

INTEGRIERTE KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEWENDESZENARIEN FÜR SCHLESWIG-HOLSTEIN 2030-2050

Schleswig-Holstein im Kontext der
deutschen Langfrist- und Klimaszenarien

Endbericht

INTEGRIERTE KLIMASCHUTZ- UND ENERGIEWENDESZENARIEN FÜR SCHLESWIG-HOLSTEIN 2030-2050

Schleswig-Holstein im Kontext der
deutschen Langfrist- und Klimaszenarien

Endbericht

**Gerda Deac, Dr. Christoph Kleinschmitt, Dr. Benjamin Pfluger, Dr. Tobias Fleiter, Dr. Anna-Lena Klingler,
Dr. Andrea Herbst, Matthias Kühnbach, Daniel Speth, Dr. Till Gnann**

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, ISI

in Karlsruhe.

21.02.2020

Im Auftrag der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (EKSH)

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzzusammenfassung	1
2	Einleitung	4
2.1	Hintergrund	4
2.2	Herangehensweise	5
2.3	Charakteristik der Szenarien	6
2.3.1	Exkurs: Was können Szenarien leisten?	6
2.3.2	Übergeordnete Ziele der Szenarien	8
3	Modelle und Methodik	10
3.1	Überblick.....	10
3.2	Modellierung der Energienachfrage	11
3.2.1	Regionalisierung der jährlichen Energienachfrage	11
3.2.2	Regionalisierung der stündlichen Last	12
3.3	Modellbasierte Analyse der Stromerzeugung.....	13
3.3.1	Die Zielfunktion der Optimierung	13
3.3.2	Abbildung erneuerbarer Energien	14
4	Rahmendaten und Annahmen für die Regionalisierung	19
4.1	Sektorspezifische Rahmendaten.....	19
4.2	Charakteristika der Energienachfragestruktur in Schleswig-Holstein und Regionalisierung	20

5	80% Szenario	24
5.1	Endenergieverbrauch	24
5.1.1	Überblick	24
5.1.2	Industrie	29
5.1.3	Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	34
5.1.4	Gebäude	40
5.1.5	Verkehr	43
5.2	Stromerzeugung und KWK	47
5.2.1	Szenarienspezifische Annahmen	47
5.2.2	Ergebnisse für Schleswig-Holstein	49
5.3	Gesamtergebnisse im 80%-Szenario	61
5.3.1	Entwicklungen der THG-Emissionen	61
5.3.2	Entwicklungen des End- und Primärenergieverbrauchs	67
5.3.3	Beitrag von SH zur Energiewende	70
6	95%-Szenario	74
6.1	Endenergieverbrauch	74
6.1.1	Überblick	74
6.1.2	Industrie	78
6.1.3	Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	84
6.1.4	Gebäude	86
6.1.5	Verkehr	89
6.2	Stromerzeugung und KWK	94
6.2.1	Szenarienspezifische Annahmen	94
6.2.2	Ergebnisse für Schleswig-Holstein	94
6.3	Gesamtergebnisse im 95%-Szenario	107
6.3.1	Entwicklungen der THG-Emissionen	107
6.3.2	Entwicklungen des End- und Primärenergieverbrauchs	111
6.3.3	Beitrag von SH zur Energiewende	115

7	Gegenüberstellung der Szenarien	119
7.1	Vergleich 80%- und 95%-Szenario	119
7.2	Vergleich mit bestehenden Szenarien.....	120
8	Kostendiskussion	124
8.1.1	Kostendefinition und Berechnungsmethodik	124
8.1.2	Differenz der Kosten zwischen Basis- und Referenzszenario	125
9	Exkurs: Sensitivitätsbetrachtungen zu Power-to-Gas	129
9.1	Vergleich direkter Stromnutzung mit Power-to-Gas	129
9.2	Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff	131
9.3	Kosten für die PtX-Erzeugung in Schleswig-Holstein	133
10	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen.....	137
10.1	Übergeordnete Erkenntnisse	137
10.2	Nachfragesektoren	139
10.2.1	Industrie.....	139
10.2.2	Verkehr	140
10.2.3	Gebäudesektor	140
10.3	Stromsystem.....	142
10.3.1	Systemische Effekte des Stromsystems	142
10.3.2	Fossile Stromerzeugung	143
10.3.3	Erneuerbare Energien.....	143
11	Literaturverzeichnis	145
12	Anhang	151

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übergeordnete Ziele bezüglich der Treibhausgasemissionsreduktion und Energieeffizienz	9
Tabelle 2:	Optimierungsbereich der Nabenhöhe (in m) im Erzeugungsmodell.....	17
Tabelle 3:	Optimierungsbereich der Generatorleistung pro Rotorfläche in dieser Studie	17
Tabelle 4:	Spezifische Nennleistung der Windenergie in der Studie „Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“	17
Tabelle 5:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh	25
Tabelle 6:	Endenergieverbrauch anteilig nach Energieträger in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in %	26
Tabelle 7:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Nachfragesektoren in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh	27
Tabelle 8:	Anteile der Sektoren am Endenergieverbrauch in 2016 in Schleswig-Holstein	28
Tabelle 9:	Schätzung für die Emissionsbilanz der Zementproduktion in Schleswig-Holstein (Quelle: ISI-Datenbank und Schätzungen/Literaturwerte)	33
Tabelle 10:	Schätzung für die Emissionsbilanz der Ammoniakproduktion in Schleswig-Holstein (Quelle: ISI-Datenbank und Schätzungen/Literaturwerte)	33
Tabelle 11:	Im Modell vorgegebener CO ₂ -Preisfad im 80%-Szenario ...	47
Tabelle 12:	Zusammenfassung Stromnachfrage in Schleswig-Holstein in TWh	50
Tabelle 13:	Stromerzeugung in Schleswig-Holstein	52
Tabelle 14:	Stromerzeugung in Deutschland	53
Tabelle 15:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Emissionsfaktoren des Stroms in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario	60

Tabelle 16:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Emissionsfaktoren des Stroms in Deutschland	61
Tabelle 17:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft in Deutschland in Mt CO ₂ -Äq., 1990-2050 im 80%-Szenario.....	64
Tabelle 18:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft in Schleswig-Holstein in Mt CO ₂ -Äq., 1990-2050 im 80%-Szenario	64
Tabelle 19:	Entwicklung der THG-Emissionen in der Abfallwirtschaft in Deutschland und Schleswig-Holstein in Mt CO ₂ -Äq. im 80%-Szenario	65
Tabelle 20:	Entwicklung der THG-Emissionen in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in Mt CO ₂ -Äquivalenten	66
Tabelle 21:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh	67
Tabelle 22:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern in Schleswig-Holstein in TWh.....	69
Tabelle 23:	Relative Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern in Schleswig-Holstein gegenüber 2008	69
Tabelle 24:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs von Biomasse in Schleswig-Holstein in TWh.....	69
Tabelle 25:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Nachfragesektoren in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario in TWh	77
Tabelle 26:	Anteile der Sektoren am Endenergieverbrauch in 2016 in Schleswig-Holstein	78
Tabelle 27:	Annahmen zentraler Vermeidungshebel und Technologieoptionen im Industriesektor im 95%-Szenario ...	79
Tabelle 28:	Im Modell vorgegebener CO ₂ -Preisfad im 95%-Szenario ...	94
Tabelle 29:	Zusammenfassung Stromnachfrage in Schleswig-Holstein in TWh	96
Tabelle 30:	Stromerzeugung in Schleswig-Holstein	99
Tabelle 31:	Stromerzeugung in Deutschland	100

Tabelle 32:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Emissionsfaktoren des Stroms in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario	106
Tabelle 33:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Emissionsfaktoren des Stroms in Deutschland im 95%-Szenario	107
Tabelle 34:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft in Deutschland in Mt CO ₂ -Äq., 1990-2050 im 95%-Szenario.....	109
Tabelle 35:	Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft in Schleswig-Holstein in Mt CO ₂ -Äq., 1990-2050 im 95%-Szenario	109
Tabelle 36:	Entwicklung der THG-Emissionen in der Abfallwirtschaft in Deutschland und Schleswig-Holstein in Mt CO ₂ -Äq., 1990-2050 im 95%-Szenario	110
Tabelle 37:	Entwicklung der THG-Emissionen in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario in Mt-CO ₂ -Äquivalenten.....	111
Tabelle 38	Endenergienachfrage und Beiträge erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein im 95% Szenario	112
Tabelle 39:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern in Schleswig-Holstein in TWh.....	114
Tabelle 40:	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs von Biomasse in Schleswig-Holstein in TWh.....	114
Tabelle 41:	Relative Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern in Schleswig-Holstein gegenüber 2008	114
Tabelle 42:	Vergleich der bundesweiten Ergebnisse des 80%-Szenarios für 2050 mit bestehenden Szenarien (in TWh, soweit nicht anders angegeben)	121
Tabelle 43:	Vergleich der bundesweiten Ergebnisse des 95%-Szenarios für 2050 mit bestehenden Szenarien (in TWh, soweit nicht anders angegeben)	123
Tabelle 44:	Differenz der jahresbezogenen Kosten des deutschen Stromsystems zwischen <i>Basis</i> - und <i>Referenzszenario</i> , in Mio. EUR ₂₀₁₀ (übernommen aus Fraunhofer ISI et al. 2017d).....	126
Tabelle 45:	Differenz der Kosten zwischen <i>Basis</i> - und <i>Referenzszenario</i> in Mio. EUR (übernommen aus Fraunhofer ISI et al. 2017d).....	127

Tabelle 46:	Vergleich der Vor- und Nachteile von direkter Stromnutzung, Wasserstoff und strombasierten Kohlenwasserstoffen (Kostenabschätzung nach Buttler und Spliethoff 2018 und Fraunhofer ISE et al. 2018).	130
Tabelle 47	Mögliche Entwicklungspfade PtX-Nachfrage	133
Tabelle 48	Nachfrage nach synthetischen Kohlenwasserstoffen in der Sensitivitätsbetrachtung	134
Tabelle 49	EE-Stromerzeugungspotenziale für PtX	135
Tabelle 50	PtX-Gestehungskosten.....	136
Tabelle 51:	Ergänzende Übersicht zentraler Annahmen im 80%-Szenario	151
Tabelle 52:	Ergänzende Übersicht zentraler Annahmen im 95%-Szenario, die von denen im 80%-Szenario abweichen	154
Tabelle 53:	Kostenannahmen konventionelle Kraftwerke	156
Tabelle 54:	Zubauoptionen des Modells für KWK-Anlagen	157
Tabelle 55:	Zubauoptionen des Modells für Heizkessel in Wärmenetzen.....	157
Tabelle 56:	Kostenannahmen bei Stromspeichern (basierend auf Pumpspeicherkraftwerken mit Speicherreservoirs von acht Volllaststunden).....	158
Tabelle 57:	Jährliche Kostenreduktion von Photovoltaikanlagen nach Komponenten.....	158
Tabelle 58:	Investitions- und Betriebskosten der abgebildeten Photovoltaikanlagen	158
Tabelle 59:	Kostenannahmen CSP (konzentrierende Solarthermie)	158
Tabelle 60:	Kostenpotenzialkurven für erneuerbare Energien.....	159
Tabelle 61	Grenzkosten der Stromerzeugung in den Szenarien	160
Tabelle 62:	Bevölkerungsentwicklung in Deutschland.....	160
Tabelle 63:	Zusammenfassung der angenommenen Parameter für die Modellierung von CCS in ausgewählten Prozessen der Industrie im 80%-Szenario	161

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Potenzialabschätzung im Stromsystemmodell Enertile	15
Abbildung 2:	Kosten-Potenzialstufen Erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein und in Deutschland	18
Abbildung 3:	Standorte der energieintensiven Industrie in Schleswig-Holstein und ihre THG-Emissionen in Tausend Tonnen CO ₂ -Äquivalenten (Quelle: EU ETS, EPRTTR)	21
Abbildung 4:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh	26
Abbildung 5:	Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch in 2016 (links) und 2050 (rechts) in Schleswig-Holstein (innerer Ring) und Deutschland (äußerer Ring)	27
Abbildung 6:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Nachfragesektoren in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh	28
Abbildung 7:	Anteile der Nachfragesektoren am Endenergieverbrauch in 2016 (links) und 2050 (rechts) in Schleswig-Holstein (innerer Ring) und Deutschland (äußerer Ring)	28
Abbildung 8:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Energieträgern	31
Abbildung 9:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Industriebranchen	32
Abbildung 10:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor GHD in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Energieträgern	35
Abbildung 11:	Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor GHD in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Anwendungen	36
Abbildung 12:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Haushalte in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Energieträgern [TWh] ..	38
Abbildung 13:	Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor Haushalte in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Anwendungen [TWh]	39
Abbildung 14:	Entwicklung der Sanierungsraten (NWG – Nichtwohngebäude, GMH – Große Mehrfamilienhäuser, MMH – Mittlere Mehrfamilienhäuser, KMH – Kleine Mehrfamilienhäuser, RH – Reihenhäuser, EFH – Einfamilienhäuser)	41

Abbildung 15:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Wohn- und Nichtwohngebäuden in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Energieträgern [TWh]	42
Abbildung 16:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Energieträgern [TWh]	45
Abbildung 17:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Fahrzeugen und Verkehrsmodi [TWh].....	46
Abbildung 18:	Stromnachfrage und Verluste in Schleswig-Holstein	49
Abbildung 19:	Stromerzeugung in Schleswig-Holstein	52
Abbildung 20:	Stromerzeugung in Deutschland	53
Abbildung 21:	Wärmeerzeugung in Wärmenetzen	55
Abbildung 22:	EE-Ausbau und Anteile in Deutschland und Schleswig-Holstein	59
Abbildung 23:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh	68
Abbildung 24:	Beitrag von SH zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (an Land, d.h. ohne Wind offshore)	71
Abbildung 25:	Beitrag von SH zur Erreichung der Energieeffizienzziele	72
Abbildung 26:	Beitrag von SH zur Senkung der THG-Emissionen	73
Abbildung 27:	Entwicklung der Endenergienachfrage in Schleswig-Holstein im 95% Szenario (inkl. Wasserstoff für die stoffliche Nutzung als Feedstock in der chemischen Industrie; ohne Wasserstoffbedarf für die Rückverstromung).....	76
Abbildung 28:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Nachfragesektoren in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh	77
Abbildung 29:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario zuzüglich Wasserstoff für die stoffliche Nutzung als Feedstock in der chemischen Industrie	80
Abbildung 30:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario nach Branchen zuzüglich Wasserstoff für die stoffliche Nutzung als Feedstock in der chemischen Industrie.....	81

Abbildung 31:	Entwicklung von Wasserstoffbedarf und Beimischungsverhältnis für die Ammoniakherstellung	82
Abbildung 32:	Reduktion der CO ₂ -Emissionen aus der Zementherstellung und Beitrag einzelner Vermeidungshebel	83
Abbildung 33:	Endenergienachfrage im Sektor GHD in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario	85
Abbildung 34:	Endenergienachfrage im Sektor Haushalte in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario	85
Abbildung 35:	Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser in den Sektoren GHD und Haushalte in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario	87
Abbildung 36:	Endenergienachfrage Verkehr in Schleswig-Holstein im 95% Szenario	90
Abbildung 37:	Endenergieverbrauch nach Antriebsarten im Bereich PKW ..	92
Abbildung 38:	Endenergieverbrauch nach Antriebsarten im Bereich LKW ..	92
Abbildung 39:	Stromnachfrage und Verluste in Schleswig-Holstein	95
Abbildung 40:	Wasserstoffherzeugung in Schleswig-Holstein	95
Abbildung 41:	Stromnachfrage, -erzeugung und Exporte in Schleswig-Holstein	99
Abbildung 42:	Stromnachfrage, -erzeugung und Im-/Exporte in Deutschland	100
Abbildung 43:	Wärmeerzeugung in Wärmenetzen	101
Abbildung 44:	EE-Ausbau und Anteile in Deutschland und Schleswig-Holstein	105
Abbildung 45:	Entwicklung der Endenergienachfrage in Schleswig-Holstein im 95% Szenario	113
Abbildung 46:	Beitrag von SH zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (an Land, d.h. ohne Wind offshore)	115
Abbildung 47:	Entwicklung in SH zur Erreichung der Energieeffizienzziele	117
Abbildung 48:	Beitrag von SH zur Senkung der THG-Emissionen	118
Abbildung 49:	Ersatz fossiler Brennstoffe durch synthetische Kohlenwasserstoffe im 80%-Szenario	134
Abbildung 50:	Entwicklung der Großhandelspreise für Brennstoffe	155

Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
BEV	Batterieelektrische Fahrzeuge (Battery Electric Vehicle)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BVT	beste verfügbare Technik
CCS	CO ₂ -Abscheidung und –Speicherung (Carbon Capture and Storage)
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DE	Deutschland
dena	Deutsche Energie-Agentur
DSM	Management der Stromnachfrage (Demand Side Management)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Endenergieverbrauch
EFH	Einfamilienhäusern
EKSH	Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH
eLOAD	Energy Load Curve and Adjustment Tool (Modell für stündliche Lastgänge)
EnEV	Energieeinsparverordnung
EU	Europäische Union
EUA	EU-ETS Emissionszertifikat (EU Allowance)
(EU) ETS	(European Union) Emission Trading Scheme
EUR	Euro
FCEV	Brennstoffzellenfahrzeug (Fuel Cell Electric Vehicle)
FORECAST	Forecasting Energy Consumption Analysis and Simulation Tool (Modell für die Energienachfrageseite)
FZ	Forschungszentrum
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GJ	Gigajoule
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und Dampfturbine
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde

Abkürzung	Bedeutung
H ₂	Wasserstoff
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ISI	Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LKW	Lastkraftwagen
MELUND	Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein
MENA	Mittler Osten und Nordafrika (Middle East and North Africa)
MFH	Mehrfamilienhäuser
MJ	Megajoule
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
N ₂ O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
NEP	Netzentwicklungsplan
NWG	Nichtwohngebäude
OH-LKW	Oberleitungs-Hybrid-LKW
PEV	Primärenergieverbrauch
PHEV	Plugin-Hybrid-Fahrzeug
PKW	Personenkraftwagen
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-... (meist verstanden als Gas/Liquid)
PV	Photovoltaik
SH	Schleswig-Holstein
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
WEA	Windenergieanlage
WP	Wärmepumpe
WWF	World Wide Fund For Nature

1 Kurzzusammenfassung

Es geht um die Begrenzung des von Menschen verursachten Klimawandels, es geht um ein lebenswertes Schleswig-Holstein auch in der Zukunft.

Die Begrenzung des von Menschen verursachten Klimawandels durch eine massive Minderung der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zählt zu den zentralen umweltpolitischen Herausforderungen dieses Jahrhunderts. Mit welchen Mitteln sich die ambitionierten Ziele des Pariser Klimaabkommens (Begrenzung der Erwärmung auf deutlich unter 2°C, möglichst 1,5°C) erreichen lassen, ist Gegenstand politischer, wissenschaftlicher und gesellschaftlicher Diskussionen. Unstrittig ist allerdings, dass die Rolle Erneuerbarer Energien (EE) deutlich zunehmen und Energie effizient genutzt werden muss. Die Unterschiede in existierenden Studien bezüglich der genauen Rolle einzelner Erzeugungstechnologien, von Stromnetzen und Stromspeichern zeigen aber, dass es nicht nur *eine* Antwort auf die Fragen der Energiewende gibt, sondern einen Lösungsraum.

Schleswig-Holstein als Vorbild. Aber wie?

Schleswig-Holstein leistet schon heute einen großen Beitrag zur Energiewende, besonders im Bereich regenerativer Stromerzeugung. Dennoch sind zur langfristigen Dekarbonisierung auch in Schleswig-Holstein erhebliche weitere Anstrengungen nötig. Das Ziel dieser Studie ist es, basierend auf quantitativen Szenarien zu untersuchen, wie die THG-Minderungsziele erreicht werden können. Wie auch die zugrundeliegende Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland“ (kurz: „Langfristszenarien“) des BMWi, fokussieren die Szenarien auf einen Weg, wie die Energiewende möglichst kosteneffizient gelingen kann. Die beiden untersuchten Szenarien sind daher nicht als direkte Empfehlung zur Umsetzung in die Realität zu verstehen. Die Lösung mit den geringsten Kosten muss nicht zwangsläufig diejenige sein, die sich am leichtesten umsetzen lässt. Die Ergebnisse der Studie sollen als Grundlage für die Diskussion und Festlegung energie- und klimapolitischer Weichenstellungen (z.B. EE-Ausbauziele oder sektorale THG-Minderungsziele) für Schleswig-Holstein dienen. Sie zeigt deutlich, dass in allen Sektoren ambitionierte Transformationen nötig sind, um die Erderwärmung zu begrenzen.

Schleswig-Holstein ist bereits heute Vorreiter bei der Transformation des Energiesystems und hat gute Voraussetzungen, dies auch weiterhin zu sein. Gerade deshalb bedarf es jedoch einer konstruktiven Zusammenarbeit aller Bereiche von Wirtschaft und Gesellschaft. Der in den Zielszenarien dargestellte Wandel erfordert von den Bürgern und Unternehmen die Bereitschaft, Verhalten, Investitionsentscheidungen und Geschäftspro-

zesse zu ändern. Für eine Reduktion der Emissionen um 80 % oder 95 % bis 2050 stellen sich in allen Bereichen große Herausforderungen. Es müssen neue Technologien und Konzepte eingesetzt werden, die Sicherung der Akzeptanz für einen ambitionierten Transformationsprozess stellt aber vermutlich die wichtigste Aufgabe dar. Letzten Endes erfordert der Transformationsprozess auch die Bereitschaft, die damit einhergehenden Mehrkosten zu tragen, auch wenn der Nutzen durch vermiedene Klimaschäden zum Großteil erst späteren Generationen zugutekommt. Die Dekarbonisierung des Stromsystems erfordert nicht zuletzt eine gute Kooperation zwischen den Akteuren, innerhalb Schleswig-Holsteins, aber auch innerhalb Deutschlands und darüber hinaus. So können einerseits Fehlinvestitionen minimiert werden und andererseits Synergien im Transformationsprozess genutzt werden.

Wo müssen wir hin?

Energieeffizienz ist eine zentrale Säule, um die Klimaziele zu erreichen. Zunächst hilft sie, Emissionen aus dem Einsatz fossiler Energieträger einzusparen. Langfristig ermöglicht sie den effizienten Einsatz von knappen erneuerbaren Ressourcen wie Biomasse und erneuerbarem Strom. Biomasse sollte langfristig insbesondere im Luft- und Seeverkehr sowie in bestimmten Industrieprozessen genutzt werden, da dort die alternativen Dekarbonisierungsoptionen teurer sind und mehr Ressourcen benötigen als im Umwandlungs- und Gebäudesektor. Für die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Verkehr durch Sektorkopplung sind Power-to-Heat und Elektromobilität von besonderer Bedeutung. Power-to-Heat ist aufgrund der regionalen EE-Anteile in Schleswig-Holstein bereits im Jahr 2030 eine wichtige Dekarbonisierungsoption, die den fossilen Energiebedarf reduziert und durch flexible Nachfrage hohe Anteile variabler erneuerbarer Energien integriert.

Im 80%-Szenario ist der Einsatz von synthetischen Energieträgern aus heutiger Sicht nicht kosteneffizient. Im 95%-Szenario müssen diese jedoch in der Industrie, zur flexiblen Stromerzeugung und zur Wärmeerzeugung in Wärmenetzen eine substanzielle Rolle spielen. Obwohl im 95%-Szenario viel Energie eingespart wird, zeigt sich bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland auch die Knappheit der heimischen erneuerbaren Stromerzeugungspotenziale. Um die THG-Emissionen um 95% zu senken, ist eine energetische Nutzung von fossilen Energieträgern nicht mehr möglich, sodass langfristig erneuerbare Energien (direkt oder nach Umwandlung in emissionsfreie Energieträger) den gesamten Energiebedarf decken müssen.

Dafür ist der Ausbau der Windenergie in Schleswig-Holstein und im Norden Deutschlands aus Systemsicht zunächst günstiger als ein lastnaher Ausbau im Süden. Im 95%-

Szenario ist ein schneller Ausbau der Windenergie nicht nur in Norddeutschland, sondern ab 2040 auch in Süddeutschland nötig. Der Ausbau von Offshore-Windparks ist mit Mehrkosten verbunden, kann aber unter Akzeptanzgesichtspunkten sinnvoll sein. Im 95%-Szenario ist ein starker Ausbau von Offshore-Windparks hingegen unumgänglich, um die Energienachfrage emissionsfrei zu decken.

Allein durch Erneuerbare Energien können die THG-Emissionen jedoch nicht ausreichend gesenkt werden. Energieeffizienz im Verkehr, in der Industrie und in Gebäuden sind eine notwendige Voraussetzung. Energetische Gebäudesanierungen ebnen den Weg für die Wärmewende, während die langen Lebensdauern der Gebäude und ihrer Heizungstechnologien die Wärmewende besonders herausfordernd machen. Gebäude, die in den kommenden Jahren gebaut werden, existieren zu einem großen Anteil bis 2050 und werden nur zu einem geringen Anteil saniert werden. Ein großer Anteil der Heizsysteme, die in den kommenden Jahren installiert werden, sind bis zum Jahr 2050 im Einsatz. Dies gilt umso mehr im 95%-Szenario. An diesem Beispiel wird der hohe Handlungsdruck deutlich. Dies gilt gleichermaßen für viele andere Bereiche.

Diese Studie zeigt, dass die Reduktion der THG-Emissionen um 80 % und umso mehr um 95% bis 2050 eine große Herausforderung ist. Für den notwendigen Wandel sind gemeinsame Anstrengungen in allen Gesellschaftsbereichen nötig.

2 Einleitung

2.1 Hintergrund

Die Begrenzung des von Menschen verursachten Klimawandels zählt zu den zentralen umweltpolitischen Herausforderungen dieses Jahrhunderts. Es besteht weitgehender Konsens, dass eine massive Minderung der Treibhausgasemissionen erforderlich ist. Treibhausgasemissionen entstehen bei der Nutzung fossiler Energieträger, aber auch durch andere Aspekte des Lebens und Wirtschaftens wie der Nahrungsmittelproduktion oder in manchen Industrieprozessen.

Seit Beginn der weltweiten Klimaverhandlungen und der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls ist die langfristige Dekarbonisierung der Wirtschaftssysteme in den Industrieländern ein zentrales Entwicklungsziel. Dieses Ziel wurde in den Beschlüssen von Paris durch die Übereinkunft zum Ziel, die Klimaerwärmung möglichst auf maximal 1,5 °C zu begrenzen, noch einmal bekräftigt und verschärft. Mit welchen Mitteln dieses ambitionierte Ziel verfolgt und erreicht werden kann, ist Gegenstand politischer, wissenschaftlicher und gesellschaftlicher Diskussionen.

Eine Vielzahl an Studien der letzten Jahre hat gezeigt, dass und wie die Energiewende gelingen kann. Unstrittig ist, dass die Rolle der fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind- und Solarenergie im Stromsystem deutlich zunehmen muss. Des Weiteren unterstreichen nahezu alle Studien die Bedeutung der Energieeffizienz. In vielen anderen Punkten kommen die Studien jedoch zu unterschiedlichen Ergebnissen. Zu bestimmten Fragen, z. B. welches Verhältnis von Wind- und Solarenergie angestrebt werden soll, welche Rolle Stromnetze und Stromspeicher spielen, welche sektorale Verteilung der Biomasse am effizientesten und effektivsten ist, sowie in vielen weiteren Aspekten besteht kein wissenschaftlicher oder gesellschaftlicher Konsens. Die Studien zeigen somit, dass es nicht nur *eine* Antwort auf die Fragen der Energiewende gibt, sondern einen Lösungsraum.

Schleswig-Holstein leistet schon heute einen großen Beitrag zur Energiewende. Insbesondere im Bereich regenerativer Stromerzeugung ist Schleswig-Holstein Vorreiter. Dennoch sind zur langfristigen Dekarbonisierung auch in Schleswig-Holstein erhebliche weitere Anstrengungen nötig.

