwa 201 TWh im Jahr 2045 liegt und damit um etwa 51% geringer ausfällt als im KSG2045 Szenario.

Insgesamt führt die unbegrenzte permanente Speicherung von CO₂, welches durch DAC-Anlagen aus der Atmosphäre abgeschieden wird, zu einer Kosteneinsparung von etwa 24 Mrd. € im Jahr 2045 gegenüber dem KSG2045 Szenario, was etwa 17% der saldierten Mehrkosten des KSG2045 entspricht. Die größten Kosteneinsparungen entfallen dabei auf den Umwandlungssektor mit etwa -20 Mrd. € und den Import von erneuerbaren Energieträgern mit etwa -10 Mrd. €. Demgegenüber stehen Mehrkosten für den Import von fossilen Energieträgern in Höhe von etwa 15 Mrd. €. Die Ergebnisse zeigen, dass die Bereitstellung von negativen Emissionen aus DAC-Anlagen mit CO₂-Abscheidekosten von etwa 215 €/t CO₂ im KSG2045 Szenario (vgl. Kapitel 6.1.2) aus kostenoptimaler Sicht einer vollständigen Emissionsreduktion aller Sektoren vorzuziehen ist. Insbesondere Treibhausgasreduktionsmaßnahmen in der chemischen Industrie sind mit höheren Kosten verbunden

und daher aus Gesamtsystemsicht nicht kostenoptimal. Zudem ist es unter den getroffenen Annahmen kostenoptimal, Erdgaskraftwerke zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung einzusetzen und die entstehenden Emissionen durch negative Emissionen auszugleichen, anstatt hierfür die Rückverstromung von Wasserstoff einzusetzen. Diese Optimierungsergebnisse setzen jedoch einen ambitionierten Ausbau der DAC-Anlagen bis zum Jahr 2045 voraus, wobei diese sich aktuell noch im Demonstrationsmaßstab befinden (vgl. Kapitel 4.3.3).

Kurzfazit

Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die unbegrenzte permanente geologische CO₂-Speicherung aus kostenoptimaler Sicht eine wesentliche Rolle in einem treibhausgasneutralen Energiesystem einnehmen kann. Sie eröffnet die Möglichkeit der Nutzung fossiler Energieträger. Die verbleibenden Restemissionen von bis zu 284 Mio. t CO_{2a,q} im Jahr 2045 werden dabei durch CCS in der Industrie und Gaskraftwerken um etwa 89 Mio. t CO₂ vermindert, die verbleibenden Restemissionen müssen durch 195 Mio. t CO₂ an negativen Emissionen ausgeglichen werden. Dabei wird vor allem BECCS verstärkt genutzt, da die Bereitstellung negativer Emissionen aus biomassegefeuerten Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung kostengünstiger ist als die Abscheidung aus DAC-Anlagen. Insgesamt führt dies dazu, dass kostenintensive Emissionsreduktionsmaßnahmen in den Sektoren Industrie und Energie nicht umgesetzt werden, sodass der Erdgasbedarf unter den getroffenen Kostenannahmen im Jahr 2045 bei etwa 828 TWh liegt. Dadurch steigt die Importabhängigkeit des treibhausgasneutralen Energiesystems auf etwa 52%, womit die Importquote etwa 30 Prozentpunkte über der Importquote im *KSG2045* Szenario liegt. Trotzdem zeigt sich, dass auf den Ausbau von Erneuerbaren Energien, die Installation von Wärmepumpen und die Nutzung von Wasserstoff nicht verzichtet werden kann. Diese Maßnahmen stellen somit auch bei einer unbegrenzten CO₂-Speicherung robuste Transformationspfade dar.

Dies zeigt sich ebenfalls, wenn nur durch DAC-Anlagen abgeschiedenes CO₂ unbegrenzt gespeichert werden kann. Zum Ausgleich der verbleibenden Restemissionen müssen in dieser Sensitivitätsanalyse etwa 186 Mio. t CO₂ an negativen Emissionen durch DAC-Anlagen bereitgestellt werden. Dadurch verdoppelt sich der Stromverbrauch der DAC-Anlagen gegenüber dem *KSG2045* Szenario auf etwa 145 TWh. Insgesamt sinkt der Strombedarf jedoch um etwa 18% auf etwa 1001 TWh im Jahr 2045, da weniger Wasserstoff inländisch via Elektrolyse hergestellt wird und die direkte Elektrifizierung in der Industrie weniger stark ausgeprägt ist. Zudem zeigt sich, dass es in der chemischen Industrie kostenoptimal ist, weiterhin fossile Energieträger einzusetzen und die entstehenden Emissionen durch negative Emissionen auszugleichen, anstatt diese Prozesse auf die Verwendung von Wasserstoff oder Biomasse umzustellen. Ebenso stellt die Rückverstromung von Wasserstoff unter den getroffenen Annahmen keine kostenoptimale Lösung dar. Insgesamt lässt sich somit feststellen, dass aus kostenoptimaler Sicht eine Bereitstellung negativer Emissionen durch DAC-Anlagen einer vollständigen Emissionsreduktion in allen Sektoren vorzuziehen ist. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die angenommenen fossilen Energieträgerpreise und der erwartete Markthochlauf der DAC-Technologie Einfluss auf die Optimierungsergebnisse ausüben.

6.5.3 Erreichen der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 bei identischem Treibhausgasemissionsbudget

Im Referenzszenario *KSG2045* sind die gesetzten Treibhausgasreduktionsziele unmittelbar dem Klimaschutzgesetz (KSG) [2] entnommen. Aus diesen Emissionszielen ergibt sich ein deutsches Treibhausgasbudget von etwa 10,1 Gt CO_{2äq} bis zum Jahr 2045 (vgl. Kapitel 5.1). Da nur das Treibhausgasbudget direkte Auswirkungen auf die globale Erderwärmung hat, kann dieses auch über alternative Emissionsreduktionspfade erreicht werden. Daher wird in dieser Sensitivitätsanalyse untersucht, wie sich die Transformation hin zur deutschen Treibhausgasneutralität verändert, wenn die Treibhausgasneutralität erst im Jahr 2050 erreicht wird, jedoch das identische Treibhausgasbudget in Höhe von 10,1 Gt CO_{2äq} zugrunde gelegt wird. Um das Treibhausgasbudget einzuhalten, wird angenommen, dass dementsprechend eine höhere Emissionsreduktion zu Beginn des Transformationszeitraums notwendig ist, sodass die zulässige Jahresemissionsmenge im Jahr 2030 nur bei 400 Mio. t CO_{2äq} liegt (vgl. Tabelle 6.17). Im Gegenzug können in dieser Sensitivitätsanalyse im Jahr 2045 noch 75 Mio. t CO_{2äq} an Treibhausgasen ausgestoßen werden und die Netto-Treibhausgasneutralität wird erst im Jahr 2050 erreicht.

Tabelle 6.17: Zulässige Jahresemissionsmengen in dieser Sensitivitätsanalyse und im *KSG2045* Referenzszenario

	2020	2030	2040	2045	2050
Zulässige Treibhausgasemissionen in dieser Sensitivitätsanalyse in Mio. t CO_{2äq}	809,8	400,0	150,0	75,0	0
Zulässige Treibhausgasemissionen im <i>KSG2045</i> Referenzszenario in Mio. t CO_{2äq}	809,8	438,0	150,0	0	-

Ziel der Sensitivitätsanalyse ist dabei das Aufzeigen wesentlicher Unterschiede dieses alternativen Transformationspfades im Vergleich zum *KSG2045* Referenzszenario. Dabei verwendet die Optimierungsrechnung in diesem Kapitel eine Zeitreihenaggregation auf 48 repräsentative Typtage.

Die Optimierungsergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse zeigen, dass im Zeitraum zwischen den Jahren 2025 und 2040 zusätzliche Reduktionsmaßnahmen umgesetzt werden, um die Treibhausgasreduktionsziele einzuhalten. Im Jahr 2030 entfällt die im Vergleich zum *KSG2045* Szenario zusätzlich notwendige Emissionsreduktion auf die Sektoren Verkehr mit etwa -22 Mio. t CO_{2äq} und den Energiesektor mit etwa -17 Mio. t CO_{2äq} (vgl. Abbildung 6.56).

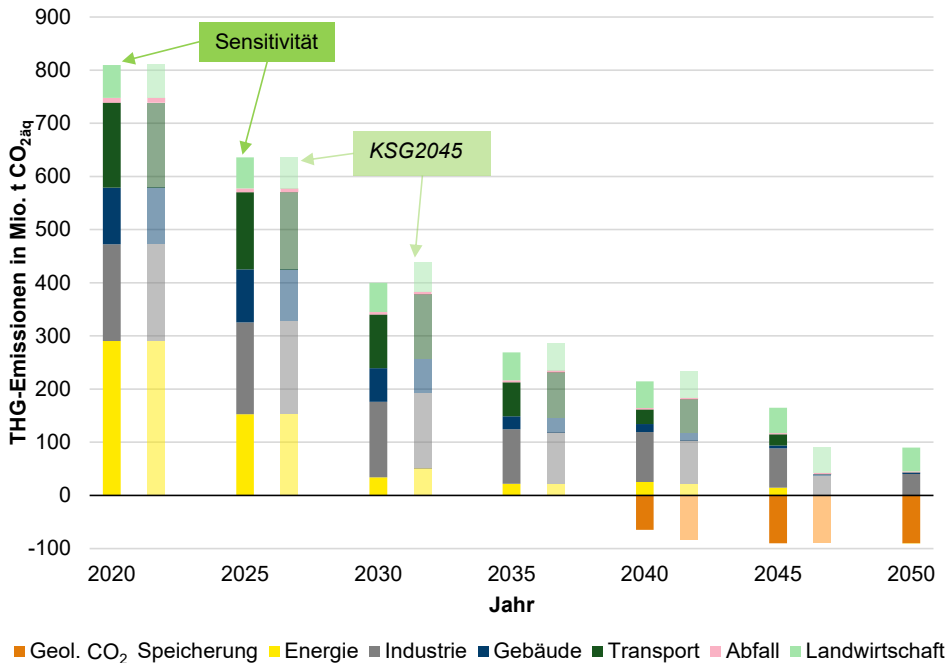


Abbildung 6.56: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Sensitivitätsanalyse zum Erreichen der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 und im KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen

Im Verkehrssektor wird der Rückgang der Emissionen durch einen beschleunigten Ausbau der Elektromobilität in Form von batterieelektrischen Pkw und Brennstoffzellen-Pkw erreicht. Im Energiesektor wird die Emissionsreduktion durch einen beschleunigten Ausbau von Photovoltaik und Windenergie erreicht, wodurch Gaskraftwerke weniger Strom erzeugen. Hierfür wird ein zusätzlicher Ausbau der installierten Leistung der Photovoltaik um etwa 29 GW auf etwa 179 GW im Jahr 2030 benötigt. Die installierte Leistung von Onshore Windenergieanlagen steigt um etwa 15 GW auf etwa 104 GW. Zudem steigt die installierte Leistung der Offshore Windenergie um etwa 14 GW auf etwa 27 GW im Jahr 2030. Der Stromverbrauch im Jahr 2030 liegt dabei mit etwa 627 TWh um etwa 65 TWh höher als im KSG2045, da 34 TWh mehr Strom durch Wärmepumpen und 22 TWh mehr Strom durch Elektrolyseure nachgefragt wird.

Im Jahr 2040 liegen die Treibhausgasemissionen mit 150 Mio. t CO_{2äq} auf der gleichen Höhe wie im KSG2045, jedoch werden etwa 19 Mio. t CO₂ weniger in geologischen Lagerstätten gespeichert. Da aufgrund des beschleunigten Ausbaus der Elektromobilität die Emissionen des Verkehrssektors um etwa 35 Mio. t CO_{2äq} niedriger liegen, können im Industriesektor etwa 12 Mio. t CO_{2äq} mehr Emissionen ausgestoßen werden. Gleichzeitig verringert sich der Bedarf an negativen Emissionen und der Einsatz von CCS in der Industrie. Während im KSG2045 im Jahr 2045 die Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird, werden in dieser Sensitivitätsanalyse noch 75 Mio. t CO_{2äq} mehr an Treibhausgasemissionen ausgestoßen. Diese zusätzlichen Emissionen entfallen mit etwa 39 Mio. t CO_{2äq}

mehrheitlich auf die Industrie, wo die Stahlherstellung und die chemische Industrie noch nicht vollständig dekarbonisiert sind. Zudem werden im Verkehrssektor durch verbleibende Pkw und Lkw mit Verbrennungsmotoren etwa 21 Mio. t CO_{2aq} mehr Emissionen ausgestoßen. Im Energiesektor werden Gaskraftwerke zum Ausgleich der Dunkelflauten überwiegend mit fossilem Erdgas betrieben, sodass zusätzlich 14 Mio. t CO_{2aq} Treibhausgasemissionen entstehen. Außerdem müssen DAC-Anlagen und biomassegefeuerte Kraftwerke im Jahr 2045 insgesamt etwa 49 Mio. t CO₂ weniger an negativen Emissionen bereitstellen. Die permanente geologische Speicherung von CO₂ wird stattdessen noch vermehrt für CCS in der Industrie genutzt. Die verbleibenden Restemissionen bei Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 unterscheiden sich nicht signifikant von den Restemissionen im KSG2045 im Jahr 2045.

Die beschleunigte Emissionsreduktion zu Beginn des Transformationszeitraums führt zudem zu signifikanten Änderungen im Primärenergieverbrauch (vgl. Abbildung 6.57).

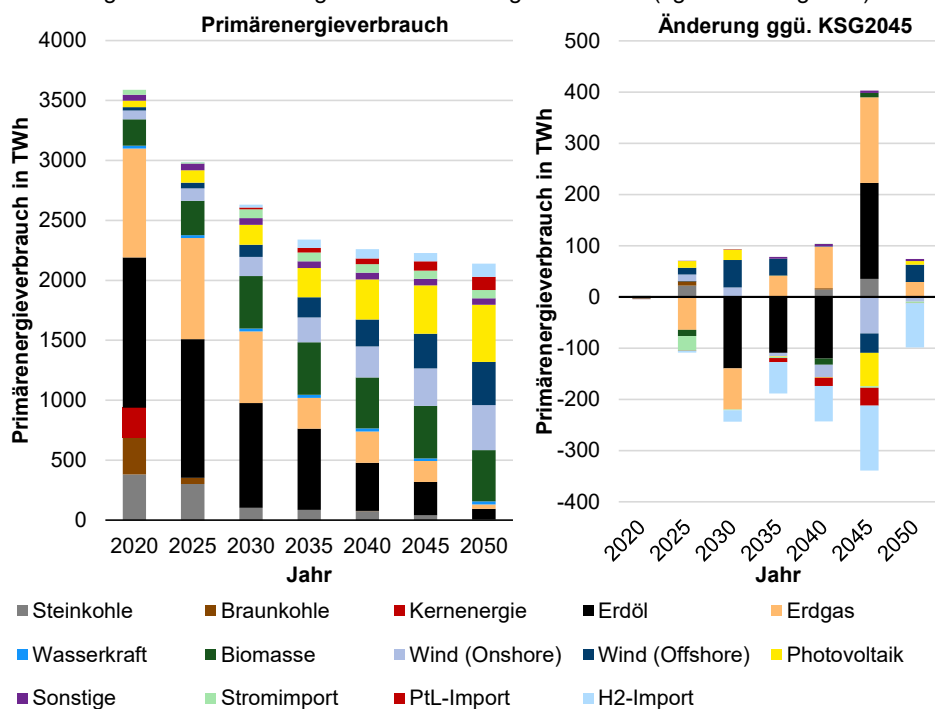


Abbildung 6.57: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs während der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 (links) und Änderung des Primärenergieverbrauchs gegenüber dem KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen (rechts). Der Vergleich der Ergebnisse des Jahres 2050 basiert dabei auf den Ergebnissen des Jahres 2045 aus dem KSG2045.

Der Primärenergieverbrauch liegt im Jahr 2030 mit etwa 2631 TWh um etwa 150 TWh niedriger als im KSG2045. Einerseits ist hierfür die verstärkte Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen verantwortlich, da beispielsweise die jährliche energetische Sanierungsrate der Wohngebäude im Jahr 2030 mit etwa 2,5% etwa 0,5% höher als im KSG2045 liegt. Andererseits führt der Energieträgerwechsel im Verkehrssektor dazu, dass der

Erdölverbrauch um etwa 139 TWh niedriger liegt. Im Gegenzug führt der höhere Ausbau von Photovoltaik und Windenergie zu einer etwa 91 TWh höheren Stromerzeugung aus diesen Anlagen. In den Jahren 2035 und 2040 liegt der Primärenergieverbrauch ebenfalls um etwa 110 TWh beziehungsweise etwa 140 TWh unter dem *KSG2045* Szenario. Hingegen liegt der Primärenergieverbrauch im Jahr 2045 mit etwa 2228 TWh um etwa 64 TWh über dem *KSG2045*. Der Erdölverbrauch liegt etwa 187 TWh höher, ebenso wird etwa 167 TWh mehr Erdgas verbraucht. Im Gegenzug erzeugen Photovoltaik- und Windenergieanlagen etwa 173 TWh weniger Elektrizität.

Über den ganzen Transformationszeitraum liegt der Wasserstoffimport niedriger als im *KSG2045*. Ursache hierfür ist einerseits, dass der Wasserstoffbedarf ab dem Jahr 2035 niedriger ausfällt, da insbesondere in der chemischen Industrie und der Stahlherstellung ein langsamerer Hochlauf der Wasserstoffnutzung erfolgt. Andererseits wird ein höherer Anteil des Wasserstoffs inländisch durch Elektrolyse hergestellt, sodass der Importanteil im Jahr 2050 bei nur etwa 37% liegt und somit im Vergleich zum *KSG2045* um etwa 10% niedriger ausfällt. Die installierten Stromerzeugungsleistungen von Photovoltaik und Windenergie im Jahr 2050 liegen mit etwa 744 GW nur etwa 10 GW über den installierten Leistungen im Jahr 2045 im *KSG2045*, jedoch verteilt sich der Ausbau über einen fünf Jahre längeren Zeitraum. Dies führt insbesondere zu Ende des Transformationszeitraums zu einem gleichmäßigeren Ausbau, der sich auch in anderen Bereichen des Energiesystems, wie beispielsweise dem Ausbau der Elektrolyse oder dem Aufbau der H₂-Direktreduktion in der Stahlerzeugung, zeigt. Ein Vergleich der gesamten Transformationskosten der Sensitivitätsanalyse mit den Transformationskosten des *KSG2045* Szenarios ist aufgrund der unterschiedlich langen Transformationszeiträume nicht sinnvoll.

Kurzfazit

Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse, in der die Treibhausgasneutralität bei identischem Treibhausgasemissionsbudget erst im Jahr 2050 erreicht wird, zeigen, dass hierfür ein schnellerer Ausbau von Photovoltaik und Windenergie und ein beschleunigten Hochlauf der Elektromobilität insbesondere zu Beginn des Transformationszeitraums notwendig ist. Die installierte Leistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen liegt mit etwa 310 GW im Jahr 2030 etwa 59 GW über dem Ausbau im *KSG2045* Szenario. Zudem müssen Energieeffizienz- und Sanierungsmaßnahmen in noch stärkerem Maße umgesetzt werden, um die ambitionierteren Emissionsreduktionsziele zu Beginn des Transformationszeitraums einhalten zu können. Im Gegenzug ermöglicht der längere Transformationszeitraum, dass kapitalintensive Emissionsreduktionsmaßnahmen in der Industrie, wie beispielsweise bei der Stahlherstellung oder in der chemischen Industrie, erst später umgesetzt werden müssen und somit mehr Zeit für die Umsetzung verbleibt. Insgesamt stellt der vorgestellte Emissionsreduktionspfad eine Alternative zum vorgegebenen Reduktionspfad aus dem *KSG* dar. Eine Umsetzung erfordert jedoch auf der Seite einen beschleunigten Umbau des Energiesystems bis zum Jahr 2030. Auf der anderen Seite verbleiben fünf Jahre länger, um Technologien weiterzuentwickeln, die erst zu Ende des Transformationsprozesses benötigt werden, wie beispielsweise DAC-Anlagen, oder den Aufbau von Infrastrukturen voranzutreiben. Darüber hinaus besteht die Chance bestehende Investitionszyklen von kapitalintensiven Anlagen zu nutzen, um diese Anlagen auszutauschen.