Die Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (EKSH) hat, in enger Abstimmung mit dem Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (MELUND) als einem ihrer drei Gesellschafter, das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI damit beauftragt, quantitative Szenarien für Schleswig-Holstein als Grundlage für künftige Entscheidungen für die Landes-

Klimaschutzpolitik zu erstellen. Ziel dieser Szenarien ist es zu untersuchen, mit welchen Kombinationen aus Erneuerbaren Energien (EE) und Energieeinsparungen die THG-Minderungsziele in Schleswig-Holstein erreicht werden können. Die Ergebnisse der Studie sollen als Grundlage für die Diskussion und Festlegung klima- und energiepolitischer Weichenstellungen für Schleswig-Holstein dienen. Darüber hinaus sollen Empfehlungen für Ausbauziele Erneuerbarer Energien gegeben, sowie sektorale THG-Minderungsziele hergeleitet werden.

2.2 Herangehensweise

Die vorliegende Studie baut auf der Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland“ (kurz: „Langfristszenarien“) des BMWi und somit in gewisser Hinsicht auf vorhergehenden Studien auf. Die Langfristszenarien hinterfragen und überprüfen jedoch auch bestehende Konzepte auf ihre Zweckmäßigkeit. Anders als in anderen Studien sind die Langfristszenarien stark kostenminimierend ausgerichtet. Die zugrundeliegende Frage lautet vereinfacht ausgedrückt:

Wie kann die Energiewende kosteneffizient gelingen?

Eine solche Zielformulierung klammert unweigerlich bestimmte Aspekte aus, die in der Realität den Kostenaspekten teilweise gegenüberstehen. Die Lösung mit den geringsten Kosten muss nicht zwangsläufig diejenige sein, die den meisten Zuspruch findet oder sich am besten umsetzen lässt. Das 80%-Szenario wird nicht als direkte Empfehlung zur Umsetzung in die Realität entwickelt. Das Ziel ist vielmehr, zunächst kostengünstige (technologische) Lösungen zu bestimmen, um darüberhinausgehende Aspekte auf dieser Basis zu diskutieren. Das Kalkül dahinter ist vor allem, die Kosten für eine Abweichung vom rein ökonomischen Optimum bestimmen zu können. Wie viel mehr kostet es unter Berücksichtigung der systemischen Folgeeffekte, Windanlagen offshore zu bauen oder verstärkt synthetische Gase zu nutzen? Ist eine kostenoptimale Lösung bestimmt, können bei der Diskussion um beabsichtigte und ungewollte Abweichungen die möglichen Folgen besser diskutiert werden. So kann beispielsweise eine verbesserte Akzeptanz die höheren Kosten einer teureren Alternative rechtfertigen.

Die Erarbeitung quantitativer Szenarien erfordert die Nutzung von quantitativen Modellen des Energiesystems. Die Herausforderungen bei der Abbildung des Energiesystems in Modellen unterscheiden sich zwischen den Sektoren erheblich. Im Stromsektor macht insbesondere die Abbildung der Integration fluktuierender EE eine stündliche Auflösung notwendig. Im Gebäudesektor müssen der existierende Gebäudebestand und dessen Entwicklungen detailliert abgebildet werden. In der Modellierung des Energiebedarfs der Industrie müssen äußerst unterschiedliche Sektoren mit einer sehr großen Anzahl von

Prozessen abgebildet werden. Des Weiteren müssen in allen Sektoren die Wirkungen von energiepolitischen Maßnahmen wie Förderungen und ordnungsrechtlichen Vorschriften beachtet werden. In der Summe führen diese Anforderungen dazu, dass für eine hinsichtlich der Fragestellung hinreichend genaue Abbildung des Energiesystems ein Verbund aus detaillierten, sektoralen Modellen gekoppelt zum Einsatz kommen muss.

Die berechneten Szenarien werden auf Grundlage der BMWi Langfristszenarien erstellt, um die Konsistenz mit der politischen Diskussion auf Bundesebene sicherzustellen. Im Rahmen dieser Studie werden zwei Szenarien für Schleswig-Holstein untersucht, die auf dem 80%-Szenario und einem Szenario mit einer 95%igen Reduktion der Treibhausgase gegenüber 1990 („95%-Szenario“) der Langfristszenarien basieren. Es handelt sich jeweils um Zielerreichungsszenarien mit unterschiedlichem Ambitionsniveau, deren vergleichende Analyse Aufschluss über THG-Minderungspotenziale und Kosten geben kann.

Der Fokus der Studie liegt auf Schleswig-Holstein, die Modellierung erfolgt aber für ganz Deutschland und insbesondere im Stromsystem für ganz Europa. In dieser Studie wurden die Szenarien durch die Berücksichtigung des Kohleausstieges und die Erhöhung des EE-Strom-Zieles für 2030 aktualisiert. Die Besonderheiten Schleswig-Holsteins werden in die Modelle eingepflegt und die bundesweiten Szenarien anhand der sozioökonomischen Struktur (wenig Industrie, viel Landwirtschaft, Raumnutzung und Gebäudestruktur, Bevölkerungsentwicklung) heruntergebrochen. Das Szenario für den Umwandlungssektor wird unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Struktur für Schleswig-Holstein als eigene Region in Europa neu berechnet und im Rahmen dieser Studie werden dabei Annahmen wie etwa zu erneuerbaren Ausbauzielen oder zum Kohleausstieg aktualisiert. Die Ergebnisse werden ergänzt um auf Schleswig-Holstein herunter gebrochene Ergebnisse der Klimaschuttszenarien im Bereich der nichtenergetischen Emissionen, bei denen besonders die Landwirtschaft von Interesse ist.

2.3 Charakteristik der Szenarien

2.3.1 Exkurs: Was können Szenarien leisten?

Die zukünftige Entwicklung ist mit vielen Unsicherheiten behaftet und Modelle können und sollen die Komplexität der realen Welt allenfalls begrenzt und mit Vereinfachungen abbilden. So stellt sich die Frage, was Energieszenarien im Allgemeinen und die in dieser Studie für Schleswig-Holstein erstellen Szenarien im Besonderen eigentlich leisten können und was sie gerade nicht leisten können. Keines der Szenarien stellt eine Prognose der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems dar. Dies liegt unter anderem

daran, dass die Szenarien auf eine Minimierung der Kosten des Energiesystems abzielen. Diese Systemkostenoptimierung abstrahiert bewusst in bestimmten Bereichen vom bestehenden institutionellen Rahmen, z. B. der Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie dem aktuellen Umlagen- und Abgabesystem im Stromsektor. Dementsprechend geben die Szenarien bestimmte reale Entwicklungen nicht wieder, wo die Akteure unter Berücksichtigung der bestehenden institutionellen Rahmenbedingungen einzelwirtschaftlich motivierte Entscheidungen treffen, die vom gesamtwirtschaftlichen Optimum abweichen. So kann z. B. für einen Wärmenetzbetreiber die Investition in eine Großwärmepumpe unter Berücksichtigung der auf den Strombezug anfallenden Abgaben nicht sinnvoll sein, aus Gesamtsystemsicht wäre die Nutzung von Großwärmepumpen jedoch eine kostengünstige Option. Eine Modellierung, die sich nicht an den einzelwirtschaftlichen Entscheidungen orientiert, sondern die Gesamtsystemkosten optimiert, mag auf den ersten Blick realitätsfern erscheinen. Der Blick auf die Gesamtsystemkosten ist jedoch notwendig, um eine wissenschaftliche Grundlage für die Weiterentwicklung des institutionellen Rahmens zu bekommen und die Frage nach einer sinnvollen Ausgestaltung des institutionellen Rahmens zu beantworten.

Die Szenarien haben keinen unmittelbar empfehlenden Charakter in dem Sinne, dass die Transformation des Energiesystems genau gemäß der Entwicklung eines Szenarios vollzogen werden muss. Sie sind ganz bewusst nicht als Empfehlung im Sinne eines „Leitszenarios“ zu verstehen. Eine Systemkostenoptimierung, wie sie den hier erarbeiteten Szenarien zugrunde liegt, hat den Vorteil, dass es sich bei den Systemkosten um ein verhältnismäßig gut operationalisierbares und objektivierbares Kriterium handelt. Gleichzeitig neigt eine strikte Kostenoptimierung jedoch zu extremen Ergebnissen. Die Modelle nutzen die ihnen zur Verfügung stehenden Spielräume zur Kostenminimierung rigoros aus. In den vielfältigen Diskussionen um die geeignetste Strategie zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele spielen Kosten eine zentrale Rolle; das Verständnis, mit welchem durch die Modelle bestimmten Technologiemark die Ziele zu den geringsten Kosten erreicht werden können, kann wichtige Inputs für den politischen Diskussionsprozess liefern.

In der Praxis gibt es aber neben den Kosten auch weitere sehr wichtige Kriterien, die bei der politischen Entscheidungsfindung eine Rolle spielen. Besonders Akzeptanzfragen, Umweltverträglichkeit, gesamtwirtschaftliche Wirkungen oder industriepolitische Effekte können von großer Bedeutung sein. Diese Aspekte sind jedoch teilweise nur schwer operationalisierbar und können in Optimiermodellen nicht adäquat abgebildet werden. Insofern ist eine kostenoptimierte Lösung nicht automatisch die „beste“ Antwort auf die Herausforderungen der Energiewende. Die Kenntnis einer möglichen kostenoptimalen

Lösung ermöglicht es aber, weitere Aspekte den damit teilweise einhergehenden Mehrkosten gegenüberzustellen und erlaubt dadurch eine fundierte Diskussion.

Wichtig für das Verständnis der Szenarien ist weiterhin, dass in den Modellen grundsätzlich weltweit ein ähnliches klimapolitisches Ambitionsniveau unterstellt wird. Dementsprechend spielt eine mögliche Verlagerung von Produktion bzw. Abwanderung von Unternehmen und der damit verbundenen Treibhausgasemissionen in das Ausland infolge unterschiedlicher energie- und klimapolitischer Anstrengungen („Carbon Leakage“) keine Rolle. In der Praxis ist dieser Aspekt jedoch speziell im Industriesektor von großer Bedeutung und muss bei der Ausgestaltung energie- und klimapolitischer Instrumente beachtet werden.

Die diskutierten Einschränkungen bedeuten nicht, dass aus den dargestellten Energieszenarien keine wertvollen Erkenntnisse generiert werden können. Die Rahmenbedingungen sowie Potenziale und Grenzen von Energieszenarien sollten jedoch bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden. Letztlich liefern die Szenarien Erkenntnisse darüber, wie aus systemischer Perspektive – basierend auf dem heutigen Wissensstand über grundsätzlich verfügbare Technologien und deren Kosten – die Entwicklung eines kosteneffizienten Energiesystems, das die anvisierten energie- und klimapolitischen Ziele erreicht, aussehen könnte. Bei der Interpretation der Ergebnisse sollte nicht die „einzelne Zahl“ in einem bestimmten Szenario im Vordergrund stehen, vielmehr geht es darum, ein besseres Verständnis für Wirkungszusammenhänge im Energiesystem zu ermöglichen.

Diese Studie soll eine Grundlage schaffen, um auf Basis der Modellierungsergebnisse und der Bewertung anderer Faktoren politische Fragen zu diskutieren. Es bleibt jedoch Aufgabe der Politik, in der Gesamtbetrachtung sinnvolle Entscheidungen zu fällen.

2.3.2 Übergeordnete Ziele der Szenarien

Das *Basisszenario*, auf dem das 80%-Szenario dieser Studie basiert, ist in vielerlei Hinsicht das zentrale Zielszenario der Langfristszenarien. Es untersucht eine Welt, in der die energie- und klimapolitischen Ziele zu möglichst geringen Kosten erreicht werden. Im *Basisszenario* bzw. 80%-Szenario haben die Modelle recht große Freiheiten, unter Berücksichtigung der bereits getroffenen Beschlüsse zur Technologiewahl, eine kostenminimale Lösung zur Erreichung der Ziele der Energiewende zu ermitteln.

Das 95%-Szenario ist in seinen Annahmen und Zielsetzungen am 95%-Szenario der Langfristszenarien mit einem Fokus auf Energieeffizienz und Elektrifizierung orientiert. Zur Erreichung des 95%-Ziels stehen den Modellen weniger Freiheiten zur Verfügung, da teilweise die Nutzung aller heute absehbarer Dekarbonisierungsoptionen notwendig

ist, um das 95%-Ziel zu erreichen. Für die Erreichung der Pariser Klimaziele ist das Ambitionsniveau des 80%-Szenarios nicht ausreichend. Ob die Pariser Klimaziele im 95%-Szenario erreicht werden können, kann im Rahmen dieser Studie nicht abschließend beantwortet werden. Grundsätzlich ist dies jedoch denkbar, wenn global vergleichbare oder ambitioniertere Entwicklungen stattfinden. Tabelle 1 zeigt dabei die wichtigsten berücksichtigten Ziele.

Tabelle 1: Übergeordnete Ziele bezüglich der Treibhausgasemissionsreduktion und Energieeffizienz

Jahr	Treibhausgas-emissionen		Minderung Energiebedarf			
	80%-Szenario	95%-Szenario	Primärenergie	Gebäude-wärme	Endenergie Verkehr	Stromverbrauch
2020	-40%	-40%	-20%	-20%	-10%	-10%
2030	-55%	-55%				
2040	-70%	-70%				
2050	-80%	-95%	-50%	-80%	-40%	-25%
Bezugsjahr	1990		2008	2008	2005	2008

(Die Ziele für 2020 sind nur zur Einordnung aufgeführt, die berechneten Szenarien beginnen im Jahr 2030.)

3 Modelle und Methodik

3.1 Überblick

Der vorliegenden Studie liegt eine Vielzahl von Modellergebnissen zu Grunde. Diese eingesetzten Modelle sollen daher im Folgenden kurz zusammengefasst werden. In der Beschreibung der eingesetzten Modelle wird zwischen Modellen für die Nachfragesektoren (Industrie, Gebäude, Verkehr) und dem Angebotssektor unterschieden. Auf der Energienachfrageseite werden Simulationsmodelle eingesetzt, die zum Ziel haben, das reale Investitions- und Entscheidungsverhalten von Haushalten, Unternehmen und Einzelpersonen unter bestimmten Bedingungen abzubilden. Diese Modelle berechnen somit keinen kostenoptimalen Pfad, sondern bilden auch nichtmonetäre Hemmnisse im Entscheidungsverhalten ab, die von einer kostenoptimalen Entscheidung abweichen. Durch die dabei eingesetzte sogenannte *discrete-choice-Modellierung* kommt es bei Investitionsentscheidungen zu einer Aufteilung unter den Optionen. Dies führt dazu, dass die Technologie mit den vermeintlich niedrigsten Kosten nicht 100% des Marktes abdeckt, sondern auch andere Technologien Marktanteile erreichen; dies ist einer der wesentlichen Unterschiede zu Optimiermodellen. So werden sich beispielsweise nie alle Autokäufer gleichzeitig für die aus klimapolitischer und gesamtwirtschaftlicher Sicht günstigste Option entscheiden, da viele andere Faktoren ebenfalls bedeutsam sind. Durch die Abbildung von politischen Maßnahmen (wie Förderungen oder Ordnungsrecht) in den Modellen kann die Summe der Entscheidungen aber in bestimmte Richtungen beeinflusst werden. Wird entsprechend in Zielszenarien angenommen, dass Markthemmnisse von Energieeffizienz oder Erneuerbaren Energien überwunden werden, so fallen Investitionen stärker entsprechend der kostenoptimalen Entscheidung aus. Die Detailbeschreibungen der Methodik finden sich in den jeweiligen Modellbeschreibungen der Dokumentation der Langfristszenarien im Berichtsmodul „Modelle und Modellverbund“ (Fraunhofer ISI et al. 2017c).

Im Umwandlungssektor hingegen wird der Optimierungsgedanke sehr stringent verfolgt: Das eingesetzte Optimiermodell *Enertile* hat bei der Ermittlung des günstigsten Stromsystems (sowie Teile der Wärmeversorgung) große Freiheiten. Einige wenige Eckpunkte z.B. hinsichtlich des EE-Ausbaus werden vorgegeben, um existierendem Konsens bzw. bereits getroffenen Technologieentscheidungen Rechnung zu tragen. So wird z. B. Photovoltaik mindestens bis zum derzeitigen Deckel von 52 GW ausgebaut, drei Viertel davon als PV-Aufdachanlagen. Auch das Ziel, die Windenergieleistung auf See bis zum Jahr 2030 auf 15 GW bzw. 20 GW auszubauen, wird nicht in Frage gestellt. In Analogie zu den bundesweiten Szenarien wird im 80%-Szenario ein Ausbauziel von 15 GW und im 95%-Szenario ein Ausbauziel von 20 GW vorgegeben. Der Einsatz der CCS-

Technologie im Stromsektor wird ausgeschlossen, im Industriesektor wird CCS jedoch für bestimmte Prozesse im 80%-Szenario zugelassen (siehe Fraunhofer ISI et al. 2017a Abschnitt 2.2.4, „Abscheidung und Speicherung von CO₂“). Im 95%-Szenario erfolgt die Dekarbonisierung dieser Prozesse vorrangig über die Nutzung von erneuerbar erzeugten Brennstoffen und zusätzliche innovative Herstellungstechnologien, CCS wird in diesem Szenario also entbehrlich.

Darüber hinaus werden in den Szenarien jedoch im Sinne des größtmöglichen Erkenntnisgewinns auch gegebenenfalls als extrem empfundene Ergebnisse bewusst zugelassen und nicht in Richtung einer als „kompromissfähiger“ vermuteten Lösung abgeschwächt. Ein Beispiel hierfür ist die besonders in den ersten Dekaden des Zeithorizonts starke Konzentration des Windenergieausbaus in Schleswig-Holstein. Die Modellergebnisse zeigen, dass ein solcher Ausbau auch unter Berücksichtigung der Kosten des Netzausbaus geringere Gesamtkosten verursacht, als ein stärker über ganz Deutschland verteilter Ausbau (Fraunhofer ISI et al. 2017e).

3.2 Modellierung der Energienachfrage

Für die Analyse der nachfrageseitigen THG-Emissionen in Schleswig-Holstein werden vorhandene bundesweite Szenariostudien räumlich auf Bundeslandebene aufgelöst. Für die räumliche Auflösung wird das Modell FORECAST genutzt. Die im Modell implementierte Routine für die Regionalisierung berücksichtigt eine Vielzahl von Parametern, welche die Struktur der Energienachfragesektoren wie Gebäude, Verkehr, Industrie, Haushaltsgeräte bestimmen. Somit erlaubt die Methode, bestehende Szenarien für Deutschland auf Schleswig-Holstein aufzulösen und die strukturellen Charakteristika des Bundeslandes zu berücksichtigen, aber gleichzeitig eine hohe Konsistenz und Vergleichbarkeit mit Szenarien auf Bundesebene zu haben. Zusätzlich zu dieser Methode werden die Datengrundlagen und Statistiken des MELUND bzgl. der THG-Emissionen in der Landwirtschaft berücksichtigt.

3.2.1 Regionalisierung der jährlichen Energienachfrage

Die räumliche Auflösung in FORECAST-Regional erfolgt über sektorspezifische Verteilungsschlüssel (z.B. Bruttowertschöpfung je Subsektor, Bevölkerungsdichte). Hierfür wird zunächst auf der Grundlage von Statistiken und vorhandenen Studien (z.B. Industriedatenbank des Fraunhofer ISI) eine Kalibrierung der Verteilungsschlüssel vorgenommen. Das bedeutet, dass die nationale Energienachfrage über die Verteilungsschlüssel per Top-Down Ansatz nach Regionalisierungseinheiten differenziert wird.

Parallel zur Dekomposition des Endenergiebedarfs findet ein Abgleich der Treiber, des Energiebedarfs für ausgewählte Städte und des Nettostrombedarfs auf der Ebene der Landesbilanzen statt (sogenannte *Multilevel-Validierung*). Diese Art und Weise der Validierung stellt konsistente Ergebnisse auf Bundes- und Landesebene sicher. Der resultierende Strombedarf für Schleswig-Holstein steht damit im Einklang mit den bundesweiten Szenariostudien. Die räumliche Auflösung erfolgt dabei differenziert nach den folgenden Verbrauchsgruppen und Verteilschlüsseln:

- **Haushaltssektor:** Spezifische Stromnachfrage je Haushalt, Anzahl der Haushalte, Bevölkerung, verfügbarem Einkommen, Wohnfläche, gewichtetem Mittelwert aus Außentemperatur und solarer Einstrahlung (Klimafaktor)
- **GHD-Sektor:** Spezifische Energienachfrage je Subsektor, Bruttowertschöpfung je Subsektor, Beschäftigte je Subsektor
- **Industriesektor:** Spezifische Energienachfrage je Prozess, Bruttowertschöpfung je Subsektor, Produktionskapazität je Standort
- **Verkehrssektor:** Spezifische Energienachfrage je Verkehrsträger, Bruttowertschöpfung, PKW-Bestand und -Neuanmeldungen, Annahmen zur Entwicklung der Ladeinfrastruktur von Elektroautos

3.2.2 Regionalisierung der stündlichen Last

Die Regionalisierung des nationalen Lastverlaufs findet, basierend auf dem methodischen Ansatz des Lastmodells eLOAD, zunächst für das Basisjahr¹ statt und erfolgt anhand des Verteilungsschlüssels für die jährliche sektorale Stromnachfrage auf Schleswig-Holstein. Diese Vorgehensweise unterstellt einheitliche sektorale Lastprofile in allen Bundesländern, die sich hinsichtlich des absoluten Lastniveaus unterscheiden. Dadurch ergeben sich Unterschiede des Lastverlaufs in den einzelnen Landkreisen aufgrund der unterschiedlichen Anteile an der sektoralen Stromnachfrage. Der Ansatz erfolgt auf Basis einer umfassenden Lastprofil-Datenbank. Die folgende sektorale Differenzierung wird für die Lastprofile angewandt:

- Haushaltssektor: Geräte und Beleuchtung, elektrische Heizsysteme
- GHD-Sektor: Unterschieden nach Subsektoren / Prozessen
- Industriesektor: (Nicht-)Energieintensive Subsektoren / Prozesse
- Verkehr: Elektromobilität und Schienenbahnen

¹ Die einzelnen Nachfragekomponenten werden anhand der aktuellen Entwicklung und der Entwicklung in den Szenarien angepasst, so dass sich ein simulierter Jahresverlauf ergibt, der jedoch die für die Beurteilung der Lastdeckung durch erneuerbare Energien nötigen strukturellen Eigenschaften beinhaltet. Das Basisjahr entspricht dem Wetterjahr 2010.

Mit dem verwendeten Ansatz werden synthetische stündliche Lastverläufe für Schleswig-Holstein berechnet, die die sektoralen Charakteristika abbilden und gleichzeitig konsistent mit dem nationalen Lastverlauf sind. Dadurch wird die wirtschaftliche Struktur von Schleswig-Holstein auch im stündlichen Lastverlauf adäquat abgebildet. Zudem werden zukünftige strukturelle Veränderungen im Lastverlauf, wie sie bspw. durch die Verbreitung von Elektromobilität oder Effizienzsteigerungen entstehen, berücksichtigt.

3.3 Modellbasierte Analyse der Stromerzeugung

Das zentrale Modell zur Abbildung des Stromsystems in dieser Studie ist das Modell *Enertile*. Im Wesentlichen konzentriert sich die Optimierung in *Enertile* auf den Stromsektor, wobei die Erzeugung und der überregionale Transport von Strom im Fokus stehen. Im Optimiermodell werden die Kosten der Erzeugung, Übertragung, Wandlung und Speicherung von Strom über einen langen Betrachtungshorizont für Schleswig-Holstein, Deutschland und Europa minimiert. Dabei wird sowohl der Ausbau der Erzeugungskapazitäten als auch deren stündlicher Einsatz betrachtet. Die konkrete Ausgestaltung des Strommarktes bleibt außen vor, denn dazu wären Vorgaben zu allen relevanten Änderungen der Marktregeln bis zum Jahr 2050 nötig. Das Modell sucht hingegen die kostengünstigste technologische Lösung.

3.3.1 Die Zielfunktion der Optimierung

Die zu minimierende Zielfunktion des Modells enthält alle Kosten, die im Modell anfallen, um die Stromnachfrage überall und zu jeder Zeit zu decken. Die Fokussierung der Zielfunktion auf monetäre Kosten hat den Vorteil, dass die gefundene Lösung einfach interpretierbar ist: Sie ist die ökonomisch günstigste Lösung unter Berücksichtigung aller Nebenbedingungen. Jede alternative Lösung, die von den gleichen Kostenparametern ausgeht und die gleichen Nebenbedingungen erfüllt, ist mit höheren Kosten verbunden.

Enertile ist durchgehend stündlich aufgelöst und optimiert alle 8.760 Stunden jedes Stützjahres (2030, 2040, 2050). Diese Kombination ermöglicht es, sowohl die Herausforderungen, aber auch die neuen Möglichkeiten von fluktuierenden erneuerbaren Energien realitätsgetreu abzubilden. Dadurch, dass die Jahre vollständig abgebildet werden, werden extreme Wetterereignisse wie z. B. lange Flauten sichtbar und erfordern vom Modell angemessene Maßnahmen, wie den Ausbau verschiedener Flexibilitätsoptionen². Auf der anderen Seite wird aber auch erkennbar, ob und wie häufig während

² Das gewählte Wetterjahr 2010 ist für die Windenergie in Westeuropa besonders kritisch. Im Zeitraum 2008-2012 hat das Jahr 2010 die längsten und regional umfassendsten Flauten (Franke et al. 2019).

Schwachwindphasen in Nachbarregionen ein Überangebot an EE vorhanden ist, welches dann zur überregionalen Ausregelung eingesetzt werden kann. Für das Modell stellen gerade die Extremsituationen eine Herausforderung dar. Um die ökonomisch beste Antwort darauf zu bestimmen, ist die Häufigkeit von bestimmten Situationen von großer Bedeutung. Wenn in den Schwachwindphasen häufig Überschussstrom in anderen Regionen vorhanden ist, stellt z. B. Netzausbau die günstigste Option dar. Ist dies selten der Fall, könnte der Bau von Gasturbinenkraftwerken sich als günstiger darstellen. Diese Effekte werden im Modell voll berücksichtigt. Die Frage, welcher geographische Raum in einem Modell in welcher Auflösung abgebildet wird, wird durch steigende EE-Anteile bedeutsamer. Obwohl in dieser Studie Schleswig-Holstein im Fokus steht, haben besonders im Stromsektor die Entwicklungen in ganz Deutschland und auch in Europa starken Einfluss. In Zeiten, in denen in Schleswig-Holstein die Einspeisung aus EE niedrig ist, ist möglicherweise in Nachbarregionen ein Stromüberschuss vorhanden. Umgekehrt ist in Zeiten, in denen in Schleswig-Holstein das Angebot die Nachfrage übersteigt, ein Export in Nachbarländer oft die ökonomisch beste Option.

3.3.2 Abbildung erneuerbarer Energien

In der Optimierung in *Enertile* werden Wind- und Solarenergie endogen ausgebaut, während die Entwicklung anderer erneuerbarer Energien exogen vorgegeben wird. Für diese Technologien ist ein endogener Ausbau aus unterschiedlichen Gründen nicht zweckmäßig: Entweder ist das noch nicht erschlossene Potenzial zumindest in Deutschland und Europa stark beschränkt, wie z. B. bei Wasserkraft, oder die derzeitigen Kosten sind so hoch, dass das Modell sie endogen nicht ausbauen würde, wie z. B. bei Wellen- und Gezeitenkraftwerken und tiefer Geothermie.

Wie viel Biomasse im Stromsektor sinnvollerweise eingesetzt wird, hängt stark von den Gesamtemissionen ab. Biomasse ist ein wertvoller und begrenzter Rohstoff. Im Stromsektor bietet Biomasse eine sehr CO₂-arme Stromerzeugung, liefert Flexibilität und hat eine relativ hohe Akzeptanz. Gerade im Stromsektor kann jedoch über eine Kombination von anderen EE-Typen wie Wind und PV in Kombination mit günstigen konventionellen Gasturbinen ein ähnlicher Nutzen zu vergleichbaren, teilweise günstigeren Kosten erzielt werden. Bei ausreichender Flexibilität aus anderen Optionen (insbesondere Netze und Demand Side Management) stellt Biomasseverstromung eine relativ teure Flexibilitätsoption dar. In der Konsequenz wird die reine Verstromung der Biomasse in den Szenarien stark zurückgefahren und teilweise durch Biomasse KWK ersetzt. Insbesondere die unflexible Erzeugung mit hohen Volllaststunden wird stark reduziert, da sie bei hohen EE-Anteilen hinderlich ist und die Integration der übrigen EE-Technologien behindert. Der Biomasseeinsatz für die Stromerzeugung wird, unter

Berücksichtigung des Biomasseeinsatzes in den anderen Sektoren, im Modell vorgegeben.

Wind- und Solarenergie haben zum einen ein großes Potenzial und zum anderen an vielen Standorten relativ niedrige Kosten. Der Ausbau dieser wichtigen Technologien wird daher innerhalb der Optimierung modellendogen bestimmt. Um diese Technologien in die Optimierung zu integrieren, müssen Kosten-Potenzialkurven berechnet werden. Ausbauentscheidungen trifft das Modell dann autark auf Grundlage der getroffenen technologischen und ökonomischen Annahmen, sowie den in den Szenarien festgelegten Ausbauzielen. In diesem Bericht werden die grundsätzliche Methodik und zentrale Annahmen dargestellt, eine detaillierte Beschreibung der in *Enertile* genutzten Potenzialabschätzung findet sich im Bericht Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland; Modul 2: Modelle und Modellverbund (Fraunhofer ISI et al. 2017c) in Kapitel 3.3.4 (S. 52-71).

Das verwendete Modell ist geeignet, Kosten-Potenzialkurven zu ermitteln, die einen Vergleich von deutschlandweiten und europaweiten Potenzialen ermöglichen. Das genutzte GIS-Modell betrachtet jedoch bestimmte Einflussgrößen (wie insbesondere Streusiedlungen und Einzelhäuser) nicht im Detail. Es ist somit für eine genaue Berechnung von Windvorrangflächen und die Lokalisation einzelner Anlagen oder Parks nicht geeignet. Belastbare Aussagen zu genauen Flächenbedarfen erfordern eine konkretere Flächenplanung unter Berücksichtigung von deutlich genaueren geografischen Eingangsdaten, die deutschland- und europaweit nicht in konsistenter Qualität vorliegen.

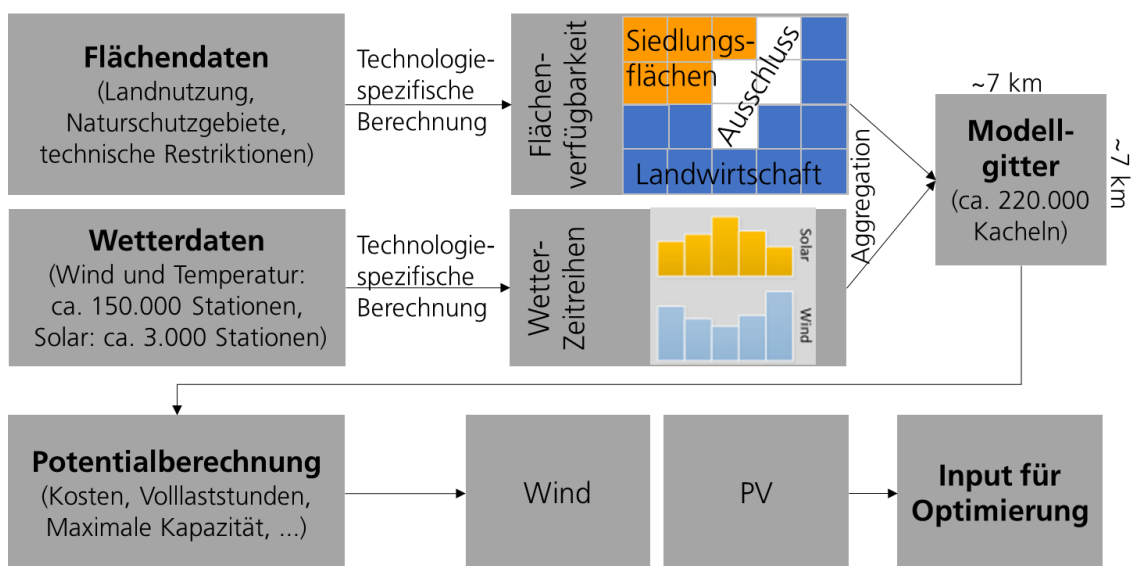


Abbildung 1: Potenzialabschätzung im Stromsystemmodell Enertile

Die Abschätzung der Potenziale für erneuerbare Energien erfolgt in drei Schritten (Abbildung 1):

1. Abschätzung der nutzbaren Fläche
2. Berechnung der installierbaren Leistung, des möglichen Ertrags und der spezifischen Erzeugungskosten
3. Aggregation der Potenziale zu Potenzialstufen innerhalb einer Region

Die auf der nutzbaren Fläche installierbare Leistung ist für die Windenergie abhängig von der Rotorfläche. Die optimale Rotorfläche ist wiederum von den Standortbedingungen abhängig. Die spezifische Generatorleistung pro Rotorfläche befindet sich in ständiger technologischer Entwicklung. Insgesamt zeigte sich in der Vergangenheit ein Trend zu höheren Anlagen und einer Absenkung der Generatorleistung pro Rotorfläche zur verstärkten Energieerzeugung in Zeiten schwacher Windgeschwindigkeiten. Der Rotor wird also in Relation zum Generator größer und die spezifische Generatorleistung pro Rotorfläche geringer. Die spezifische Generatorleistung pro Rotorfläche sinkt bis zum Jahr 2050 auf 250 W/m² für Schwachwindanlagen (siehe Tabelle 3).

Auch die Nabenhöhe steigt mit fortschreitender technologischer Entwicklung an, um höhere Windgeschwindigkeiten in größeren Höhen zu nutzen. In der Potenzialabschätzung des Modells *Enertile* wird für jeden Standort innerhalb bestimmter Grenzen die optimale Anlagenkonfiguration ermittelt. Die Wahl der Grenzen spiegelt die Grenzen der verfügbaren Technik wider. Die maximal zugelassene Nabenhöhe steigt im Zeitverlauf bis auf 160 m an (siehe Tabelle 2). In dieser Studie wurden die Nabenhöhen für die Jahre 2030 und 2040 auf 130 m bzw. 150 m beschränkt. Die Annahmen zum technischen Fortschritt wurden in dieser Studie konservativer gewählt, um den Beitrag der Windenergie in Schleswig-Holstein nicht zu überschätzen.

Als Vergleichsgröße sind in Tabelle 4 die Annahmen der Agora Studie: „Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“ (Pape und Tersteegen 2013) dargestellt. Der Vergleich zeigt, dass sich die Annahmen in einem ähnlichen Korridor bewegen.

Tabelle 2: Optimierungsbereich der Nabenhöhe (in m) im Erzeugungsmodell

Zeitraum	Bereich der Nabenhöhe in m in den Langfristszenarien (Fraunhofer ISI et al. 2017c)	Bereich der Nabenhöhe in m in dieser Studie
2021-2030	90-150	90-130
2031-2040	90-160	90-150
2041-2050	90-160	90-160

Tabelle 3: Optimierungsbereich der Generatorleistung pro Rotorfläche in dieser Studie

Zeitraum	Schwachwindanlage [W/m ²]	Starkwindanlage [W/m ²]	Einheit
2013-2020	350-320	450-390	W/m ²
2021-2030	350-270	450-370	W/m ²
2031-2040	350-260	450-360	W/m ²
2041-2050	350-250	450-350	W/m ²

Tabelle 4: Spezifische Nennleistung der Windenergie in der Studie „Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland“

Jahr	Schwachwindanlage		Starkwindanlage	
	Spezifische Nennleistung [W/m ²]	Nabenhöhe [m]	Spezifische Nennleistung [W/m ²]	Nabenhöhe [m]
2013	346	120	441	90
2023	289	140	382	110
2033	260	150	367	120

Quelle: (Pape und Tersteegen 2013)

Die regionale Abschätzung der Potenziale erfolgt auf Basis der Auflösung von mehr als 525 Kacheln in Schleswig-Holstein sowie 9.000 Kacheln in Deutschland bzw. 228.000 Kacheln in der Gesamtregion (hier Europa). Aufgrund der hohen Anzahl von Variablen kann nicht jede einzelne Kachel in die Optimierung der Stromversorgung einbezogen werden. Aus diesem Grund werden innerhalb einer Region wie Schleswig-Holstein Kacheln mit vergleichbaren Erzeugungskosten für eine Erzeugungstechnologie zu einer „Potenzialstufe“ zusammengefasst.

Diese Potenzialstufe enthält folgende Informationen:

- Summe des Erzeugungspotenzials der einzelnen Kacheln,
- durchschnittliche Volllaststunden der Kacheln,
- durchschnittliche Erzeugungskosten der Kacheln und
- das aggregierte Wetterprofil der einzelnen Kacheln.

Die resultierenden Kosten-Potenzialstufen in einer Region werden dann im Rahmen der Systemoptimierung durch das Modell ausgebaut. Die für Deutschland und Schleswig-Holstein in die Optimierung eingehenden Potenziale sind in Abbildung 2 dargestellt.

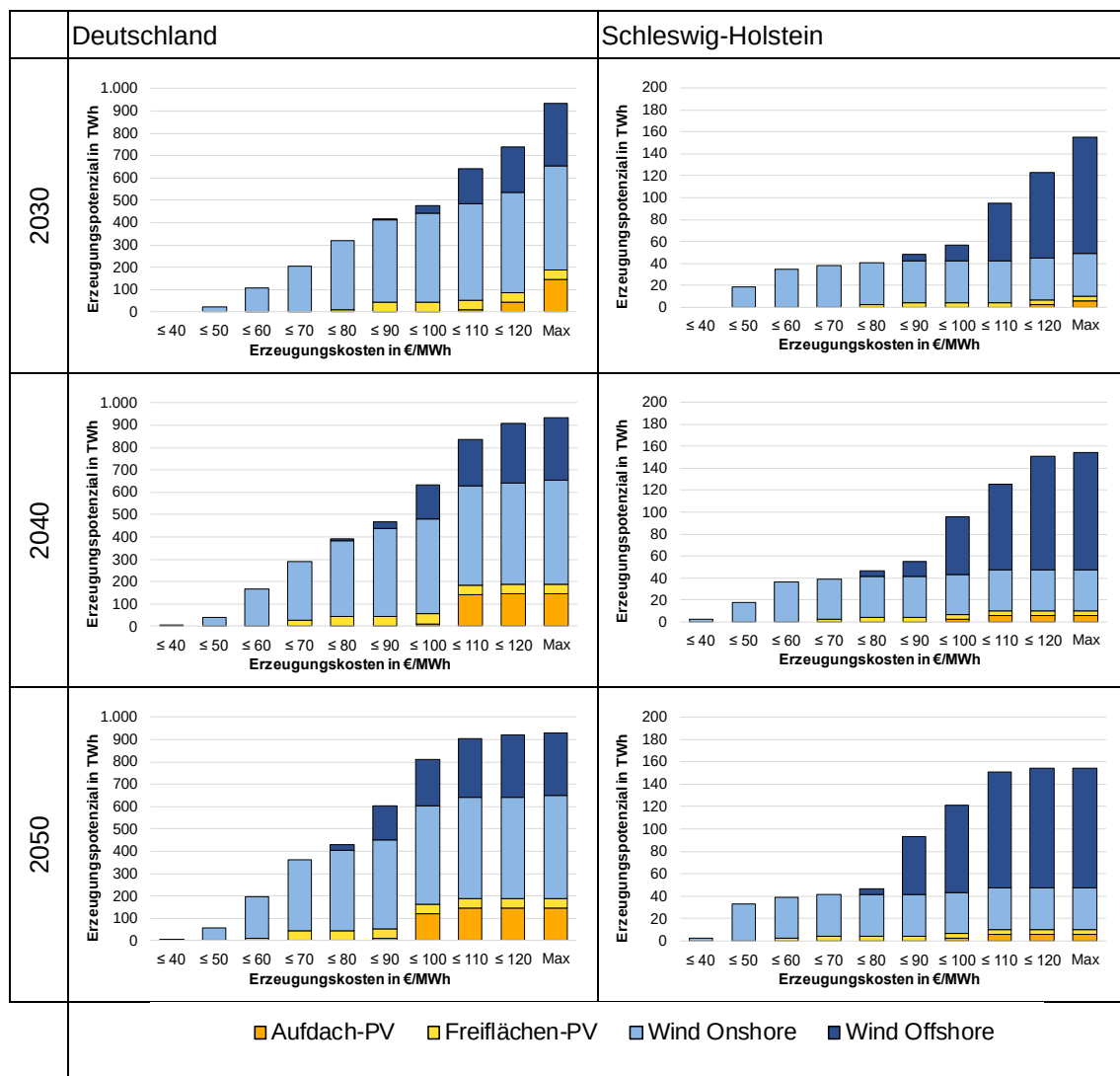


Abbildung 2: Kosten-Potenzialstufen Erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein und in Deutschland

4 Rahmendaten und Annahmen für die Regionalisierung

4.1 Sektorspezifische Rahmendaten

Industrie

Im Vergleich zum bundesdeutschen Mittel verfügt Schleswig-Holstein über einen eher kleinen Industriesektor. Einige Industriezweige sind in Schleswig-Holstein nicht vorhanden, wie z.B. die Stahlherstellung. Der Schwerpunkt der energieintensiven Industrie liegt in Schleswig-Holstein vor allem in den Bereichen Chemie, Zement, Papier und Nahrungsmittel. Die Entwicklung der physischen Produktion wird aus der zuvor gezeigten Wirtschaftsentwicklung des 80%-Szenarios abgeleitet. Dabei wird von einem Produktionsvolumen für Zement, Ammoniak und Papier in 2050 ausgegangen, welches ungefähr der heutigen Produktion entspricht (siehe Tabelle 9 und Tabelle 10).

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Der wichtigste Treiber des Energieverbrauchs bei GHD-Prozessen ist die Anzahl Beschäftigter pro Subsektor. Diese Größe ist direkt proportional zur Diffusion von Geräten und der entsprechenden Energienachfrage. Insgesamt wird im Basis-Szenario der Langfristszenarien von einem Zuwachs der Beschäftigten um 2,5% bis 2050 (Basisjahr 2010) ausgegangen. Zusätzlich ist die Energiebezugsfläche ein wesentlicher Treiber, welcher ebenfalls proportional zur Diffusion von Geräten und Energiedienstleistungen ist. Diese steigt im Basisszenario der Langfristszenarien um 15% bis 2050 (Basisjahr 2010).

Haushalte

Im 80%-Szenario wird unterstellt, dass sich der Trend zu mehr Ein- und Zweipersonenhaushalten in den kommenden Jahren fortsetzen wird. Die zukünftige Entwicklung der Anzahl an privaten Haushalten wird basierend auf der in den nächsten Jahren noch leicht steigenden und anschließend wieder sinkenden Bevölkerung in Schleswig-Holstein und der Anzahl an Personen je Haushalt abgeleitet. Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung von IKT-Endgeräten wird im Wesentlichen mit weiter steigenden Ausstattungsrate gerechnet. Bei den Fernsehern wird bei der heute schon hohen Ausstattungsrate von rund 1,6 TV-Geräten pro Haushalt nur noch ein geringfügiger Anstieg angenommen, insbesondere da deren Energiedienstleistung zunehmend auch von anderen Produkten im IKT-Bereich übernommen wird. Insgesamt sind IKT-Endgeräte diejenige Verbrauchergruppe, bei der die Änderung der Ausstattungsrate mit den größten Unsicherheiten verbunden ist, aufgrund kurzer Reinvestitionszyklen zwischen 3-8 Jahren und einer hohen Dynamik in der Entwicklung neuer Energieanwendungen. Bei großen elektrischen

Haushaltsgeräten, mit Ausnahme von Wäschetrocknern und Spülmaschinen, wird nur noch von geringfügig steigenden oder konstanten Ausstattungsraten ausgegangen. Auch bei der Anzahl an Beleuchtungspunkten pro Wohneinheit wird mit einer weitgehend konstanten Anzahl gerechnet. Beim zukünftigen Bestand an Klimageräten in privaten Haushalten wird bereits bis 2030 von einem Zuwachs des Bestands um etwa das Siebenfache ausgegangen; dieses relative Wachstum scheint auf den ersten Blick sehr hoch, ist jedoch vor dem Hintergrund zu bewerten, dass Klimaanlage bisher in Deutschland in Wohngebäuden kaum Verbreitung gefunden haben. Die heutige Ausstattungsrate an Klimageräten in privaten Haushalten beträgt etwa ein Prozent.

Weitere Treiber betreffen die Strom- und Energieträgerpreisentwicklung, welche ebenfalls dem Basisszenario der Langfristszenarien entnommen wurde.

Verkehr

Zentrale Rahmendaten und Treiber für den Verkehr sind die Bevölkerungsentwicklung und das Bruttoinlandsprodukt (BIP) sowie die Ölpreis- und Kraftstoffpreisentwicklung, welche auf den Annahmen des Basisszenarios der Langfristszenarien basieren. Zusätzlich wird angenommen, dass bis zum Jahr 2050 der Luftverkehr um 54%, der (bodengebundene) Güterverkehr um 51% und der Schiffsverkehr um 132% zunehmen, während der (bodengebundene) Personenverkehr um 8% abnimmt (Änderungen jeweils gegenüber 2010).

Details zu den einzelnen Sektoren sowie weitere Treiber, z.B. die Strom- und Energieträgerpreisentwicklung, können dem Basis-Szenario der BMWi Langfristszenarien (Fraunhofer ISI et al. 2017d) entnommen werden.

4.2 Charakteristika der Energienachfragestruktur in Schleswig-Holstein und Regionalisierung

Industrie

Schleswig-Holstein weist eine deutlich weniger industriell geprägte Wirtschaftsstruktur auf. Die für den Energieverbrauch und CO₂-Emissionen entscheidende Grundstoffindustrie ist nur vereinzelt vertreten. Einzelne große Standorte sind:

- Ein Zementwerk nahe Itzehoe (Holcim Deutschland) mit etwa 1,3 Millionen Tonnen Jahresproduktion
- Ein Chemiepark in Brunsbüttel, in dem vor allem die Herstellung von Ammoniak (über Dampfreformation von Erdgas) einen sehr hohen Energieverbrauch aufweist (Firma YARA Brunsbüttel GmbH). Ammoniak wird als Zwischenprodukt für

die Produktion von Düngemitteln und Salpetersäure benötigt. Im Werk in Brunsbüttel werden im Speziellen AdBlue und Lösungen zur NO_x-Reduktion hergestellt.

- Eine Raffinerie in Heide mit über 4 Millionen Tonnen Rohölkapazität (Klesch Group LTD)
- Alle weiteren Standorte weisen deutlich niedrigere CO₂-Emissionen auf, darunter fallen mehrere Papierfabriken, wobei vor allem die Standorte Glückstadt, Flensburg, Tornesch und Uetersen zu nennen sind, sowie eine Glashütte.

Einige Branchen sind in Schleswig-Holstein gar nicht oder kaum vertreten, wie z.B. die Stahlherstellung. Entsprechend ist der Anteil der Industrie am Energieverbrauch und an den THG-Emissionen in Schleswig-Holstein niedriger als im Bundesmittel.

Für die Regionalisierung werden die Branchenstruktur Schleswig-Holsteins sowie einzelne große Standorte berücksichtigt.



Abbildung 3: Standorte der energieintensiven Industrie in Schleswig-Holstein und ihre THG-Emissionen in Tausend Tonnen CO₂-Äquivalenten (Quelle: EU ETS, EPRTTR)

GHD und Haushalte

- Der Energetische Zustand des Gebäudebestandes in Schleswig-Holstein ist sowohl für Einfamilienhäuser (EFH),) wie auch für Mehrfamilienhäuser (MFH) vergleichbar mit dem Gebäudebestand in ganz Deutschland. So lag der mittlere Energieverbrauchskennwert von Einfamilienhäusern in Schleswig-Holstein in 2009 bei 169,3 kWh/m² und in Mehrfamilienhäusern bei 148,3 kWh/m². Dabei ist ein leicht abnehmender Trend von 1-2% pro Jahr zu beobachten - auch dies vergleichbar mit dem Trend in Deutschland (ARGE e.V. 2012).
- Die Struktur des Gebäudebestandes unterscheidet sich deutlicher. So liegt der Anteil der Einfamilienhäuser in SH bei 91% aller Gebäude, während es in Deutschland 83% sind (dena 2016). Entsprechend machen EFH in SH etwa 61% der Wohnfläche aus, ggü. 53% in Deutschland.
- Die Struktur der Heizungssysteme in Schleswig-Holstein ähnelt grundsätzlich der Struktur in Deutschland. Lediglich Erdgas-Kessel haben in Schleswig-Holstein einen etwas höheren Anteil, während Biomasse-Kessel deutlich weniger genutzt werden als im Bundesdurchschnitt.
- In den Langfristszenarien wird im Basisszenario und im 95%-Szenario angenommen, dass die Wohnfläche im Mittel bis 2050 um etwa 12% ansteigt. Dieser Trend ist etwas schwächer bei EFH und etwas stärker bei kleinen MFH. Entsprechend spiegelt sich das Wachstum auch in den Szenarien für Schleswig-Holstein wieder.

Sowohl der Energieverbrauch der Sektoren GHD und Haushalte, wie die Anteile der Gebäudetypen, aber auch technologie-spezifische Kennwerte wie die Verteilung von Nacht-speicherheizungen, der Ausbau von Ölheizungen und die Gas- und Wärmeinfrastruktur werden für die Regionalisierung berücksichtigt.

Verkehr

Der Verkehrssektor in Schleswig-Holstein ist mit etwa 70% Anteil am Endenergieverbrauch stärker als im Rest Deutschlands von der Nutzung der PKW dominiert. Der Luftverkehr, aber auch die internationale Seeschifffahrt haben deutlich niedrigere Anteile, da dieser Verkehr hauptsächlich über Hamburg abgewickelt wird. Der Anteil Elektroautos am Fahrzeugbestand ist sowohl in Deutschland wie in Schleswig-Holstein noch niedrig. Zum 1. Januar 2018 waren in Schleswig-Holstein 0,11% der zugelassenen Fahrzeuge Elektroautos, was leicht unter dem Bundesdurchschnitt von 0,12% lag (Kraftfahrt-Bundesamt 2018). Zum 1. Januar 2019 ist der Anteil der Elektroautos in Schleswig-Holstein auf 0,19% stärker gestiegen als im Bundesdurchschnitt (0,18%), der Anteil der Plug-In-Hybride ist bleibt mit 0,11% jedoch noch hinter dem Bundesdurchschnitt (0,14%)

zurück (Kraftfahrt-Bundesamt 2019). Die Entwicklung der Elektromobilität ist eng mit dem Ausbau der Ladeinfrastruktur verknüpft. Die Ladeinfrastruktur in Deutschland weist besonders in den urbanen Ballungsräumen eine vergleichsweise hohe Dichte auf, während sie in ländlichen Regionen kaum ausgebaut ist. Das trifft so auch auf Schleswig-Holstein zu.

5 80% Szenario

Das *Basisszenario*, auf dem das 80%-Szenario dieser Studie basiert, ist in vielerlei Hinsicht das zentrale Zielszenario der Langfristszenarien. Es untersucht eine Welt, in der die energie- und klimapolitischen Ziele zu möglichst geringen Kosten erreicht werden. Im *Basisszenario* bzw. *80%-Szenario* haben die Modelle recht große Freiheiten, unter Berücksichtigung der bereits getroffenen Beschlüsse zur Technologiewahl, eine kostenminimale Lösung zur Erreichung der Ziele der Energiewende zu ermitteln.

5.1 Endenergieverbrauch

5.1.1 Überblick

Mit einem Endenergieverbrauch von ca. 74 TWh in 2016 hat Schleswig-Holstein einen Anteil von 2,9 % am deutschen Endenergieverbrauch von insgesamt 2 504 TWh (Energiebilanzen eV 2018).

Aufgrund der ökonomisch-demographischen Struktur in Schleswig-Holstein ist der spezifische Endenergieverbrauch geringer als im Bundesdurchschnitt:

- pro Einwohner beträgt der Endenergieverbrauch in Schleswig-Holstein ca. 24,7 MWh/Kopf (18% geringer als der spezifische Endenergieverbrauch in Deutschland von 30,4 MWh/Kopf);
- pro Beschäftigtem ist der Unterschied etwas geringer, hier verbraucht ein Beschäftigter in Schleswig-Holstein ca. 75,8 MWh/Beschäftigter 5 % weniger gegenüber 79,7 MWh/Beschäftigter in Deutschland (Institut der deutschen Wirtschaft 2019b, 2019a).

Gründe für den vergleichsweise niedrigeren Energieverbrauch in Schleswig-Holstein sind in der Struktur der Nachfragesektoren zu finden. Ein wichtiger Unterschied zwischen Deutschland und Schleswig-Holstein ist die deutlich weniger industriell geprägte Wirtschaftsstruktur der Region, welche sich auf wenige CO₂- und energieintensive Standorte reduzieren lässt. Energieintensive Branchen wie z.B. die Stahlherstellung sind in Schleswig-Holstein gar nicht oder kaum vertreten. Während sich der energetische Zustand des Gebäudesektors in Schleswig-Holstein kaum vom deutschen Durchschnitt unterscheidet, sind strukturelle Unterschiede im Gebäudebestand einer der Gründe für die Unterschiede im spezifischen Energieverbrauch. Ein höherer Anteil an Einfamilienhäusern im Gebäudebestand führt zu einem eher höheren Energieverbrauch als im Bundesdurchschnitt, kann jedoch den Effekt der Industriestruktur nicht kompensieren. Im Verkehrssektor ist besonders der Flugverkehr zu nennen, welcher in Schleswig-Holstein vergleichsweise geringe Anteile aufweist.

Im Folgenden werden zunächst die Szenario-Ergebnisse sektorübergreifend dargestellt, bevor in den nächsten Abschnitten detaillierter auf die einzelnen Sektoren eingegangen wird.

Tabelle 5 bzw. Abbildung 4 zeigen die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im 80%-Szenario in TWh. Gegenüber 2016 sinkt der Verbrauch um ca. 44 % von rund 74 TWh in 2016 auf rund 41,3 TWh in 2050, was auf eine ambitionierte Steigerung der Energieeffizienz in Gebäuden, Gerätenutzung, aber auch dem Verkehr und der Industrie zurückzuführen ist (siehe Abschnitte 5.1.2 bis 5.1.5). Insbesondere im Bereich der fossilen Energieträger kommt es zu starken Rückgängen: der Verbrauch von Kohle wird auf null reduziert bis 2050, die Nachfrage nach fossilen Gasen und Mineralölprodukten sinkt um 59% bzw. 85% bis 2050. Auch sonstige Fossile werden nur noch beschränkt eingesetzt und verzeichnen einen Rückgang um 58% bis 2050. Der rückläufigen Nachfrage nach fossilen Energieträgern steht ein leichter Anstieg im Stromverbrauch um 10% bis 2050 sowie eine deutliche Ausweitung der Nutzung von Solarthermie, Biomasse und Umgebungswärme gegenüber. Die Nachfrage nach Nah- und Fernwärme verbleibt in 2050 auf dem Niveau von 2016, steigt jedoch im Zeitraum bis 2030 zunächst deutlich an. Die steigende Energieeffizienz der Gebäude führt trotz eines deutlichen Ausbaus der Wärmenetze anschließend zu einer sinkenden Energienachfrage.

Tabelle 5: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh

Schleswig-Holstein	2016	2030	2040	2050
Fossile Gase	21,0	19,5	13,4	8,7
Kohle	0,6	0,2	-	-
Mineralölprodukte	28,6	15,4	7,9	4,2
Sonstige Fossile	1,2	0,8	0,6	0,5
Nah- und Fernwärme ³	5,0	5,8	5,5	5,0
Strom ³	12,6	10,9	12,5	13,9
Solarthermie	0,2	0,4	0,9	1,3
Umgebungswärme	0,4	0,9	1,5	2,2
Biogene Brennstoffe	4,5	5,1	5,3	5,6
Summe	74,0	58,9	47,4	41,3

³ Die Bereitstellung von Strom sowie Nah- und Fernwärme ist in Kapitel 5.2.2.2 Stromerzeugungsmix dargestellt.