6.5.4 Defossilisierung der chemischen Industrie

Wesentliche Inhalte des Abschnittes 6.5.4 sind vom Autor dieser Dissertationsschrift im Jahr 2022 in der Veröffentlichung „Neue Ziele auf alten Wegen? - Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045“ von Stolten, Markewitz, Schöb, et al. [56] bereits vorveröffentlicht worden. Der Autor dieser Dissertationsschrift ist Erstautor des entsprechenden Kapitels 5.10.1 in [56] (S.51-S.52).

In dieser Sensitivitätsanalyse wird als zusätzliche Randbedingung untersucht, wie sich eine vollständige Defossilisierung der chemischen Industrie im Jahr 2045 auf das treibhausgasneutrale Energiesystem auswirkt. Hierbei wird sowohl die energetische als auch die stoffliche Verwendung von fossilen Ressourcen in der chemischen Industrie nicht mehr zugelassen. Weiterhin wird angenommen, dass die produzierten Plastiken vollständig im Kreislauf geführt werden können. Dadurch kann die stoffliche Verwendung von Biomasse oder Biomethan bei der Plastikerstellung als negative Emissionsquelle bilanziert werden, da das von der Biomasse aufgenommene CO₂ dauerhaft im Kreislauf geführt wird.

Die Optimierungsergebnisse zeigen, dass die Treibhausgasemissionen des Industriesektors im Jahr 2045 durch diesen Kohlenstoffkreislauf um 31 Mio. t CO_{2äq} auf nur noch 4 Mio. t CO_{2äq} sinken. Dabei verbleiben etwa 41 Mio. t CO_{2äq} Prozessemissionen im Industriesektor, die durch die ebenfalls in der Industrie bilanzierten negativen Emissionen aus der Verwendung von Biomasse in der Kunststoffherstellung nahezu ausgeglichen werden. Dies wiederum bewirkt, dass sich die insgesamt benötigte Menge an negativen Emissionen aus DAC-Anlagen oder aus biomassegefeuerten Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung (BECC) um etwa 30 Mio. t CO₂ verringert, woraus auch eine Reduktion der geologischen CO₂ Speicherung in gleicher Höhe folgt. Trotzdem verbleibt aus der Perspektive des Gesamtsystems ein Bedarf an negativen Emissionen in Höhe von insgesamt 47 Mio. t CO₂ zum Ausgleich der verbleibenden Treibhausgasemissionen, die größtenteils aus der Landwirtschaft stammen. Durch BECC wird dabei mit etwa 8 Mio. t CO₂ etwa 12 Mio. t CO₂ weniger abgeschieden als im KSG2045 Szenario. Dabei wird mit etwa 5 Mio. t CO₂ der Großteil bei der Methanolsynthese von Biomethan abgeschieden. Bei Gaskraftwerken, die mit Biomethan betrieben werden, liegt die abgeschiedene Menge bei etwa 3 Mio. t CO₂. DAC-Anlagen stellen mit etwa 39 Mio. t CO₂ etwa 18 Mio. t CO₂ weniger negative Emissionen bereit. Hingegen steigt der CO₂-Bedarf bei der Methanolherstellung um etwa 4 Mio. t CO₂ auf 29 Mio. t CO₂, die zusätzlich durch DAC-Anlagen abgeschieden werden müssen. Der Strombedarf der DAC-Anlagen sinkt insgesamt um etwa 12 TWh auf etwa 60 TWh im Jahr 2045.

Die Defossilisierung der chemischen Industrie bewirkt einen Anstieg des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2045 um etwa 149 TWh gegenüber dem KSG2045 Szenario auf etwa 2313 TWh. Dies ist insbesondere auf eine Steigerung der Wasserstoffimporte um etwa 241 TWh zurückzuführen (vgl. Abbildung 6.58), wodurch der H₂-Importanteil auf 65% steigt. Gleichzeitig sinkt der nicht-energetische Verbrauch von Rohöl und Erdgas um etwa 100 TWh. Zudem steigt der Endenergieverbrauch im Industriesektor um etwa 100 TWh auf 1292 TWh, wofür vor allem die stoffliche Nutzung von Biomethan und Wasserstoff für die Methanolherstellung verantwortlich ist (vgl. Abbildung 6.58). Dabei wird mit etwa 214 TWh etwa 85% des insgesamt erzeugten Biomethans zur stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie verwendet. Da die Produktion von Plastiken über die Methanol-to-Olefine Route einen höheren Energiebedarf aufweist als die konventionelle Route über Steamcracker und

fossiles Naphtha, ist die Steigerung des Energiebedarfs eine direkte Folge der Defossilisierung der chemischen Industrie. Durch die verstärkte Umwandlung von Biomasse in Biomethan und die anschließende Verwendung in der Methanolproduktion stehen etwa 190 TWh weniger Biomasse zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme zur Verfügung. Folglich werden etwa 171 TWh mehr Wasserstoff zur Deckung dieses Prozesswärmebedarfs genutzt.

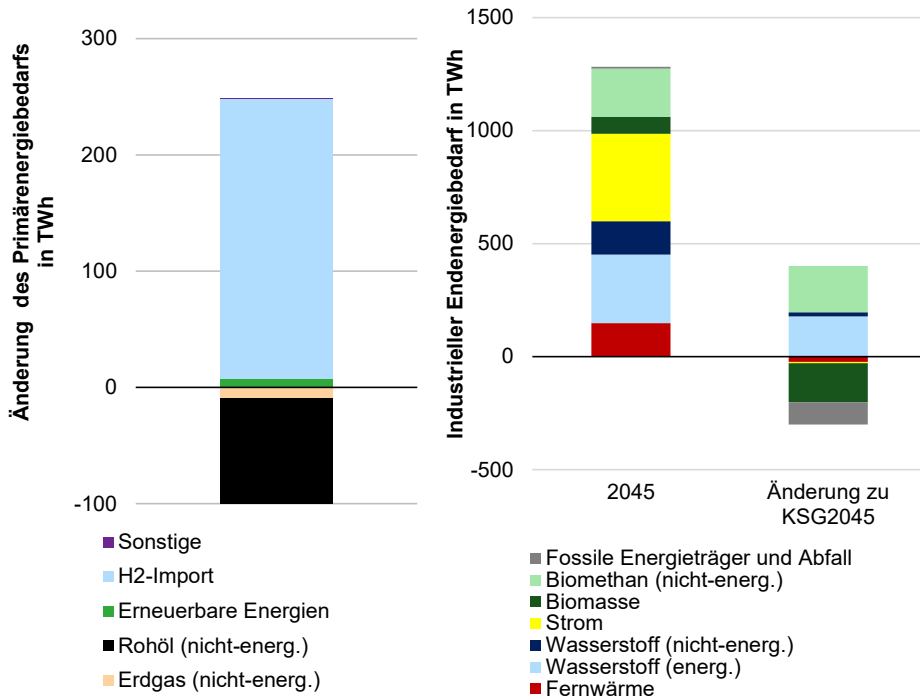


Abbildung 6.58: Veränderung des Primärenergiebedarfs im Vergleich zum KSG2045 Szenario (links) und industrieller Endenergiebedarf (rechts) bei Defossilisierung der chemischen Industrie im Jahr 2045, verändert, vorveröffentlichte Version in [56] (S.52)

Zudem wird mit etwa 29 TWh etwa 15 TWh mehr Strom durch Rückverstromung von Wasserstoff erzeugt. Damit wird teilweise die um etwa 21 TWh geringere Stromerzeugung durch Gaskraftwerke, die mit Biomethan betrieben werden, ersetzt. Entsprechend steigt die installierte Leistung der H₂-Gasturbinen um etwa 22 GW auf 54 GW im Jahr 2045, wobei diese regelbaren Kraftwerke weiterhin nur zur Überbrückung von Dunkelflauten eingesetzt werden. Zudem steigt die installierte Speicherkapazität der saisonalen Wasserstoffspeicher um 40,4 TWh gegenüber dem KSG2045 auf 75,8 TWh im Jahr 2045 an, wofür neue Salzkavernen erschlossen werden müssen. Wesentliche Ursachen für diesen zusätzlichen Speicherbedarf sind der verstärkte Einsatz von Wasserstoff in der Rückverstromung und die Deckung eines großen Teils der Prozesswärmenachfrage durch Wasserstoff, wobei der Wasserstoff während Dunkelflauten im Wesentlichen aus den Speichern entnommen werden muss. Insgesamt steigen die saldierten Mehrkosten im Jahr 2045 durch die Defossilisierung der chemischen Industrie um etwa 23% im Vergleich zum KSG2045 Szenario.

Wesentlicher Kostentreiber ist dabei der zusätzliche H₂-Import, der via Schiff aus Nordeuropa erfolgt.

Kurzfazit

Die Defossilisierung der chemischen Industrie führt zu einem Anstieg der Wasserstoffimporte um etwa 241 TWh auf 437 TWh im Jahr 2045. Dabei resultiert der zusätzliche Wasserstoffbedarf vor allem aus der Hochtemperaturprozesswärmeerzeugung und aus der vermehrten Rückverstromung in H₂-Gasturbinen zur Überbrückung von Dunkelflauten. Biomasse und daraus hergestelltes Biomethan, die im KSG2045 Szenario in diesen Bereichen eingesetzt werden, kommen vermehrt in der chemischen Industrie zum Einsatz, wo sie fossiles Naphtha ersetzen. Unter Annahme eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs können durch die dauerhafte Bindung von CO₂ in den mit Biomasse hergestellten Kunststoffen etwa 30 Mio. t CO₂ an negativen Emissionen bereitgestellt werden. Dementsprechend verringert sich der Bedarf an negativen Emissionen aus BECCS und DACS um 30 Mio. t CO₂. Die notwendige geologische CO₂-Speicherung verringert sich ebenfalls um 30 Mio. t CO₂. Insgesamt zeigt sich, dass der Einsatz von Biomasse teilweise durch die vermehrte Nutzung von Wasserstoff substituiert werden kann, wie beispielsweise in der Hochtemperaturprozesswärmeerzeugung oder für den Ausgleich von Dunkelflauten. Für die Defossilisierung der chemischen Industrie nehmen beide Energieträger jedoch wesentliche Rollen ein. Ein Ausstieg aus der nicht-energetischen Nutzung fossil basierter Energieträger führt jedoch zu einem erheblichen Kostenanstieg der saldierten Mehrkosten im Jahr 2045 von etwa 23% gegenüber dem KSG2045 Szenario.

6.5.5 Beitrag von Suffizienzentwicklungen zum Erreichen der Treibhausgasneutralität

Im Referenzszenario KSG2045 sind verhaltensbedingte Nachfrageänderungen nicht in den angenommenen Rahmendaten (vgl. Tabelle 5.3) berücksichtigt. In dieser Sensitivitätsanalyse wird daher untersucht, welchen Einfluss Suffizienzentwicklungen im Bereich Wohnen, dem motorisierten Individualverkehr und der Landwirtschaft auf ein treibhausgasneutrales Energiesystem im Jahr 2045 haben. Ein Konsumverzicht oder eine reduzierte Güterproduktion des Industriesektors sind nicht Teil dieser Analyse.

Während sich im KSG2045 Szenario der Wohnflächenbedarf auf 3,984 Mrd. m² im Jahr 2045 erhöht, gehen Cordroch et al. [99] davon aus, dass sich der Wohnflächenbedarf durch Suffizienzbestreben bis 2030 um etwa 10% und bis zum Jahr 2050 um etwa 28% gegenüber dem Jahr 2019 verringern lässt. In dieser Sensitivitätsanalyse wird ein moderaterer Rückgang der Wohnfläche auf 3,257 Mrd m² bis zum Jahr 2045 angenommen, womit diese um etwa 18% niedriger liegt als im KSG2045 (vgl. Tabelle 6.18).

Für den motorisierten Individualverkehr zeigen Arbeiten von Zozmann et al. [100] und Kost et al. [101], dass durch einen verstärkten Umstieg auf den ÖPNV, das Zurücklegen kurzer Distanzen mit dem Fahrrad, dem teilweisen Ersatz von Dienstreisen durch virtuelle Treffen sowie einer verstärkten Nutzung von Home-Office die Personenverkehrsnachfrage um etwa 30% gegenüber dem Jahr 2019 sinken kann. Entsprechend liegt die Personenverkehrsnachfrage für den motorisierten Individualverkehr in dieser Sensitivitätsanalyse mit 654 Mrd. pkm um 30% unter der Nachfrage des Jahres 2019.

Tabelle 6.18: Annahmen für Wohnflächenbedarf, motorisierten Individualverkehr und Landwirtschaft im Jahr 2045 in dieser Sensitivitätsanalyse und im Vergleich mit dem KSG2045

Jahr 2045	KSG2045	Suffizienzentwicklung	Literaturquellen
Wohnfläche in Mrd. m²	3,984 Mrd. m ²	3,257 Mrd. m ²	Angelehnt an [99]
Personenverkehrsnachfrage des motorisierten Individualverkehrs in Mrd. Pkm	878 Mrd. pkm	654 Mrd. pkm	[100], [101]
Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft in Mio. t CO_{2äq}	47,6 Mio. t CO _{2äq}	29,0 Mio. t CO _{2äq}	[102], [103]

Im Landwirtschaftssektor wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionen um 18,6 Mio. t CO_{2äq} gegenüber dem KSG2045 auf 29,0 Mio. t CO_{2äq} im Jahr 2045 zurückgehen. Ursächlich hierfür sind veränderte Ernährungsgewohnheiten der Bevölkerung, die sich auf die Viehbestände auswirken. Nach Dittrich et al. [103] wird angenommen, dass sich der durchschnittliche Fleischkonsum auf die untere Grenze der Ernährungsempfehlung der Deutschen Gesellschaft für Ernährung reduziert, was einer Abnahme von etwa 75% gegenüber dem heutigen Fleischkonsum bedeutet. Zudem wird angenommen, dass der Konsum von Milch und Milchprodukten um 15% zurückgeht.

Die Optimierungsergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse nehmen nur das Jahr 2045 in den Blick und zeigen, dass die Suffizienzentwicklungen zu einem Rückgang des Endenergiebedarfs führen. Im Verkehrssektor sinkt der Endenergiebedarf um etwa 22 TWh auf 282 TWh, im Gebäudesektor ist ein Rückgang des Endenergiebedarfs um etwa 44 TWh auf 233 TWh zu verzeichnen (vgl. Abbildung 6.59).

Da die Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft um 18,6 Mio. t CO_{2äq} geringer ausfallen als im KSG2045, verringert sich der Bedarf an negativen Emissionen zum Ausgleich dieser verbleibenden Restemissionen im Jahr 2045 ebenfalls um 18,6 Mio. t CO₂. Die von DAC-Anlagen abgeschiedene CO₂-Menge reduziert sich dementsprechend und führt zu einem etwa 16 TWh geringeren Stromverbrauch durch DAC-Anlagen im Jahr 2045.

Der Wärmebedarf sinkt durch die Suffizienzentwicklungen um 117 TWh auf 865 TWh im Jahr 2045 (vgl. Abbildung 6.59). Durch den verringerten Wohnflächenbedarf sinkt die Wärmenachfrage der Wohngebäude, sodass der dezentrale Wärmebedarf in den Gebäuden um etwa 55 TWh sinkt. Zudem sinkt der Wärmebedarf in Nahwärmenetzen um etwa 28 TWh, der Niedertemperaturprozesswärmebedarf geht aufgrund des geringeren Einsatzes von DAC-Anlagen um etwa 31 TWh zurück. Da ein Großteil des Wärmebedarfs in den Gebäuden, Nahwärmenetzen und in der Niedertemperaturprozesswärme durch Wärmepumpen gedeckt wird, geht die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen und PtH-Anwendungen um etwa 109 TWh auf etwa 550 TWh zurück. Dementsprechend sinkt die installierte thermische Leistung der Wärmepumpen um etwa 21 GW_{th} auf etwa 109 GW_{th}. Dies wirkt sich ebenfalls auf den Stromverbrauch aus, der im Jahr 2045 mit 1174 TWh etwa 42 TWh niedriger ausfällt als im KSG2045 Szenario. Aufgrund des niedrigeren

Stromverbrauchs verringert sich die installierte Photovoltaikleistung um etwa 9 GW gegenüber dem KSG2045, während etwa 11 GW weniger Windenergie installiert sind.

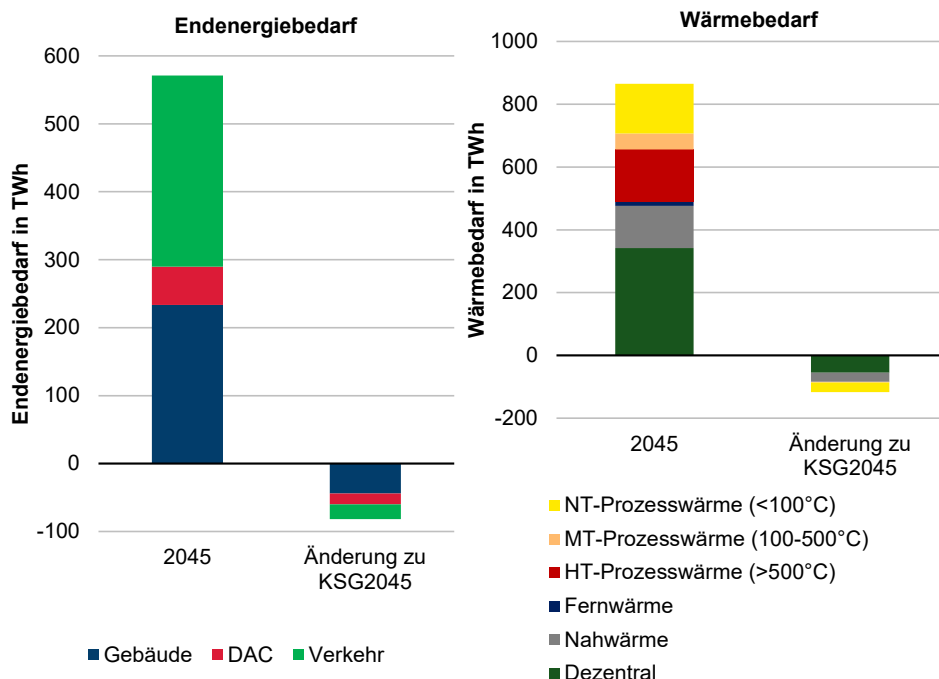


Abbildung 6.59: Endenergiebedarf des Gebäude- und Verkehrssektors sowie der DAC-Anlagen im Jahr 2045 bei Berücksichtigung von Suffizienzentwicklungen (links) und Wärmebedarf (rechts) sowie Änderung zum Referenzszenario KSG2045

Im motorisierten Individualverkehr bewirkt die angenommene Reduktion der Personenverkehrsleistung eine Reduktion der Verkehrsleistung batterieelektrischer Pkw um etwa 117 Mrd. pkm gegenüber dem KSG2045 Szenario und von Brennstoffzellen-Pkw um etwa 107 Mrd. pkm (vgl. Abbildung 6.60), wodurch Verkehrsleistung der Brennstoffzellen-Pkw um 48% geringer ausfällt als im KSG2045. Dadurch erhöht sich der Anteil batterieelektrischer Pkw am motorisierten Individualverkehr um etwa 7% auf 79% im Jahr 2045. Dies wirkt sich auf den Wasserstoffbedarf insgesamt aus, der mit etwa 388 TWh etwa 24 TWh geringer ausfällt als im KSG2045 Szenario. Dabei reduziert sich die Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor um etwa 13 TWh, für die Rückverstromung von Wasserstoff werden 9 TWh weniger Wasserstoff benötigt.

Insgesamt reduzieren sich die Gesamtsystemkosten im Jahr 2045 durch die Suffizienzentwicklungen um etwa 58 Mrd. € gegenüber dem KSG2045 Referenzszenario (vgl. Abbildung 6.60). Dies entspricht einer Kostenreduktion von etwa 42% gegenüber den saldierten Mehrkosten des KSG2045 gegenüber der BaU-Entwicklung. Die größten Kosteneinsparungen entfallen dabei auf den Transportsektor mit etwa -23 Mrd. € und dem Gebäudesektor mit etwa -20 Mrd. €. Dementsprechend sind mit Suffizienzbestreben erhebliche Kosteneinsparungen gegenüber einer Entwicklung ohne verhaltensbedingte Nachfragereduktionen verbunden.