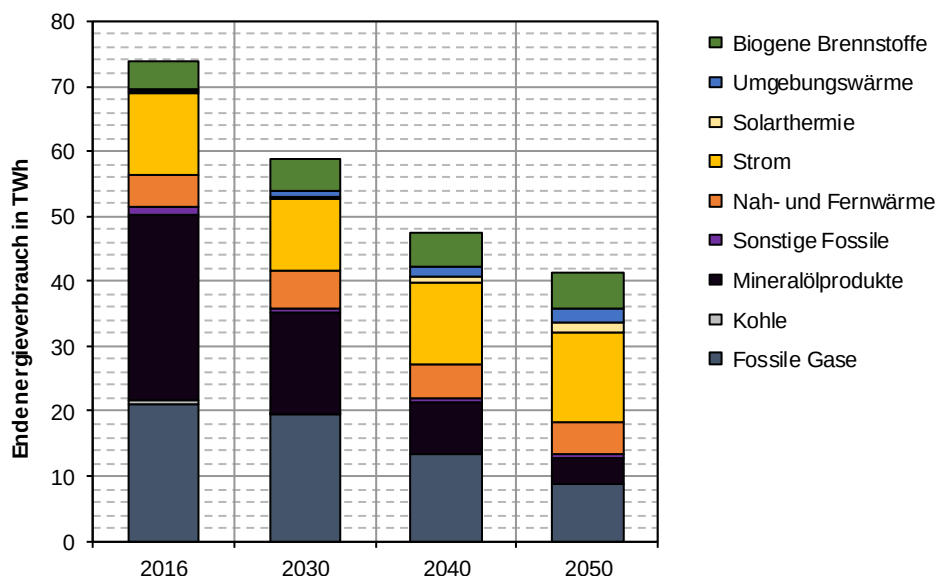


Abbildung 4: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh

Strom wird in 2050 zum wichtigsten Energieträger in Schleswig-Holstein und liegt hier mit einem Anteil am Endenergieverbrauch von 34% nur leicht unter dem deutschen Durchschnitt (siehe Tabelle 6 und Abbildung 5). Höher ist der Anteil fossiler Gase sowie von Nah- und Fernwärme in 2050 in Schleswig-Holstein im Vergleich zu Deutschland. Fossile Energieträger wie Erdgas und Diesel/Benzin nehmen in ihrer absoluten Bedeutung zwar stark ab, spielen jedoch 2050 noch immer eine wichtige Rolle mit 21% bzw. 10%.

Tabelle 6: Endenergieverbrauch anteilig nach Energieträger in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in %

Schleswig-Holstein	2016	2030	2040	2050
Fossile Gase	28%	33%	28%	21%
Kohle	1%	0%	0%	0%
Mineralölprodukte	39%	26%	17%	10%
Sonstige Fossile	2%	1%	1%	1%
Nah- und Fernwärme	7%	10%	11%	12%
Strom	17%	18%	26%	34%
Solarthermie	0%	1%	2%	3%
Umgebungswärme	1%	1%	3%	5%
Biogene Brennstoffe	6%	9%	11%	14%
Summe	100%	100%	100%	100%

Abbildung 5 zeigt einen Vergleich des Energiemixes in der gesamten Endenergienachfrage für Deutschland und Schleswig-Holstein für die Jahre 2016 und 2050. Es wird ersichtlich, dass beide Regionen eine hohe Ähnlichkeit aufweisen. Kleinere Unterschiede im Jahr 2050 sind durch die speziellen Sektorstrukturen geprägt.

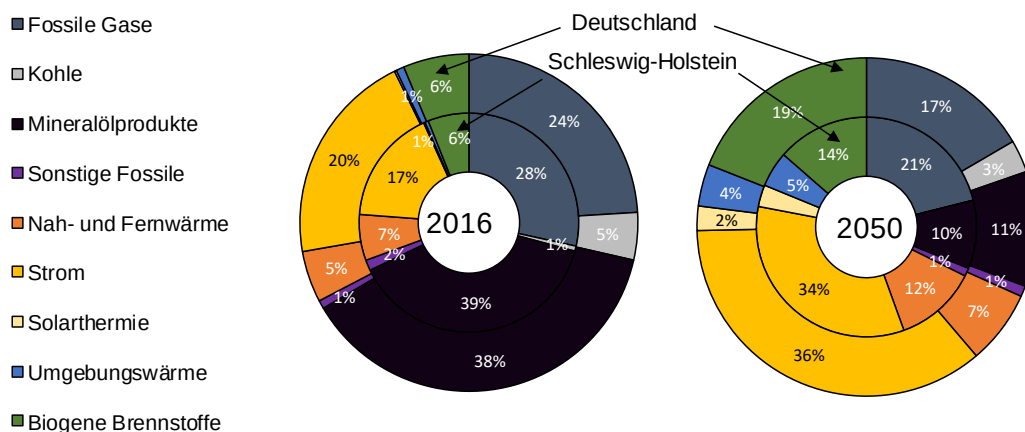


Abbildung 5: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch in 2016 (links) und 2050 (rechts) in Schleswig-Holstein (innerer Ring) und Deutschland (äußerer Ring)

Mit einem Anteil am Endenergieverbrauch von 36% ist der Haushaltssektor im Jahr 2016 der größte Sektor in Schleswig-Holstein, gefolgt von Verkehr mit 30% sowie GHD mit 19%. Der Industriesektor hat mit nur 19% in Schleswig-Holstein den geringsten Anteil am Endenergieverbrauch in 2016 und steht hier stark im Kontrast zu der gesamtdeutschen Sektorstruktur, in welcher der Industriesektor mit 28% an zweiter Stelle steht (siehe Abbildung 7). Den stärksten Rückgang zwischen 2016 und 2050 verzeichnet der Verkehrssektor (-58%), gefolgt von GHD (-55%), Haushalten (-40%) und dem Industriesektor (-16%). Eine detaillierte Analyse der Sektorentwicklungen und der zugrundeliegenden Annahmen folgt in den Sektorkapiteln (5.1.2, 5.1.3 und 5.1.5).

Tabelle 7: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Nachfragesektoren in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh

Schleswig-Holstein	2016	2030	2040	2050
GHD	13,7	8,9	7,1	6,4
Haushalte	26,7	23,5	19,3	16,0
Verkehr	21,9	16,8	11,5	9,2
Industrie	11,7	9,7	9,5	9,8
Summe	74,0	58,9	47,4	41,3

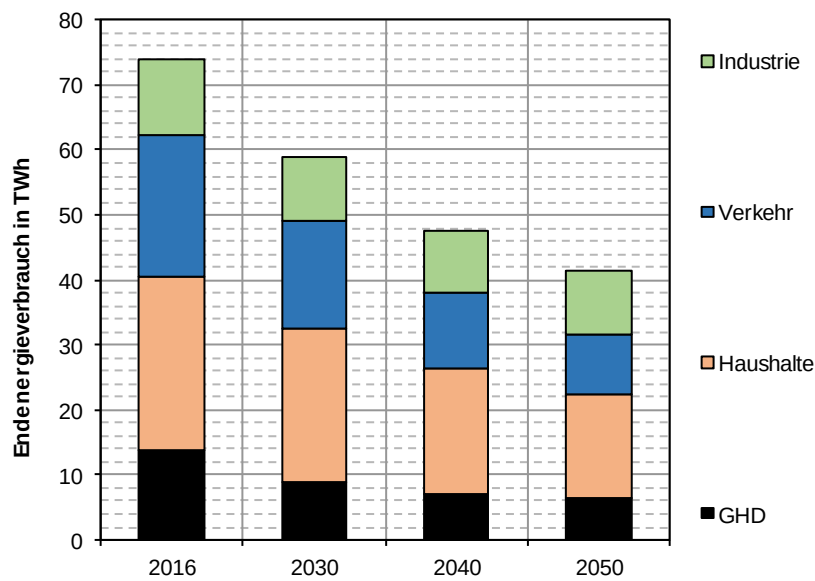


Abbildung 6: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Nachfragesektoren in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh

Tabelle 8: Anteile der Sektoren am Endenergieverbrauch in 2016 in Schleswig-Holstein

Schleswig Holstein	2016	2030	2040	2050
GHD	19%	15%	15%	15%
Haushalte	36%	40%	41%	39%
Verkehr	30%	28%	24%	22%
Industrie	16%	16%	20%	24%
Summe	100%	100%	100%	100%

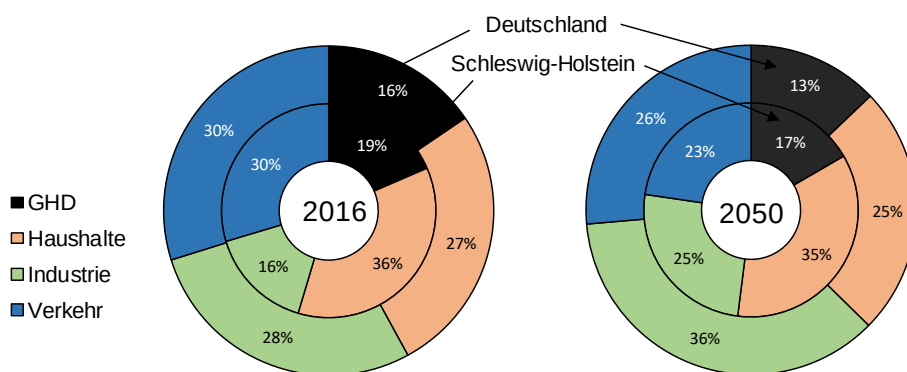


Abbildung 7: Anteile der Nachfragesektoren am Endenergieverbrauch in 2016 (links) und 2050 (rechts) in Schleswig-Holstein (innerer Ring) und Deutschland (äußerer Ring)

5.1.2 Industrie

Dem 80%-Szenario der Industrie unterliegt ein kontinuierliches Wirtschaftswachstum von im Mittel 0,7% pro Jahr. Dabei wachsen die Branchen der Grundstoffindustrie langsamer, während Maschinenbau, Fahrzeugbau und übrige Sektoren die Treiber des Wachstums sind. Die Tonnenproduktion industrieller Grundstoffe wie Zement oder Glas bleibt bei den meisten Produkten nahezu konstant bzw. steigt langsam.

Der Energieverbrauch sowie die THG-Emissionen des Industriesektors sind stark durch die Grundstoffindustrie geprägt. Dies liegt an einem sehr hohen spezifischen Verbrauch vieler Produkte (Z.B. Stahl, Zement, Papier, Glas, Aluminium, Ethylen, Ammoniak) sowie zusätzlich an auftretenden prozessbedingten Emissionen wie etwa das CO₂, welches bei der Entsäuerung des Kalksteins bei der Herstellung von Zementklinker anfällt.

Im Vergleich zum bundesdeutschen Mittel verfügt Schleswig-Holstein über eine eher geringe Industrie. Industriezweige, die in Deutschland einen sehr hohen Energieverbrauch aufweisen, sind in Schleswig-Holstein teilweise nicht vorhanden, wie z.B. die Stahlherstellung. Dieses strukturelle Merkmal zeigt sich auch in der Energiebilanz, welche für den Industriesektor mit 16% Anteil am gesamten Endenergieverbrauch des Landes deutlich niedriger als der Anteil auf Bundesebene von 28% liegt.

Dennoch muss auch der Industriesektor in Schleswig-Holstein zu den THG-Minderungen beitragen, wenn ambitionierte Minderungsziele erreicht werden sollen. Hier gilt es für Schleswig-Holstein vor allem die Bereiche Chemie, Zement, Papier und Nahrungsmittel im Blick zu haben. Häufig sind die Branchen mit lediglich 1-2 Standorten in Schleswig-Holstein vertreten, die dennoch einen großen Beitrag zu den THG-Emissionen des Landes ausmachen.

Neben den Annahmen zum Wirtschaftswachstum unterliegen dem 80%-Szenario auch Annahmen zum technischen Fortschritt sowie politischen Steuerungsinstrumenten. Für die Industrie wichtige Maßnahmen sind dabei:

- Ambitionierter Energieeffizienzfortschritt in allen Industriebranchen, durch Ausbau von Energiemanagementsystemen, Energieaudits, Effizienznetzwerken, Mindeststandards über die EU-Ökodesign-Richtlinie sowie Zuschüsse und Förderungen.
- Ambitionierter Fortschritt der Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft resultiert in niedrigerer Produktion energieintensiver Grundstoffe wie beispielsweise Zement, Primärstahl, Papier, Kunststoffen oder Glas.
- CO₂-Abscheidung und Speicherung für ausgewählte CO₂-intensive Industrieprozesse der Stahl-, und Zementherstellung sowie Chemieindustrie. Dies ist für

Schleswig-Holstein an zwei Standorten relevant und betrifft die Zement- sowie die Ammoniakherstellung.

- Neben einem CO₂-Preis für die vom Emissionshandel erfassten Branchen wird für die übrigen Bereiche die Einführung einer CO₂-Steuer angenommen, um Anreize für den Wechsel auf weniger CO₂-intensive Brennstoffe zu stimulieren. Dieser CO₂-Preis entspricht dem Preispfad für CO₂-Zertifikate des Emissionshandels und ist in Tabelle 11 (Seite 47) dargestellt.
- Markteinführung von innovativen Herstellungsprozessen in der Grundstoffindustrie, die über heute beste verfügbare Technik hinausgehen.

Im Ergebnis führen die Maßnahmen dazu, dass Effizienzpotenziale weitestgehend ausgeschöpft werden, i. Insbesondere durch Systemoptimierungen, z.B. bei Querschnittstechniken wie Elektromotorsystemen oder Dampferzeugern. Entsprechende Potenziale sind in der energieintensiven Grundstoffindustrie weniger groß. Im Folgenden ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern und Industriebranchen dargestellt. Insgesamt zeigt sich ein kontinuierlicher Rückgang des Energieverbrauchs bis 2050 von etwa 11,7 TWh in 2016 auf 9,8 TWh in 2050 (siehe Abbildung 8). Diese Entwicklung wird angetrieben durch eine ambitionierte Effizienzsteigerung, Verbesserungen bei der Materialeffizienz, aber auch den strukturellen Wandel hin zu weniger energieintensiven Industriebranchen⁴. Auch bei den Anteilen der Energieträger zeigt sich eine kontinuierliche Veränderung: Kohle und Gas, welche schon in 2016 in Schleswig-Holstein niedrige Anteile haben, nehmen weiter ab und sind spätestens 2050 nahezu vollständig aus dem Energiemix verschwunden. Entsprechend steigen die Anteile von biogenen Brennstoffen deutlich. Diese werden u.a. in der Zementherstellung verwendet, sowie für die Dampferzeugung in der Papier- und Nahrungsmittelindustrie. Im Gegenzug geht die Nutzung von Biomasse in anderen Sektoren, in denen alternative Technologien für die Nutzung von Erneuerbaren Energien kostengünstiger sind (z.B. im Gebäudesektor), zurück. Insgesamt verbleibt auch bis 2050 noch ein hoher Anteil Erdgas, wenngleich der absolute Verbrauch von 5,1 TWh auf 3,1 TWh sinkt.

⁴ Dies schließt die Ansiedelung von Branchen mit hohem Stromverbrauch im Bereich GHD (z.B. Rechenzentren) nicht aus.

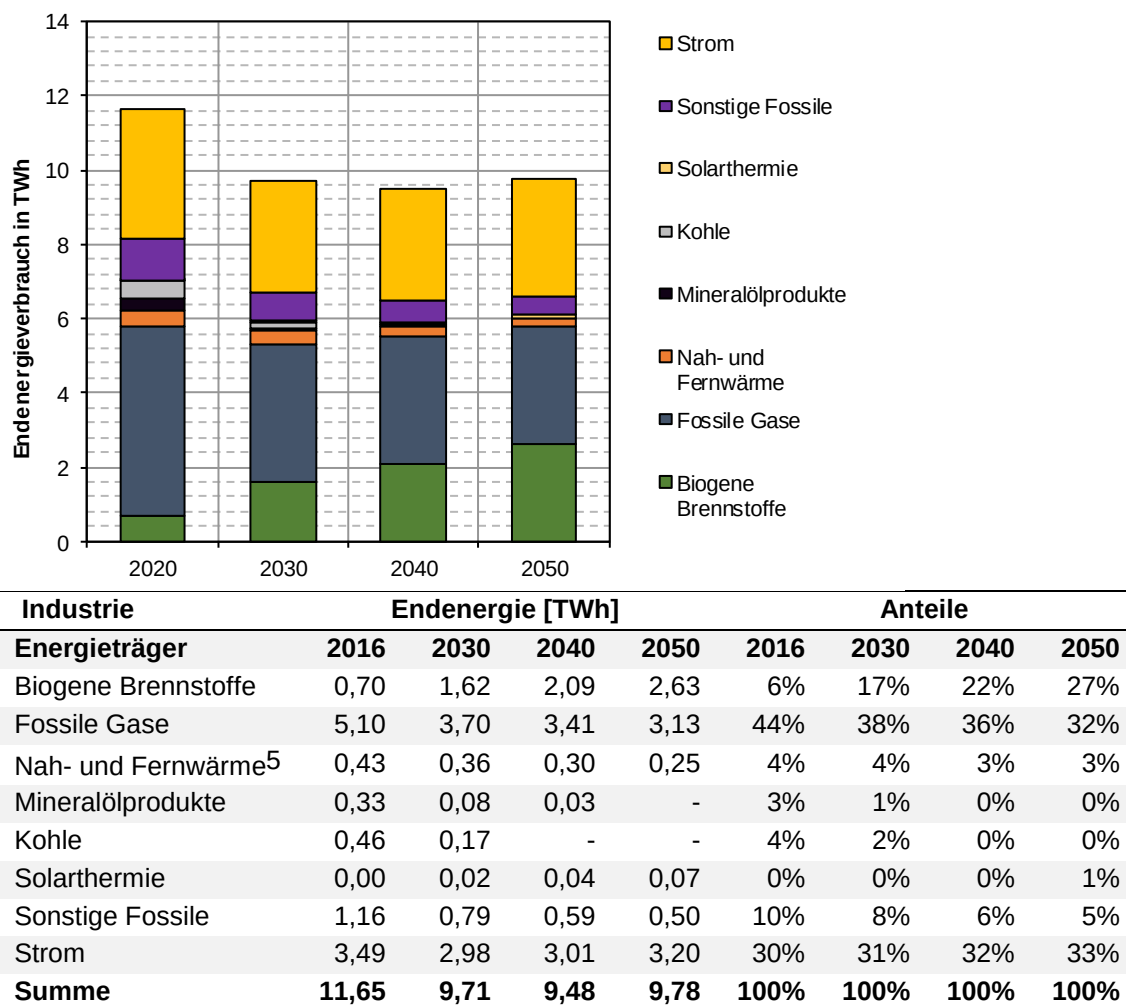


Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Energieträgern

Der Endenergieverbrauch nach Industriebranchen entwickelt sich relativ gleichmäßig, wie in Abbildung 9 dargestellt. Die relative Bedeutung der Chemieindustrie sowie übriger Industrien steigt geringfügig, wohingegen die Anteile der Papier-, Nahrungsmittel- und Zementindustrien leicht abnehmen.

⁵ Die Bereitstellung von Strom sowie Nah- und Fernwärme ist in Kapitel 5.2.2.2 Stromerzeugungsmix dargestellt.

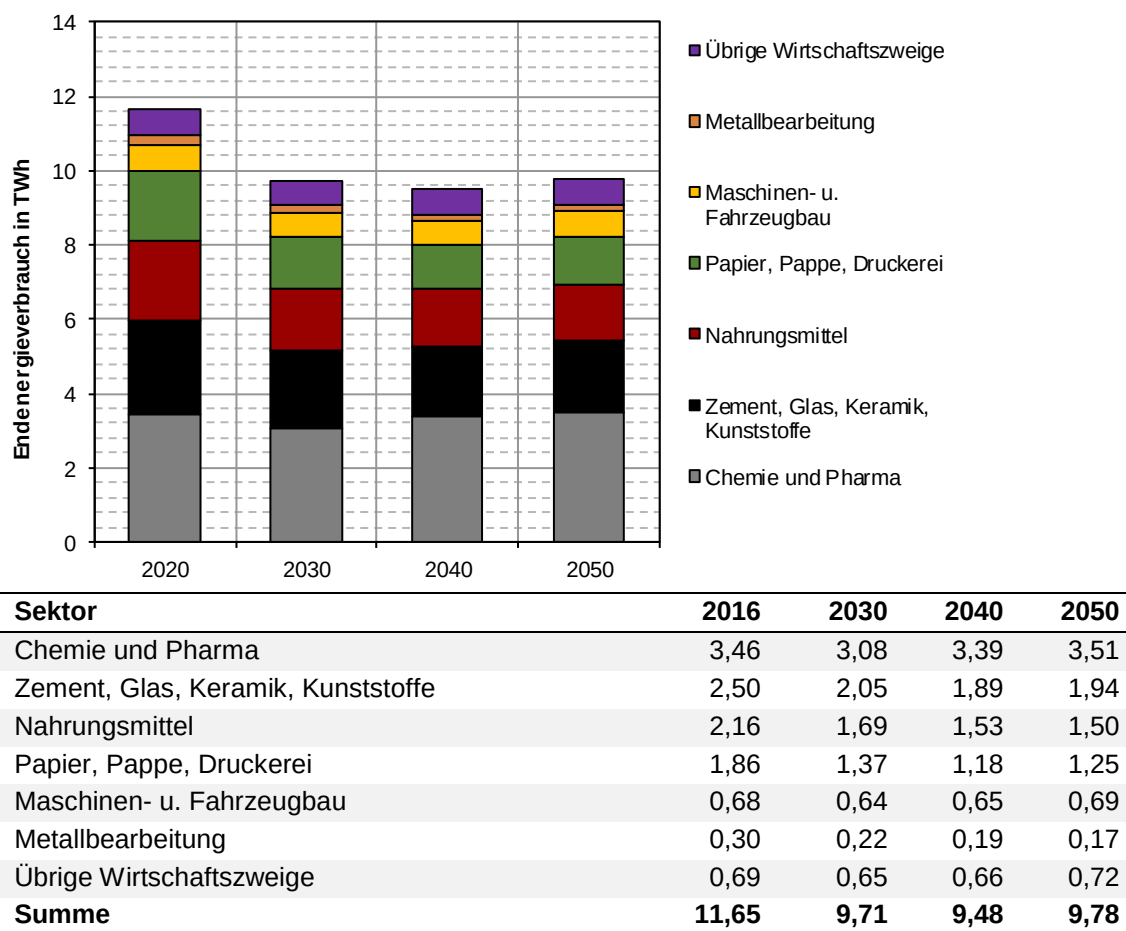


Abbildung 9: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Industriebranchen

Um eine vollständige Emissionsbilanz des Industriesektors erstellen zu können, müssen neben den energiebedingten Emissionen auch die prozessbedingten Emissionen und eine mögliche Abscheidung und Speicherung von Emissionen berücksichtigt werden. Prozessbedingte Emissionen treten in Schleswig-Holstein vorwiegend beim Zementwerk in Lägerdorf nahe Itzehoe sowie bei der Ammoniakherstellung in Brunsbüttel auf. Mit insgesamt etwa 1,5 Mt CO₂ in 2016 sind die prozessbedingten Emissionen dieser Standorte eine wichtige Einflussgröße des Szenarios. Hierbei ist zu beachten, dass die standortspezifischen Werte Schätzungen darstellen, die von den realen Werten abweichen können. Weiterhin liegt keine detaillierte Statistik zu den prozessbedingten Emissionen in Schleswig-Holstein vor, welche erlauben würde, diese auf statistischer Grundlage nach unterschiedlichen Quellen zu gliedern.

Tabelle 9: Schätzung für die Emissionsbilanz der Zementproduktion in Schleswig-Holstein (Quelle: ISI-Datenbank und Schätzungen/Literaturwerte)

Kennwert	Einheit	2016	2030	2040	2050
Zementproduktion	Mt Zement	1,26	1,26	1,21	1,17
Klinkerfaktor	Anteil Klinker im Zement (1=100%)	0,75	0,66	0,60	0,54
Klinkerproduktion	Mt Klinker	0,94	0,84	0,73	0,63
Spez. prozessbedingte Emissionen	t CO ₂ / t Klinker	0,53	0,53	0,53	0,53
Spez. Brennstoffbedarf	GJ/t Klinker	3,00	3,00	3,00	3,00
Emissionsfaktor Brennstoffe	t CO ₂ /GJ	0,09	0,09	0,09	0,09
Prozessbedingte Emissionen	Mt CO ₂ /a	0,50	0,44	0,38	0,33
Energiebedingte Emissionen	Mt CO ₂ /a	0,25	0,23	0,20	0,17
Abscheiderate	[% der Emissionen]	0%	0%	80%	80%
CO₂ abgeschieden	Mt CO₂/a	-	-	0,46	0,40

Tabelle 10: Schätzung für die Emissionsbilanz der Ammoniakproduktion in Schleswig-Holstein (Quelle: ISI-Datenbank und Schätzungen/Literaturwerte)

Kennwert	Einheit	2016	2030	2040	2050
Produktion	[Mt Ammoniak]	0,76	0,76	0,76	0,76
Energieverbrauch	[TWh/a]	1,83	1,73	1,65	1,57
CO ₂ -Emissionen energetisch	[Mt CO ₂ /a]	0,76	0,72	0,68	0,65
CO ₂ Emissionen prozessbedingt	[Mt CO ₂ /a]	1,07	1,07	1,07	1,07
CO ₂ Emissionen Summe	[Mt CO ₂ /a]	1,83	1,79	1,75	1,72
Abscheiderate	[% der Emissionen]	0%	0%	95%	95%
CO₂ abgeschieden	[Mt CO₂/a]	-	-	1,66	1,63

Die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) wird als Vermeidungsoption im Basisszenario der Langfristszenarien für ausgewählte Industrieprozesse eingesetzt, die aufgrund prozessbedingter Emissionen oder einer rohstofflichen Nutzung fossiler Energien nur eingeschränkte Alternativen der CO₂-Vermeidung haben (vgl. Abschnitt 6.1.2 im 95%-Szenario für Optionen zum möglichen Verzicht auf CCS). Für Schleswig-Holstein trifft dies entsprechend auf die Produktion von Zementklinker nahe Itzehoe sowie Ammoniak über Dampfreformation und Haber-Bosch Verfahren in Brunsbüttel zu. Die folgenden Tabellen 9 und 10 fassen Annahmen zur Produktion und zur CO₂-Abscheidung zusammen. Hierbei ist zu unterstreichen, dass es sich um Schätzungen handelt, die von den tatsächlichen Werten am Standort abweichen können. Im Ergebnis zeigt sich für die Zementherstellung eine CO₂-Abscheidung von 0,4 Mio. Tonnen CO₂ und für die Ammoniakherstellung etwa 1,6 Mio. Tonnen für das Jahr 2050. Die Speicherung des abgeschiedenen CO₂ kann in geeigneten Lagerstätten in Deutschland oder im Ausland, im Untergrund oder auf See erfolgen. Eine Beurteilung geeigneter Speicherstätten ist

nicht Teil dieser Studie und sollte einer notwendigen politischen und gesellschaftlichen Diskussion nicht vorgreifen.

5.1.3 Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Die Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) machen etwa 55% des gesamten Endenergieverbrauchs in Schleswig-Holstein im Jahr 2016 aus. Besonders der Haushaltssektor hat mit 36% einen deutlich höheren Anteil als im Bundesdurchschnitt. Der Energieverbrauch ist in beiden Sektoren durch den Raumwärmebedarf dominiert. Zusätzlich weisen die Sektoren einen erheblichen Strombedarf unterschiedlichster Geräte auf. Im Folgenden wird zunächst für den Sektor GHD und den Haushaltssektor ein Überblick gegeben, bevor jeweils für die beiden Sektoren der Strombedarf aus der Gerätenutzung ausgewiesen wird. Zuletzt wird der Energiebedarf für die Gebäudewärme dargestellt und diskutiert.

Zusätzlich zu bereits implementierten Maßnahmen (z.B. Vorgaben für Neubau und Gebäudesanierung, bestehende Mindesteffizienzstandards und verbindliche Energieverbrauchskennzeichnungen) wird im 80%-Szenario eine Verstärkung der energie- und klimapolitischen Maßnahmen sowohl für GHD, als auch den Haushaltssektor angenommen. Darunter fallen für den Gebäudebereich unter anderem erhöhte Förderungen für die Gebäudesanierung, eine Nutzungspflicht für Erneuerbare Wärme und verschärfte Anforderungen an den Transmissionswärmeverlust bei Sanierung und Neubauten sowie Maßnahmen zur Überwindung von Hemmnissen im Bereich der Gebäudesanierung. Des Weiteren wird insbesondere im GHD-Sektor ein Abbau der Hemmnisse im Bereich des Einsatzes von Effizienzmaßnahmen angenommen (siehe Abbildung 11). Die energiepolitischen Rahmenbedingungen werden bei den Haushaltsgeräten, Leuchtmitteln und Klimageräten im Wesentlichen durch Mindesteffizienzstandards und verbindliche Energieverbrauchskennzeichnungen bestimmt (siehe Abbildung 13). Dabei wird im 80%-Szenario von einer kontinuierlichen Novellierung der Lose entsprechend der Least-Lifecycle-Costs ausgegangen, das heißt die Geräte werden immer effizienter.

Im Folgenden ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen dargestellt. Insgesamt zeigt sich ein kontinuierlicher Rückgang des Energieverbrauchs bis 2050 von 13,7 TWh in 2016 auf 6,4 TWh in 2050 (siehe Abbildung 10) in Schleswig-Holstein. Angetrieben wird diese Entwicklung durch ambitionierte Effizienzsteigerung, verstärkte Anstrengungen im Bereich der thermischen Sanierung und erhöhte Anforderungen im Neubau. So reduziert sich der Anteil fossiler Gase am Energieverbrauch des GHD Sektors in Schleswig-Holstein um mehr als 50% von 5,1 TWh in 2016 auf 1,0 TWh in 2050. Auch Mineralölprodukte, welche in 2016 mit rund 23% der drittgrößte Energieträger des GHD-Sektors

in Schleswig-Holstein waren, verschwinden bis 2050 beinahe vollständig aus dem Energiemix (0,4 TWh in 2050). Entsprechend steigen die Anteile von Strom, Nah- und Fernwärme sowie Umgebungswärme deutlich an.

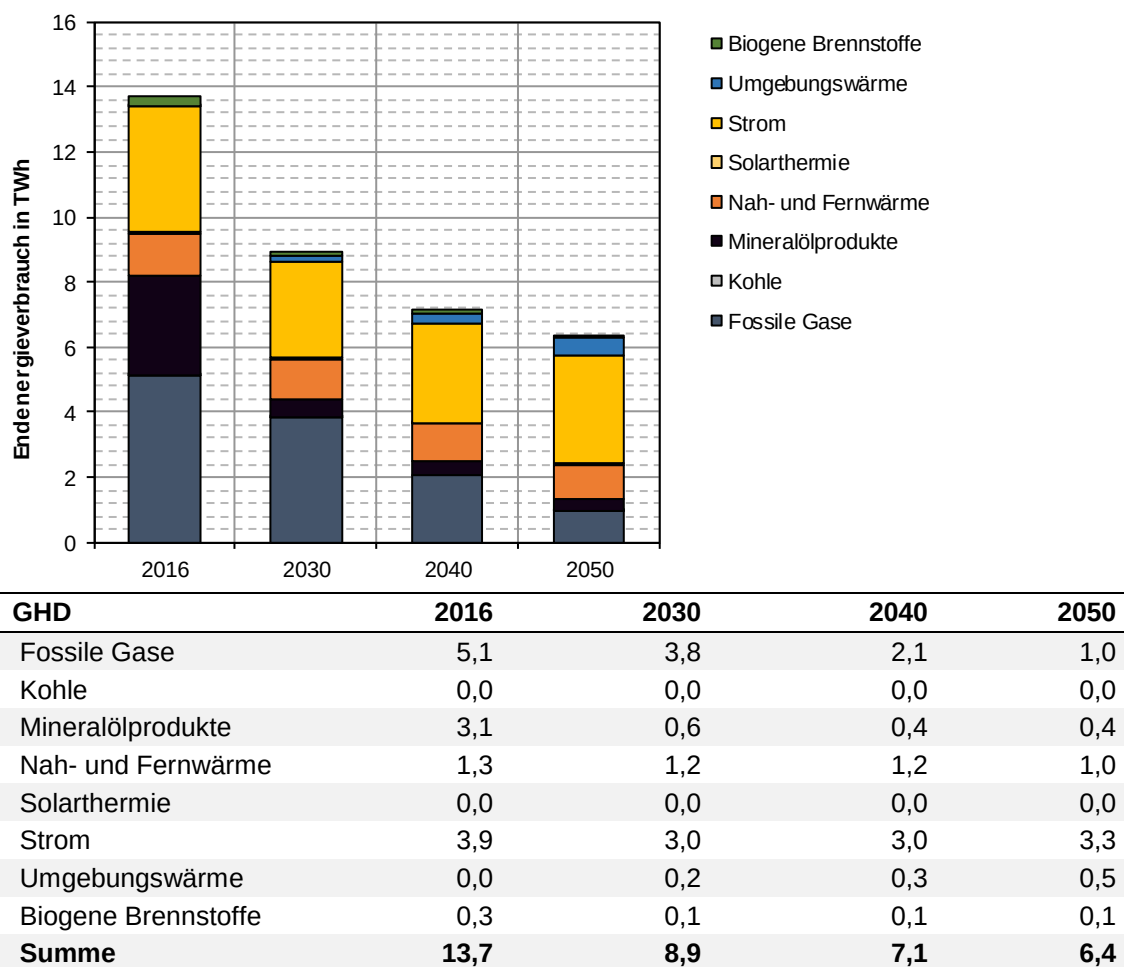


Abbildung 10: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor GHD in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Energieträgern

Die Stromnachfrage des GHD-Sektors bis 2050 fällt um etwa 15 % gegenüber 2016 (Abbildung 11). Dieser Rückgang ist getrieben durch eine ambitionierte Umsetzung von Effizienzmaßnahmen, eine schnelle Verbreitung hocheffizienter Geräte und ein verändertes Verhalten bei der Nutzung von Energiedienstleistungen. Abbildung 11 zeigt zunächst eine Abnahme des Stromverbrauchs im GHD-Sektor bis 2030, welchem ein leichter Anstieg bis 2050 folgt. Für diese Entwicklung gibt es verschiedene Gründe: so haben zunächst die vorgesehenen Energieeffizienzmaßnahmen einen großen Einfluss auf den Stromverbrauch. Insbesondere im Bereich Beleuchtung (z.B. hocheffiziente LED-Beleuchtungen sowie Licht- und bewegungsabhängige Steuerungen) und IKT kommt es zu einer Überkompensation des Nachfragezuwachses durch die Zunahme der

Beschäftigung. Des Weiteren ist dies ist darauf zurückzuführen, dass ein umfangreicher Satz an Maßnahmen kurzfristig umgesetzt werden muss, um die entsprechenden Minimalstandards zu erreichen. Durch die kurze Lebensdauer vieler Anwendungen wird die Anwendung dieser Maßnahmen schnell sichtbar. Die bis 2050 weitere Zunahme der Betriebsflächen pro Beschäftigtem und die Energienachfrage von speziellen Anwendungen (Datenzentren, Lüftung und Klimatisierung) sowie die Nutzung von Strom für Raumwärme und Warmwasser führen dazu, dass trotz der zwischen 2030 und 2050 stagnierenden Beschäftigungszahlen die Stromnachfrage wieder zunimmt. Die umgesetzten Effizienzmaßnahmen können als sehr ambitioniert eingestuft werden und verlangen eine deutliche Verstärkung der Anstrengungen zum Abbau von Hemmnissen für den Einsatz von Effizienzmaßnahmen.

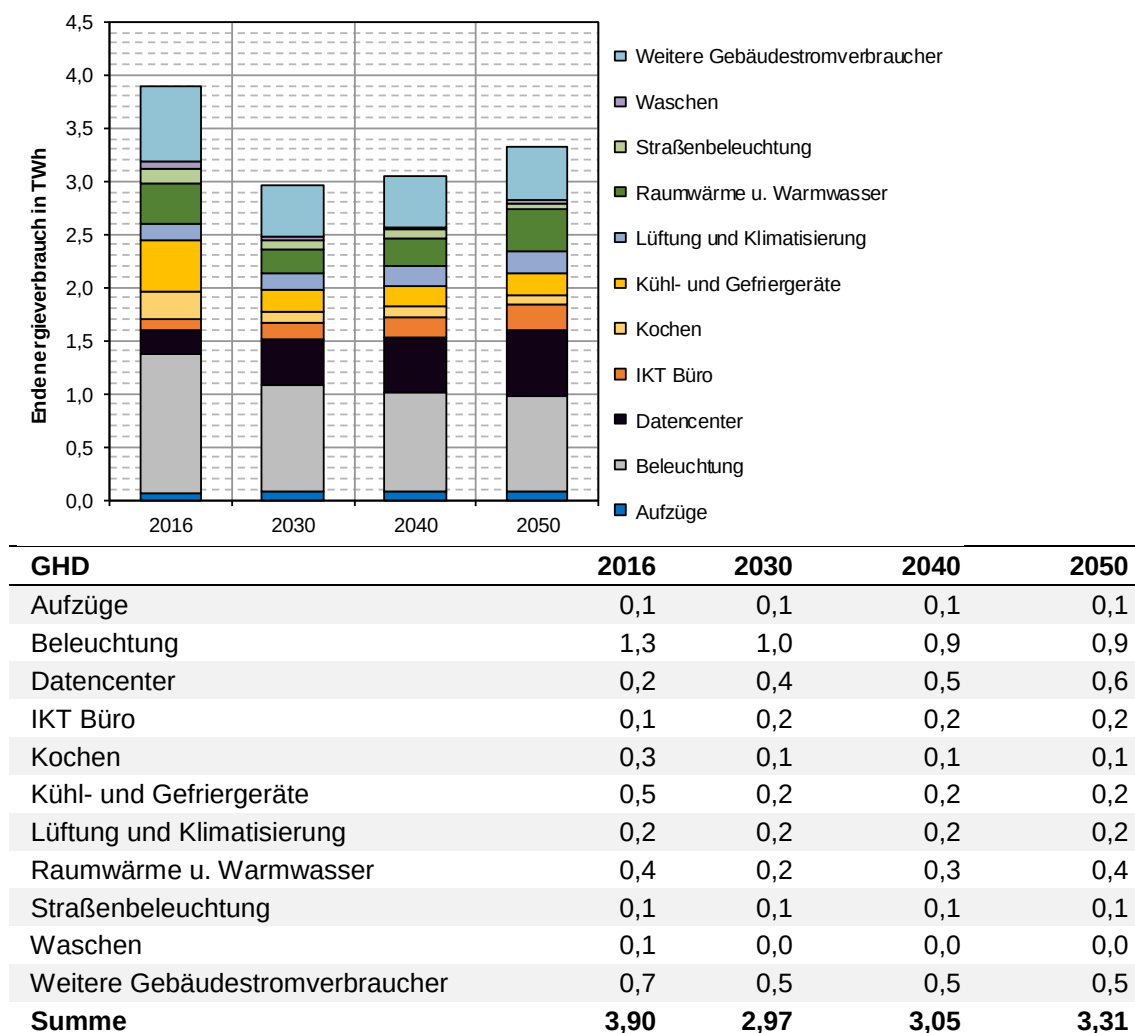
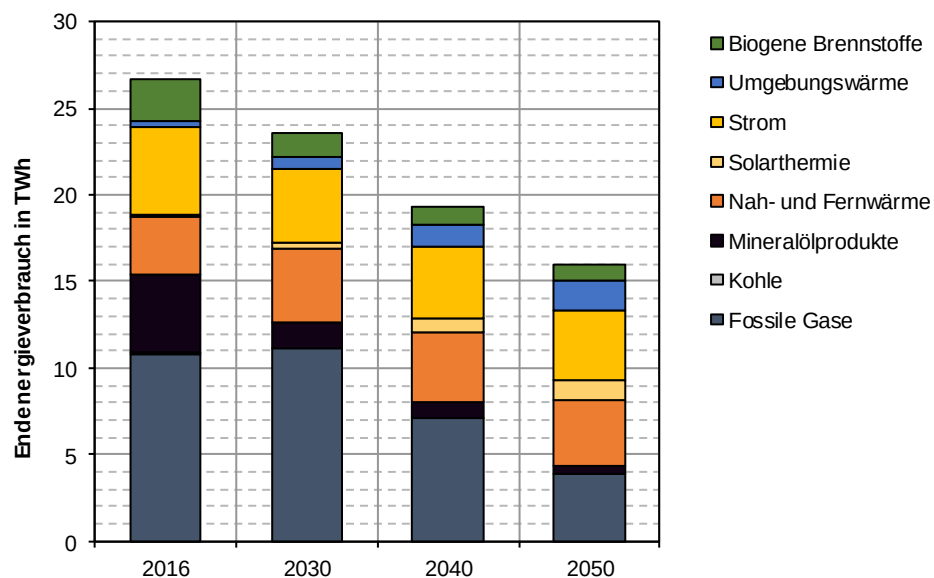


Abbildung 11: Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor GHD in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Anwendungen

Im Folgenden ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern für den Haushaltsektor dargestellt. Insgesamt zeigt sich auch hier ein kontinuierlicher Rückgang des Energieverbrauchs bis 2050 von 26,7 TWh in 2016 auf 16,0 TWh in 2050 (siehe Abbildung 12) in Schleswig-Holstein. Trotz einer starken Reduktion des Verbrauches an fossilen Gasen (von 10,8 TWh in 2016 auf 3,9 TWh in 2050), bleiben diese - gemeinsam mit Strom und Nah- und Fernwärme - ein wichtiger Energieträger in 2050 (Senkung von 40% in 2016 auf 24% in 2050 des Gesamtverbrauches). Mineralölprodukte verschwinden wie auch im GHD-Sektor bis 2050 beinahe vollständig aus dem Energiemix (0,5 TWh in 2050). Der Anteil von Nah- und Fernwärme am Verbrauch steigt bis 2050 deutlich an (von 12% in 2016 auf 23% in 2050). Dies gilt ebenso für die Nutzung von Umgebungswärme, welche von 0,4 TWh in 2016 (1%) auf 1,6 TWh in 2050 (10%) ansteigt. Strom wird zum wichtigsten Energieträger im Haushaltsektor in Schleswig-Holstein in 2050 (Anstieg von 19% in 2016 auf 25% in 2050 des Gesamtverbrauches), nimmt jedoch in seiner absoluten Entwicklung ab von 5,0 TWh in 2016 auf 4,0 TWh in 2050. Erklärt werden diese Entwicklungen im Folgenden anhand der Geräte-, Beleuchtungs- und Klimatisierungsentwicklung sowie dem gebäudebezogenen Endenergieverbrauch.

Die Stromnachfrage der Haushalte bis 2050 fällt um 20 % gegenüber 2016 (Abbildung 13). War diese in 2016 noch dominiert von "Weißer Ware", Warmwasser und Herden sinkt der Anteil der "Weißen Ware" am Stromverbrauch bis 2050 signifikant von 1,1 TWh in 2016 auf 0,5 TWh in 2050 (-50 %). Dieser Rückgang wird im Wesentlichen durch eine Verbreitung von effizienten Geräten verursacht, denen ein bereits schon heute hoher Sättigungsgrad an Geräteausstattung gegenübersteht. Des Weiteren führt die zunehmende Verbreitung von effizienten Beleuchtungstechniken zu einem zusätzlichen Rückgang von etwa 0,12 TWh bis 2050 (-53 %). Dieser Entwicklung steht ein Anstieg an Beleuchtungspunkten gegenüber, der die eingesparte Strommenge teilweise kompensiert. Die energiepolitischen Rahmenbedingungen werden bei den Haushaltsgeräten, Leuchtmitteln und Klimageräten im Wesentlichen durch Mindesteffizienzstandards und verbindliche Energieverbrauchskennzeichnungen bestimmt, welche einer kontinuierlichen Novellierung auf EU-Ebene unterliegen.



Haushalte	2016	2030	2040	2050
Fossile Gase	10,8	11,1	7,1	3,9
Kohle	0,1	-	-	-
Mineralölprodukte	4,5	1,5	0,9	0,5
Nah- und Fernwärme ⁶	3,3	4,2	4,0	3,7
Solarthermie	0,2	0,3	0,8	1,2
Strom	5,0	4,3	4,2	4,0
Umgebungswärme	0,4	0,7	1,2	1,6
Biogene Brennstoffe	2,5	1,4	1,1	1,0
Summe	26,7	23,5	19,3	16,0

Abbildung 12: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Haushalte in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Energieträgern [TWh]

⁶ Die Bereitstellung von Strom sowie Nah- und Fernwärme ist in Kapitel 5.2.2.2 Stromerzeugungsmix dargestellt.

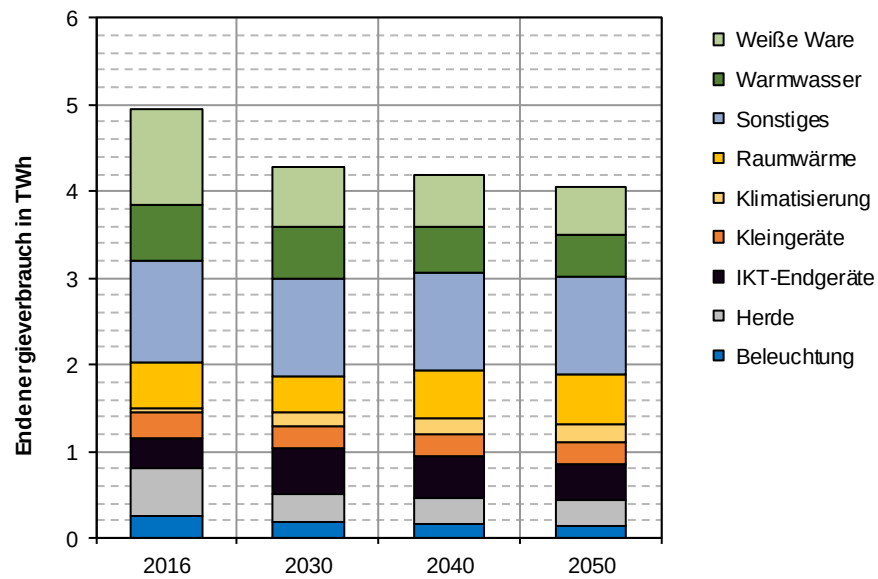


Abbildung 13: Entwicklung des Stromverbrauchs im Sektor Haushalte in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Anwendungen [TWh]

5.1.4 Gebäude

Die Entwicklung des **gebäudebezogenen Endenergieverbrauchs** wird bestimmt durch die Entwicklung der beheizten Gebäudefläche sowie den Abriss, Neubau und die Sanierung bestehender Gebäude. Es wird davon ausgegangen, dass die beheizten Flächen bis 2050 aufgrund der beobachtbaren steigenden Ansprüche an den Wohnkomfort um etwa 12% steigen. Dabei ist dieses Wachstum für Einfamilienhäuser langsamer als für Mehrfamilienhäuser. Der energetische Standard von Neubauten sowie die Sanierungsrate und Sanierungstiefe im Gebäudebestand werden maßgeblich durch politische Instrumente gesteuert. Hierzu ist im 80%-Szenario angenommen, dass der bestehende regulatorische Rahmen deutlich erweitert wird. Dies betrifft im Einzelnen:

- Die Anforderungen an den Transmissionswärmeverlust bei Sanierung und Neubauten werden um 20% verschärft
- Die Nutzungspflicht für Erneuerbare Wärme wird schrittweise erhöht, sodass im Jahr 2030 ein Anteil Erneuerbarer Energien an der Wärmeversorgung von mindestens 70% bzw. der Anschluss an ein Wärmenetz gefordert ist. Dies wird zunächst für Neubauten gefordert und ab dem Jahr 2035 für alle Gebäude, in denen der Heizkessel ausgetauscht wird.
- Zusätzlich zu den regulatorischen Maßnahmen werden die derzeitigen Förderungen des Marktanreizprogramms weitergeführt. Gleichzeitig wird die Förderung für die Gebäudesanierung erhöht.
- Ergänzend werden umfassende Programme aufgesetzt, um die vielfältigen und komplexen Hemmnisse bei der Gebäudesanierung zu überwinden. Diese Programme adressieren unterschiedliche Akteure im Gebäudemarkt.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Wohn- und Nichtwohngebäude ist in Abbildung 15 dargestellt. Demnach sinkt der Endenergieverbrauch für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser um etwa die Hälfte bis zum Jahr 2050. Diese Entwicklung spiegelt sehr ambitionierte Energieeffizienzmaßnahmen wieder. Zum kleinen Teil ist sie auf den Austausch von ineffizienten Heizkesseln zurückzuführen und zum größeren Teil auf die thermische Ertüchtigung des Gebäudebestandes. Diese spiegelt sich in einem Anstieg der Sanierungsrate von heute etwa 1 bis 1,3% auf 2,5 bis 3,5% (Abbildung 14) wieder, gemessen als Vollsanierungsäquivalente pro Jahr (Fraunhofer ISI et al. 2017d).

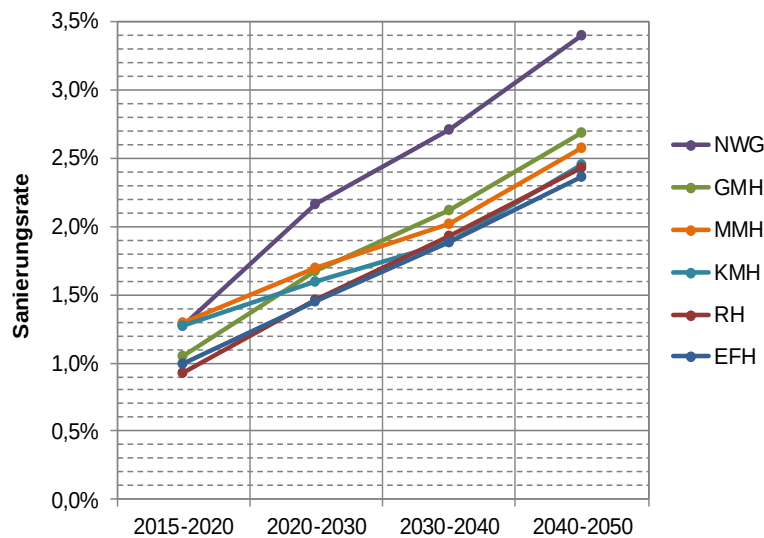


Abbildung 14: Entwicklung der Sanierungsraten (NWG – Nichtwohngebäude, GMH – Große Mehrfamilienhäuser, MMH – Mittlere Mehrfamilienhäuser, KMH – Kleine Mehrfamilienhäuser, RH – Reihenhäuser, EFH – Einfamilienhäuser)

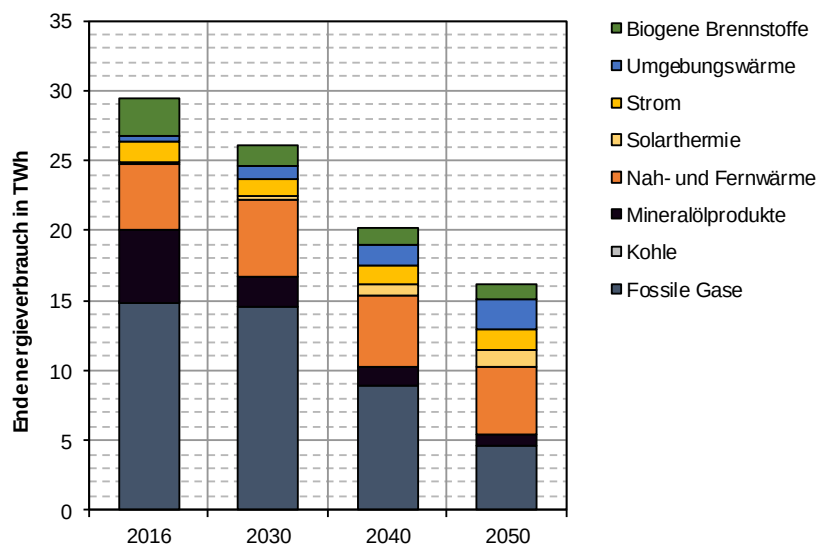
Was bedeutet der Anstieg der Sanierungsrate?

Es gibt unterschiedliche Definitionen der Sanierungsrate. Diese ist in der öffentlichen Diskussion in vielen Fällen nicht klar definiert und wird häufig als Vollsanierungsrate (also vollständige Sanierung der Gebäude und aller relevanten Komponenten) verstanden.

Wir definieren die Sanierungsrate bei uns als Vollsanierungsäquivalent, d.h. wenn in einem Gebäude nur Fenster getauscht werden, zählt dies anteilig ebenfalls dazu. Nach unserer Einschätzung sind die Sanierungsraten in den Szenarien nicht extrem hoch, sondern auch im Vergleich mit anderen Energiewende-Szenarien grundsätzlich machbar, wenngleich sicherlich ambitioniert. Um diese Entwicklungen zu erreichen, sind zusätzliche Maßnahmen, Anreize - und wohl auch langfristig geplante Verpflichtungen nötig. Gerade in vermieteten Gebäuden könnten regulative Maßnahmen wichtiger werden. Gesetzliche Änderungen im Wohnungseigentums- und Mietrecht, Beratungsmaßnahmen, Sanierungscoaching sowie individuelle Sanierungsfahrpläne und weitere Maßnahmen sind nötig, um eine Steigerung der Sanierungstiefe zu erreichen.

Dies hat auch Rückwirkungen auf die Bauwirtschaft. Der hinterlegte Anstieg der Vollsanierungsäquivalente ist ambitioniert. Gleichzeitig werden Sanierungsmaßnahmen bereits heute als reine Instandsetzungen umgesetzt, jedoch ohne bzw. mit sehr geringen thermischen Verbesserungen.

Laut ifeu et al. 2018 ist davon auszugehen, dass ein ambitioniertes Effizienzscenario eine Verdopplung bis Verdreifachung des Absatzes an Dämmstoffen erfordert. Es wird davon ausgegangen, dass ein entsprechender Anstieg auf Seiten der Dämmstoffhersteller realisierbar ist. Größere Engpässe können sich demnach im Handwerk ergeben.



MELUND 2019, Abb. 14, Jahr 2016*		2016	2030	2040	2050
Fossile Gase	21,0	14,8	14,5	8,8	4,4
Kohle	0,5	0,1	-	-	0,0
Mineralölprodukte	6,8 + 1,2 (nicht biogene Abfälle)	5,3	2,1	1,3	0,8
Nah- und Fernwärme ⁷	3,4 (nicht biogen)+1,6 (biogen)	4,6	5,5	5,2	4,8
Solarthermie	k.A.	0,2	0,4	0,8	1,3
Strom	0,5	1,5	1,2	1,4	1,5
Umgebungswärme	k.A.	0,4	0,9	1,5	2,2
Biogene Brennstoffe	3,4	2,7	1,5	1,2	1,1
Summe	38,5*	29,5	26,1	20,2	15,9
- davon direkt genutzte EE	3,9	3,2	2,7	3,5	4,5
	10%	11%	10%	17%	28%
- davon EE über EE-Strom ⁸	k.A.	1,5	1,2	1,4	1,5
		5%	5%	7%	9%
- davon EE über EE-Anteil der Nah- und Fernwärme (geschätzt)	1,6	1,5	2,0	2,2	3,0
	4%	5%	7%	11%	19%

* beinhaltet auch Prozesswärme sowie Raumwärme und Warmwasser in der Industrie (9 TWh)

Abbildung 15: Entwicklung des Endenergieverbrauchs in Wohn- und Nichtwohngebäuden in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Energieträgern [TWh]

⁷ Die Bereitstellung von Strom sowie Nah- und Fernwärme ist in Kapitel 5.2.2.2 Stromerzeugungsmix dargestellt.

⁸ Der Sekundärenergieträger Strom zählt nicht zum Anteil erneuerbarer Energien am Endenergiebedarf. Der EE-Anteil an der Stromerzeugung wird für SH mit 100% angesetzt, der EE-Anteil der Nah- und Fernwärme berücksichtigt den Rückgang des Biomasseeinsatzes im Umwandlungssektor.