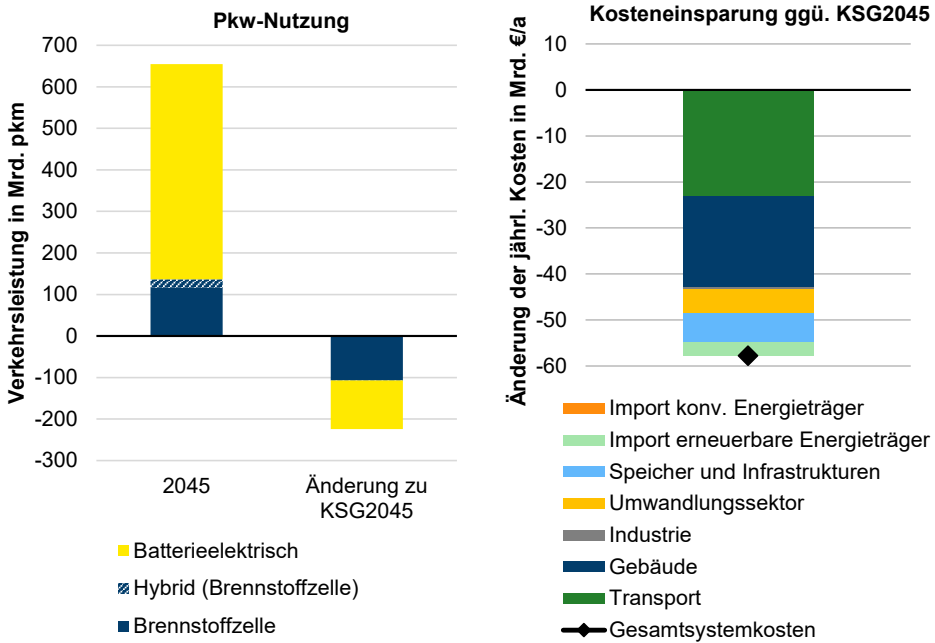


Abbildung 6.60: Pkw-Nutzung im Jahr 2045 bei Berücksichtigung von Suffizienzentwicklungen und Änderung zum Referenzszenario KSG2045 (links) sowie Kosteneinsparung der Sensitivitätsanalyse gegenüber dem KSG2045 im Jahr 2045 (rechts)

Kurzfazit

Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse zeigen, dass Suffizienzentwicklungen signifikante Auswirkungen auf ein treibhausgasneutrales Energiesystem haben. Veränderte Ernährungsgewohnheiten verringern die verbleibenden Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft um etwa 18,6 Mio. t CO₂äq, sodass DAC-Anlagen in gleichem Umfang weniger negative Emissionen zum Ausgleich dieser Restemissionen bereitstellen müssen. Zudem führt ein verringerter Wohnflächenbedarf zu einem etwa 117 TWh geringeren Wärmebedarf und einem niedrigeren Ausbau an Wärmepumpen. Im Verkehrssektor führt eine verringerte Personenverkehrsnachfrage zu weniger benötigten Pkw mit Brennstoffzellen- oder batterieelektrischem Antrieb und zu Kosteneinsparungen von etwa 23 Mrd. € gegenüber dem KSG2045 Szenario. Insgesamt sollten Suffizienzbestreben dementsprechend in größtmöglichen Maßen unterstützt werden, da sie den notwendigen Ausbau von Schlüsseltechnologien wie beispielsweise Wärmepumpen oder emissionsfreien Pkw, verringern und zu erheblichen Kosteneinsparungen von etwa 58 Mrd. € führen. Aus systemanalytischer Perspektive zeigen die Analyseergebnisse, dass die energieverbrauchsbestimmenden Rahmendaten die Optimierungsergebnisse signifikant prägen. Für zukünftige Analysen lässt sich daher bemerken, dass der Annahme dieser Parameter ein größerer Platz eingeräumt werden sollte.

6.5.6 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel wird analysiert, wie sich im KSG2045 Szenario nicht berücksichtigte Maßnahmen und Entwicklungen auf die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität und das treibhausgasneutrale Energiesystem auswirken. Dabei wird die letzte Forschungsfrage dieser Arbeit beantwortet:

- *In welchem Umfang sind Emissionssenkungen für das Erreichen der Treibhausgasneutralität erforderlich?*

Während im KSG2045 Szenario negative Emissionen in Höhe von 77 Mio. t CO_{2aq} notwendig sind, um die Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, zeigen diese Analysen, dass diese Menge von diversen Faktoren beeinflusst wird. Durch Suffizienzmaßnahmen und veränderte Ernährungsgewohnheiten lässt sich die benötigte Menge an negativen Emissionen um etwa 19 Mio. t CO₂ gegenüber dem KSG2045 verringern. Im Gegensatz dazu können bis zu 186 Mio. t CO₂ an negativen Emissionen benötigt werden, falls auf besonders kostenintensive Emissionsreduktionsmaßnahmen, beispielsweise in der chemischen Industrie, verzichtet wird und stattdessen diese verbleibenden Emissionen durch direkte Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre und anschließende permanente Speicherung ausgeglichen werden. Neben technischen Emissionssenkungen kann auch der Sektor Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft bis zu 40 Mio. t CO₂ an negativen Emissionen beitragen. Hierfür sind jedoch umfangreiche Maßnahmen notwendig, die sich zudem auf die verfügbaren Bioenergiepotenziale und die Landwirtschaft auswirken. Im Folgenden werden die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalysen zusammengefasst.

Die erste Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die Bereitstellung von negativen Emissionen durch den Sektor Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft (LULUCF) eine kostengünstige Maßnahme zum Erreichen der Treibhausgasneutralität darstellt und nach Möglichkeit umgesetzt werden sollte. Durch eine Emissionssenkungsleistung des LULUCF-Sektors in Höhe von 40 Mio. t CO₂ im Jahr 2045 verringert sich der Bedarf an permanenter geologischer CO₂-Speicherung ebenfalls um 40 Mio. t CO₂. Zudem wird der Ausbaubedarf kostenintensiver Maßnahmen zur Bereitstellung negativer Emissionen, zum Beispiel durch DAC-Anlagen, signifikant verringert. Zur Bereitstellung dieser negativen Emissionen müssen im LULUCF-Sektor jedoch eine Vielzahl von Maßnahmen wie beispielsweise die Wiedervernässung von Mooren und eine Extensivierung der Waldnutzung umgesetzt werden. Die Wechselwirkungen dieser Maßnahmen mit den Bioenergiepotenzialen sind noch nicht hinreichend untersucht und sollten zukünftig durch Modelle für die Nutzung von Wäldern und landwirtschaftlichen Böden analysiert werden.

Während im KSG2045 Szenario die permanente geologische CO₂-Speicherung auf ein notwendiges Minimum zum Erreichen der Treibhausgasneutralität beschränkt ist, zeigt die zweite Sensitivitätsanalyse, dass die jährliche CO₂-Einspeichermenge eine Schlüsselgröße für das treibhausgasneutrale Energiesystem darstellt. Die permanente geologische CO₂-Speicherung ist dabei kosteneffizient, sodass im Jahr 2045 bis zu 284 Mio. t CO₂ eingespeichert werden kann, was einer Steigerung von 194 Mio. t CO₂ gegenüber dem KSG2045 entspricht. Dies verlängert die Nutzung fossiler Energieträger, sodass kostenintensive Emissionsreduktionsmaßnahmen in den Sektoren Industrie und Energie nicht umgesetzt werden müssen. Dadurch werden im Jahr 2045 etwa 828 TWh fossiles Erdgas importiert, was zu einer Importabhängigkeit von etwa 52% führt. Trotzdem zeigt sich, dass der Ausbau

von Erneuerbaren Energien, die Installation von Wärmepumpen und die Nutzung von Wasserstoff robuste Maßnahmen darstellen. Kann nur CO₂, welches durch DAC-Anlagen abgeschieden wird, unbegrenzt geologisch gespeichert werden, verringert sich die Nutzung fossiler Energieträger. Trotzdem basiert die chemische Industrie unter diesen Randbedingungen auf fossilen Energieträgern und dem Ausgleich der entstehenden Emissionen durch negative Emissionen. Während die Stahlherstellung unter diesen Annahmen auf die Wasserstoffdirektreduktion umgestellt wird, stellt die Rückverstromung von Wasserstoff weiterhin keine kostenoptimale Lösung dar. Insgesamt zeigt sich, dass aus kostenoptimaler Sicht eine Bereitstellung negativer Emissionen durch DAC-Anlagen einer vollständigen Emissionsreduktion in allen Sektoren vorzuziehen ist. Dies kann jedoch zu Abhängigkeiten des treibhausgasneutralen Energiesystems von fossilen Energieträgerimporten und einem nochmals schnelleren Markthochlauf der DAC-Technologie führen.

Eine weitere Sensitivitätsanalyse zeigt, dass Treibhausgasneutralität bei identischem Treibhausgasbudget zum *KSG2045* Szenario auch erst im Jahr 2050 erreicht werden kann. Dabei unterscheiden sich die treibhausgasneutralen Energiesysteme im Jahr 2050 und 2045 kaum. Für die stärkere Emissionsreduktion zu Beginn des Transformationszeitraums ist dabei ein schnellerer Ausbau von Photovoltaik und Windenergie und ein beschleunigter Hochlauf der Elektromobilität erforderlich. Die installierte Leistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen liegt mit etwa 310 GW im Jahr 2030 etwa 59 GW über dem Ausbau im *KSG2045* Szenario. Zudem müssen Energieeffizienz- und Sanierungsmaßnahmen in noch stärkerem Maße umgesetzt werden. Im Gegenzug ermöglicht der längere Transformationszeitraum, dass kapitalintensive Emissionsreduktionsmaßnahmen in der Industrie, wie beispielsweise in der Stahlherstellung oder der chemischen Industrie, erst später umgesetzt werden müssen und somit mehr Zeit für die Umsetzung verbleibt. Zudem verbleiben fünf Jahre länger, um Technologien weiterzuentwickeln, die erst zu Ende des Transformationsprozesses benötigt werden oder den Aufbau von Infrastrukturen voranzutreiben. Darüber hinaus besteht die Chance bestehende Investitionszyklen von kapitalintensiven Anlagen zu nutzen, um diese Anlagen auszutauschen.

Die Defossilisierung der chemischen Industrie stellt eine zusätzliche Herausforderung zur Treibhausgasneutralität dar und führt im Jahr 2045 zu erheblichen Mehrkosten von etwa 23% gegenüber dem *KSG2045* Szenario. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass durch die Defossilisierung der Wasserstoffbedarf um 58% auf etwa 651 TWh im Jahr 2045 ansteigt. Dabei resultiert der zusätzliche Wasserstoffbedarf vor allem aus dem Industriesektor und der vermehrten Rückverstromung in H₂-Gasturbinen. Biomasse und Biomethan werden im Gegenzug vermehrt in der chemischen Industrie eingesetzt, wo sie fossiles Naphtha ersetzen. Unter Annahme eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs können durch die dauerhafte Bindung von CO₂ in den mit Biomasse hergestellten Kunststoffen etwa 30 Mio. t CO₂ an negativen Emissionen bereitgestellt werden. Dementsprechend verringert sich der Bedarf an negativen Emissionen aus BECCS und DACS sowie die notwendige geologische CO₂-Speicherung jeweils um etwa 30 Mio. t CO₂. Insgesamt beruht die Defossilisierung der chemischen Industrie somit nicht nur auf der verstärkten Nutzung von Wasserstoff, sondern auch auf der Verwendung von Biomasse und Biomethan in der chemischen Industrie. Zudem zeigt sich, dass Wasserstoff und Biomasse teilweise in den gleichen Anwendungsfeldern verwendet werden können, wie beispielsweise zur Erzeugung von

Hochtemperaturprozesswärme oder dem Ausgleich von Dunkelflauten, und die optimale Nutzung dieser zentralen Energieträger daher von den gesetzten Randbedingungen abhängt.

Abschließend zeigt eine Sensitivitätsanalyse, dass Suffizienzmaßnahmen einen signifikanten Einfluss auf die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität haben. Durch veränderte Ernährungsgewohnheiten lassen sich die Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft im Jahr 2045 um etwa 19 Mio. t CO_{2aq} verringern, sodass DAC-Anlagen in gleichem Umfang weniger negative Emissionen zum Ausgleich dieser Restemissionen bereitstellen müssen. Im Gebäudesektor führt ein verringerter Wohnflächenbedarf zu einem geringeren Wärmebedarf und einem niedrigeren Ausbau an Wärmepumpen. Zudem können durch eine verringerte Personenverkehrsnachfrage bis zu ein Viertel aller Pkw eingespart werden, wodurch sich der notwendige Bedarf an Pkw mit emissionsfreiem Antrieb deutlich verringert. Insgesamt führen Suffizienzmaßnahmen im Jahr 2045 zu erheblichen Kosteneinsparungen von etwa 58 Mrd. € gegenüber dem *KSG2045* Szenario und sollten folglich konsequent umgesetzt werden. Zudem zeigen die Analyseergebnisse, dass energieverbrauchsbestimmende Rahmendaten die Optimierungsergebnisse signifikant prägen und daher die Annahme dieser Parameter zukünftig stärker im Fokus stehen sollte.

7 Zusammenfassung

Ziel dieser Arbeit ist es, kostenoptimale Transformationsstrategien des deutschen Energiesystems hin zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 zu analysieren. Dabei sollen robuste sowie konsistente Transformationspfade für das Gesamtenergiesystem aufgezeigt werden, die auch die Versorgungssicherheit in einem treibhausgasneutralen Energiesystem in den Blick nehmen. Zudem sollen Einflussfaktoren auf die Kosten der Transformation analysiert werden. Des Weiteren soll untersucht werden, welche Rolle Wasserstoff in den Transformationsstrategien einnehmen kann. Darüber hinaus soll aufgezeigt werden, in welchem Umfang Emissionssenkungen für das Erreichen von Treibhausgasneutralität erforderlich sind. Das Ziel der Treibhausgasneutralität wird dabei im Sinne der Netto-Treibhausgasneutralität als Gleichgewicht zwischen anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen in die Atmosphäre und der anthropogenen Entfernung von Treibhausgasen aus der Atmosphäre definiert. Hierbei gelten Treibhausgase, die durch menschliche Aktivitäten zusätzlich zum natürlichen Kohlenstoffkreislauf dauerhaft aus der Atmosphäre entfernt werden, als negative Emissionen. Dementsprechend soll ein bestehendes Energiesystemmodell weiterentwickelt werden, um alle Treibhausgasemissionen Deutschlands bilanziell adäquat zu berücksichtigen und negative Emissionen über detailliert abgebildete Prozessketten bereitstellen zu können.

Existierende Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität

Zur Beschreibung der Ausgangslage für diese Arbeit werden existierende Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität vorgestellt und insbesondere hinsichtlich der Erfassung aller Treibhausgasemissionsquellen und -senken verglichen. Die Erkenntnisse aus diesem Vergleich dienen dabei zur Herleitung der Forschungslücken und den in dieser Arbeit notwendigen Modellerweiterungen.

- Treibhausgasemissionen, die nicht durch den Verbrauch von Energie verursacht werden, sind in einigen Szenarien nicht detailliert bilanziert. Da diese Emissionen sich jedoch nur schwer vermeiden lassen, rücken sie vor dem Hintergrund zunehmend stringenterer Reduktionsziele zum Ende des Transformationspfades in den Vordergrund. Für eine vollständige Abbildung von Transformationspfaden hin zur Treibhausgasneutralität ist es daher zwingend erforderlich, diese Treibhausgasemissionen bilanziell zu berücksichtigen. Sektoren, die außerhalb der Bilanzgrenze eines Energiesystemmodells liegen, wie beispielsweise die Landwirtschaft, müssen durch transparente, exogen gesetzte Emissionspfade mitbilanziert werden.
- Negative Emissionen, die zum Ausgleich der verbleibenden Restemissionen bei Treibhausgasneutralität erforderlich sind, werden in den existierenden Szenarien nur unzureichend abgebildet. Die Mehrheit der Szenarien berücksichtigt nicht alle technischen Optionen zur Bereitstellung negativer Emissionen oder verlagert die Bereitstellung negativer Emissionen nach außerhalb der Bilanzgrenzen. Zudem werden bis auf eine Ausnahme die energieverbrauchsrelevanten Auswirkungen der Bereitstellung negativer Emissionen ignoriert. Dementsprechend soll das bestehende Energiesystemmodell um eine detaillierte Abbildung technischer Emissionssenkungen erweitert werden, um alle technischen Optionen zur Bereitstellung negativer Emissionen und ihre Energiebedarfe analysieren zu können.

- Viele der existierenden Szenarien sind durch den Einsatz gekoppelter Sektormodelle erstellt worden, die keine konsistente Optimierung der Transformationspfade hin zur Treibhausgasneutralität leisten können. Zudem findet bis auf eine Ausnahme keine umfassende Bewertung der Transformationskosten statt, da die Mehrheit der Szenarien keine oder nur eine unzureichende Kostenanalyse durchführt. Durch die Verwendung eines kostenoptimalen, integrierten Gesamtenergiesystemmodells in dieser Arbeit soll die Konsistenz der Transformationspfade gewährleistet und eine umfassende Darstellung der Transformationskosten ermöglicht werden.
- Die Mehrheit der existierenden Szenarien stellt nicht sicher, dass die Energieversorgung in einem treibhausgasneutralen Energiesystem auch in Extremsituationen, wie beispielsweise während Dunkelflauten, gewährleistet ist. Hingegen soll in dieser Arbeit durch eine umfassende Analyse des Speicherbedarfs, des Bedarfs an regelbaren Kraftwerken und der Rolle von nachfrageseitigen Flexibilitäten sichergestellt werden, dass auch in kalten Dunkelflauten zu jederzeit die Energieversorgung gewährleistet ist.

Methodik der Modellierung

In dieser Arbeit wird ein integriertes Gesamtenergiesystemmodell, welches kostenoptimale Transformationspfade für das deutsche Energiesystem berechnet, als Basismodell verwendet. Für die bilanzielle Berücksichtigung von Nicht-CO₂ Emissionen aus den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Abfall und Landwirtschaft, die bisher nur unzureichend im Energiesystemmodell erfasst sind, wird das Optimierungsmodell um virtuelle Emissionsquellen erweitert. Durch die Parametrisierung dieser virtuellen Emissionsquellen mit exogenen Emissionspfaden, die Emissionsreduktionsmaßnahmen beinhalten, werden alle Treibhausgasemissionen in der Emissionsbilanz des Energiesystemmodells berücksichtigt. Zudem können damit die negativen Emissionen aus dem Sektor Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft (LULUCF) als Beitrag zum Erreichen der Treibhausgasneutralität bilanziert werden. Darüber hinaus werden Prozesse zur CO₂-Abscheidung aus den Abgasen von Industrieprozessen im Modell implementiert, um die verbleibenden Restemissionen bei Treibhausgasneutralität zu verringern. Modelliert wird dabei das Post-Combustion Verfahren als Retrofittingoption für bestehende Industrieprozesse. Dabei werden sowohl die Strom- und Wärmeverbräuche als auch die Kosten der CO₂-Abscheidungsprozesse im Optimierungsmodell berücksichtigt.

Durch die Abbildung des CO₂-Transports und der permanenten geologischen CO₂-Speicherung können nicht vermeidbare CO₂-Emissionen abgeschiedenen und dauerhaft gespeichert werden. Die Kosten für den Transport und die dauerhafte Speicherung des CO₂ werden dabei ebenfalls im Energiesystemmodell berücksichtigt. Über diesen Pfad ist auch die Bereitstellung negativer Emissionen möglich, falls Biomasse in Kraftwerken oder Industrieprozessen eingesetzt wird und die entstehenden CO₂-Emissionen abgeschieden und permanent gespeichert werden (BECCS).

Eine weitere Option zur Bereitstellung negativer Emissionen stellt die direkte Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre (DAC) dar, falls das CO₂ ebenfalls permanent geologisch gespeichert wird. Im Energiesystemmodell werden hierzu die zwei DAC-Verfahren der Hochtemperatur-Absorption und der Niedertemperatur-Adsorption durch detaillierte Prozessketten modelliert. Beim Absorptionsverfahren wird Wärme bei einer Temperatur von

etwa 900 °C benötigt, um das im Absorptionsmittel gebundene CO₂ zu lösen. Das Adsorptionsverfahren verwendet Wärme bei einer Temperatur von etwa 100°C zur Regeneration der Filter, während der das CO₂ von den Sorptionsmaterialien getrennt wird. Die Wärmeverbräuche der DAC-Verfahren sind dabei ebenso wie die Stromverbräuche im Energiesystemmodell abgebildet, wobei erwartet wird, dass sich diese Energieverbräuche durch Weiterentwicklung der Verfahren bis zum Jahr 2045 verringern. Zudem wird angenommen, dass sich die Investitionskosten der DAC-Anlagen verringern, da noch erhebliche Kostensenkungspotenziale bestehen. Die energieverbrauchsrelevanten Nachfragen und die Kosten der DAC-Verfahren sind somit detailliert in den Transformationspfadanalysen berücksichtigt. Insgesamt können durch die Erweiterungen des Gesamtenergiesystemmodells nun konsistente und kostenoptimale Transformationsstrategien hin zur deutschen Treibhausgasneutralität analysiert werden.