Gleichzeitig ändert sich auch die Zusammensetzung der Energieträger deutlich. Heizöl nimmt schnell ab und fällt von etwa 18% im Jahr 2016 auf 5% bis 2050, wobei der Großteil des Rückgangs im Zeitraum bis 2030 zu verzeichnen ist. Die Nutzung von Nah- und Fernwärme nimmt bis 2030 zunächst deutlich zu, um danach kontinuierlich langsam abzunehmen, vorwiegend beeinflusst durch die stetig steigende thermische Effizienz des Gebäudebestandes. Nach 2030 nimmt auch der Einsatz von Erdgas schnell ab und fällt bis 2050 auf lediglich 30% seines Ausgangswertes von 14,8 TWh. Dennoch bleibt Erdgas auch 2050 neben Nah- und Fernwärme noch der wichtigste Energieträger für die Bereitstellung von Raumwärme. In Summe nimmt der Einsatz Erneuerbarer Energieträger stark zu, wenngleich sich die einzelnen Technologien unterschiedlich entwickeln. Die Nutzung von Umgebungswärme über Wärmepumpen⁹ steigt von heute lediglich 0,4 TWh auf 2,2 TWh. Gleichzeitig entwickelt sich der Stromverbrauch relativ konstant, da ein Anstieg durch den Einsatz von Wärmepumpen sowie durch den Austausch alter und ineffizienter Nachtspeicherheizungen kompensiert wird. Auch die Solarthermie erreicht einen beachtlichen Beitrag von 8% des gesamten gebäudebezogenen Energieverbrauchs im Jahr 2050, während sie im Jahr 2016 noch bei etwa 1% liegt. Wichtigster Treiber für diese Entwicklung ist ein schnelles technisches Lernen, was zu niedrigeren Kosten sowie höheren Erträgen der Solarthermie führt. Lediglich Biomasse sinkt im Zeitraum bis 2050. Hintergrund sind begrenzte Biomasseressourcen und ein höherer Opportunitätsnutzen in anderen Sektoren, in denen alternative Technologien für die Nutzung von Erneuerbaren Energien deutlich teurer als im Gebäudesektor sind (z.B. Prozesswärme in der Industrie, schwerer Nutzverkehr oder der Flugverkehr).

5.1.5 Verkehr

Der Verkehrssektor in Schleswig-Holstein ist mit etwa 70% Anteil am Endenergieverbrauch stärker als im Rest Deutschlands von der Nutzung der PKW dominiert. Der Luftverkehr, aber auch die internationale Seeschifffahrt haben deutlich niedrigere Anteile. Der Küsten und Binnenschifffahrtsverkehr hat höhere Anteile als im Bundesdurchschnitt, ist im Vergleich zum Straßenverkehr jedoch mit 1-2% trotzdem vernachlässigbar. Entsprechend sind besonders im Straßenverkehr Stellhebel zur CO₂-Minderung zu suchen. Zentrale Einflussgrößen auf die Entwicklung des Verkehrssektors sind neben politischen Instrumenten die Entwicklung von BIP und Bevölkerung sowie die Kraftstoffpreise.

THG-Einsparungen können im Verkehrssektor über effizientere Fahrzeuge, den Wechsel auf CO₂-arme Kraftstoffe, einen Rückgang der Verkehrsnachfrage oder eine andere Modalwahl erreicht werden. Im 80%-Szenario sind politische Instrumente hinterlegt, die

⁹ Der genutzte Strom der Wärmepumpe wird als Stromverbrauch bilanziert, die genutzte Umweltwärme als Umgebungswärme.

an all diesen Stellhebeln ansetzen. Gleichzeitig wurde von einer deutlichen technologischen Verbesserung der verschiedenen Fahrzeuge ausgegangen. Im Einzelnen sind die folgenden Maßnahmen im 80%-Szenario hinterlegt, welche weit über den heutigen Instrumentenmix hinausgehen.

- CO₂-Bepreisung der Kraftstoffe¹⁰
- Zusätzliche Anhebung der Mineralölsteuersätze um 30 ct/l Benzin und 40 ct/l Diesel bis 2040 zum Ausgleich von Infrastruktur- und externen Kosten
- Erhöhung der LKW Maut für schwere LKW und Einführung einer Maut für leichte LKW sowie einer City-Maut in Großstädten.
- Einführung von Oberleitungs-LKW¹¹ auf Bundesautobahnen.
- Ambitionierte Verbesserung der Effizienz der PKW und LKW Flotte angereizt durch Verschärfung der Emissionsstandards.
- Deutliche Verbesserungen bei Beladungsfaktoren im Güterverkehr.
- Bis 2050 Quote von >55% Biokerosin im Flugverkehr und >50% Bio-Ethanol im Benzin.
- Infrastrukturausbau bei der Bahn.

Im Ergebnis steigt der Straßengüterverkehr im Zeitraum bis 2050 um etwa 10%, während der Personenverkehr im gleichen Zeitraum um etwa 8% zurückgeht. Abbildung 16 zeigt den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor nach Energieträgern, während Abbildung 17 ihn in Bezug auf Fahrzeugtypen bzw. Verkehrsmodi darstellt. Dabei entwickeln sich der Verbrauch beim Luftverkehr und der Bahn relativ konstant, während er bei den schweren LKW leicht und bei PKW sehr stark fällt. Der starke Rückgang im Endenergieverbrauch bei PKW von gut 70% bis 2050 ist auf mehrere Effekte zurückzuführen. Zum einen wird von einem deutlichen Effizienzgewinn in der Fahrzeugflotte ausgegangen und zum anderen bringt die Umstellung von Verbrennungsmotoren auf deutlich effizientere Elektromotoren hohe Endenergieeinsparungen mit sich. Weiterhin spielt die angenommene Verkehrsvermeidung von etwa 8% eine wichtige Rolle. Entsprechend verändert sich die Fahrzeugflotte deutlich. Der Anteil von Elektrofahrzeugen steigt von unter 0,1% in 2016 auf etwa 12% in 2030 und knapp 70% in 2050. Dies entspricht rund einer Million elektrischen PKW im Jahr 2050 in Schleswig-Holstein. Insgesamt fällt der Rückgang des Endenergieverbrauchs bei PKW bis zum Jahr 2030 niedriger aus, als im Basisszenario

¹⁰ Ein CO₂-Preis von 10 Euro/t CO₂ auf entspricht in etwa 3 Cent/l Benzin/Diesel

¹¹ Oberleitungs-LKW sind auch unter Berücksichtigung der notwendigen hohen Investitionen in die Infrastruktur die kostengünstigste Option zur Dekarbonisierung des Güterverkehrs auf der Straße. Eine Pilotstrecke zwischen Lübeck und Reinfeld ist fertiggestellt und soll mit 5 Oberleitungs-LKW einer Spedition getestet werden. Für den Güterfernverkehr sind Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe weitere Alternativen, auf kurzen und mittleren Strecken ist auch der Einsatz batterieelektrischer LKW möglich.

ursprünglich für Deutschland berechnet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im ursprünglichen Basisszenario eine sofortige Einführung von ambitionierten Lenkungsinstrumenten angenommen wurde. Davon ist nun nicht mehr vor dem Jahr 2020 auszugehen. Entsprechend verschiebt sich die Wirkung der Maßnahmen.

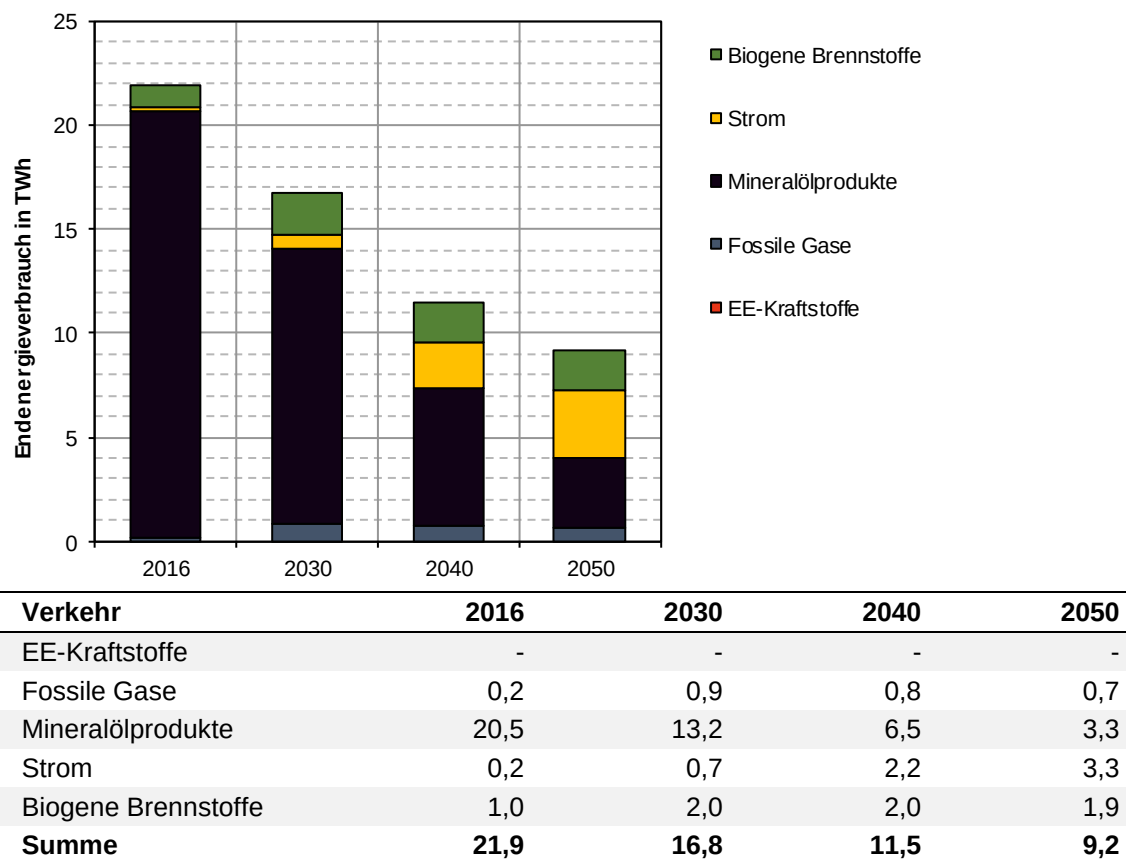
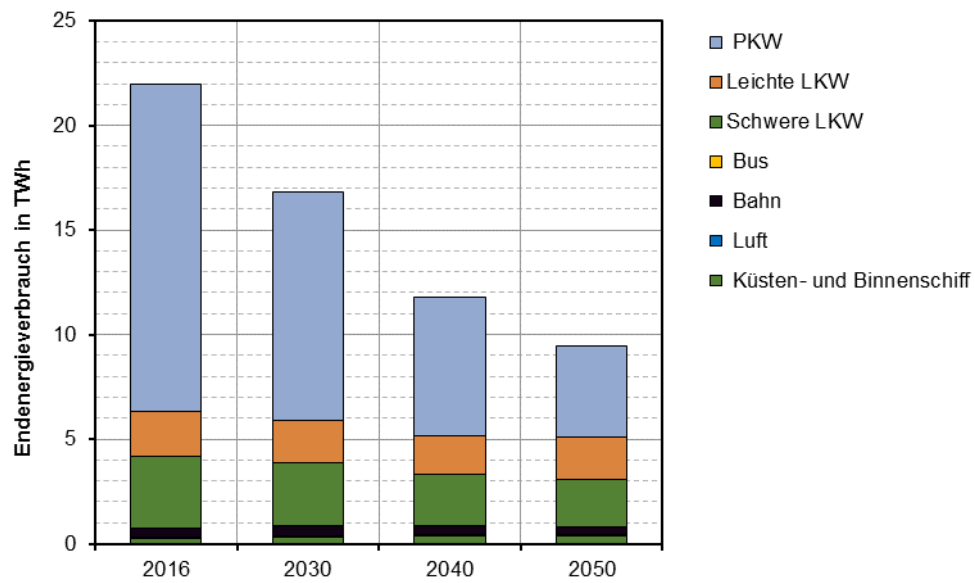


Abbildung 16: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Energieträgern [TWh]

Der Rückgang des Endenergieverbrauchs bei schweren LKW resultiert aus Effizienzgewinnen durch effizientere Fahrzeuge sowie die Umstellung eines Teils der Flotte auf Oberleitungs-LKW, während die Güterverkehrsleistung bei schweren LKW nahezu konstant bleibt.



Verkehr	2016	2030	2040	2050
Küsten- und Binnenschiff	0,3	0,3	0,4	0,4
Luft	0,1	0,1	0,1	0,1
Bahn	0,4	0,5	0,4	0,4
Bus	0,0	0,0	0,0	0,0
Schwere LKW	3,4	3,0	2,4	2,3
Leichte LKW	2,2	2,1	1,9	2,0
PKW	15,6	10,9	6,4	4,1
Summe	21,9	16,8	11,5	9,2

Abbildung 17: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr in Schleswig-Holstein bis 2050 nach Fahrzeugen und Verkehrsmodi [TWh]

5.2 Stromerzeugung und KWK

5.2.1 Szenarienspezifische Annahmen

Die technologischen und ökonomischen Annahmen zu den im Modell abgebildeten Technologien entsprechen im Wesentlichen den Annahmen im Basisszenario auf Bundesebene (Fraunhofer ISI et al. 2017c, Kapitel 3). Im Rahmen dieser Studie wurden diese jedoch teilweise aktualisiert und es wurden wichtige Randbedingungen für Schleswig-Holstein berücksichtigt. Ein zentraler Treiber ist dabei der CO₂-Preis. Der CO₂-Preis im 80%-Szenario steigt von 35 €/t im Jahr 2030 über 65 €/t im Jahr 2040 auf 100 €/t im Jahr 2050 an.

Tabelle 11: Im Modell vorgegebener CO₂-Preisfad im 80%-Szenario

EUR/t CO ₂	2030	2040	2050
CO ₂ -Preis	35	65	100

Welche Bedeutung hat der CO₂-Preis in den Szenarien?

In den Szenarien werden die CO₂-Preise so gewählt, dass die THG-Reduktionsziele erreicht werden. Dabei ist zu beachten, dass zum einen der europäische Emissionshandel nicht das einzige CO₂-Preisinstrument sein muss, auch Steuern oder andere Instrumente können ein CO₂-Preissignal setzen; ein wie auch immer umgesetzter CO₂-Preis stellt aber eine über die Sektoren hinweg gemeinsame Ausgangsbasis dar, um in den unterschiedlichen Bereichen vergleichbare Ambitionsniveaus zu schaffen. Zur Erschließung von Optionen, die zur Zielerreichung nötig, aber allein über den CO₂-Preis nicht ausreichend angereizt werden, werden auch komplementäre finanzielle Fördermaßnahmen und ordnungsrechtliche Eingriffe eingesetzt. Der CO₂-Preis stellt also eine Orientierungsgröße für das Ambitionsniveau der Emissionsreduktion dar, ist aber nicht das einzige Instrument und darf daher auch nicht überinterpretiert werden.

Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hat im Januar 2019 die schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung beschlossen. Die installierte Leistung von Kohlekraftwerken soll bis zum Jahr 2022 auf 30 GW und bis zum Jahr 2030 auf 17 GW reduziert werden. In der Optimierung entfällt somit für Deutschland die Option, Kohlekraftwerke auszubauen, und für die vorhandenen Kapazitäten wurde die Reduzierung der installierten Leistung sichergestellt.

5.2.1.1 Vorgaben zum Ausbau erneuerbarer Energien

Für den PV-Ausbau wird angenommen, dass der Zubau mindestens bis zum Erreichen von 52 GW fortgeführt wird. Dieses Ziel wird für 2030 als Minimumbedingung vorgegeben und für alle weiteren Jahre als Minimumbedingung beibehalten. Dabei wird zusätzlich festgelegt, dass die derzeit installierte Leistung von Aufdachanlagen mindestens

konstant bleibt. Das Modell kann sowohl bei PV-Freiflächenanlagen, als auch bei PV-Aufdachanlagen die vorgegebene Leistung (unter Berücksichtigung des ermittelten Potenzials) in jedem Jahr überschreiten. Der Bestand der Onshore-Windenergieanlagen wird ebenfalls über das EE-Anlagenregister abgebildet. Das Erreichen der im EEG 2016 definierten Ausbauziele bezüglich Wind-Offshore bis 2030 wird im *Basisszenario* durch Nebenbedingungen vorgegeben¹². In 2030 ist eine Leistung von 15 GW vorgegeben; davon werden 9,8 GW in der deutschen Nordsee und 5,2 GW in der Ostsee errichtet. Die jeweiligen Leistungen dürfen auch im Zeitraum nach 2030 nicht unterschritten werden. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromnachfrage muss in Deutschland im Jahr 2030 mindestens 35% und im Jahr 2050 mindestens 80% betragen.

Für Schleswig-Holstein werden spezifische Ausbauziele für das Jahr 2030 festgelegt. So wird auch für Schleswig-Holstein das Absinken der installierten Photovoltaik-Kapazität unter den heutigen Wert ausgeschlossen. Zusätzlich wird dieses Minimum für das Jahr 2030 auf die im Szenario B2030 im Netzentwicklungsplan (50Hertz et al. 2019) angenommene Kapazität auf 3,6 GW erhöht. Auch für Offshore-Windenergie wird basierend auf dem Netzentwicklungsplan für das Jahr 2030 eine installierte Leistung von mindestens 4 GW vorgegeben (50Hertz et al. 2019). Diese Kapazität darf auch in den folgenden Jahren nicht unterschritten werden. Der Ausbau von Onshore-Windenergie wird nicht durch eine für Schleswig-Holstein spezifische Untergrenze vorgegeben, sondern ergibt sich im gesamten Betrachtungszeitraum als Ergebnis der Optimierung.

Welche Auswirkungen hat der Beschluss des Netzentwicklungsplans 2019?

Die Zurechnung der Offshore-Windenergie erfolgt anhand der Netzanlandungspunkte. Die Übertragungskapazität der seit 2015 in Betrieb befindlichen Anbindungssysteme in Büttel beträgt 2130 MW. Der Beschluss des aktuellen Netzentwicklungsplans (Bundesnetzagentur 2019) erfolgte am 20.12.2019. Darin wird der Zubau einer Netzanbindung (NOR-7-2) nach Büttel mit einer freien Übertragungskapazität von 930 MW bis zum Jahr 2027 beschlossen. Eine weitere Netzanbindung (NOR-13-1) nach Heide/West mit einer Übertragungskapazität von 2000 MW mit einer Fertigstellung nach 2030 wurde vorbehaltlich der Festlegung des Gebietes N-13 in der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplanes beschlossen. Die im 2. Planungsentwurf enthaltene Netzanbindung NOR-10-2 nach Heide West mit einer Kapazität von 1000 MW wurde nicht bestätigt. Im Jahr 2030 stehen somit abweichend vom 2. Planungsentwurf bis zum Jahr 2030 statt 4000 MW lediglich etwa 3000 MW Netzanbindung für Offshore-Windenergie in Schleswig-Holstein zur Verfügung. Bis zum Jahr 2050 ergibt sich eine Netzanbindung von 5000 MW. Dies konnte in der Optimierung nicht angepasst werden, wird aber bei der Darstellung der Ergebnisse deutlich gemacht.

¹² In Konsistenz zu den bundesweiten 80%- und 95%-Szenarien werden im 80%-Szenario 15 GW und im 95%-Szenario 20 GW als minimale Leistung für das Jahr 2030 vorgegeben.

5.2.2 Ergebnisse für Schleswig-Holstein

5.2.2.1 Zusammenfassung der Stromnachfrageergebnisse

In den Kapiteln zur Nachfragemodellierung wurde die Entwicklung der unterschiedlichen Energienachfragen der Sektoren dargestellt. Hieraus ergibt sich die Endenergiestromnachfrage, die das Optimiermodell *Enertile* decken muss. Die Nachfrage ist in Abbildung 18 zusammengefasst. Hierbei ist zu beachten, dass insbesondere Verluste und Power-to-Heat keine direkten Eingangsdaten in das Modell darstellen. Sie sind vielmehr das Ergebnis der Optimierung. Während die Netzverluste ein notwendiger Effekt des Stromtransports sind, stellt Power-to-Heat¹³ im Modell eine Option dar, die aus Gründen der Kostenminimierung gewählt werden kann.

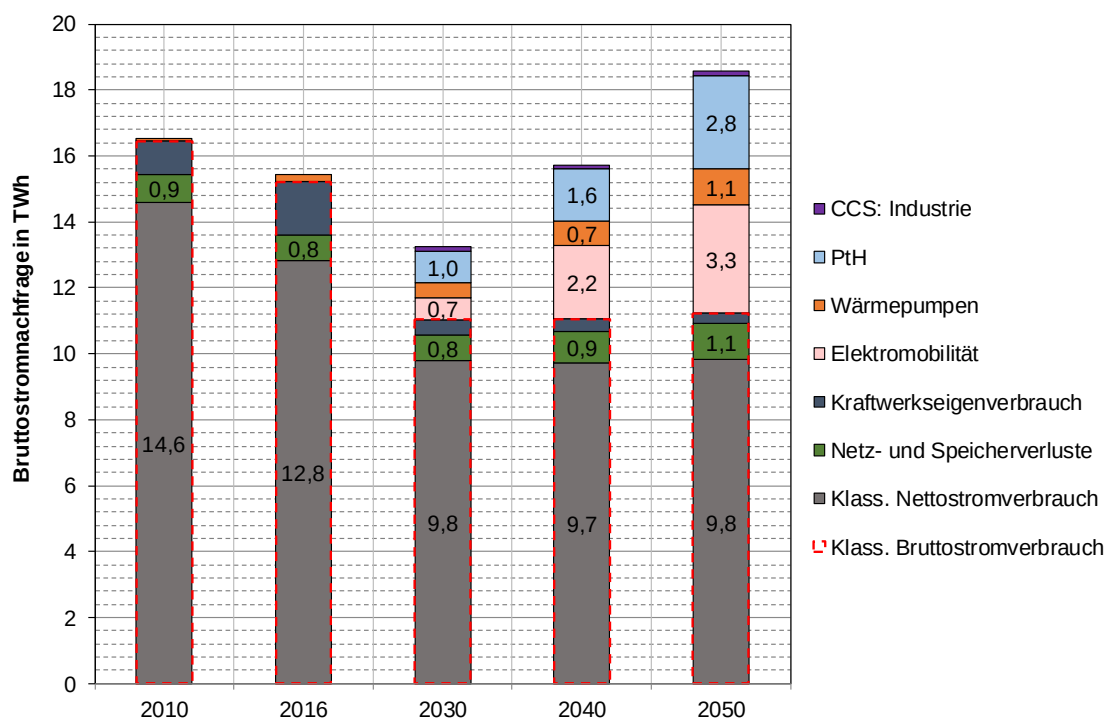


Abbildung 18: Stromnachfrage und Verluste in Schleswig-Holstein

¹³ Power-to-Heat (PtH) bezieht sich hier immer auf öffentliche / leitungsgebundene Versorger (Fernwärmenetze). Die Nutzung von Strom in Gebäuden wird in den Endenergiebilanzen ausgewiesen.

Tabelle 12: Zusammenfassung Stromnachfrage in Schleswig-Holstein in TWh

Schleswig-Holstein		2016	2030	2040	2050
A	Klass. Nettostromverbrauch	12,8	9,8	9,7	9,8
B	Zusätzlicher Stromverbrauch*	0,2	2,2	4,7	7,4
	Elektromobilität	0,0	0,7	2,2	3,3
	Wärmepumpen	0,2	0,4	0,7	1,1
	Power-to-Heat in Wärmenetzen	0,0	1,0	1,6	2,8
	CCS in der Industrie	0,0	0,1	0,1	0,1
C=A+B	Nettostromverbrauch direkt*	13,1	12,0	14,4	17,2
D	Umwandlungseinsatz	2,4	1,2	1,3	1,4
	Speicherverluste	0,0	0,0	0,0	0,0
	Netzverluste	0,8	0,7	0,9	1,1
	Kraftwerkseigenverbrauch	1,6	0,5	0,4	0,3
E=C+D	Bruttostromverbrauch*	15,4	13,3	15,7	18,6
F	Export	20,0	38,4	40,2	42,6
G=E+F	Summe*	35,5	51,7	56,0	61,2
H=A+D	Klass. Bruttostromverbrauch	15,2	11,0	11,1	11,2

* Abweichungen in den Summen ergeben sich aus Rundungsdifferenzen

Bis 2030 ist die Entwicklung der Nachfrage durch starke Effizienzfortschritte geprägt, die in allen Nachfragesektoren zum Tragen kommen. Gleichzeitig steigt die Stromnachfrage neuer Verbraucher. In 2030 haben Elektromobilität und Wärmepumpen bereits einen Anteil von 9 % am Nettostromverbrauch. Aufgrund des hohen Anteils von Windenergie ist auch die Nutzung von Power-to-Heat-Technologien in Wärmenetzen bereits im Jahr 2030 eine kostengünstige Option der CO₂-Vermeidung bei der Wärmebereitstellung und macht 8% des Nettostromverbrauchs aus. Nach 2030 wächst die Stromnachfrage aus Elektromobilität, Wärmepumpen und Power-to-Heat noch einmal deutlich an. Der Anteil neuer Verbraucher an der Nettostromnachfrage steigt in Schleswig-Holstein bis zum Jahr 2050 auf 43% an, fast die Hälfte davon ist steuerbare Stromnachfrage aus Power-to-Heat Anlagen. Bei der Nutzung von Power-to-Heat in Industrie und Wärmenetzen nehmen Schleswig-Holstein und Norddeutschland aufgrund der hohen EE-Anteile eine Sonderrolle ein. In Mittel- und Süddeutschland wird diese Technologie erst ab 2040 eingesetzt. Derzeit ist die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat Anlagen stark von Umlagen und Abgaben bestimmt. In der Kostenoptimierung werden diese nicht mit einbezogen, um eine aus Systemsicht kostenminimale Lösung zu ermitteln¹⁴. Um die aus System-sicht sinnvolle Nutzung von Strom in Wärmenetzen in Zeiten hoher Stromeinspeisung

¹⁴ Für die Strombereitstellung werden keine Abgaben und Umlagen berücksichtigt. Es wird ein CO₂-Preis vorgegeben, der für alle Emittenten gleich ist. Dieser steigt im 80%-Szenario von 35 €/t im Jahr 2030 auf 100 €/t im Jahr 2050 an.

aus erneuerbaren Energien umzusetzen, ist eine Anpassung der Rahmenbedingungen nötig (Agora Energiewende 2014, 2018). In der Summe ergibt sich ein bis zum Jahr 2030 sinkender und anschließend bis zum Jahr 2050 über das heutige Niveau steigenden Stromverbrauch.

5.2.2.2 Stromerzeugungsmix

Die folgende Abbildung zeigt die Nettostromerzeugung in Schleswig-Holstein und in Deutschland im 80%-Szenario. Die Entwicklungen der einzelnen Beiträge sowie deren Ursachen werden im Folgenden jeweils diskutiert.

Der Ausstieg aus der Kernenergie wird bis zum Jahr 2022 vollständig umgesetzt. Auch der Ausstieg aus der Stromproduktion aus Kohlekraftwerken führt zu einem deutlichen Rückgang der Stromproduktion aus Stein- und Braunkohle in Deutschland. In Schleswig-Holstein ist der Kohleausstieg bereits im Jahr 2030 vollzogen.

Die ungekoppelte **Stromerzeugung aus Erdgas** geht in Deutschland im 80%-Szenario stark zurück. Die installierte Leistung verbleibt ohne einen Zubau von neuen Kraftwerken bis 2030 bei ca. 6 GW. In den beiden letzten Dekaden kommt es dann zu einem Neubau von Kraftwerksleistung, allerdings nur von Gasturbinenkraftwerken zur Spitzenlastdeckung. Deren Leistung erreicht in 2050 20 GW, die dann allerdings weniger als 200 Volllaststunden erreichen, also selten eingesetzt werden. In Schleswig-Holstein gibt es jedoch auch nach dem Jahr 2030 keinen Zubau an Gaskraftwerken ohne KWK, die bestehenden Kapazitäten werden nach dem Ende ihrer Lebensdauer nicht ersetzt. Im Ergebnis der Optimierung gibt es im Jahr 2050 in Schleswig-Holstein keine Gaskraftwerke mehr. Zur Spitzenlastdeckung wird das zum Export des Windstroms ausgebaute Stromnetz genutzt. Die Optimierung bildet den Betrieb von Übertragungs- und Verteilnetz nicht explizit ab. Daher gilt dieses Ergebnis nur unter der Annahme, dass innerhalb der Regionen keine Netzengpässe bestehen.