Transformationsstrategien hin zur Treibhausgasneutralität

Die Treibhausgasreduktionsziele, die für die Analysen in dieser Arbeit zugrunde gelegt werden, sind dem deutschen Klimaschutzgesetz entnommen. Bis zum Jahr 2030 ist eine Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen um mindestens 65% gegenüber dem Jahr 1990 vorgegeben, das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität muss bis zum Jahr 2045 erreicht werden. Das entwickelte Referenzszenario *KSG2045* zeigt dabei einen kostenoptimalen, konsistenten Transformationspfad zur Einhaltung dieser Emissionsreduktionsziele auf. Zudem werden in drei Analyseschwerpunkten die Transformationskosten, die Rolle des Wasserstoffs während der Transformation und besondere Herausforderungen, die mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität verbunden sind, untersucht. Die übergeordnete Forschungsfrage lautet:

- *Wie sieht eine kostenoptimale, robuste Transformationsstrategie des deutschen Energiesystems zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 aus?*

Eine zwingend notwendige Voraussetzung der Transformationsstrategie ist eine nahezu vollständige Emissionsreduktion in den Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr. Im Industriesektor ist ebenso eine umfassende Emissionsreduktion notwendig, es verbleiben jedoch schwer vermeidbare Prozessemissionen, die zusammen mit den verbleibenden Emissionen aus dem Landwirtschaftssektor durch negative Emissionen ausgeglichen werden müssen. Hierfür sind negative Emissionen in Höhe von 77 Mio. t CO_{2aq} notwendig, die entweder durch direkte Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre oder durch die Abscheidung von CO₂ aus biomassegefeuerten Kraftwerken und Industrieprozessen sowie jeweils eine anschließende permanente Speicherung des CO₂ in geologischen Lagerstätten bereitgestellt werden müssen.

Die Nutzung von Wasserstoff in Höhe von etwa 412 TWh im Jahr 2045 stellt ein robustes Element der Transformationsstrategie dar und ist insbesondere für die Emissionsreduktion in der Industrie notwendig. Wasserstoff wird jedoch auch im Verkehrssektor eingesetzt und in Gasturbinen zur Überbrückung von Dunkelflauten verwendet. Die Bioenergie übernimmt mit einem Einsatz von etwa 430 TWh im Jahr 2045 eine zentrale Rolle in der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und stellt eine kosteneffektive Maßnahme zur Erreichung der Treibhausgasneutralität dar. Dies gilt ebenso für Effizienzmaßnahmen in der Industrie und der Sanierung von Bestandsgebäuden, die entscheidend dazu beitragen, dass der Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2045 um etwa 27% im Vergleich zum Jahr 2020 sinkt.

Eine unverzichtbare Maßnahme für die Transformationsstrategie ist der Ausbau von Windenergie und Photovoltaik auf eine zusammen installierte Erzeugungsleistung von 734 GW im Jahr 2045. Dieser Ausbau ist zwingend erforderlich, um die Stromerzeugung zu dekarbonisieren und die Stromnachfrage für die Sektorenkopplung in Höhe von bis zu 665 TWh im Jahr 2045 zu decken. Die Sektorenkopplung stellt dabei eine kostenoptimale Maßnahme dar, um ein treibhausgasneutrales Energiesystem zu erreichen. Dieses führt zu neuen Herausforderungen, die in der zweiten Forschungsfrage aufgegriffen werden:

- *Wie kann in einem treibhausgasneutralen Energiesystem die Versorgungssicherheit über das ganze Jahr gewährleistet werden?*

Die Versorgungssicherheit in einem Energiesystem, das auf volatilen Erneuerbaren Energien basiert, wird durch eine Kombination aus Energiespeichern, regelbaren Kraftwerken und einer möglichst flexiblen Stromnachfrage sichergestellt. Hierfür ist ein Ausbau von Stromspeichern für den Ausgleich der volatilen Stromerzeugung im Tagesverlauf ebenso wichtig, wie der Aufbau von etwa 35 TWh Wasserstoffspeichern zum saisonalen Ausgleich von Wasserstoffbereitstellung und -nachfrage. Dunkelflauten werden überwiegend durch den Einsatz von regelbaren Kraftwerken überbrückt, wofür im Jahr 2045 bis zu 86 GW an Kraftwerksleistung benötigt werden, die mit Biomasse oder Wasserstoff betrieben werden. Entscheidend ist jedoch ebenso, dass die Stromnachfrage in einem treibhausgasneutralen Energiesystem flexibel wird und sich dem volatilen Stromangebot anpassen kann. Elektrolyseure, Wärmepumpen und PtH-Anwendungen werden folglich vorwiegend zu Zeiten mit hoher Stromerzeugung durch Windturbinen und Photovoltaikanlagen betrieben, was nur in Verbindung mit Wärme- und Wasserstoffspeichern möglich ist. Diese flexible Fahrweise dieser Stromnachfrager stellt dabei aus Gesamtsystemsicht ein kostenoptimales Ergebnis dar.

Die zentralen Kernaussagen des Referenzszenarios sind im Folgenden zusammengefasst.

Referenzszenario KSG2045

- Bis zum Jahr 2030 sinken die Treibhausgasemissionen des Energiesektors um etwa 80% gegenüber dem Jahr 2020 auf etwa 51 Mio. t CO_{2äq}. Die schnelle Dekarbonisierung der Stromerzeugung ist eine wesentliche Voraussetzung für die Kopplung des Energiesektors mit den anderen Sektoren des Energiesystems. Dabei wird für diese schnelle Emissionsreduktion der Kohleverstromungsausstieg aus kostenoptimalen Gründen vorgezogen, sodass unter den gewählten Randbedingungen bereits im Jahr 2030 praktisch keine Stromerzeugung durch Kohlekraftwerke mehr stattfindet.
- Bei Netto-Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 verbleiben nicht vermeidbare Restemissionen in Höhe von 90 Mio. t CO_{2äq}, die mit etwa 48 Mio. t CO_{2äq} überwiegend in der Landwirtschaft und mit etwa 35 Mio. t CO_{2äq} als prozessbedingte Emissionen in der Industrie entstehen. Durch die Verwendung von CO₂-Abscheidung bei der Zementherstellung und anschließender geologischer Speicherung (CCS) verringern sich die Restemissionen auf etwa 77 Mio. t CO_{2äq}, die durch negative Emissionen in gleicher Höhe ausgeglichen werden müssen. Es zeigt sich daher, dass eine bilanzielle Berücksichtigung dieser nicht durch den Verbrauch von Energie bestimmten Treibhausgasemissionen von zentraler Bedeutung für die Modellierung treibhausgasneutraler Transformationsstrategien ist.

- Der Großteil der benötigten negativen Emissionen wird mit etwa 57 Mio. t CO₂ durch direkte Abscheidung von CO₂ aus der Luft (DAC) und anschließende permanente Speicherung bereitgestellt. Das verwendete Niedertemperatur-Adsorptionsverfahren weist dabei im Jahr 2045 einen Stromverbrauch von etwa 72 TWh auf, die CO₂-Abscheidekosten liegen durchschnittlich bei etwa 215 €/tCO₂. Die verbleibenden etwa 20 Mio. t CO₂ an benötigten negativen Emissionen werden durch BECCS bereitgestellt, sodass insgesamt jährlich 90 Mio. t CO₂ in geologischen Lagerstätten permanent gespeichert werden müssen. BECCS und DAC-Anlagen sowie die permanente geologische CO₂-Speicherung stellen somit Schlüsselemente zum Erreichen der Treibhausgasneutralität dar.
- Der Primärenergieverbrauch sinkt im Zuge der Transformation um etwa 40% auf etwa 2164 TWh im Jahr 2045. Durch die vollständige Umstellung der energetischen Nutzung von Energieträgern auf Erneuerbare Energien und die konsequente Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen in allen Sektoren des Energiesystems sinkt die Energieimportquote von heute etwa 74% auf etwa 22% im Jahr 2045. Dementsprechend verringert sich durch die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität die Abhängigkeit des deutschen Energiesystems von Energieträgerimporten.
- Der Stromverbrauch steigt bis zum Jahr 2045 auf etwa 1216 TWh an, wofür überwiegend Maßnahmen der Sektorenkopplung verantwortlich sind. Dementsprechend entfallen bei Treibhausgasneutralität etwa 311 TWh des Strombedarfs auf die Elektrolyse zur inländischen Wasserstoffherstellung und etwa 208 TWh auf Wärmepumpen und Power-to-Heat Anwendungen in Gebäuden und der Industrie. Die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen stellt darüber hinaus eine kosteneffektive Maßnahme dar, um einen noch stärkeren Anstieg des Stromverbrauchs zu verhindern.
- Zur Deckung des Strombedarfs sind im Jahr 2045 etwa 844 GW an Stromerzeugungsleistung installiert. Davon entfallen etwa 450 GW auf die Photovoltaik, etwa 213 GW auf Onshore Windenergie und etwa 72 GW auf Offshore Windenergie. Hierfür sind über den gesamten Betrachtungszeitraum ambitionierte Ausbauten von durchschnittlich etwa 16 GW Photovoltaik und etwa 9 GW Windenergie pro Jahr erforderlich. Bereits bis zum Jahr 2030 ist ein Ausbau der Photovoltaik und Windenergie auf insgesamt etwa 251 GW installierte Leistung erforderlich, um mehr als 90% der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien bereitzustellen und damit die Sektorenkopplung zu ermöglichen. Insgesamt stellt die auf Erneuerbaren Energien basierende Stromerzeugung somit ein Schlüsselement dar, um die anderen Sektoren des Energiesystems zu dekarbonisieren.
- Die Energieversorgung wird auch während kalten Dunkelflauten gewährleistet, da im Jahr 2045 etwa 86 GW an regelbarer Kraftwerksleistung installiert sind, die mit Wasserstoff oder Biomasse betrieben werden und diese Dunkelflauten überbrücken. Zudem ist einerseits der Ausbau von Stromspeichern notwendig, um die volatile Stromerzeugung im Tagesverlauf auszugleichen. Andererseits müssen für die saisonale Energiespeicherung Wasserstoffkavernenspeicher bereitgestellt werden, die während des Sommers geladen werden und den Wasserstoff im Winter, insbesondere während Dunkelflauten, bereitstellen.
- Für den Ausgleich der volatilen Stromerzeugung in einen treibhausgasneutralen Energiesystem ist es jedoch ebenfalls entscheidend, dass die Stromnachfrage flexibel wird und sich dem Stromdargebot anpassen kann. Die Analysen zeigen, dass

es aus Gesamtsystemsicht optimal ist, die Stromnachfrage der Elektrolyseure und Wärmepumpen bei hoher Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien zu erhöhen und bei Dunkelflauten auf ein Minimum herunterzufahren. Hierfür ist die Installation von Wasserstoff- und Wärmespeichern von zentraler Bedeutung, um Wasserstoff- und Wärmenachfrage von der Erzeugung zeitlich zu entkoppeln.

- Da sich der Betrieb des treibhausgasneutralen Stromversorgungssystems somit fundamental vom Betrieb eines fossil-basierten Systems unterscheidet, wird in dieser Arbeit der Begriff der flexiblen Jahreshöchstlast eingeführt, um die höchste Stromnachfrage eines Jahres zu beschreiben. Die heutige Höchstlast von etwa 77 GW im Jahr 2019 ist ausschließlich nachfragegetrieben und eignet sich daher nicht zur Beschreibung eines treibhausgasneutralen Stromversorgungssystems. Stattdessen entsteht die flexible Jahreshöchstlast von etwa 339 GW im Jahr 2045 durch das Zusammenwirken von flexiblen Stromnachfragern, volatiler Stromerzeugung, Speichern und der sonstigen Stromnachfrage und fällt auf einen Zeitpunkt mit hoher Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windenergie. Die flexible Jahreshöchstlast beschreibt somit keine kritische Versorgungssituation. Stattdessen sollte die Versorgungssicherheit zukünftig durch die Berücksichtigung von Dunkelflauten beurteilt werden, da diese den Ausbaubedarf an regelbarer Kraftwerksleistung und Speichern bestimmen.
- Wasserstoff stellt mit einem Verbrauch von etwa 412 TWh im Jahr 2045 einen zentralen Energieträger in einem treibhausgasneutralen Energiesystem dar. Dabei entfällt etwa 65% der Wasserstoffnachfrage auf den Industriesektor, wo der Wasserstoff überwiegend bei der Stahlherstellung und in der chemischen Industrie eingesetzt wird. Zudem werden etwa 117 TWh Wasserstoff im Verkehrssektor verbraucht, wobei hier die Wasserstoffnachfrage durch den Lkw-Transport mit etwa 63% dominiert.
- Der benötigte Wasserstoff wird dabei zu 53% inländisch durch Elektrolyse hergestellt, wofür im Jahr 2045 eine Elektrolyseleistung von etwa 71 GW_{H₂} benötigt wird. Der verbleibende Wasserstoffbedarf wird zu etwa 150 TWh über Importe via Pipelines aus Nordafrika und Südeuropa und zu etwa 46 TWh den Schiffsimport aus Nordeuropa gedeckt. Die inländische Wasserstoffherstellung stellt dabei eine kostenoptimale Lösung dar und trägt durch den flexiblen Betrieb der Elektrolyseure zudem dazu bei, dass sich die Stromnachfrage dem Stromdargebot anpassen kann.
- Die Wärmeversorgung wird bis zum Jahr 2045 durch den Einsatz von Luft- und Erdwärmepumpen in der Raumwärme- und Niedertemperaturprozesswärmeversorgung sowie der Nutzung von Biomasse in der Hochtemperaturprozesswärmeversorgung vollständig dekarbonisiert. Dabei wird im Jahr 2045 etwa 90% der Raumwärme- und Warmwassernachfrage durch Wärmepumpen gedeckt, Biomasse-KWK-Anlagen und Müllheizkraftwerke in Fern- und Nahwärmenetzen stellen den verbleibenden Anteil bereit. Zudem spielt der Ausbau von Wärmespeichern eine wichtige Rolle, um Wärmepumpen und KWK-Anlagen flexibel betreiben zu können.
- Der Einsatz von Bioenergie spielt mit einem Anteil von etwa 20% am Primärenergieverbrauch ebenfalls eine wichtige Rolle in einem treibhausgasneutralen Energiesystem und findet überwiegend in der Wärme- und Stromerzeugung statt.
- Im Industriesektor findet eine Transformation von fossilen Energieträgern hin zur Verwendung von Wasserstoff, Biomasse und der direkten Elektrifizierung statt.

Zudem sind Recyclingmaßnahmen kosteneffektiv und insbesondere bei der Stahlherstellung und in der Kunststoffindustrie von hoher Bedeutung für die Zielerreichung.

- Im Gebäudesektor ist zu Beginn des Transformationszeitraums eine Steigerung der energetischen Sanierungsrate auf etwa 2% und die konsequente Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen notwendig. Ab dem Jahr 2030 folgt dann ein ambitionierter Ausbau von Luft- und Erdwärmepumpen in den Gebäuden und Nahwärmenetzen bis auf insgesamt etwa 131 GW_{th} thermische Wärmepumpenleistung.
- Der Verkehrssektor wird durch die Nutzung batterieelektrischer und brennstoffzellenbasierter Fahrzeuge bis zum Jahr 2045 vollständig dekarbonisiert. Während im Pkw-Verkehr batterieelektrische Fahrzeuge dominieren, kommen im schweren Lkw-Verkehr im Jahr 2045 Lkw mit Brennstoffzellenantrieb zum Einsatz.
- Insgesamt führt die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität zu kumulierten, diskontierten Mehrkosten von etwa einer Billion Euro gegenüber einer Business-as-Usual (BaU) Entwicklung. Dabei steigen die saldierten Mehrkosten aufgrund der stringenten Treibhausgasreduktionsziele vor allem gegen Ende des Transformationszeitraums stark an und erreichen im Jahr 2045 etwa 139 Mrd. € an jährlichen Mehrkosten gegenüber der BaU-Entwicklung.
- Zusammenfassend verdeutlicht das *KSG2045* Szenario, dass die Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 sowohl aus technischer als auch ökonomischer Sicht erreicht werden kann.

Analyseschwerpunkt: Kosten der Transformation

Dieser Analyseschwerpunkt beantwortet die dritte Forschungsfrage:

- *Wie setzen sich die Transformationskosten zusammen und von welchen Faktoren werden diese Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität beeinflusst?*

Die Transformationskosten in Höhe von etwa 1,0 Billionen Euro gegenüber einer Business-as-Usual (BaU) Entwicklung fallen zu etwa 88% als Investitionen an. Dabei lassen sich etwa 37% der Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität dem Umwandlungssektor zuordnen. Wesentliche Einflussfaktoren auf die Transformationskosten sind sowohl die gewählte Vergleichsbasis, gegenüber welcher die Mehrkosten der Transformation ausgewiesen werden, als auch der gewählte kalkulatorische Zinssatz, mit dem die Investitionen annuitätisch umgelegt werden. Im Folgenden wird der Einfluss dieser Faktoren zusammengefasst:

- Die Analyse des Einflusses der verwendeten Vergleichsbasis auf die Transformationskosten zeigt, dass die Transformationskosten stets gegenüber einer BaU-Entwicklung ausgewiesen werden sollten. Diese berücksichtigt Nachfrageänderungen und Kostenreduktionen, die durch autonomen Fortschritt entstehen. Eine Ausweisung der Transformationskosten gegenüber dem Jahr 2020 ist nicht sinnvoll, da die Gesamtsystemkosten des Jahres 2020 nicht kostenoptimal sind. Generell übt die gewählte Vergleichsbasis einen erheblichen Einfluss auf die Transformationskosten aus, sodass diese transparent dargestellt und kommuniziert werden sollte. Erst dadurch ist eine fundierte Bewertung und Einordnung der Mehrkosten für die Treibhausgasneutralität möglich.
- Der gewählte kalkulatorische Zinssatz hat erhebliche Auswirkungen auf die Transformationskosten, die bei einer Variation der Zinssätze zwischen 2% und 8%

um -25% beziehungsweise +21% gegenüber den Transformationskosten des KSG2045 Szenarios schwanken. Zudem beeinflusst der gewählte kalkulatorische Zinssatz das kostenoptimale Energiesystemdesign in Form des inländischen Ausbaus von Erneuerbaren Energien und der Energieimportquoten bei Treibhausgasneutralität. Für die Vergleichbarkeit von Transformationspfaden zur Treibhausgasneutralität ist es daher zentral, dass die verwendeten Zinssätze fundiert erhoben und zudem transparent dargestellt werden. Aufgrund der hohen Sensitivität sollten zukünftige Treibhausgasszenarien eine Variation der Zinssätze beinhalten.

- Mit etwa 88% entfällt der Großteil der Transformationskosten hin zur Treibhausgasneutralität auf Investitionen in allen Sektoren des Energiesystems. Nach dem Jahr 2030 sind dabei fast durchgängig Investitionen von über 100 Mrd. € pro Jahr notwendig, um die Treibhausgasreduktionsziele einzuhalten und das Energiesystem entsprechend umzubauen. Verglichen mit der heutigen Energieversorgung stellen die Betriebskosten eines treibhausgasneutralen Energiesystems einen deutlich geringeren Anteil an den Gesamtsystemkosten dar. Für zukünftige Systemanalysen lässt sich daraus schließen, dass die Festlegung technikspezifischer Investitionskosten und deren zeitliche Fortschreibung mit besonderer Sorgfalt durchzuführen ist.
- Eine Gegenüberstellung der Transformationskosten mit den aus der Literatur entnommenen erwarteten Klimaschadenskosten, die der Gesellschaft durch den Ausstoß von Treibhausgasen entstehen, zeigt, dass die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität kosteneffektiv ist und zu einer Kosteneinsparung von etwa 669 Mrd. € gegenüber einer BaU-Entwicklung führt. Dieses Ergebnis deckt sich mit der überwiegenden Mehrheit der internationalen Studien, die zeigen, dass die Gesamtkosten für die Begrenzung der globalen Klimaerwärmung auf 2°C gegenüber dem Jahr 1990 geringer sind als die wirtschaftlichen Vorteile, die durch diese Entwicklung entstehen.

Analyseschwerpunkt: Wasserstoff

Dieser Analyseschwerpunkt beantwortet die vierte Forschungsfrage:

- *Welche Rolle kann der Energieträger Wasserstoff in den Transformationsstrategien einnehmen?*

Wasserstoff ist ein zentraler Energieträger in den Transformationsstrategien hin zur Treibhausgasneutralität. Die Nutzung von Wasserstoff in den Sektoren Industrie und Verkehr sowie zur Rückverstromung ist auch bei höheren Kosten für den Wasserstoffimport robust. Wie viel Wasserstoff nach Deutschland importiert wird, ist jedoch entscheidend von den angenommenen Wasserstoffimportkosten abhängig und bewegt sich zwischen 0% und 84%. Dies zeigt, dass es techno-ökonomisch darstellbar ist, die deutsche Wasserstoffnachfrage vollständig durch inländisch hergestellten Wasserstoff zu decken. Hierfür ist jedoch neben einer zusätzlichen Installation von etwa 150 GW an Photovoltaik- und Windenergieleistung entscheidend, dass die Elektrolyseure flexibel betrieben werden und sich somit an das volatile Stromdargebot der Erneuerbaren Energien anpassen können. Die Ergebnisse dieses Analyseschwerpunkts werden im Folgenden zusammengefasst.

- Die angenommenen Wasserstoffimportkosten haben einen signifikanten Einfluss auf den inländischen Ausbau von Elektrolyseuren und Erneuerbaren Energien. Geringe H₂-Importkosten führen zu einem Anstieg des Importanteils von Wasserstoff auf 84% und einem Rückgang der inländisch installierten Elektrolyseleistung um etwa 50% gegenüber dem *KSG2045* Szenario. Entsprechend sinkt der notwendige Ausbau von Photovoltaik und Windenergie um etwa 22%. Im Gegensatz dazu führen hohe H₂-Importkosten zu einem vollständigen Verzicht auf Wasserstoffimporte, da die inländische Wasserstoffbereitstellung via Elektrolyse kostengünstiger ist. Dies führt zu einem Anstieg des Stromverbrauchs auf etwa 1457 TWh im Jahr 2045 und einem entsprechend höherem Ausbaubedarf an Photovoltaik und Windenergie auf insgesamt etwa 886 GW installierte Leistung im Jahr 2045. Die benötigten Ausbaupotenziale für Photovoltaik und Windenergie in diesem Extremszenario sind innerhalb Deutschlands vorhanden. Zudem zeigt sich, dass der Wasserstoffbedarf auch bei hohen Importkosten nicht signifikant zurückgeht. Folglich stellt der Einsatz von Wasserstoff ein robustes und zentrales Element in einem treibhausgasneutralen Energiesystem dar.
- Der Import von blauem Wasserstoff stellt aus kostenoptimaler Sicht eine interessante Brückentechnologie dar. Dies gilt auch bei Berücksichtigung der Vorkettenemissionen von blauem Wasserstoff in der deutschen Treibhausgasbilanz. Durch den Import von blauem Wasserstoff wird der Hochlauf der Wasserstoffnachfrage beschleunigt, sodass diese im Jahr 2035 mehr als doppelt so hoch ausfällt wie im *KSG2045* Szenario. Jedoch führt dies auch zu einer Verlangsamung des Ausbaus der inländischen Elektrolyse, der durch höhere Ausbauraten zum Ende des Transformationszeitraums ausgeglichen werden muss, da blauer Wasserstoff bei Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 keine Rolle mehr spielt. Die Rolle von blauem Wasserstoff als mögliche Brückentechnologie sollte zukünftig in nachgelagerten Untersuchungen detaillierter analysiert werden. Diese sollten eine detaillierte Potenzialanalyse zur Verfügbarkeit von blauem Wasserstoff und dessen Importkosten sowie mögliche Risiken geostrategischer Importabhängigkeiten umfassen.
- Ein vollständiger Verzicht auf inländische Wasserstoffherstellung führt zu erheblichen Auswirkungen auf den Stromverbrauch, den Ausbau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen sowie die abgeregelte Energiemenge im Jahr 2045. Der Stromverbrauch im Jahr 2045 liegt mit etwa 906 TWh um ein Viertel niedriger als im *KSG2045* Szenario und führt zu einem um etwa 20% verringerten Ausbau an Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Hingegen bleibt der Ausbaubedarf an regelbarer Kraftwerksleistung und langfristigen Speicherkapazitäten zur Überbrückung der Dunkelflaute nahezu konstant. Im Umkehrschluss muss bei einem ambitionierten Ausbau der inländischen Elektrolyseleistung nicht in zusätzliche regelbare Kraftwerks- oder Speicherkapazitäten zur Überbrückung der Dunkelflaute investiert werden, sofern die Elektrolyseure flexibel betrieben werden. Zudem steigt bei einem vollständigen Verzicht auf inländische Elektrolyse die im Jahr 2045 abgeregelte Energiemenge um etwa 65% auf etwa 99 TWh an. Wärmepumpen und PtH-Anwendungen können in Verbindung mit Wärmespeichern zwar einen größeren Beitrag an nachfrageseitiger Flexibilität liefern, vor allem in den Sommermonaten werden jedoch erhebliche Mengen an erneuerbarer Stromerzeugung abregelt. Der Ausbau der inländischen Elektrolyseleistung ist folglich wichtig zur Integration der volatilen

erneuerbaren Stromerzeugung, da sie durch das hohe Flexibilitätspotenzial eine bessere Auslastung der volatilen Erneuerbaren Energien und eine geringere Abregelung bewirkt.

Analyseschwerpunkt: Treibhausgasneutralität

Die letzte Forschungsfrage dieser Arbeit wird in diesem Analyseschwerpunkt beantwortet:

- *In welchem Umfang sind Emissionssenkungen für das Erreichen der Treibhausgasneutralität erforderlich?*

Während im *KSG2045* Szenario negative Emissionen in Höhe von 77 Mio. t CO_{2aq} notwendig sind, um die Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, zeigen diese Analysen, dass diese Menge von diversen Faktoren beeinflusst wird. Durch Suffizienzmaßnahmen und veränderte Ernährungsgewohnheiten lässt sich die benötigte Menge an negativen Emissionen um etwa 19 Mio. t CO₂ gegenüber dem *KSG2045* verringern. Im Gegensatz dazu können bis zu 186 Mio. t CO₂ an negativen Emissionen benötigt werden, falls auf besonders kostenintensive Emissionsreduktionsmaßnahmen, beispielsweise in der chemischen Industrie, verzichtet wird und stattdessen diese verbleibenden Emissionen durch direkte Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre und anschließende permanente Speicherung ausgeglichen werden. Neben technischen Emissionssenkungen kann auch der Sektor Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft bis zu 40 Mio. t CO₂ an negativen Emissionen beitragen. Hierfür sind jedoch umfangreiche Maßnahmen notwendig, die sich zudem auf die verfügbaren Bioenergiepotenziale und die Landwirtschaft auswirken. Im Folgenden werden die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalysen zusammengefasst.

- Die Bereitstellung von negativen Emissionen durch den Sektor Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft (LULUCF) ist eine wichtige Maßnahme zum Erreichen der Treibhausgasneutralität und verringert den Bedarf an permanenter geologischer CO₂-Speicherung um 40 Mio. t CO₂. Ein Vergleich mit Kostendaten aus der Literatur verdeutlicht, dass es sich hierbei um kostengünstige Maßnahmen handelt, da der Ausbaubedarf kostenintensiver Maßnahmen zur Bereitstellung negativer Emissionen, beispielsweise durch DAC-Anlagen, hierdurch signifikant verringert wird. Zur Bereitstellung der negativen Emissionen müssen im LULUCF-Sektor jedoch eine Vielzahl von Maßnahmen wie zum Beispiel die Wiedervernässung von Mooren und eine Extensivierung der Waldnutzung umgesetzt werden. Die Wechselwirkungen dieser Maßnahmen mit den Bioenergiepotenzialen sind noch nicht hinreichend untersucht und sollten zukünftig durch Modelle für die Nutzung von Wäldern und landwirtschaftlichen Böden analysiert werden.
- Die CO₂-Menge, die jährlich permanent geologisch gespeichert wird, stellt eine Schlüsselgröße für ein treibhausgasneutrales Energiesystem dar. Wird die jährliche Einspeichermenge nicht begrenzt, werden im Jahr 2045 aus kostenoptimalen Gründen bis zu 284 Mio. t CO₂ eingespeichert. Dies verlängert die Nutzung fossiler Energieträger, sodass kostenintensive Emissionsreduktionsmaßnahmen in den Sektoren Industrie und Energie nicht umgesetzt werden müssen. Trotzdem zeigt sich, dass der Ausbau von Erneuerbaren Energien, die Installation von Wärmepumpen und die Nutzung von Wasserstoff auch unter diesen Randbedingungen unabdingbar ist und damit robuste Maßnahmen darstellen. Kann nur CO₂, welches durch DAC-Anlagen abgeschieden wird, unbegrenzt geologisch gespeichert werden,

findet aus kostenoptimaler Sicht ebenfalls keine vollständige Emissionsreduktion in allen Sektoren des treibhausgasneutralen Energiesystems statt. Beispielsweise basiert die chemische Industrie unter diesen Randbedingungen auf fossilen Energieträgern und dem Ausgleich der entstehenden Emissionen durch negative Emissionen. Diese Strategie führt jedoch zu größeren Abhängigkeiten des treibhausgasneutralen Energiesystems von fossilen Energieträgerimporten. Zudem ist ein nochmals schnellerer Markthochlauf der DAC-Technologie notwendig.

- Die deutsche Treibhausgasneutralität kann bei einem identischem Treibhausgasbudget zum *KSG2045* Szenario auch erst im Jahr 2050 erreicht werden, wenn zu Beginn des Transformationszeitraums eine stärkere Emissionsreduktion stattfindet. Hierfür sind bis zum Jahr 2030 ein beschleunigter Ausbau von Photovoltaik und Windenergie auf insgesamt etwa 310 GW installierte Leistung, ein beschleunigter Hochlauf der Elektromobilität und eine noch stärkere Umsetzung von Energieeffizienz- und Sanierungsmaßnahmen notwendig. Im Gegenzug ermöglicht der längere Transformationszeitraum, dass kostenintensive Emissionsreduktionsmaßnahmen in der Industrie erst später umgesetzt werden müssen und mehr Zeit für die Weiterentwicklung von Technologien verbleibt, die erst zu Ende des Transformationsprozesses benötigt werden. Insgesamt unterscheiden sich die treibhausgasneutralen Energiesysteme in den Jahren 2050 und 2045 kaum.
- Die Defossilisierung der chemischen Industrie und damit der komplette Verzicht auf fossile Energieträger für den nichtenergetischen Einsatz stellt eine zusätzliche Herausforderung in einem treibhausgasneutralen Energiesystem dar. Durch die Defossilisierung steigt der Wasserstoffbedarf um 58% gegenüber dem *KSG2045* Szenario auf etwa 651 TWh im Jahr 2045 an, wobei der zusätzliche Wasserstoffbedarf vor allem aus dem Industriesektor und der vermehrten Rückverstromung in H₂-Gasturbinen resultiert. Biomasse und Biomethan werden im Gegenzug vermehrt in der chemischen Industrie eingesetzt, wo sie fossiles Naphtha ersetzen und unter Annahme eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs etwa 30 Mio. t CO₂ an negativen Emissionen bereitstellen. Dementsprechend verringert sich der Bedarf an negativen Emissionen aus BECCS und DACS sowie die notwendige geologische CO₂-Speicherung jeweils um etwa 30 Mio. t CO₂. Insgesamt beruht die Defossilisierung der chemischen Industrie somit nicht nur auf der verstärkten Nutzung von Wasserstoff, sondern auch auf der Verwendung von Biomasse und Biomethan in der chemischen Industrie. Dies führt jedoch zu erheblichen Mehrkosten von etwa 23% im Jahr 2045 gegenüber dem *KSG2045* Szenario.
- Abschließend zeigt sich, dass Suffizienzmaßnahmen einen signifikanten Einfluss auf die Transformation hin zur Treibhausgasneutralität haben. Eine Literaturanalyse zeigt, dass sich die Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft durch veränderte Ernährungsgewohnheiten im Jahr 2045 um etwa 19 Mio. t CO_{2aq} reduzieren lassen. Die Optimierungsergebnisse zeigen, dass dadurch DAC-Anlagen in gleichem Umfang weniger negative Emissionen zum Ausgleich dieser Restemissionen bereitstellen. Im Gebäudesektor führt ein verringerter Wohnflächenbedarf zu einem geringeren Wärmebedarf und einem niedrigeren Ausbau an Wärmepumpen. Zudem können durch eine verringerte Personenverkehrsnachfrage bis zu ein Viertel aller Pkw eingespart werden, wodurch sich der notwendige Bedarf an Pkw mit emissionsfreiem Antrieb deutlich verringert. Insgesamt führen Suffizienzmaßnahmen im Jahr

2045 zu erheblichen Kosteneinsparungen von etwa 58 Mrd. € gegenüber dem *KSG2045* Szenario und sollten folglich konsequent umgesetzt werden. Zudem zeigen die Analyseergebnisse, dass energieverbrauchsbestimmende Rahmendaten die Optimierungsergebnisse signifikant prägen und daher die Annahme dieser Parameter stärker im Fokus zukünftiger Systemanalysen stehen sollte.

8 Anhang

8.1 Modelleingangsdaten

Wesentliche Daten des Abschnittes 8.1 sind vom Autor dieser Dissertationsschrift im Jahr 2022 in der Veröffentlichung „Neue Ziele auf alten Wegen? - Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045“ von Stolten, Markewitz, Schöb, et al. [56] bereits vorveröffentlicht worden. Der Autor dieser Dissertationsschrift ist Erstautor des entsprechenden Kapitels D in [56] (S.65-S.69).

Tabelle 8.1: Wesentliche Treibhausgase und ihr Treibhauspotenzial nach [13]

Treibhausgas	Chemische Formel	Treibhauspotenzial über 100 Jahre (GWP ₁₀₀) in CO _{2äq}
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	1
Methan	CH ₄	25
Lachgas	N ₂ O	298
Ausgewählte F-Gase:		
Schwefelhexafluorid	SF ₆	22.800
FKW-14	CF ₄	7.390
FKW-116	C ₂ F ₆	12.200
FKW-218	C ₃ F ₈	8.830
HFKW R22	CHClF ₂	1.810
HFKW R23	CHF ₃	14.800
HFKW R32	CH ₂ F ₂	675
HFKW R125	CHF ₂ CF ₃	3.500
HFKW R134a	CH ₂ FCF ₃	1.430
HFKW R143a	CH ₃ CF ₃	4.470
HFKW R152a	CH ₃ CHF ₂	124

Tabelle 8.2: Entwicklung der Industriegüternachfragen bis 2045 in Mt/a, angelehnt an [65]

Jahr	2020	2030	2040	2045
Zement in Mt/a	34,2	35,1	35,9	36,4
Stahl in Mt/a	44,0	42,0	39,0	39,0
Aluminium in Mt/a	1,3	1,3	1,3	1,3
Kupfer in Mt/a	0,7	0,7	0,7	0,7
Zink in Mt/a	0,3	0,3	0,3	0,3
Harnstoff in Mt/a	0,5	0,6	0,7	0,7
Ammoniak in Mt/a	2,3	2,6	3,0	3,2
Methanol in Mt/a	1,1	1,3	1,5	1,6
Chlor in Mt/a	3,9	4,5	5,1	5,4
Kunststoffe in Mt/a	14,4	16,0	17,7	18,5
Glas in Mt/a	7,2	7,6	8,0	8,2
Papier in Mt/a	22,7	23,6	24,5	25,0

Tabelle 8.3: Entwicklung der Bruttowertschöpfung aggregiert abgebildeter Industrieprozesse bis 2045 in Mrd. €/a, angelehnt an [65]

Jahr	2020	2030	2040	2045
Industriebereich	Bruttowertschöpfung in Mrd. €/a			
Gewinnung von Steinen und Erden	0,5	0,6	0,6	0,6
Verarbeitung von Steinen und Erden	11,5	12,4	13,1	13,1
Ernährung und Tabak	38,3	39,0	41,0	42,0
Sonstige chemische Industrie	42,0	49,7	56,0	59,2
Gummi- und Kunststoffwaren	28,0	32,0	35,0	36,5
Sonstige Nichteisenmetalle	13,4	12,7	12,7	12,9
Metallbearbeitung	55,3	62,0	67,0	69,5
Maschinenbau	96,0	114,0	128,0	134,5
Fahrzeugbau	139,3	162,0	182,0	191,0
Sonstige verarbeitende Gewerbe	136,7	156,0	175,0	183,0

Tabelle 8.4: Importkosten fossiler und erneuerbarer Energieträger, fossil angelehnt an [65], [104], [105], erneuerbar nach [56], [93] und [74] mit eigenen Annahmen

Importkosten in €/MWh	2020	2030	2040	2045
Erdgas	19,4	24,8	26,6	26,1
Steinkohle	12,5	11,6	11,4	11,3
Rohöl	46,8	54,0	46,8	41,4
PtL-Kraftstoffe	292,0	221,0	183,0	167,5
H₂ via Schiff	-	96,6	96,6	96,6
H₂ via Pipeline	-	92,1	75,9	69,5

Tabelle 8.5: Techno-ökonomische Annahmen für ausgewählte erneuerbare Energien

Wirtschaftliche Parameter							
Investitions- kosten 2020 in €/kW	Investitions- kosten 2030 in €/kW	Investitions- kosten 2040 in €/kW	Investitions- kosten 2045 in €/kW	Mittlere Kosten- abwei- chung	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebens- dauer in a
					Fix (An- teil In- vest.)	Variabel in €/kWh	
Onshore-Windkraftanlagen				Eigene Annahmen in Anlehnung an: [74]–[77]			
1290	1130	1050	1025	±31%	2,5%	0	20 (25)
Offshore-Windkraftanlagen (Nordsee)				Eigene Annahmen in Anlehnung an: [74], [76], [77]			
3920	3457	2993	2762	±29%	2,5%	0	20 (25)
Dachflächen-Photovoltaik				Eigene Annahmen in Anlehnung an: [75], [77], [78]			
1016	774	582	528	±23%	2,1%	0	20 (25)
Freiflächen-Photovoltaik				Eigene Annahmen in Anlehnung an: [75], [77]			
690	450	370	345	±9%	1,7%	0	20 (25)
Laufwasserkraftwerke				Eigene Annahmen in Anlehnung an: [23], [77]			
1300	1300	1300	1300	±23%	4%	0	40 (40)

Tabelle 8.6: Techno-ökonomische Annahmen für Speichertechnologien

Technische Parameter			Wirtschaftliche Parameter				
Ladungs- (Entladungs-) Wirkungsgrad 2050	ub in GWh	Selbstentladung in 1/h	Investitionskosten 2045 (2020) in €/kWh	Mittlere Kostenabw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebensdauer in a
					Fix (Anteil Invest.)	Variabel in €/kWh	
Pumpspeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [79], [106]				
91% (91%)	59,1	-	12,5 (12,5)	-	1%	0	40 (80)
Haushalts-Batteriespeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [105], [107]				
96% (96%)	256	-	311 (682)	-	2,5%	0	15 (18)
Großbatteriespeicher			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [79], [108]				
96% (96%)	-	-	142 (311)	-	2,5%	0	15 (18)
Wasserstoffspeicher (350 bar)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [105], [107], [109]				
70% (50-61%)	80.000	-	18 (18)	-	2%	0	30 (30)
Wasserstoffspeicher (Kaverne - Umwidmung)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [73], [105], [107], [109]				
70% (50-61%)	34.556	-	0,36 (0,36)	-	2%	0	40 (40)
Wasserstoffspeicher (Kaverne - Neubau)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [73], [105], [107], [109], [110]				
70% (50-61%)	336.270	-	0,70 (0,70)	-	2%	0	40 (40)
Erdgasspeicher (Kaverne)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [105], [107], [109]				
99% (99%)	380.000	-	0,29 (0,29)	-	2%	0	40 (40)
Haushalts-Wärmespeicher (Wasser)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [107], [111]				
99% (99%)	2.800	0,35%	30,0	-	4%	0	20 (20)
Nahwärme-Wärmespeicher (Wasser)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [107], [111], [112]				
98% (98%)	-	0,04%	9,0 (9,0)	-	0,9%	0	20 (25)
Fernwärme-Wärmespeicher (Wasser)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [107], [111], [113]				
98% (98%)	-	0,01%	0,67 (0,67)	-	3%	0	20 (25)
Druckluftspeicher (Kaverne)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [77], [114]				
74-84% (74-84%)	7.600	0,03%	30 (30)	-	1,3%	0	30 (35)
Druckluftspeicher - adiabatisch (Kaverne)			Eigene Annahmen in Anlehnung an: [77], [114], [115]				
74-84% (74-84%)	7.600	0,03%	40 (40)	-	2%	0	30 (35)