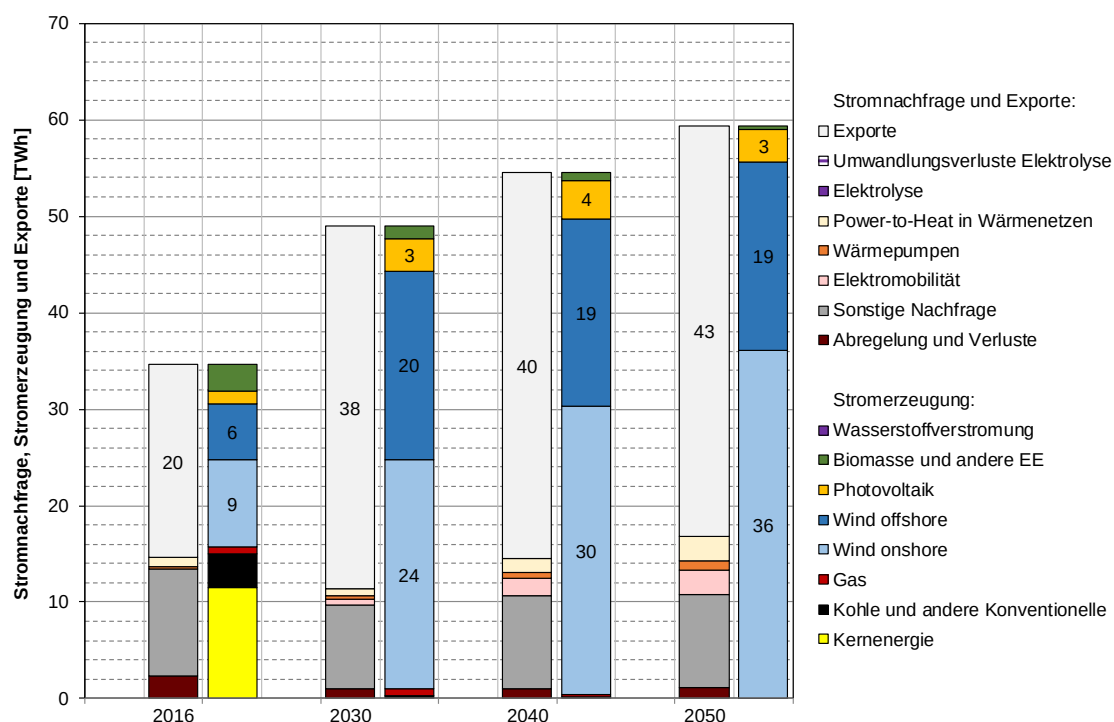


Abbildung 19: Stromerzeugung in Schleswig-Holstein

Tabelle 13: Stromerzeugung in Schleswig-Holstein

TWh	2016	2030	2040	2050
Kernenergie	10,8	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	1,4	0,0	0,0	0,0
Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0
Andere Konventionelle	0,5	0,3	0,1	0,0
Kohle KWK	1,3	0,0	0,0	0,0
Gas KWK	0,8	0,7	0,2	0,0
Biomasse KWK	1,5	1,4	0,8	0,3
Wind-Onshore	9,1	23,8	29,9	36,1
Wind-Offshore*	5,8	19,5 (14,6)	19,4 (14,6)	19,4 (14,6)
Photovoltaik	1,3	3,4	4,0	3,5
Biomasse	1,5	1,2	0,7	0,3
Andere EE	0,0	0,1	0,1	0,1
Summe EE	20,4	49,4	54,9	59,6
Summe	35,2	50,3	55,3	59,7
Exporte (-) / Importe (+)	-20,0	-38,4	-40,2	-42,6

* Die Zurechnung der Offshore-Windenergie zu den Bundesländern erfolgt über die Netzanlandungspunkte. Derzeit ist für das Jahr 2030 eine Anlandung von max. 3 GW statt 4 GW im Jahr 2030 realistisch. Die sich damit ergebenden Schleswig-Holstein zuzurechnenden Einspeisungen sind in Klammern dargestellt.

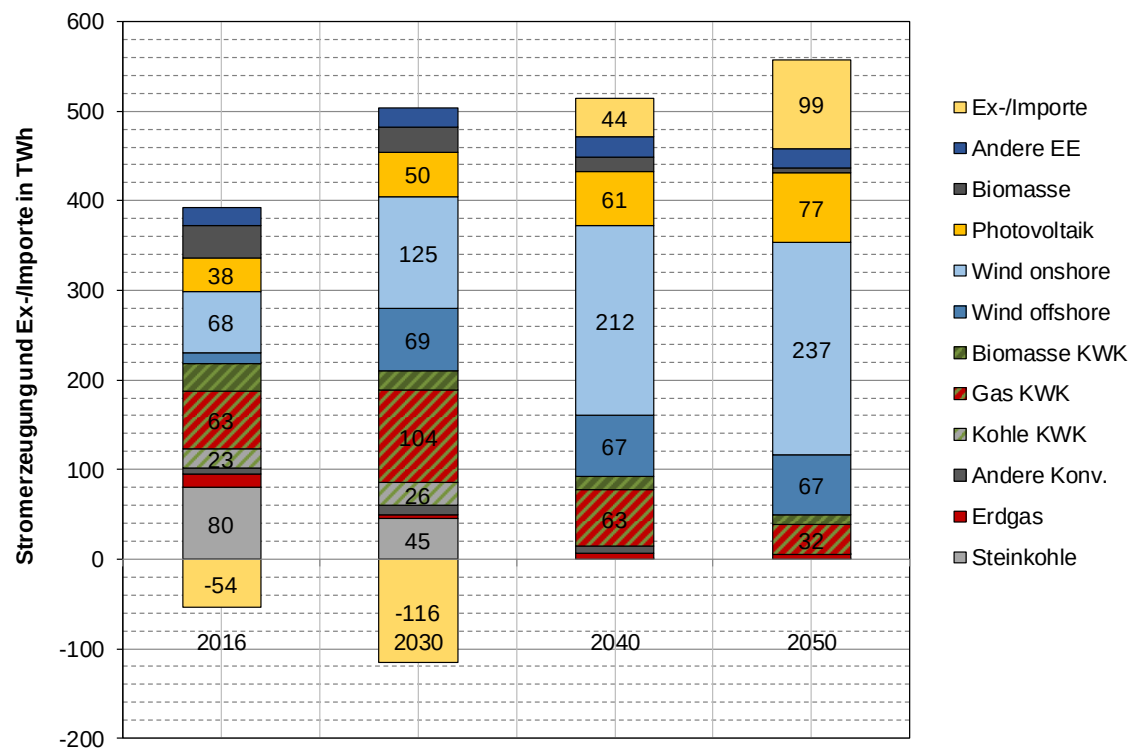


Abbildung 20: Stromerzeugung in Deutschland

Tabelle 14: Stromerzeugung in Deutschland

TWh	2013	2016	2030	2040	2050
Kernenergie	92	80	0	0	0
Braunkohle	141	139	76	0	0
Steinkohle	103	80	45	0	0
Erdgas	12	15	4	6	5
Andere Konventionelle	1	6	11	8	1
Kohle KWK	19	23	26	0	0
Gas KWK	56	63	104	63	32
Biomasse KWK	17	31	22	16	11
Wind-Onshore	51	68	125	212	237
Wind-Offshore	1	12	69	67	67
Photovoltaik	31	38	50	61	77
Biomasse	47	35	28	16	6
Andere EE	23	21	21	21	21
Exporte (-) / Importe (+)	-34	-54	-116	44	99

KWK-Anlagen in Fernwärmenetzen und in der Industrie sind bei den anfangs moderaten CO₂-Preisen dieses Szenarios bis 2030 stark konkurrenzfähig (siehe Tabelle 11 auf Seite 47) und werden stark ausgebaut; die Stromerzeugung dieser Anlagen steigt bis 2030 auf ein Niveau von ca. 150 TWh. Der überwiegende Anteil (>100 TWh) stammt aus Gas-KWK Anlagen. In den beiden letzten Dekaden sinkt der Anteil der KWK wieder deutlich ab. In 2050 beträgt die Stromerzeugung aus KWK nur noch 43 TWh. Bei höheren CO₂-Preisen sinkt die Wettbewerbsfähigkeit fossiler Brennstoffe. Gerade für die Stromerzeugung werden erneuerbare Energien dann immer wettbewerbsfähiger, so dass das Modell eine ungekoppelte Erzeugung bevorzugt, um die insgesamt eingesetzte fossile Brennstoffmenge zu reduzieren. Insofern hat KWK in gewisser Weise die Funktion einer Brückentechnologie. Andererseits stellen die KWK-Kraftwerke, die bivalent ausgeführt sind, auch gesicherte Leistung zur Verfügung. In Zeiten niedriger EE-Einspeisung, in denen keine oder zu geringe Wärmenachfrage besteht, erzeugen die Anlagen im Kondensationsmodus Strom. Diese gesicherte Leistung bzw. die damit zu Verfügung gestellte Flexibilität müsste ohne die KWK-Kraftwerke auf anderen Wegen bereitgestellt werden.

In Schleswig-Holstein setzt die langfristige Verdrängung der KWK-Stromerzeugung aufgrund der hohen Stromerzeugung aus Windenergie bereits deutlich früher ein. Bereits im Jahr 2030 ist es aus Systemsicht sinnvoll, Strom zur Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen und in der Industrie einzusetzen. Bis zum Jahr 2030 fällt die Stromerzeugung aus Kohle-KWK weg, jedoch sinkt auch die Stromerzeugung aus Gas-KWK leicht. Die Wärmeerzeugung in Wärmenetzen erfolgt verstärkt auf Basis von Gas- und Elektroheizkesseln (siehe Abbildung 21). Dieser Trend verstärkt sich in den beiden letzten Dekaden nochmals.

Auch dieses Ergebnis ergibt sich aus der Optimierung des Stromsystems besonders vor dem Hintergrund der Kostenminimierung. Die Wirtschaftlichkeit von Elektroheizkesseln ist bei der Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung stark von den geltenden Umlagen und Abgaben bestimmt, welche hier jedoch bewusst nicht mit betrachtet wurden. Neben Gasheizkesseln spielt auch die direkte Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien (Solarthermie, Umweltwärme) eine wichtige Rolle. Diese sind methodisch jedoch nicht in der Optimierung der Wärmeerzeugung in Wärmenetzen enthalten. Im Gebäudebereich spielen Solarthermie und Umweltwärme eine sehr wichtige Rolle. Auch in den Wärmenetzen ist der Beitrag direkter EE-Nutzung wichtig und notwendig. Dieser Beitrag wurde im 80%-Szenario jedoch nicht detailliert untersucht. Die Einbeziehung dieser Quellen kann die Bedeutung der fossilen KWK bei hohen CO₂-Preisen nochmals reduzieren.

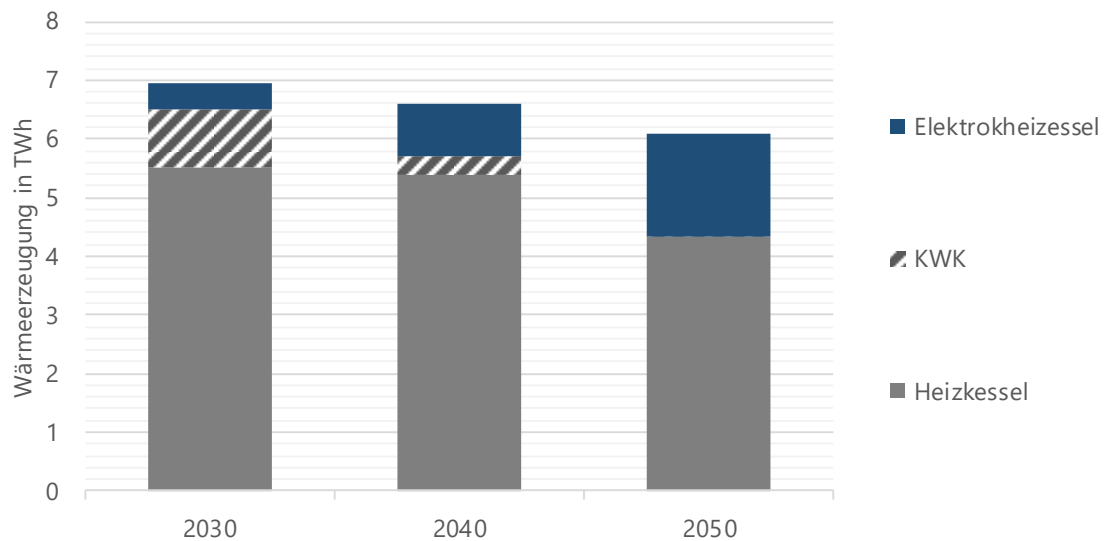


Abbildung 21 Wärmeezeugung in Wärmenetzen

Die Stromerzeugung aus **Wind-Onshore** erfährt im *80%-Szenario* ein sehr starkes Wachstum und steigt bis auf 237 TWh im Jahr 2050 an. In Deutschland ist Wind-Onshore im Zeitraum nach 2030 an guten Standorten die günstigste Erzeugungstechnologie. Insgesamt zeigt sich, dass Wind-Onshore die mit Abstand wichtigste Stromerzeugungstechnologie Deutschlands wird.

Schleswig-Holstein spielt dabei eine wichtige Rolle. Aufgrund der sehr guten Standortbedingungen werden hier im Jahr 2030 19% des deutschen Stroms aus Windenergie in Schleswig-Holstein produziert. Da jedoch auch der Ausbau der Windenergie im Rest Deutschlands stark voranschreitet, reduziert sich der Anteil von Schleswig-Holstein auf 15% der Stromproduktion. Dennoch trägt Schleswig-Holstein, wie bereits heute, überdurchschnittlich stark zur Produktion der Onshore-Windenergie bei. Die hinterlegten Potenziale werden dabei aufgrund der hohen Windgeschwindigkeiten in Schleswig-Holstein deutlich früher als im Rest Deutschlands ausgeschöpft.

Die in Kapitel 3.3.2 dargestellten Annahmen zum technologischen Fortschritt (Tabelle 2 bis Tabelle 4 auf Seite 17) bei der Windenergie führen zu einer deutlichen Erhöhung der Volllaststunden auf fast 3900 im Jahr 2050. In diesem Fall ist zur Erzeugung von 36 TWh eine installierte Leistung von 9,3 GW nötig. Bleibt dieser technologische Fortschritt aus und verbleiben die Volllaststunden auf dem Niveau heute installierter Anlagen, so wären zur Erreichung der Stromerzeugungsmengen höhere installierte Leistungen nötig. Unter der Annahme von durchschnittlich 2200 Volllaststunden ergäbe sich im Jahr 2030 eine notwendige installierte Leistung von 11 GW und für das Jahr 2050 von gut 16 GW.

Die Entwicklung bei **Wind-Offshore** hingegen ist deutlich weniger dynamisch. Das Modell erfüllt die aus den Zielen der Bundesregierung abgeleiteten Vorgaben, bis 2030 steigt die Leistung auf 15 GW in Deutschland, davon 4 GW in Schleswig-Holstein. Diese Vorgabe bleibt über den gesamten Zeithorizont bestehen und wird auch nicht übertroffen. Das Modell betrachtet dabei nicht nur die reinen Gestehungskosten, sondern auch den Netzanschluss und den ggf. notwendigen Ausbau der Übertragungsnetze innerhalb Deutschlands. Obwohl letzteres auch für die Anlagen an Land gilt, bleibt Wind-Onshore die günstigere Technologie, trotz der eher optimistischen Kostenannahmen und der exzellenten Windbedingungen bei Wind auf See. Die zusätzlichen Vorteile von Wind-Offshore, insbesondere im Bereich Akzeptanz, können im Modell nicht sinnvoll abgebildet werden.

Nach dem aktuellsten Stand der Planungen ist jedoch für das Jahr 2030 eine Anlandung von max. 3 GW im Jahr 2030 realistisch. Ein Viertel der hier dargestellten Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie ist somit abweichend Niedersachsen über die Anlandung in Unterweser zuzuordnen.

Die Stromerzeugung aus **Photovoltaik** steigt aufgrund der Vorgabe der Erreichung des Ausbauzieles auf 55 GW in Deutschland. Auch in Schleswig-Holstein ist für das Modell ein Zubau über die Mindestanforderung von 3,6 GW (50Hertz et al. 2019) hinaus nicht attraktiv. In den folgenden Dekaden steigt die installierte Leistung in Deutschland auf 85 GW an und es werden 77 TWh Strom produziert¹⁵. In Schleswig-Holstein erfolgt ein weiterer Zubau auf 4,0 GW im Jahr 2040. Bis zum Jahr 2050 sinkt die installierte PV-Leistung dann wieder leicht, da sich zu diesem Zeitpunkt nicht für alle Bestandsanlagen ein Ersatz nach Ablauf der Lebensdauer lohnt (siehe folgende Ausführungen).

Der niedrige Ausbau der PV im *80%-Szenario* hat mehrere Ursachen. Es erfolgt ein deutlicher Ausbau der PV in den Ländern Südeuropas. Dies führt dazu, dass insbesondere im Sommer in der Mittagszeit die europäischen Netze häufig eine hohe Einspeisung aus PV erfahren. In diese Netze dann zusätzlich Strom einzuspeisen, gelingt nur begrenzt, der Strom müsste trotz des starken Netzausbaus und der Optionen für Lastmanagement häufig abgeregelt werden. Dies erhöht die spezifischen Kosten der tatsächlich nutzbaren Energiemengen. Eine PV-Leistung, die nahe an der maximalen Last des jeweiligen Landes liegt, führt im Sommer insbesondere dann häufig zu Abregelung, wenn gleichzeitig auch eine nennenswerte Windeinspeisung auftritt. Insofern ist der moderate

¹⁵ Aufgrund des Kohleausstiegs und der geänderten Annahmen in der Potenzialabschätzung für Onshore-Windenergie ist in dieser Studie der Ausbau der Photovoltaik nach 2030 für das Modell attraktiver als im Basisszenario der Langfristszenarien (Fraunhofer ISI et al. 2017d).

Ausbau der PV in Deutschland eine Folge des generellen PV-Einspeiseprofiles, der Konkurrenz aus südlichen Ländern sowie der nicht unbeschränkt zum Mittag hin verschiebbaren Stromnachfrage.

Im **Stromhandel mit dem Ausland** steigt der Netto-Export Deutschlands bis zum Jahr 2030 auf 116 TWh an, ab dem Jahr 2040 wird Deutschland jedoch zum Netto-Importeur und bezieht im Jahr 2050 im Jahressaldo 99 TWh aus dem Ausland. Zentrale Ursache für diese Entwicklung sind günstigere Potenziale für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ausland. So sind im europäischen Ausland Potenziale in Höhe von ca. 1.800 TWh mit Stromerzeugungskosten von bis zu 50 EUR/MWh verfügbar, während in Deutschland zu diesen Kosten nur ca. 100 TWh verfügbar sind. Dieser Effekt zeigt sich auch in Schleswig-Holstein. Im Szenario steigt der Stromexport aus Schleswig-Holstein in den Rest von Deutschland aufgrund der günstigen Windpotenziale bis zum Jahr 2030 auf 38 TWh an. Während Deutschland in den letzten beiden Dekaden Strom importiert, bleibt Schleswig-Holstein Stromexporteur mit weiter steigenden Exportmengen. Der Export erfolgt dabei in den Süden, während aus dem Norden mehr Strom bezogen als in den Norden exportiert wird.

Ein Ausbau von **Stromspeichertechnologien** findet auch im 80%-Szenario nicht statt. Dieses Ergebnis ist auf den ersten Blick überraschend, besonders vor dem Hintergrund der in ganz Europa äußerst hohen EE-Anteile. Dem Modell ist die Möglichkeit gegeben, Speicher auszubauen, welche die Eigenschaften und Kosten von großen Pumpspeicherkraftwerken widerspiegeln, die als Tagesspeicher mit einem Speichervolumen von 8 Stunden ausgestattet sind. Solange selbst diese günstige Form der Stromspeicherung nicht kosteneffizient ist, werden vom Modell auch alternative, teurere Technologien nicht gebaut. Aber auch andere Parametrierungen, z. B. saisonale Speicher mit größeren Speichervolumen, führten zu keinem anderen Ergebnis. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass es für die Stromspeicher schwierig ist, die für einen kosteneffizienten Betrieb notwendigen Speicherzyklen zu erreichen.

Als Beispiel sei hier eine Woche mit hohen EE-Überschüssen in Deutschland zu nennen. Das Modell wird an dieser Stelle zunächst versuchen, den Strom möglichst effizient, d. h. mit geringen Verlusten und dabei dennoch effektiv zu nutzen. Hierzu steht zunächst mit einem möglichen Export in andere Regionen eine attraktive Option zur Verfügung; die Verluste sind dabei erst über lange Distanzen problematisch und durch den hohen Netzausbau des Szenarios können häufig große Strommengen exportiert werden. Ist in der gesamten Region (Europa) die EE-Einspeisung hoch, wird das Modell zunächst DSM-Maßnahmen einsetzen und insbesondere in den späteren Jahren Stromüberschüsse über Power-to-Heat in den Wärmesektor überführen. Nützlich sind Speicher besonders dann, wenn nach der Überschussphase das Angebot an Strom zu gering ist. Folgt nun

nach der Starkwindwoche eine Schwachwindphase, die in der ganzen Region auftritt, können die Speicher genutzt werden. Hier ist allerdings das Speichervolumen schnell erschöpft. Würde auf jede Starkwindwoche eine Woche mit schwachen Windgeschwindigkeiten folgen, könnten die Speicher pro Jahr also 26 Zyklen durchlaufen und dabei bei einem Speichervolumen von acht Stunden 208 Volllaststunden erreichen. Dies ist weit entfernt von einem kosteneffizienten Betrieb. In der Vergangenheit lohnten sich Pumpspeicher dadurch, dass sie einen eher täglichen Zyklus erreicht haben; nachts erfolgte die Einspeicherung günstigen Stroms, tagsüber die Ausspeicherung. Durch einen solchen Betrieb können 2.000 bis 3.000 Volllaststunden erreicht werden. Obwohl großskalige Stromspeicher also auf den ersten Blick eine EE-Integrationsmöglichkeit darstellen, zeigt sich, dass sie zumindest unter den Rahmenbedingungen des 80%-Szenarios nicht kosteneffizient betrieben werden können.

Die Aussagekraft der Modelle zur netzbedingten **Abregelung erneuerbarer Energien** ist begrenzt, da die Netze nicht detailliert abgebildet werden. Grundsätzlich erfolgt jedoch eine Abwägung des Ausbaus der Kuppelkapazitäten und einer Abregelung von EE-Strom. In den Ergebnissen des 80%-Szenarios ergibt sich lediglich für das Jahr 2040 eine Abregelung in einer Größenordnung von einem Prozent der Stromerzeugung.

5.2.2.3 Anteil erneuerbarer Energien im 80%-Szenario

Deutschland verfolgt neben den technologiespezifischen Ausbaupfaden das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien kontinuierlich zu steigern. Hierzu wurden für verschiedene Jahre Grenzwerte festgelegt, welche nicht unter- bzw. überschritten werden sollen, jeweils gemessen am Bruttostromverbrauch. Im Jahr 2020 soll der Anteil mindestens 35 % betragen, in 2025 soll er zwischen 40 und 45 % liegen, in 2035 zwischen 55 und 60 % und in 2050 mindestens 80 %. Diese Zielvorgaben werden als *EE-Ausbaukorridor* bezeichnet. In der Koalitionsvereinbarung wurde ein darüber hinaus gehendes Ziel von 65% erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 festgelegt, welches jedoch noch nicht gesetzlich verankert wurde. Im Modell werden dennoch als Zwischenziele lediglich mindestens 65% erneuerbare Energien für das Jahr 2030 vorgegeben. Diese Zielvorgabe erfolgt über minimale Erzeugungsmengen. Da ein Teil der Stromnachfrage ein Ergebnis der Optimierung ist, werden die Anteile nicht exakt erreicht.

Aus diesen Vorgaben ergeben sich die in Abbildung 22 dargestellten Entwicklungen. Im Jahr 2013 betrug der EE-Anteil 25,2 % und ist bereits bis zum Jahr 2018 auf 37,8 % gestiegen. Durch den starken Zubau von Windenergie (onshore und offshore) und den Ausbau der Photovoltaikanlagen auf 52 GW wird im Jahr 2030 ein Anteil von 65% erneuerbaren Energie am Bruttostromverbrauch erreicht. Mit einem weiteren Ausbau der

Photovoltaik und der Onshore-Windenergie steigt der Anteil auf 75% an. Die Stromerzeugung aus Biomasse nimmt ab, da einerseits die Volllaststunden aufgrund der notwendigen Flexibilität der Anlagen sinken und andererseits Biomasse verstärkt in anderen Sektoren zur Dekarbonisierung benötigt wird. Trotz weiterem Zubau von erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 sinkt deren Anteil geringfügig, da gleichzeitig die Stromnachfrage durch den verstärkten Einsatz von Strom im Wärme- und Verkehrssektor zunimmt. Die steigende Stromnachfrage sowie steigende Importe senken den EE-Anteil, da dieser als Verhältnis von EE-Stromerzeugung und Bruttostromnachfrage definiert ist. Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland steigt von 65 % im Jahr 2030 auf 74 % im Jahr 2040 an.

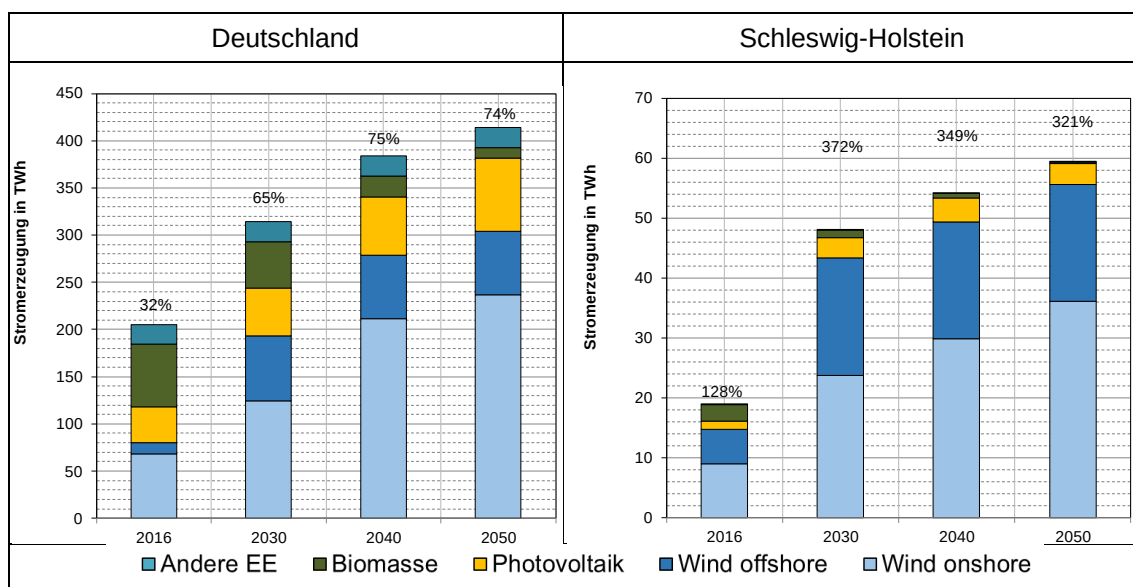


Abbildung 22: EE-Ausbau und Anteile in Deutschland und Schleswig-Holstein

Schleswig-Holstein hat schon seit 2015 einen Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von deutlich über 100%. Da aufgrund der sehr guten Potenziale ein bedeutender Teil des zusätzlichen Stroms in Schleswig-Holstein erzeugt wird, steigt der Anteil bis zum Jahr 2030 dennoch deutlich an. Im Jahr 2030 beträgt der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage 372%, danach sinkt er aufgrund steigender Stromnachfrage bis zum Jahr 2050 auf 321%. Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung beträgt im Jahr 2030 98 %, im Jahr 2040 99 % und im Jahr 2050 100 %. Schleswig-Holstein spielt nicht erst seit dem starken Ausbau der erneuerbaren Energien eine wichtige Rolle bei der Stromversorgung in Deutschland, auch die Kernenergie erreichte vor 2008 im Mittel einen Anteil von 150% an der Bruttostromnachfrage. Der starke Zubau erneuerbarer Energien übersteigt diesen Anteil jedoch deutlich. Viele damit zusammenhängende Herausforderungen können jedoch nicht in einer Kostenminimierung abgebildet werden.

5.2.2.4 Emissionen und Emissionsfaktoren der Stromerzeugung

In Tabelle 15 und Tabelle 16 werden die Emissionen und die sich aus diesen und dem Stromverbrauch sowie dem Handelssaldo ergebenden Emissionsfaktoren dargestellt. Die Berechnung der Emissionsfaktoren erfolgt dabei nach der aktuellen Systematik des Umweltbundesamts (Umweltbundesamt 2018).