Tabelle 8.7: Techno-ökonomische Annahmen für ausgewählte Umwandlungstechnologien

Technische Parameter		Wirtschaftliche Parameter				
Wirkungsgrad 2045 (2020)	Bezugsgröße	Investitionskosten 2045 (2020) in €/kW	Mittlere Kosten- abw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebens- dauer in a
				Fix (An- teil In- vest.)	Variabel in €/kWh	
Gaskraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [77], [105], [116], [117]				
$\eta_{el} = 0,45$ (0,4)	El. Output	405 (405)	$\pm 29\%$	3,5%	0,001	30 (35)
Gasheizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [77], [105], [116], [117]				
$\eta_{el} = 0,35$ (0,33); $\eta_{th} = 0,5$ (0,52)	El. Output	677 (730)	$\pm 23\%$	4%	0,0015	30 (35)
GuD-Kraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [77], [105], [116], [117]				
$\eta_{el} = 0,64$ (0,6)	El. Output	850 (850)	$\pm 35\%$	3%	0,002	30 (35)
GuD-Heizkraftwerke (KWK)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [77], [105], [116], [117]				
$\eta_{el} = 0,51$ (0,48); $\eta_{th} = 0,37$ (0,4)	El. Output	930 (980)	$\pm 27\%$	4%	0,004	30 (35)
GuD-Kraftwerke (CO ₂ Abscheidung)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [77], [105], [116], [117]				
$\eta_{el} = 0,45$ (0,4)	El. Output	1500 (1500)	$\pm 17\%$	2,5%	0,004	30 (30)
Mini-BHKW		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [23], [118], [119]				
$\eta_{el} = 0,37$ (0,34); $\eta_{th} = 0,53$ (0,56)	El. Output	1430 (1780)	$\pm 10\%$	3%	0	20 (20)
Gastherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [23], [118], [119]				
$\eta_{th} = 0,96$ (0,96)	Th. Output	330 (330)	$\pm 33\%$	1%	0	20 (20)
Gasbrennwerttherme		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [23], [118], [119]				
$\eta_{th} = 0,98$ (0,98)	Th. Output	655 (655)	$\pm 2\%$	1%	0	20 (20)
Gasbrennwerttherme - H ₂		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [23], [118], [119]				
$\eta_{th} = 0,98$ (0,98)	Th. Output	655 (655)	$\pm 2\%$	1%	0	20 (20)
PEM-Elektrolyseanlagen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [120]–[122]				
$\eta_{H_2} = 0,7$ (0,65)	El. Input	375 (800)	$\pm 30\%$	3%	0	10 (16)
PEM-Brennstoffzellen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [77], [105], [123]				
$\eta_{el} = 0,51$ (0,51) $\eta_{th} = 0,44$ (0,44)	El. Output	1265 (2327)	$\pm 4\%$	5%	0	10 (20)
(Reversible) Festoxid-Brennstoffzellen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [31], [77], [109]				
$\eta_{el} = 0,7$ (0,67); $\eta_{th} = 0,25$ (0,28)	El. Output	3396 (9728)	$\pm 20\%$	6%	0	20 (20)

Tabelle 8.8: Techno-ökonomische Annahmen für ausgewählte Umwandlungstechnologien

Technische Parameter		Wirtschaftliche Parameter				
Wirkungsgrad 2045 (2020)	Bezugsgröße	Investitionskosten 2045 (2020) in €/kW	Mittlere Kosten- abw.	Betriebskosten		Wirts. (Techn.) Lebens- dauer in a
Druckluftspeicherkraftwerke		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [77], [107], [115], [124]				
$\eta_{in/out} = 0,74$ (0,74)	El. Input	480 (600)	±29%	1,3%	0,001	20 (20)
Druckluftspeicherkraftwerke (adiabatisch)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [77], [107], [115], [124]				
$\eta_{in/out} = 0,84$ (0,84)	El. Input	769 (900)	±15%	1%	0,001	20 (20)
Batteriespeicheranlagen		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [77], [105], [107]				
$\eta_{in/out} = 0,96$ (0,94)	El. Input	46 (46)	±33%	1%	0	18 (18)
Luft-Wärmepumpen (dezentral)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [118], [123], [31]				
COP = 2,3 – 4,2	Th. Output	1111 (1447)	±18%	2,5%	0	20 (20)
Luft-Wärmepumpen (Nahwärme)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [118], [123], [31]				
COP = 2,3 – 4,2	Th. Output	760 (860)	±14%	0,9%	0	20 (20)
Erdwärme-Wärmepumpen (dezentral)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [31], [118], [123], [125]				
COP = 2,9– 3,8	Th. Output	1860 (2400)	±18%	1,5%	0	20 (20)
Erdwärme-Wärmepumpen (Nahwärme)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [31], [118], [123], [125]				
COP = 2,9– 3,8	Th. Output	1640 (2100)	±14%	0,9%	0	20 (20)
Direct-Air-Capture von CO ₂ (Absorption)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [47], [52], [54]				
Stromverbrauch: 0,48 (0,69) MWh _{el} /tCO ₂ Wärmeverbrauch: 1,75 (3,4) MWh _{th} /tCO ₂	CO ₂ Output	575 (1000) in €/tCO ₂ /a	-	0	30€/tCO ₂	20 (25)
Direct-Air-Capture von CO ₂ (Adsorption)		Eigene Annahmen in Anlehnung an: [47], [52], [54]				
Stromverbrauch: 0,39 (0,60) MWh _{el} /tCO ₂ Wärmeverbrauch: 1,6 (2,5) MWh _{th} /tCO ₂	CO ₂ Output	790 (1800) in €/tCO ₂ /a	-	0	20€/tCO ₂	20 (25)

8.2 Weiterführende Ergebnisse

8.2.1 Weiterführende Ergebnisse zum Referenzszenario KSG2045

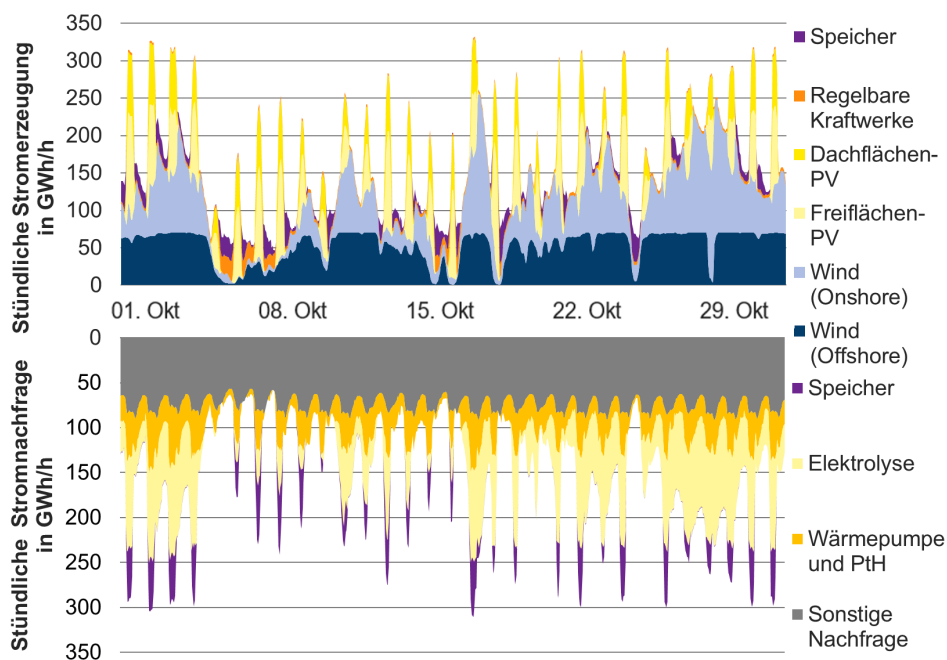


Abbildung 8.1: Stündliche Stromerzeugung und -nachfrage im Oktober 2045

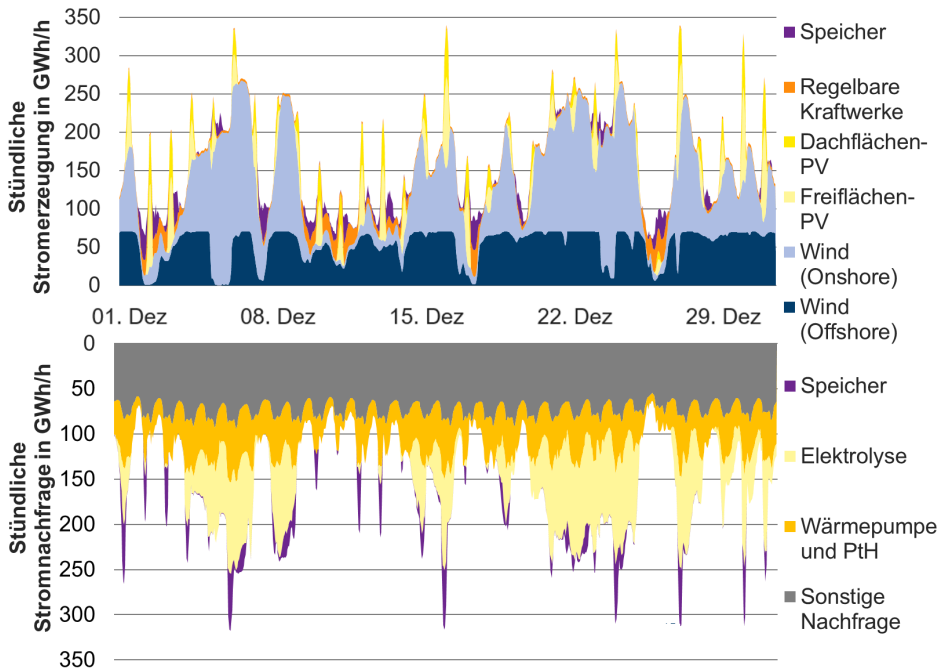


Abbildung 8.2: Stündliche Stromerzeugung und -nachfrage im Dezember 2045

8.2.2 Weiterführende Ergebnisse zum Analyseschwerpunkt: Kosten der Transformation

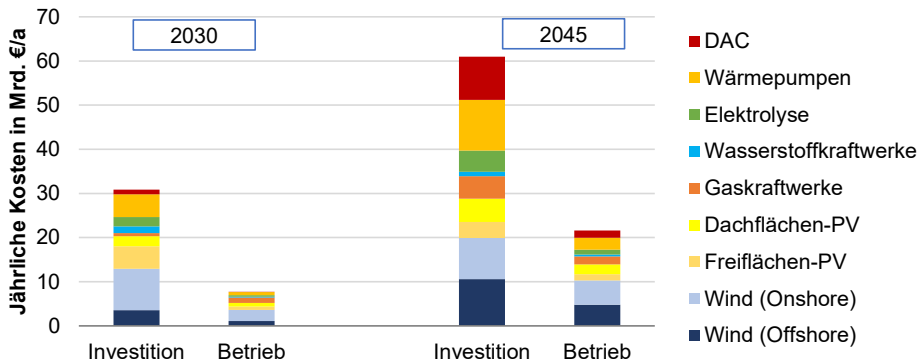


Abbildung 8.3: Absolute Investitions- und Betriebskosten im Umwandlungssektor im KSG2045 Szenario in den Jahren 2030 und 2045

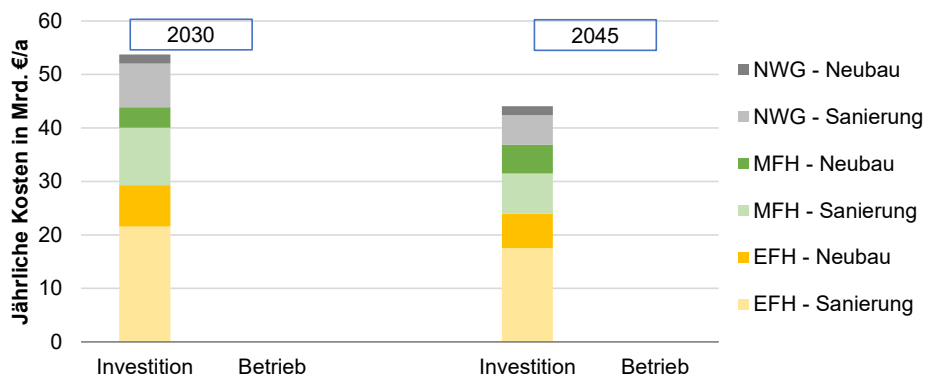


Abbildung 8.4: Absolute Investitions- und Betriebskosten im Gebäudesektor für Einfamilienhäuser (EFH), Mehrfamilienhäuser (MFH) und Nichtwohngebäude (NWG) im KSG2045 Szenario in den Jahren 2030 und 2045

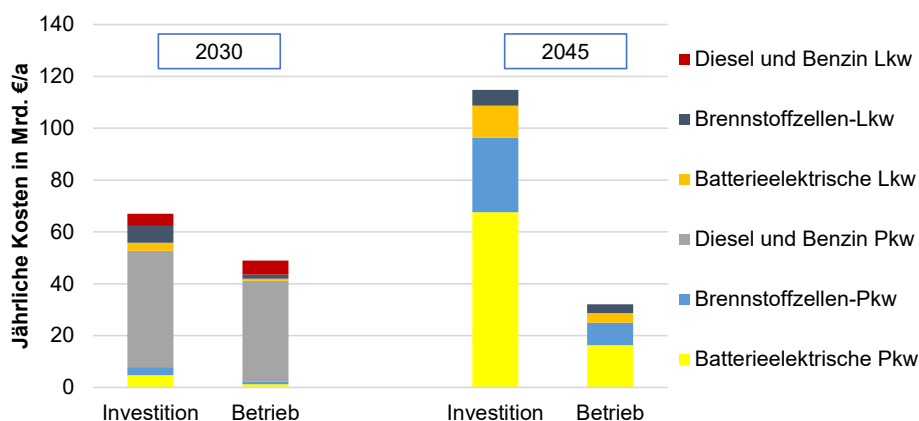


Abbildung 8.5: Absolute Investitions- und Betriebskosten im Verkehrssektor im KSG2045 Szenario in den Jahren 2030 und 2045

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Kapitelweiser Aufbau der vorliegenden Arbeit	4
Abbildung 2.1: Ambitionsniveau der verschiedenen Neutralitätsziele, angelehnt an [7]	7
Abbildung 2.2: Treibhausgas- und CO ₂ -Emissionen im Jahr 2019 nach Sektoren [12]	10
Abbildung 2.3: Methan, Lachgas und F-Gas Emissionen im Jahr 2019 nach Sektoren [12]	11
Abbildung 3.1: Verbleibende Treibhausgasemissionen und negative Emissionen in den existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität	22
Abbildung 3.2: Endenergieverbrauch in den existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität und Endenergieverbrauch im Jahr 2019 [27]	24
Abbildung 3.3: Stromverbrauch in den existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität und Stromverbrauch im Jahr 2019 [27]	25
Abbildung 3.4: Bruttostromerzeugung (ohne Stromimporte und -exporte) und installierte Leistungen (ohne Speicher) in den existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität und im Jahr 2019 [28], [29]	27
Abbildung 3.5: Wasserstoffbedarf und -bereitstellung in den existierenden Szenarien zur deutschen Treibhausgasneutralität	29
Abbildung 4.1: Verfahrensschema eines Post-Combustion Verfahrens zur CO ₂ -Abscheidung, eigene Darstellung angelehnt an [38], [39]	40
Abbildung 4.2: Modellierung der CO ₂ -Abscheidung in Industrieprozessen	41
Abbildung 4.3: Modellierung des CO ₂ -Transports, der CO ₂ -Nutzung und der permanenten, geologischen CO ₂ -Speicherung	46
Abbildung 4.4: Verfahrensschema eines Hochtemperatur Absorptionsverfahrens zur direkten Abscheidung von CO ₂ aus der Umgebungsluft, eigene Darstellung angelehnt an [46], [50]	47
Abbildung 4.5: Verfahrensschema eines Niedertemperatur Adsorptionsverfahrens zur direkten Abscheidung von CO ₂ aus der Umgebungsluft, eigene Darstellung angelehnt an [52]	49
Abbildung 4.6: Adsorptions- und Desorptionsphase eines Niedertemperatur DAC Prozesses, [52] angepasst	50
Abbildung 4.7: Modellierung der direkten Abscheidung von CO ₂ aus der Umgebungsluft mit Absorptions- oder Adsorptionsverfahren	50
Abbildung 4.8: Modellierte Pfade zur Bereitstellung negativer Emissionen im Energiesystemmodell NESTOR	52
Abbildung 5.1: Historische Entwicklung [12] der Treibhausgasemissionen und THG-Reduktionsziele	56
Abbildung 5.2: Spezifische Investitionskosten für Onshore und Offshore Windkraftanlagen, angelehnt an [72]–[75]	63

Abbildung 5.3: Spezifische Investitionskosten für Dachflächen- und Freiflächen-Photovoltaikanlagen, angelehnt an [73], [75], [76]	64
Abbildung 5.4: Szenarienübersicht über die durchgeführten Analysen in dieser Arbeit	65
Abbildung 6.1: Treibhausgasemissionen im zeitlichen Verlauf nach Sektoren aufgeteilt	68
Abbildung 6.2: Restemissionen im Jahr 2045, THG-Kompensation und geologische Speicherung	70
Abbildung 6.3: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im zeitlichen Verlauf	72
Abbildung 6.4: Entwicklung des fossilbasierten Endenergieverbrauchs nach Energieträgern und Sektoren	73
Abbildung 6.5: Endenergieverbrauch nach Sektoren	74
Abbildung 6.6: Nettostromverbrauch (ohne Exporte) im zeitlichen Verlauf	75
Abbildung 6.7: Entwicklung der installierten Stromerzeugungsleistung (ohne Speicher) bis zum Jahr 2045	77
Abbildung 6.8: Bruttostromerzeugung im zeitlichen Verlauf	78
Abbildung 6.9: Jahresdauerlinie für Stromerzeugung und -nachfrage im Jahr 2045	81
Abbildung 6.10: Abgeregelte Stromerzeugungsleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen im Jahr 2045	83
Abbildung 6.11: Stromerzeugung und Füllstand der Wasserstoffspeicher im Jahr 2045	86
Abbildung 6.12: Tagesmittelwerte der stündlichen Stromerzeugung und Stromnachfrage im Verlauf des Jahres 2045	88
Abbildung 6.13: Stündliche Stromerzeugung und Stromnachfrage im März 2045	89
Abbildung 6.14: Stündliche Stromerzeugung und Stromnachfrage im Juni 2045	90
Abbildung 6.15: Wasserstoffbedarf nach Sektoren aufgeteilt	92
Abbildung 6.16: Entwicklung der Wasserstoffbereitstellung	93
Abbildung 6.17: Wasserstoff-Importe nach Deutschland im Jahr 2045 unter Berücksichtigung der Importmengen und -kosten	93
Abbildung 6.18: Entwicklung der Wärmenachfrage nach Art und Temperaturniveau	94
Abbildung 6.19: Entwicklung der eingesetzten Energieträger zur Wärmeerzeugung	95
Abbildung 6.20: Prozesswärmeerzeugung nach Temperaturniveaus im Jahr 2045	96
Abbildung 6.21: Entwicklung der eingesetzten Energieträger zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung	97
Abbildung 6.22: Bioenergieaufkommen im Jahr 2045 in TWh	99
Abbildung 6.23: Aufkommen und Nutzung von Bioenergie im Jahr 2045 in TWh	100
Abbildung 6.24: Entwicklung des industriellen Wasserstoffbedarfs nach Verwendungszweck	101

Abbildung 6.25: Entwicklung der installierten Wärmepumpenleistung und der energetischen Sanierungsrate in Abhängigkeit vom erneuerbaren Anteil an der Stromerzeugung	103
Abbildung 6.26: Verkehrsleistung und Kraftstoffverbrauch des Personenverkehrs im Jahr 2045	104
Abbildung 6.27: Transportleistung und Kraftstoffverbrauch des Güterverkehrs im Jahr 2045	105
Abbildung 6.28: Entwicklung der Antriebstechnologien im Pkw Segment bezogen auf ihre Verkehrsleistung in Mrd. Personenkilometer	106
Abbildung 6.29: Entwicklung der Antriebstechnologien im Lkw Segment ($\geq 7,5$ t) bezogen auf ihre Transportleistung in Mrd. Tonnenkilometer	107
Abbildung 6.30: Mehrkosten des Referenzszenarios KSG2045 gegenüber einer Business-as-Usual Entwicklung	108
Abbildung 6.31: Verbleibende Treibhausgasemissionen und negative Emissionen in den verglichenen Szenarien im Jahr 2045	116
Abbildung 6.32: Endenergieverbrauch in den verglichenen Szenarien und im Jahr 2019 [27]	118
Abbildung 6.33: Stromverbrauch in den verglichenen Szenarien und im Jahr 2019 [27]	119
Abbildung 6.34: Bruttostromerzeugung (ohne Stromimporte und -exporte) und installierte Leistungen (ohne Speicher) in den verglichenen Szenarien und im Jahr 2019 [28], [29]	121
Abbildung 6.35: Wasserstoffbedarf und -bereitstellung in den verglichenen Szenarien	122
Abbildung 6.36: Mehrkosten des Referenzszenarios KSG2045 gegenüber den Systemkosten des Jahres 2020 (links) und gegenüber der BaU-Entwicklung (rechts)	127
Abbildung 6.37: Kostendifferenz zwischen der BaU-Entwicklung und dem Jahr 2020	128
Abbildung 6.38: Änderung der installierten Stromerzeugungsleistungen (links) und der Wasserstoffbereitstellung (rechts) im Jahr 2045 gegenüber dem KSG2045 Szenario in Abhängigkeit der gewählten Zinssätze	130
Abbildung 6.39: Absolute Investitions- und Betriebskosten der Transformation im Zeitverlauf	133
Abbildung 6.40: Investitions- und Betriebskosten des KSG2045 gegenüber der BaU-Entwicklung im Zeitverlauf	134
Abbildung 6.41: Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 bei Variation der Wasserstoffimportkosten	141
Abbildung 6.42: Wasserstoffbereitstellung im Jahr 2045 bei Variation der Wasserstoffimportkosten	142
Abbildung 6.43: Wasserstoffbereitstellung bei Import von blauem Wasserstoff ohne Vorkettenemissionen (links) und Änderung der Wasserstoffbereitstellung gegenüber dem KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen (rechts)	145

Abbildung 6.44: Wasserstoffbedarf bei Import von blauem Wasserstoff ohne Vorkettenemissionen (links) und Änderung des Wasserstoffbedarfs gegenüber dem KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen (rechts)	147
Abbildung 6.45: Wasserstoffbereitstellung bei Import von blauem Wasserstoff unter Berücksichtigung der Vorkettenemissionen (links) und Änderung der Wasserstoffbereitstellung gegenüber dem KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen (rechts)	148
Abbildung 6.46: Wasserstoffbedarf bei Import von blauem Wasserstoff unter Berücksichtigung der Vorkettenemissionen (links) und Änderung des Wasserstoffbedarfs gegenüber dem KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen (rechts)	150
Abbildung 6.47: Stromverbrauch im Jahr 2045 bei einem vollständigen Verzicht auf inländische Elektrolyse (links) und installierte Stromerzeugungsleistung (rechts) sowie Änderung zum Referenzszenario KSG2045	152
Abbildung 6.48: Abgeregelte Stromerzeugungsleistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen im Jahr 2045 bei Verzicht auf inländische Elektrolyse	154
Abbildung 6.49: Stündliche Stromerzeugung und Stromnachfrage im Juni 2045 bei vollständigem Verzicht auf inländische Elektrolyse	156
Abbildung 6.50: Historische Treibhausgasemissionen des LULUCF-Sektors im Jahr 2019 [93] und angestrebte Treibhausgasemissionen im Jahr 2045, angelehnt an [94]	161
Abbildung 6.51: Restemissionen im Jahr 2045, THG-Kompensation und geologische Speicherung bei Berücksichtigung der negativen Emissionen aus dem LULUCF-Sektor	163
Abbildung 6.52: Treibhausgasemissionen im Jahr 2045 bei unbegrenzter geologischer CO ₂ -Speicherung (links) und abgeschiedene CO ₂ -Menge (rechts) sowie Änderung zum Referenzszenario KSG2045	164
Abbildung 6.53: Primärenergieverbrauch im Jahr 2045 bei unbegrenzter geologischer CO ₂ -Speicherung (links) und Erdgasnachfrage inklusive Biomethan (rechts) sowie Änderung zum Referenzszenario KSG2045	166
Abbildung 6.54: Treibhausgasemissionen im Jahr 2045 bei unbegrenzter geologischer Speicherung von CO ₂ aus DAC-Anlagen (links) und abgeschiedene CO ₂ -Menge (rechts) sowie Änderung zum Referenzszenario KSG2045	168
Abbildung 6.55: Primärenergieverbrauch im Jahr 2045 bei unbegrenzter geologischer Speicherung von CO ₂ aus DAC-Anlagen (links) und Erdgasnachfrage inklusive Biomethan (rechts) sowie Änderung zum Referenzszenario KSG2045	169
Abbildung 6.56: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Sensitivitätsanalyse zum Erreichen der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 und im KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen	172

Abbildung 6.57: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs während der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 (links) und Änderung des Primärenergieverbrauchs gegenüber dem <i>KSG2045</i> Szenario mit 48 Typtagen (rechts). Der Vergleich der Ergebnisse des Jahres 2050 basiert dabei auf den Ergebnissen des Jahres 2045 aus dem <i>KSG2045</i> .	173
Abbildung 6.58: Veränderung des Primärenergiebedarfs im Vergleich zum <i>KSG2045</i> Szenario (links) und industrieller Endenergiebedarf (rechts) bei Defossilisierung der chemischen Industrie im Jahr 2045	176
Abbildung 6.59: Endenergiebedarf des Gebäude- und Verkehrssektors sowie der DAC-Anlagen im Jahr 2045 bei Berücksichtigung von Suffizienzentwicklungen (links) und Wärmebedarf (rechts) sowie Änderung zum Referenzszenario <i>KSG2045</i>	179
Abbildung 6.60: Pkw-Nutzung im Jahr 2045 bei Berücksichtigung von Suffizienzentwicklungen und Änderung zum Referenzszenario <i>KSG2045</i> (links) sowie Kosteneinsparung der Sensitivitätsanalyse gegenüber dem <i>KSG2045</i> im Jahr 2045 (rechts)	180
Abbildung 8.1: Stündliche Stromerzeugung und -nachfrage im Oktober 2045	203
Abbildung 8.2: Stündliche Stromerzeugung und -nachfrage im Dezember 2045	204
Abbildung 8.3: Absolute Investitions- und Betriebskosten im Umwandlungssektor im <i>KSG2045</i> Szenario in den Jahren 2030 und 2045	204
Abbildung 8.4: Absolute Investitions- und Betriebskosten im Gebäudesektor für Einfamilienhäuser (EFH), Mehrfamilienhäuser (MFH) und Nichtwohngebäude (NWG) im <i>KSG2045</i> Szenario in den Jahren 2030 und 2045	205
Abbildung 8.5: Absolute Investitions- und Betriebskosten im Verkehrssektor im <i>KSG2045</i> Szenario in den Jahren 2030 und 2045	205

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Existierende Szenarien zur Treibhausgasneutralität Deutschlands - Teil 1	17
Tabelle 3.2: Existierende Szenarien zur Treibhausgasneutralität Deutschlands - Teil 2	18
Tabelle 3.3: Vergleichene Szenarien und Pfadausprägungen	21
Tabelle 4.1: Techno-ökonomische Parameter der implementierten CO ₂ -Abscheideverfahren	43
Tabelle 4.2: Kosten für den CO ₂ -Transport nach [46]	44
Tabelle 4.3: Potenziale, angenommene maximale jährliche Einspeichermenge und Kosten für die permanente geologische CO ₂ -Speicherung in Deutschland, [45], [48]	45
Tabelle 4.4: Ökonomische Parameter der DAC-Verfahren, [46], [53]	51
Tabelle 4.5: Energieverbräuche der DAC-Verfahren, [51], [53]	52
Tabelle 5.1: Zulässige Jahresemissionsmengen nach dem Klimaschutzgesetz [2]	55
Tabelle 5.2: Exogen gesetzte Emissionspfade für sonstige Treibhausgase (ohne CO ₂), [60]–[63] und eigene Annahmen	58
Tabelle 5.3: Auswahl von wichtigen Rahmendaten, [14] und [64]–[66]	60
Tabelle 5.4: Maximale Potenziale für den Photovoltaik- und Windenergieausbau in Deutschland	62
Tabelle 6.1: Flexible Jahreshöchstlast und höchste Stromerzeugung im Jahr 2045 im Vergleich mit den statistischen Werten für das Jahr 2019	80
Tabelle 6.2: Abgeregelte Energiemengen und höchste abgeregelte Leistung von Windenergie und Photovoltaik im Jahr 2045	84
Tabelle 6.3: Installierte Stromspeicher im Jahr 2045	85
Tabelle 6.4: Installierte Wärmespeicher im Jahr 2045 nach Anwendungsbereich	98
Tabelle 6.5: Kosten der Treibhausgasneutralität bis 2045	109
Tabelle 6.6: Vergleichene Szenarien inklusive dem Referenzszenario <i>KSG2045</i>	115
Tabelle 6.7: Transformationskosten hin zur Treibhausgasneutralität in Abhängigkeit von der gewählten Vergleichsbasis	128
Tabelle 6.8: Auswirkungen der gewählten Zinssätze auf das Energiesystem bei Treibhausgasneutralität und die Transformationskosten	131
Tabelle 6.9: Absolute Investitions- und Betriebskosten des Transformationszeitraums als absolute Kosten und gegenüber der BaU-Entwicklung (ohne Diskontierung)	135
Tabelle 6.10: Klimaschadenskosten durch den Ausstoß von Treibhausgasen nach [88], Werte für die Jahre 2040 und 2045 sind linear interpoliert	136
Tabelle 6.11: Netto-Transformationskosten des <i>KSG2045</i> Szenarios bei Berücksichtigung der vermiedenen Klimaschadenskosten durch den Ausstoß von Treibhausgasen	137

Tabelle 6.12: Auswirkungen der Variation der Wasserstoffimportkosten auf das treibhausgasneutrale Energiesystem im Jahr 2045	141
Tabelle 6.13: Importkosten für Wasserstoff, angelehnt an [55], [72], [91]	144
Tabelle 6.14: Zentrale Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Import von blauem Wasserstoff ohne Treibhausgasemissionen und Änderung gegenüber KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen	146
Tabelle 6.15: Zentrale Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bei Import von blauem Wasserstoff unter Berücksichtigung der Vorkettenemissionen und Änderung gegenüber KSG2045 Szenario mit 48 Typtagen	149
Tabelle 6.16: Abgeregelte Energiemengen und höchste abgeregelte Leistung von Windenergie und Photovoltaik im Jahr 2045 bei Verzicht auf inländische Elektrolyse und Änderung gegenüber dem Referenzszenario KSG2045	155
Tabelle 6.17: Zulässige Jahresemissionsmengen in dieser Sensitivitätsanalyse und im KSG2045 Referenzszenario	171
Tabelle 6.18: Annahmen für Wohnflächenbedarf, motorisierten Individualverkehr und Landwirtschaft im Jahr 2045 in dieser Sensitivitätsanalyse und im Vergleich mit dem KSG2045	178
Tabelle 8.1: Wesentliche Treibhausgase und ihr Treibhauspotenzial nach [13]	197
Tabelle 8.2: Entwicklung der Industriegüternachfragen bis 2045 in Mt/a, angelehnt an [64]	198
Tabelle 8.3: Entwicklung der Bruttowertschöpfung aggregiert abgebildeter Industrieprozesse bis 2045 in Mrd. €/a, angelehnt an [64]	198
Tabelle 8.4: Importkosten fossiler und erneuerbarer Energieträger, fossil angelehnt an [64], [102], [103], erneuerbar nach [55], [91] und [72] mit eigenen Annahmen	199
Tabelle 8.5: Techno-ökonomische Annahmen für ausgewählte erneuerbare Energien	199
Tabelle 8.6: Techno-ökonomische Annahmen für Speichertechnologien	200
Tabelle 8.7: Techno-ökonomische Annahmen für ausgewählte Umwandlungstechnologien	201
Tabelle 8.8: Techno-ökonomische Annahmen für ausgewählte Umwandlungstechnologien	202

Literaturverzeichnis

- [1] United Nations / Framework Convention on Climate Change: *The Paris Agreement*, Paris, Dez. 2015. Verfügbar unter: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf
- [2] *Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S.2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist*. Verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/ksg/index.html>
- [3] BVerfG: *Beschluss des Ersten Senats vom 24. März 2021- 1 BvR 2656/18 -, Rn. 1-270,- 1 BvR 96/20,- 1 BvR 288/20, siehe auch Pressemitteilung Nr. 31/2021 vom 29. April 2021*, März 2021. Verfügbar unter: http://www.bverfg.de/e/rs20210324_1bvr265618.html
- [4] J. Rogelj et al.: *Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development*, IPCC, Chapter 2, 2018. Verfügbar unter: <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/chapter-2/>
- [5] T. Naegler et al.: *Exploring long-term strategies for the german energy transition - A review of multi-Sector energy scenarios, Renewable and Sustainable Energy Transition*, Bd. 1, S. 100010, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.rset.2021.100010.
- [6] H.-J. Luhmann und W. Obergassel: *Klimaneutralität versus Treibhausgasneutralität: Anforderungen an die Kooperation im Mehrebenensystem in Deutschland*, GAIA - Ecol. Perspect. Sci. Soc., Bd. 29, Nr. 1, S. 27–33, März 2020, doi: 10.14512/gaia.29.1.7.
- [7] Deutsche Energie-Agentur (dena): *Klimaneutralität - ein Konzept mit weitreichenden Implikationen*, Berlin, Okt. 2020. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/news-room/publikationsdetailansicht/pub/dena-analyse-klimaneutralitaet/> (zugegriffen 13. August 2021).
- [8] J. B. R. Matthews et al.: *Annex I: Glossary. In: Global Warming of 1.5°C*, IPCC, 2018. Verfügbar unter: <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/glossary/>
- [9] J. Rogelj et al.: *Zero emission targets as long-term global goals for climate protection*, *Environmental Research Letters*, Bd. 10, Nr. 10, S. 105007, Okt. 2015, doi: 10.1088/1748-9326/10/10/105007.
- [10] Umweltbundesamt und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Finale Klimabilanz 2020: Emissionen sanken um 41 Prozent gegenüber 1990*, Jan. 2022. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/finale-klimabilanz-2020-emissionen-sanken-um-41> (zugegriffen 31. März 2022).
- [11] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): *Bericht zum Energieverbrauch 2020*, Apr. 2021. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/bericht-zum-energieverbrauch-2020/> (zugegriffen 7. Juni 2022).

- [12] P. Gniffke: *Vorjahreschätzung der deutschen Treibhausgas-Emissionen für das Jahr 2020*, Umweltbundesamt, März 2021. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland> (zugegriffen 24. Januar 2022).
- [13] Intergovernmental Panel on Climate Change: *Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC, Genf, 2007. Verfügbar unter: <https://www.ipcc.ch/report/ar4/syr/>
- [14] P. M. Lopion: *Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO₂-Reduktionsstrategien*, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2020.
- [15] K. Warncke et al.: *Inventarermittlung der F-Gase 2017/2018*, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Jan. 2021. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/inventarermittlung-der-f-gase-20172018> (zugegriffen 29. April 2022).
- [16] G. H. Fisher: *Endogenous and Exogenous Investment in Macro-Economic Models-The Review of Economics and Statistics*, *Rev. Econ. Stat.*, Bd. 35, Nr. 3, S. 211–220, 1953, doi: 10.2307/1925919.
- [17] F. Sensfuß et al.: *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 - Kurzbericht*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, Mai 2021. Verfügbar unter: <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/dokumente/> (zugegriffen 2. November 2021).
- [18] Prognos et al.: *Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann*, Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, Berlin, 2021.
- [19] Deutsche Energie-Agentur (dena): *dena - Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*, Berlin, Okt. 2021.
- [20] J. Richter: *DIMENSION - A Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets*, *EWI Working Paper*, Bd. 11, Nr. 3, 2011.
- [21] Boston Consulting Group: *Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*, Studie im Auftrag des BDI, Berlin, Okt. 2021. Verfügbar unter: <https://www.bcg.com/de-de/klimapfade> (zugegriffen 2. November 2021).
- [22] J. Brandes et al.: *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Update: Klimaneutralität 2045*, Fraunhofer-Institut für Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Nov. 2021. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>
- [23] A. Palzer: *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2016.

- [24] G. Luderer et al.: *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*, Ariadne-Report, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, Potsdam, 2021. Verfügbar unter: https://publications.pik-potsdam.de/pubman/item/item_26056 (zugegriffen 22. April 2022).
- [25] L. Baumstark et al.: *REMIND2.1: transformation and innovation dynamics of the energy-economic system within climate and sustainability limits*, *Geoscientific Model Development*, Bd. 14, Nr. 10, S. 6571–6603, Okt. 2021, doi: 10.5194/gmd-14-6571-2021.
- [26] P. Korkmaz et al.: *On the Way to a Sustainable European Energy System: Setting Up an Integrated Assessment Toolbox with TIMES PanEU as the Key Component*, *Energies*, Bd. 13, Nr. 3, S. 707, Feb. 2020, doi: 10.3390/en13030707.
- [27] C. Bernath et al.: *Impact of sector coupling on the market value of renewable energies – A model-based scenario analysis*, *Applied Energy*, Bd. 281, S. 115985, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115985.
- [28] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): *Bilanz 2019*, Apr. 2021. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/> (zugegriffen 24. Januar 2022).
- [29] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme: *Energy-Charts: Jährliche Stromerzeugung in Deutschland 2019*, Freiburg. Verfügbar unter: <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE> (zugegriffen 2. Mai 2022).
- [30] Bundesnetzagentur: *SMARD - Strommarktdaten: Installierte Erzeugungsleistung*, Bonn, 2022. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/2362> (zugegriffen 2. Mai 2022).
- [31] L. Kotzur: *Future grid load of the residential building sector*, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2018.
- [32] F. Kullmann: *Recycling- und Defossilisierungsmaßnahmen im Kontext von CO₂-Reduktionsstrategien*, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2022.
- [33] Lopion et al.: *Cost Uncertainties in Energy System Optimization Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects*, *Energies*, Bd. 12, Nr. 20, S. 4006, Okt. 2019, doi: 10.3390/en12204006.
- [34] L. Kotzur et al.: *Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design*, *Renewable Energy*, Bd. 117, S. 474–487, März 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.10.017.
- [35] L. Kotzur et al.: *Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage*, *Applied Energy*, Bd. 213, S. 123–135, März 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.01.023.

- [36] Verein Deutscher Ingenieure e.V.: *VDI-Richtlinie 4640 Blatt 2: Thermische Nutzung des Untergrunds - Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen*, VDI, Düsseldorf, 2019. Verfügbar unter: <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-4640-blatt-2-thermische-nutzung-des-untergrunds-erdgekoppelte-waermepumpenanlagen> (zugegriffen 14. Juni 2022).
- [37] P. Markewitz et al.: *Technologiebericht 2.3 CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS)*, Forschungszentrum Jülich, Jülich, 2017.
- [38] International Energy Agency (IEA): *Energy Technology Perspectives 2020 - Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage*, Paris, Sep. 2020.
- [39] P. Markewitz et al.: *Worldwide innovations in the development of carbon capture technologies and the utilization of CO₂*, *Energy & Environmental Science*, Bd. 5, Nr. 6, S. 7281, 2012, doi: 10.1039/c2ee03403d.
- [40] Y. Wang et al.: *A Review of Post-combustion CO₂ Capture Technologies from Coal-fired Power Plants*, *Energy Procedia*, Bd. 114, S. 650–665, Juli 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1209.
- [41] M. G. Plaza et al.: *CO₂ Capture, Use, and Storage in the Cement Industry: State of the Art and Expectations*, *Energies*, Bd. 13, Nr. 21, S. 5692, Okt. 2020, doi: 10.3390/en13215692.
- [42] A. Laude et al.: *CO₂ capture and storage from a bioethanol plant: Carbon and energy footprint and economic assessment*, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Bd. 5, Nr. 5, S. 1220–1231, Sep. 2011, doi: 10.1016/j.ijggc.2011.06.004.
- [43] D. Leeson et al.: *A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources*, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Bd. 61, S. 71–84, Juni 2017, doi: 10.1016/j.ijggc.2017.03.020.
- [44] N. von der Aßen: *From life-cycle assessment towards life-cycle design of carbon dioxide capture and utilization*, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Aachen, 2016.
- [45] International Energy Agency (IEA): *20 years of carbon capture and storage*, IEA, Paris, 2016. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/20-years-of-carbon-capture-and-storage> (zugegriffen 16. Juni 2022).
- [46] acatech: *CCU und CCS - Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie*, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, München, 2018. Verfügbar unter: https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/09/acatech_POSITION_CCU_CCS_WEB-002_final.pdf (zugegriffen 18. Februar 2022).
- [47] M. Fasihi et al.: *Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants*, *Journal of Cleaner Production*, Bd. 224, S. 957–980, Juli 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.

- [48] Northern Lights: *Annual report 2021*, Stavanger, 2022. Verfügbar unter: <https://nor-lights.com/wp-content/uploads/2022/04/Northern-Lights-Annual-report-2021.pdf> (zugegriffen 16. Juni 2022).
- [49] B. Lux et al.: *The economics of possible CO₂ utilization pathways in a highly decarbonized European energy system*, in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, Sep. 2019, S. 1–7. doi: 10.1109/EEM.2019.8916453.
- [50] *Kohlendioxid-Speicherungsgesetz vom 17. August 2021 (BGBl. I S. 1726)*, das zuletzt durch Artikel 22 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist. Verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/kspg/>
- [51] D. Heß et al.: *Nutzung von CO₂ aus Luft als Rohstoff für synthetische Kraftstoffe und Chemikalien*, Karlsruhe Institute of Technology, Karlsruhe, Dez. 2020. Verfügbar unter: <https://vm.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-mvi/intern/Dateien/PDF/29-01-2021-DAC-Studie.pdf> (zugegriffen 17. Juni 2022).
- [52] P. Viebahn et al.: *Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende*, Wuppertal Institut, Wuppertal, 2018. Verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/front-door/deliver/index/docId/7062/file/7062_CO2-Abtrennung.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [53] S. Deutz und A. Bardow: *Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption*, *Nature Energy*, Bd. 6, Nr. 2, S. 203–213, Feb. 2021, doi: 10.1038/s41560-020-00771-9.
- [54] R. Hanna et al.: *Emergency deployment of direct air capture as a response to the climate crisis*, *Nature Communications*, Bd. 12, Nr. 1, S. 368, Dez. 2021, doi: 10.1038/s41467-020-20437-0.
- [55] K. Madhu et al.: *Understanding environmental trade-offs and resource demand of direct air capture technologies through comparative life-cycle assessment*, *Nature Energy*, Bd. 6, Nr. 11, S. 1035–1044, Nov. 2021, doi: 10.1038/s41560-021-00922-6.
- [56] D. Stolten, P. Markewitz, T. Schöb et al.: *Neue Ziele auf alten Wegen? - Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045*. Jülich: Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt, Band 577, 2022. Verfügbar unter: <https://user.fz-juelich.de/record/908382>
- [57] *Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818)*, das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbgbg/BJNR181810020.html>
- [58] *Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565)*, das zuletzt durch die Bekanntmachung vom 3. Januar 2022 (BGBl. I S. 14) geändert worden ist. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/atg/BJNR008140959.html#BJNR008140959BJNG000100326>

- [59] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Berlin, Sep. 2010. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.html>
- [60] C. Hornberg et al.: *Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa. Umweltgutachten 2020*, Sachverständigenrat für Umweltfragen, Berlin, Jan. 2020.
- [61] European Parliament: *Regulation (EU) No 517/2014 of the European Parliament and of the Council of 16 April 2014 on fluorinated greenhouse gases and repealing Regulation (EC) No 842/2006 Text with EEA relevance*. 2014, S. 195–230.
- [62] European Commission: *Kigali Amendment to the Montreal Protocol on Substances that Deplete the Ozone Layer*. 2018. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/clima/news/eu-ratifies-kigali-amendment-montreal-protocol_en (zugegriffen 25. Oktober 2020).
- [63] Prognos et al.: *Klimaneutrales Deutschland*, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, Berlin, 2020.
- [64] K. Purr et al.: *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 - Hintergrundpapier*. Umweltbundesamt, 2013. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050>
- [65] P. Gerbert et al.: *Klimapfade für Deutschland*, BDI, Jan. 2018. Verfügbar unter: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>
- [66] Statistisches Bundesamt: *GENESIS-Online*, Wiesbaden, 2021. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (zugegriffen 1. April 2021).
- [67] S. Radke: *Verkehr in Zahlen 2019/2020*, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin, 2019. Verfügbar unter: https://www.bmvi.de/Shared-Docs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2019-pdf.pdf?__blob=publicationFile
- [68] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Energieeffizienz in Zahlen 2022*, Berlin, 2023.
- [69] Deutsche Bundesbank: *Umlaufrendite nach Wertpapierarten*. Verfügbar unter: https://www.bundesbank.de/dynamic/action/de/statistiken/zeitreihen-datenbanken/zeitreihen-datenbank/759778/759778?listId=www_skms_it01 (zugegriffen 17. Februar 2021).
- [70] Bundesnetzagentur: *Beschlussentwurf: Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Elektrizitätsnetzbetreiber*, Bonn, 2016. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2016/BK4-16-0160/BK4-16-0160_Konsultation_Strom.pdf;jsessionid=05B8657AA90E86384CF9BC4959847A1F?__blob=publicationFile&v=6 (zugegriffen 17. Februar 2021).
- [71] European Commission: *„Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030*. 2021. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0550>

- [72] S. D. Ryberg: *Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe*, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2020.
- [73] D. Caglayan: *A Robust Design of a Renewable European Energy System Encompassing a Hydrogen Infrastructure*, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Aachen, 2020.
- [74] M. Schönlisch et al.: *Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen*, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln, Nov. 2020.
- [75] I. Tsiropoulos et al.: *Cost development of low carbon energy technologies: scenario based cost trajectories to 2050, 2017 edition*. Luxemburg: Publications Office of the European Union, 2018. Verfügbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/490059> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [76] Prognos: *Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger*, Berlin, Mai 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transaktionspfade-fuer-strombasierte-energietaeager.pdf?__blob=publicationFile (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [77] J. Carlsson et al.: *Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050*. Luxemburg: Publications Office of the European Union, 2014. Verfügbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2790/057687> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [78] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg und Bosch & Partner: *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie*, Stuttgart, März 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [79] M. Robinius et al.: *Wege für die Energiewende - Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt, Band 499, 2020.
- [80] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): *Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verbrauchern*, Berlin, Mai 2022. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Nettostromverbrauch_nach_Verbrauchergruppen_Entw_10J_online_o_dw_jaehrlich_Ki_30052022.pdf (zugegriffen 25. Juli 2022).
- [81] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): *Versorgungssicherheit Strom: Grundlagen und Methodik zur Bewertung der Versorgungssicherheit Strom und politische Handlungsempfehlungen*, Berlin, Sep. 2021. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/20210930_Awh_BDEW-Fakten-und-Argumente_Versorgungssicherheit-Strom.pdf (zugegriffen 26. Juli 2022).
- [82] Bundesnetzagentur: *SMARD - Strommarktdaten: Marktdaten 2019*, Bonn, 2022. Verfügbar unter: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten> (zugegriffen 11. Juli 2022).

- [83] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: *Monitoringbericht 2020*, Bonn, März 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (zugriffen 26. Juli 2022).
- [84] Bundesnetzagentur: *Genehmigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2037/2045*, Bonn, Juli 2022. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf (zugriffen 10. November 2022).
- [85] Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR): *Anbaufläche für nachwachsende Rohstoff 2020*, 2021. Verfügbar unter: <https://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/anbauflaeche-fur-nachwachsende-rohstoffe-tabelle.html> (zugriffen 26. Januar 2022).
- [86] S. Majer et al.: *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), Leipzig, Juli 2013. Verfügbar unter: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/mks-kurzstudie-nutzungskonkurrenzen.pdf?__blob=publicationFile
- [87] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen: *Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW: Teil 4 - Geothermie*, Recklinghausen, 2015. Verfügbar unter: https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/Fachbericht_40-Teil4-Geothermie_web.pdf (zugriffen 26. Juli 2022).
- [88] H. Born et al.: *Roadmap Oberflächennahe Geothermie*, Juni 2022, doi: 10.24406/PUBLICA-70.
- [89] Deutsche Energie-Agentur (dena): *dena - Leitstudie Integrierte Energiewende*, Berlin, Juli 2018.
- [90] A. Matthey und B. Bünger: *Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten - Kostensätze*, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Dez. 2020.
- [91] P. R. Shukla et al.: *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Summary for Policymakers. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.*, IPCC, 2022. Verfügbar unter: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_SPM.pdf
- [92] M. Noussan et al.: *The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective*, *Sustainability*, Bd. 13, Nr. 1, S. 298, Dez. 2020, doi: 10.3390/su13010298.
- [93] P. Heuser: *Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien*, Dissertation, Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, Jülich, 2021.

- [94] T. Longden et al.: *'Clean' hydrogen? – Comparing the emissions and costs of fossil fuel versus renewable electricity based hydrogen*, *Applied Energy*, Bd. 306, S. 118145, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.118145.
- [95] European Environment Agency: *GHG Inventory EU 11-03-2022 Resubmission - Germany Inventory 2019*, Kopenhagen, März 2022. Verfügbar unter: https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envyis0nw/index_html (zugegriffen 12. August 2022).
- [96] Öko-Institut: *Natürliche Senken - Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*, Freiburg, Okt. 2021.
- [97] Statistisches Bundesamt: *Land- und Forstwirtschaft, Fischerei - Bodennutzung der Betriebe*, Wiesbaden, Nov. 2021. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/206250/umfrage/landwirtschaftliche-nutzflaeche-in-deutschland/> (zugegriffen 12. August 2022).
- [98] B. Osterburg et al.: *Handlungsoptionen für den Klimaschutz in der deutschen Agrar- und Forstwirtschaft*. Braunschweig: Johann Heinrich von Thünen-Institut, 2013.
- [99] L. Cordroch et al.: *Why renewables and energy efficiency are not enough - the relevance of sufficiency in the heating sector for limiting global warming to 1.5 °C*, *Technological Forecasting and Social Change*, Bd. 175, S. 121313, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.techfore.2021.121313.
- [100] E. Zozmann et al.: *The Potential of Sufficiency Measures to Achieve a Fully Renewable Energy System -- A case study for Germany*. arXiv, 8. September 2021. Verfügbar unter: <http://arxiv.org/abs/2109.00453> (zugegriffen 15. Juli 2022).
- [101] C. Kost et al.: *Modeling of Persistence, Non-Acceptance and Sufficiency in Long-Term Energy Scenarios for Germany*, *Energies*, Bd. 14, Nr. 15, S. 4484, Juli 2021, doi: 10.3390/en14154484.
- [102] K. Purr et al.: *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - RESCUE - Studie*, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Nov. 2019.
- [103] M. Dittrich et al.: *Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland - GreenLife*, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, Dez. 2020. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020_12_28_cc_04-2020_endbericht_greenlife.pdf (zugegriffen 15. Juli 2022).
- [104] International Energy Agency: *World Energy Outlook 2020*. 2020.
- [105] B. Pfluger et al.: *Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*, 2017. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html> (zugegriffen 23. Oktober 2017).

- [106] P. Stenzel et al.: *Energiespeicher*, Düsseldorf, Band 72. Nr. 8-9, 2020.
- [107] P. Elsner und D. Sauer: *Energiespeicher: Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*, acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, München, Nov. 2015. Verfügbar unter: https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_Energiespeicher.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [108] W. Cole und A. W. Frazier: *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, USA, Juni 2020. Verfügbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [109] K. Stolzenburg et al.: *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht*, Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Berlin, März 2014. Verfügbar unter: <https://edocs.tib.eu/files/e01fn16/872792943.pdf> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [110] L. Welder et al.: *Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in German*, *Energy*, Bd. 158, S. 1130–1149, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.05.059.
- [111] Danish Energy Agency: *Technology Data - Energy storage*, Kopenhagen. Verfügbar unter: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf (zugegriffen 1. Juni 2021).
- [112] F. Mauthner und S. Herkel: *Technology and demonstrators. Technical Report Subtask C – Part C1*, IEA Solar Heating and Cooling Programme, Gleisdorf, Juni 2016. Verfügbar unter: https://task52.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/IEA-SHC-Task52-STC1-Classification-and-Benchmarking_v02.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [113] European Commission. Joint Research Centre. et al.: *Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU*. Luxemburg: Publications Office of the European Union, 2017. Verfügbar unter: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/24422> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [114] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe et al.: *Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft)*, Hannover, März 2016.
- [115] C. Pape et al.: *Roadmap Speicher: Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung*, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel, 2014.
- [116] M. Wietschel et al.: *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologienbericht*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2010. Verfügbar unter: https://publietwafrunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-1185350.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).

- [117] K. Görner und D. Sauer: *Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050*, acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Feb. 2016. Verfügbar unter: https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Technologiesteckbrief_Konventionelle_Kraftwerke.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [118] Danish Energy Agency: *Technology Data - Heating installations*, Kopenhagen, 2020. Verfügbar unter: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-individual-heating-plants> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [119] Gerhardt, Norman et al.: *Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Endbericht*, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel, Sep. 2015. Verfügbar unter: https://www.iese.fraunhofer.de/content/dam/iese/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [120] Agora Verkehrswende et al.: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*, Berlin, März 2018. Verfügbar unter: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [121] S. Schiebahn et al.: *Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany*, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 40, Nr. 12, S. 4285–4294, Apr. 2015, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.123.
- [122] S. M. Saba et al.: *The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years*, *International Journal of Hydrogen Energy*, Bd. 43, Nr. 3, S. 1209–1223, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.11.115.
- [123] Danish Energy Agency: *Technology Data - Generation of Electricity and District heating*, Kopenhagen, 2020. Verfügbar unter: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and> (zugegriffen 7. Februar 2022).
- [124] J. Wang et al.: *Overview of Compressed Air Energy Storage and Technology Development*, *Energies*, Bd. 10, Nr. 7, S. 991, Juli 2017, doi: 10.3390/en10070991.
- [125] P. Blum et al.: *Techno-economic and spatial analysis of vertical ground source heat pump systems in Germany*, *Energy*, Bd. 36, Nr. 5, S. 3002–3011, Mai 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.02.044.

Danksagung

Die vorliegende Dissertation ist in der Zeit von Oktober 2019 bis Oktober 2022 am Institut für Energie- und Klimaforschung – Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3), mittlerweile Institute of Climate and Energy Systems – Jülicher Systemanalyse, des Forschungszentrums Jülich entstanden.

Zunächst gilt ein besonderer Dank meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten für die ausgezeichnete Betreuung, die offenen und stets wertvollen Diskussionen, die Förderung meiner akademischen Karriere sowie das mir entgegengebrachte Vertrauen. Zudem möchte ich mich bei Univ.-Prof. Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer für die Übernahme des Korreferats bedanken. Bei Univ.-Prof. Professor h. c. (MGU) Dr.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Thomas Gries bedanke ich mich für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes und bei Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Abel für seine Tätigkeit als Beisitzer.

Bei meinen Abteilungsleitern Herrn Dr.-Ing. Leander Kotzur, Herrn Prof. Dr.-Ing. Jochen Linßen, Herrn Dr.-Ing. Martin Robinus und Herrn Dr.-Ing. Jann Weinand bedanke mich für ihre fachliche Unterstützung sowie ihr Vertrauen und ihren wertvollen Rat in schwierigen Situationen.

Mein herzlicher Dank gilt meinem Teamleiter Herrn Dr.-Ing. Peter Markewitz, der die Arbeit an meiner Dissertation von der ersten bis zur letzten Sekunde stets hervorragend betreute und auch darüber hinaus stets für äußerst wertvolle Ratschläge zur Verfügung stand. Neben seiner exzellenten fachlichen Expertise möchte ich mich insbesondere für seine unschätzbare Orientierungshilfe, das vollumfängliche Vertrauen und den stets humorvollen Austausch bedanken.

Bei meinem Teamkollegen und späterem Teamleiter Herrn Dr.-Ing. Felix Kullmann möchte ich mich für seine ausgezeichnete fachliche Unterstützung, die offenen und stets konstruktiven Diskussionen während und auch außerhalb der Arbeitszeit sowie die Veranstaltung des produktivsten und legendärsten Hackathons aller Zeiten bedanken. Bei meinen Kollegen Stefan Kraus und Michael Zier bedanke ich mich für den Austausch während der Abteilungsrunden, die gemeinsamen Forschungsaktivitäten sowie ihre vollumfängliche und uneingeschränkte Unterstützung. Zudem bedanke ich mich bei meiner Teamkollegin Rachel Maier für den hervorragenden fachlichen Austausch, ihr Verständnis und ihre Unterstützung zur richtigen Zeit. Bei Herrn Maximilian Stargardt bedanke ich mich für seine Transportdienstleistungen und die gemeinsamen Forschungsausflüge. Bei meinen Kollegen Julian Reul, Kevin Knosala, Stanley Risch, David Franzmann und Christoph Winkler möchte ich mich für den stets ausgezeichneten fachlichen Austausch und die niveaureichen Diskussionen zu jeder Tages- und Nachtzeit bedanken.

Ebenfalls bedanke ich mich bei allen Mitarbeitenden des Instituts Jülicher Systemanalyse, die mich bei der Erstellung dieser Arbeit stets unterstützt haben.

Außerdem möchte ich mich bei meinem Masteranden Oliver Berlin bedanken, der durch seine Arbeit zu dieser Dissertation beigetragen hat.

Abschließend möchte ich meiner Familie danken, die mich bei meiner akademischen Karriere stets vollumfänglich unterstützte und mir auch in kritischen Situationen den notwendigen Rückhalt gaben, um meine akademische Reise erfolgreich zu bestreiten.

„Ich weiß, dass ich nichts weiß“

(Sokrates, frei nach Platon: Apologie des Sokrates 22d)

Band / Volume 634

Investigation and implementation of improved and degradation-tolerant fuel electrodes for solid oxide cells

A. Schwiers (2024), VI, 163, XIII pp

ISBN: 978-3-95806-762-2

Band / Volume 635

In Situ Time Calibration for Stationary Multichannel GPR Monitoring Systems

L. Steinbeck (2024), xvi, 98, xxxi pp

ISBN: 978-3-95806-767-7

Band / Volume 636

Erneuerbares Methanol als Ausgangsstoff für die Bereitstellung von flüssigen Kraftstoffen für den Transportsektor

F. Schorn (2024), VI, 275 pp

ISBN: 978-3-95806-769-1

Band / Volume 637

Investigation of Lower Boundary Conditions of Brominated Very Short-lived Species (VSLS)

S. Zheng (2024), 2, iii, 160 pp

ISBN: 978-3-95806-770-7

Band / Volume 638

Modellgestützte Analyse zukünftigen Mobilitätsverhaltens

J. P. Reul (2024), XVI, 291 pp

ISBN: 978-3-95806-771-4

Band / Volume 639

Insights into Mechanisms of Secondary Organic Aerosol Formation: Approaching Atmospherically Relevant Conditions in an Atmospheric Reaction Chamber

Y. Baker (2024), XVII, 122 pp

ISBN: 978-3-95806-776-9

Band / Volume 640

Advancing the representation of agricultural systems in Land Surface Models: systematic model evaluations and technical model developments

T. S. Boas (2024), xxi, 145 pp

ISBN: 978-3-95806-777-6

Band / Volume 641

Imaging spatial and temporal soil water content variations of the soil-plant continuum using ground penetrating radar

L. Lärm (2024), xii, 303 pp

ISBN: 978-3-95806-778-3

Band / Volume 642

Development of Iridium-based Nanostructures for Oxygen Evolution Reaction in PEM Water Electrolysis

S. Park (2024), 135 pp

ISBN: 978-3-95806-779-0

Band / Volume 643

Multi-dimensional GPR full-waveform inversion for small-scale hydrogeophysical soil characterization

D. Hoven (2024), IX, 163 pp

ISBN: 978-3-95806-781-3

Band / Volume 644

Analyse des Gastransports in komplexen Membransystemen durch Modellierung und multiskalige Simulation

K. Wilkner (2024), VIII, 122 pp

ISBN: 978-3-95806-784-4

Band / Volume 645

Deployment of Fuel Cell Vehicles in Road Transport and the Expansion of the Hydrogen Refueling Station Network: 2024 Update

T. Grube; M. Rex (2024), iii, 26 pp

ISBN: 978-3-95806-786-8

Band / Volume 646

Modellgestützte Analyse treibhausgasneutraler Transformationsstrategien für Deutschland

T. F. Schöb (2024), XII, 228 pp

ISBN: 978-3-95806-789-9

Weitere **Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich** unter
<http://wwwzb1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp>

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 646
ISBN 978-3-95806-789-9