In Schleswig-Holstein verursachten Kohlekraftwerke im Jahr 2016 73% der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. Durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung sinken die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 0,5 Millionen Tonnen, der Emissionsfaktor der Stromerzeugung sinkt auf 11 g/kWh ab. Dies entspricht einer Reduktion vom 85 % gegenüber 2010. Die verbleibenden Emissionen stammen zu 47% aus Gas-KWK-Anlagen. Da diese durch erneuerbare Energien und Elektroheizkessel ersetzt werden, sinken die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 auf 9000 Tonnen ab und der Emissionsfaktor der Stromerzeugung sinkt auf 0,2 g/kWh ab. Auch im Rest Deutschlands sinken die direkten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung kontinuierlich ab. Im Jahr 2030 verursachen die Kohlekraftwerke jedoch 132 Mio. Tonnen CO₂. Der Emissionsfaktor der Stromerzeugung sinkt anschließend von 297 g/kWh im Jahr 2030 auf 34 g/kWh im Jahr 2050 ab. Schleswig-Holstein erreicht somit bereits im Jahr 2030 eine geringere CO₂-Intensität als Deutschland im Jahr 2050.

Tabelle 15: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Emissionsfaktoren des Stroms in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario

		2010	2016	2030	2040	2050
Direkte CO ₂ -Emissionen	[Mio. t]	3,7	3,3	0,5	0,2	0,0
Inländischer Stromverbrauch	[TWh]	12,2	11,8	12,0	14,4	17,2
Stromhandelssaldo	[TWh]	11,6	20,9	38,4	40,2	42,6
Stromverbrauch	[TWh]	23,8	32,6	50,4	54,6	59,8
Emissionsfaktor Strominlandsverbrauch	[g/kWh]	148,7	83,4	44,2	15,5	0,5
Emissionen unter Berücksichtigung Handelssaldo	[Mio. t]	1,9	1,2	0,1	0,1	0,0
CO₂-Emissionfaktor unter Berücksichtigung Handels-saldo	[g/kWh]	156,7	100,2	10,5	4,1	0,2

(Die Werte für die Jahre 2010 und 2016 basieren auf MELUND 2019, Abb. 23; Umweltbundesamt 2018; MELUND 2018, 2016)

Tabelle 16: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Emissionsfaktoren des Stroms in Deutschland

		2010	2016	2030	2040	2050
Direkte CO ₂ -Emissionen	[Mio. t]	315	300	179	34	17
Inländischer Stromverbrauch	[TWh]	549	531	490	537	585
Stromhandelssaldo	[TWh]	15	51	116	-46	-98
Stromverbrauch	[TWh]	564	582	606	492	487
Emissionsfaktor Strominlandsverbrauch	[g/kWh]	574	565	365	63	28
Emissionen unter Berücksichtigung Handelssaldo	[Mio. t]	307	274	137	37	19
CO₂-Emissionfaktor unter Berücksichtigung Handelssaldo	[g/kWh]	559	516	295	69	34

(Die Werte für die Jahre 2010 und 2016 sind aus (Umweltbundesamt 2018) entnommen.)

5.3 Gesamtergebnisse im 80%-Szenario

In den folgenden Abschnitten werden übergeordnete Indikatoren für die beiden Szenarien ausgewertet, die sich im Wesentlichen aus den bereits diskutierten sektoralen Ergebnissen ableiten. Dies betrifft die Entwicklung der Emissionen und die Endenergie- und Primärenergieverbräuche.

5.3.1 Entwicklungen der THG-Emissionen

Im Folgenden werden die Entwicklungen der Emissionen dargestellt. Die Emissionen einiger Quellen¹⁶, die von der Modellierung in dieser Studie nicht abgedeckt werden, werden aus der 2. Modellierungsrunde der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) aus dem Szenario „Klimaschutzszenario 80“ übernommen.

Bei den Ergebnissen ist zu beachten, dass diese im Folgenden zur besseren Vergleichbarkeit mit der Historie in der Abgrenzung des Nationalen Inventarberichts aufgeschlüsselt sind. Diese weicht in einigen Aspekten von der übrigen Aufschlüsselung der Ergebnisse der einzelnen Sektoren in diesem Berichts ab.

¹⁶ Die flüchtigen Emissionen im Energiesektor, nichtenergetischen Emissionen der Landwirtschaft und Abfallwirtschaft, Emissionen aus Produktverwendung sowie Nicht-CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen

5.3.1.1 Beitrag der Landwirtschaft

Die Entwicklung der nichtenergetischen THG-Emissionen der Landwirtschaft in Deutschland im 80%-Szenario entspricht grundsätzlich derjenigen, die auch im Basisszenario der Langfristszenarien bzw. im Klimaschutzszenario 80 der Studie "Klimaschutzszenario 2050" (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) angenommen wurde. Allerdings basieren die dort verwendeten historischen THG-Emissionen der Landwirtschaft aus dem Nationalen Inventarbericht (Umweltbundesamt 2013) auf einer inzwischen überholten Bilanzierungsmethodik. Mit Hilfe spezifischer Umrechnungsfaktoren¹⁷ wurden die gesamtdeutschen Methan- und Lachgas-Emissionen der Landwirtschaft in den Jahren 2030, 2040 und 2050 im "Klimaschutzszenario 80" in die aktuelle Bilanzierungsmethodik umgerechnet. Die in der aktuellen Methodik hinzugekommenen CO₂-Prozessemissionen¹⁸ (v.a. aus Kalkung und Harnstoffanwendung), über die im "Klimaschutzszenario 80" keine Aussage getroffen wurde, werden im Folgenden nicht berücksichtigt, auch weil für diese keine Zahlen auf Landesebene vorliegen. Für Methan- und Lachgasemissionen der Kategorie "Sonstiges" (v.a. aus der Vergärung von Energiepflanzen), die ebenfalls in der alten Methodik noch nicht berücksichtigt wurden, wurde vereinfachend angenommen, dass diese bis 2050 auf dem Niveau von 2016 verbleiben. Das Ergebnis für Deutschland ist in Tabelle 17 dargestellt.

Der Entwicklung der THG-Emissionen in der Landwirtschaft im Basisszenario der Langfristszenarien liegen zahlreiche Annahmen zugrunde, die im Detail im Abschnitt 6.3 in (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) erläutert sind.

¹⁷ Als Umrechnungsfaktor wurde für jede Unterkategorie (z.B. Methan - Wirtschaftsdüngermanagement) das Verhältnis der Emissionen nach der alten (Umweltbundesamt 2013) und nach der aktuellen Bilanzierungsmethodik (Umweltbundesamt 2019a) im letzten für beide verfügbaren Jahr (2011) gewählt.

¹⁸ Die CO₂-Prozessemissionen der Landwirtschaft in Deutschland betrugen im Jahr 2016 2,8 Mt CO₂, was ca. 4% der nichtenergetischen THG-Emissionen der Landwirtschaft von insgesamt 66,5 Mt CO₂-Äq. entspricht.

Einige der Annahmen für die Entwicklung bis 2050 sind:

- Reduktionen der Tierbestände:
 - bei Rindern um 50% gegenüber 2010
 - bei Schweinen um 32% gegenüber 2010
 - Geflügelbestände bleiben konstant
- Reduktion des Fleischverzehrs um 40% von 60,5 kg/Kopf im Jahr 2016 auf 36,3 kg/Kopf im Jahr 2050 (DGE-Empfehlung: 15,6 - 31,2 kg/Kopf)
- Stickstoff-reduzierte Fütterung der Tiere
- Steigerung der Güllevergärung auf einen Anteil von 50%
- Rückgang der Bewirtschaftung organischer Böden
- Verringerung von Mineral- und Wirtschaftsdüngereinsätzen:
 - Reduktion des Sollwerts für Mineraldüngereinsatz um 20%
 - Stickstoffverfügbarkeit durch zunehmende Ernterückstände und Zwischenfruchtanbau gewährleistet
 - Zunahme des Ökolandbaus auf einen Anteil von 20% der Fläche
- Verbesserung der Lagerung des Wirtschaftsdüngers (gasdicht)

Die angenommenen Emissionsreduktionen erfordern ambitionierte technische, aber v.a. auch strukturelle Maßnahmen, sowohl aufseiten der landwirtschaftlichen Produktion, als auch auf der Seite des Konsums. Letztere sind vor allem deshalb entscheidend, da es bei unveränderter Nachfrage lediglich zu Verlagerungseffekten (z.B. zum vermehrten Import tierischer Lebensmittel aus dem Ausland) statt zu tatsächlich global wirksamen Emissionsreduktionen käme. Allerdings minimiert bereits die (in dieser Studie allgemein getroffene) Annahme eines weltweit vergleichbaren Ambitionsniveaus in Bezug auf Klimaschutz das Risiko solcher Verlagerungseffekte, die auch als *Carbon Leakage* bekannt sind. Um die hier dargestellten THG-Reduktionen in der Landwirtschaft zu erreichen, sind weitreichende Verhaltensänderungen nötig. Auch die unterstellten technischen Maßnahmen sind nicht Ergebnis der Kostenoptimierung, sondern wurden aus den Klimaschutzszenarien (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) übernommen.

Tabelle 17: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft in Deutschland in Mt CO₂-Äq., 1990-2050 im 80%-Szenario

Deutschland	1990	2010	2016	2030	2040	2050
Methan (CH₄)	43,45	33,03	33,42	25,72	21,73	17,72
Veränderung ggü. 1990		-24,0%	-23,1%	-40,8%	-50,0%	-59,2%
Veränderung ggü. 2010			1,2%	-22,1%	-34,2%	-46,3%
Veränderung ggü. 2016				-23,0%	-35,0%	-47,0%
Lachgas (N₂O)	32,56	28,27	30,34	27,28	26,00	24,69
Veränderung ggü. 1990		-13,2%	-6,8%	-16,2%	-20,1%	-24,2%
Veränderung ggü. 2010			7,3%	-3,5%	-8,0%	-12,7%
Veränderung ggü. 2016				-10,1%	-14,3%	-18,6%
Summe CH₄ + N₂O	76,01	61,30	63,76	53,00	47,73	42,41
Veränderung ggü. 1990		-19,4%	-16,1%	-30,3%	-37,2%	-44,2%
Veränderung ggü. 2010			4,0%	-13,5%	-22,1%	-30,8%
Veränderung ggü. 2016				-16,9%	-25,1%	-33,5%

Tabelle 18: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft in Schleswig-Holstein in Mt CO₂-Äq., 1990-2050 im 80%-Szenario

Schleswig-Holstein	1990	2010	2016	2030	2040	2050
Methan (CH₄)	3,39	2,86	2,87	2,10	1,78	1,46
Veränderung ggü. 1990		-15,8%	-15,4%	-38,1%	-47,5%	-57,0%
Veränderung ggü. 2010			0,5%	-26,5%	-37,7%	-48,9%
Veränderung ggü. 2016				-26,9%	-38,0%	-49,2%
Lachgas (N₂O)	2,27	2,19	2,32	2,26	2,17	2,07
Veränderung ggü. 1990		-3,6%	2,3%	-0,4%	-4,4%	-8,8%
Veränderung ggü. 2010			6,1%	3,3%	-0,8%	-5,4%
Veränderung ggü. 2016				-2,7%	-6,6%	-10,9%
Summe CH₄ + N₂O	5,66	5,05	5,19	4,36	3,95	3,53
Veränderung ggü. 1990		-10,9%	-8,3%	-23,0%	-30,2%	-37,7%
Veränderung ggü. 2010			3,0%	-13,6%	-21,7%	-30,0%
Veränderung ggü. 2016				-16,1%	-24,0%	-32,0%

Für Schleswig-Holstein wurde angenommen, dass die Reduktionsraten gegenüber dem Jahr 2010 in den einzelnen THG-Emissionskategorien für CH₄ und N₂O (z.B. Verdauung, Wirtschaftsdüngermanagement oder landwirtschaftliche Böden) auf Bundesebene auch auf Landesebene gelten. Dadurch wird die unterschiedliche Struktur des Landwirtschaftssektors auf Bundes- und Landesebene mit unterschiedlichen Anteilen an Viehhaltung (dominiert die Methan-Emissionen) und Ackerbau (dominiert die Lachgas-Emissionen) näherungsweise berücksichtigt. Die daraus resultierenden THG-Emissionen der Landwirtschaft in Schleswig-Holstein sind in Tabelle 18 dargestellt.

5.3.1.2 Beitrag der Abfallwirtschaft

Die Entwicklung der nichtenergetischen THG-Emissionen der Abfallwirtschaft in Deutschland wurde ebenfalls vom Basisszenario der Langfristszenarien bzw. dem Klimaschutzszenario 80 der Studie "Klimaschutzszenario 2050" übernommen (siehe Tabelle 19). Für Schleswig-Holstein wird bei der Abfallwirtschaft (wie auch im Landwirtschaftssektor) angenommen, dass die THG-Reduktionsraten gegenüber dem Jahr 2010 auf Bundesebene grundsätzlich auch auf Landesebene gelten. Die Emissionsminderung in der Abfallwirtschaft von 1990 bis 2010 fiel in Schleswig-Holstein geringer aus als auf Bundesebene, somit ergeben sich auf Landesebene geringere Reduktionsraten gegenüber 1990.

Die für diese THG-Emissionsminderung erforderlichen Entwicklungen sind in der Studie "Klimaschutzszenario 2050" genauer beschrieben¹⁹. Dazu gehören u.a. ein sinkendes Abfallaufkommen durch verstärktes Recycling, eine verbesserte Deponiegaserfassung bei älteren Deponien, ein verminderter Proteingehalt im Abwasser durch eine veränderte Ernährung und eine Abnahme der Kompostierung wegen verstärkter bioenergetischer Nutzung organischer Reststoffe.

Tabelle 19: Entwicklung der THG-Emissionen in der Abfallwirtschaft in Deutschland und Schleswig-Holstein in Mt CO₂-Äq. im 80%-Szenario

	1990	2010	2016	2030	2040	2050
Deutschland	43,12	12,25	-	5,39	4,70	4,24
Veränderung ggü. 1990		-71,6%	-	-87,5%	-89,1%	-90,2%
Veränderung ggü. 2010			-	-56,0%	-61,6%	-65,4%
Schleswig-Holstein	1,13	0,76	0,74	0,23	0,20	0,18
Veränderung ggü. 1990		-32,4%	-34,6%	-79,0%	-81,7%	-83,5%
Veränderung ggü. 2010			-3,3%	-56,0%	-61,6%	-65,4%

5.3.1.3 Entwicklung der THG-Emissionen im 80%-Szenario

Abbildung 20 stellt die Entwicklung der THG-Emissionen in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario dar. Dabei zeigt sich, dass sowohl das Ziel einer Emissionsreduktion von 55% bis 2030 als auch das 80%-Ziel im Jahr 2050 mit 79% knapp verfehlt wird. Das Ziel für 2050 würde allerdings mit 73% noch weiter verfehlt, wenn nicht nach 2030 von einer CO₂-Abscheidung (CCS) bei Industrieprozessen im Umfang von ca. 2 Mt CO₂-Äquiva-

¹⁹ Die Darstellungen zur Abfallwirtschaft finden sich auf S. 270ff des Berichts der 1. Modellierungsrunde von 2014, der unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2014/Bericht_Runde_1.pdf heruntergeladen werden kann.

lenten ausgegangen würde. Im 95%-Szenario werden Alternativen wie zusätzliche innovative Herstellungsverfahren und die Nutzung von Wasserstoff bei Industrieprozessen untersucht (siehe Abschnitt 6.1.2).

Tabelle 20: Entwicklung der THG-Emissionen in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in Mt CO₂-Äquivalenten

Schleswig-Holstein	1990	2010	2016	2030	2040	2050
Energetische Emissionen	27,20	21,53	19,06	9,80	6,00	3,84
davon Energiewirtschaft	7,02	7,09	5,17	1,35	1,01	0,85
davon Industrie*	6,11	3,57	3,07	1,02	0,85	0,76
davon GHD	2,75	1,68	1,83	1,04	0,55	0,30
davon Haushalte	5,13	3,98	3,45	2,69	1,69	0,91
davon Verkehr	6,18	5,21	5,54	3,69	1,90	1,02
Nichtenergetische Emissionen	6,79	5,81	5,93	6,21	5,70	5,20
davon Industrieprozesse*	*	*	*	1,51	1,45	1,40
davon Landwirtschaft	5,66	5,05	5,19	4,36	3,95	3,53
davon Abfall	1,13	0,76	0,74	0,34	0,29	0,26
Gesamt (ohne CCS in Industrie)	33,99	27,34	24,99	16,01	11,70	9,04
Senkung gegenüber 1990		-19,6%	-26,5%	-52,9%	-65,6%	-73,4%
CCS im Industriesektor	0,00	0,00	0,00	0,00	-2,13	-2,04
Gesamt (inkl. CCS in Industrie)	33,99	27,34	24,99	16,01	9,57	7,01
Senkung gegenüber 1990		-19,6%	-26,5%	-52,9%	-71,8%	-79,4%

(* Da die THG-Emissionen der Industrie im Energiewende- und Klimaschutzbericht der Landesregierung für Schleswig-Holstein nicht in energetische und prozessbedingte Emissionen aufgeteilt sind, werden hier für die Jahre 1990 und 2010 die Gesamtemissionen als energetische ausgewiesen.)

5.3.2 Entwicklungen des End- und Primärenergieverbrauchs

Im Folgenden werden die Entwicklungen des Endenergieverbrauchs dargestellt. Dieser ergibt sich aus den Summen der in den Nachfragesektoren dargestellten Modellergebnisse. Die Verbräuche aus dem internationalen Luft- und Seeverkehr sind dabei für Deutschland mitberücksichtigt. Außerdem wird die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs dargestellt. Dieser ergibt sich aus den Summen der in den Nachfragesektoren und im Umwandlungssektor dargestellten Modellergebnisse.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die Ergebnisse bezüglich des Endenergieverbrauchs aus Abschnitt 5.1 an dieser Stelle noch einmal dargestellt (siehe Tabelle 21 und Abbildung 23), die Diskussion dazu findet sich in Abschnitt 5.1.

Aus dem Erzeugungsmix, der sich als Ergebnis der Optimierung ergibt, und dem zuvor dargestellten Endenergieverbrauch lässt sich der Primärenergieverbrauch ermitteln. Dieser ist für Schleswig-Holstein in Tabelle 22 dargestellt, während Tabelle 23 die relative Entwicklung gegenüber dem Basisjahr 2008 zeigt.

Tabelle 21: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh

Schleswig-Holstein	2016	2030	2040	2050
Fossile Gase	21,0	19,5	13,4	8,7
Kohle	0,6	0,2	-	-
Mineralölprodukte	28,6	15,4	7,9	4,2
Sonstige Fossile	1,2	0,8	0,6	0,5
Nah- und Fernwärme	5,0	5,8	5,5	5,0
Strom	12,6	10,9	12,5	13,9
Solarthermie	0,2	0,4	0,9	1,3
Umgebungswärme	0,4	0,9	1,5	2,2
Biogene Brennstoffe	4,5	5,1	5,3	5,6
Summe	74,0	58,9	47,4	41,3
- davon direkt genutzte erneuerbarer Energien	5,0	6,4	7,6	9,1
	7%	11%	16%	22%
- davon EE über EE-Strom ²⁰	12,6	10,9	12,5	13,9
	17%	18%	26%	34%
- davon EE über EE-Anteil der Nah- und Fernwärme (geschätzt)	2,5	3,0	2,8	3,3
	3%	5%	6%	8%

²⁰ Die Sekundärenergieträger Strom- sowie Nah- und Fernwärme zählen nicht zum Anteil erneuerbarer Energien am Endenergiebedarf. Der EE-Anteil an der Stromerzeugung wurde bezogen auf SH mit 100% angesetzt, der EE-Anteil der Nah- und Fernwärme berücksichtigt den Rückgang des Biomasseeinsatzes im Umwandlungssektor.

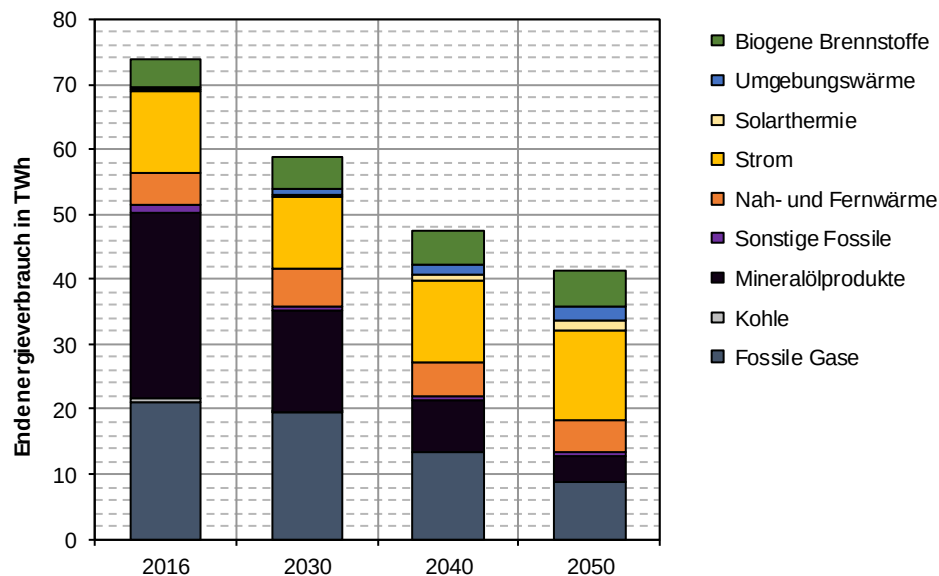


Abbildung 23: Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträger in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh

Das Ziel, den Primärenergieverbrauch bis 2050 gegenüber 2008 um 50 % zu reduzieren, wird bereits im Jahr 2030 fast erfüllt. Der Verbrauch fossiler Energieträger nimmt bis 2050 insgesamt stark ab, für Gas steigt er allerdings zunächst noch leicht an und sinkt erst nach 2030 wieder. Kohle und Kernenergie sind (gemäß den Ausstiegsplänen) bereits ab 2030 nicht mehr im System.

Demgegenüber wachsen erneuerbare Energien sehr deutlich an, die Steigerung gegenüber 2008 beläuft sich in 2050 auf über 500 %. Stromexporte aus Schleswig-Holstein, die 1:1 als Primärenergie gewertet werden, nehmen bis 2030 um fast 600 % zu und bleiben dann auf nahezu konstant hohem Niveau. Der energetische Einsatz der Biomasse verschiebt sich in die Industrie, dadurch verlagert dieser sich teilweise aus Schleswig-Holstein in die Industriezentren Deutschlands. Biomasse wird in Schleswig-Holstein zunehmend weniger als Energieträger eingesetzt (Abbildung 23) und kommt verstärkt in der Industrie zur Anwendung, auch um Prozessemissionen zu reduzieren. Die in Deutschland insgesamt benötigte energetische Biomasse bleibt auf dem heutigen Niveau und steigt in den Szenarien nur leicht an (Fraunhofer ISI et al. 2017b).

Insgesamt ist die starke Reduktion zwischen 2016 und 2030 beachtenswert. Diese ist bedingt durch den Ausstieg aus Kernenergie und Kohle, aber auch durch einen Rückgang der Mineralölprodukte. Auch der steigende Stromexport führt zu einer deutlichen Reduktion des für Schleswig-Holstein zu bilanzierenden Primärenergiebedarfs.

Tabelle 22: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern in Schleswig-Holstein in TWh

Schleswig-Holstein	2008	2016	2030	2040	2050
Mineralölprodukte	45,7	32,8	15,6	7,9	4,2
Steinkohle	12,3	9,4	0,2	0,0	0,0
Braunkohle	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0
Fossile Gase	22,7	30,2	30,3	20,8	13,3
Kernenergie	36,5	34,9	0,0	0,0	0,0
Erneuerbare Energien	11,3	28,7	63,3	66,7	69,7
Außenhandelssaldo Strom	-6,5	-20,0	-45,4	-44,4	-43,6
Außenhandelssaldo Fernwärme	-1,4	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5
Sonstige	1,6	1,3	1,3	0,8	0,5
Gesamtverbrauch	123,0	116,5	63,8	50,4	42,6
<i>Reduktion gegenüber 2008</i>		<i>-5%</i>	<i>-48%</i>	<i>-59%</i>	<i>-65%</i>

Tabelle 23: Relative Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern in Schleswig-Holstein gegenüber 2008

Schleswig-Holstein	2016	2030	2040	2050
Mineralölprodukte	-28%	-66%	-83%	-91%
Steinkohle	-24%	-99%	-100%	-100%
Braunkohle	-4%	-100%	-100%	-100%
Fossile Gase	33%	33%	-9%	-41%
Kernenergie	-4%	-100%	-100%	-100%
Erneuerbare Energien	153%	458%	488%	514%
Außenhandelssaldo Strom	206%	595%	580%	567%
Außenhandelssaldo Fernwärme	6%	6%	6%	6%
Sonstige	-21%	-22%	-49%	-69%
Gesamtverbrauch	-5%	-48%	-59%	-65%

Tabelle 24: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs von Biomasse in Schleswig-Holstein in TWh

Schleswig-Holstein	2016	2030	2040	2050
Haushalte	2,5	1,4	1,1	1,0
GHD	0,2	0,1	0,1	0,1
Verkehr	1,0	2,0	2,0	1,9
Industrie	0,7	1,6	2,1	2,6
Umwandlung	9,0	4,5	2,4	0,7
Summe	13,3	9,6	7,7	6,3

5.3.3 Beitrag von SH zur Energiewende

Im Folgenden soll diskutiert werden, inwieweit Schleswig-Holstein im 80%-Szenario zur Erreichung der bundesweiten Ziele der Energiewende beiträgt. Dafür betrachten wir die EE-Stromerzeugung, den Energieverbrauch und die THG-Emissionen, wobei zur besseren Vergleichbarkeit zwischen Landes- und Bundesebene die Größen auf Einwohnerzahl, Landesfläche und Wirtschaftsleistung (BIP) normiert werden.

Bezüglich der Stromerzeugung aus EE kann festgestellt werden, dass Schleswig-Holstein einen wichtigen Beitrag zur bundesweiten Zielerreichung leistet. Grund dafür sind vorrangig die günstigen Wind-Potenziale, deren Nutzung das Land zu einem Vorreiter bei der Erzeugung von Windenergie macht. Im 80%-Szenario liegt die in Schleswig-Holstein erzeugte EE-Strommenge sowohl in Bezug auf die Einwohnerzahl, als auch auf die Landesfläche und das BIP weit über dem Bundesdurchschnitt (siehe Abbildung 24). Dieses Verhältnis verstärkt sich bis 2050 noch einmal deutlich gegenüber dem heutigen Stand.

Für die Erreichung der Energieeffizienzziele sind sowohl der Primärenergiebedarf, als auch der Endenergiebedarf wichtig. Deren Entwicklung auf Landes- und Bundesebene ist in Abbildung 25 dargestellt. Der Primärenergiebedarf in Schleswig-Holstein ist, sowohl pro Kopf als auch pro Fläche, im gesamten Betrachtungszeitraum geringer als im Bundesdurchschnitt. Bezogen auf die Wirtschaftsleistung ist er auf Landesebene zunächst noch überdurchschnittlich, was sich aber schon 2030 ändert. Durch den schnellen Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung sinkt der Primärenergiebedarf in Schleswig-Holstein bis 2030 schneller als in Deutschland insgesamt. Der Endenergiebedarf sinkt in Deutschland und in Schleswig-Holstein in vergleichbarem Maße, allerdings ist er dabei pro Kopf und pro Fläche auf Landesebene durchgehend geringer als auf Bundesebene. Bezogen auf die Wirtschaftsleistung ist der kontinuierlich sinkende Endenergiebedarf in Land und Bund im gesamten Zeitraum vergleichbar. Zusammenfassend lässt sich somit sagen, dass Schleswig-Holstein im 80%-Szenario auch zur Erreichung der deutschen Energieeffizienzziele in (zumindest leicht) überdurchschnittlichem Maße beiträgt. Gründe sind der hohe Anteil von Wind- und Photovoltaik an der Stromerzeugung und die Wirtschaftsstruktur mit einem im Vergleich zu Deutschland geringeren Anteil an energieintensiven Industrieprozessen.

Bei den THG-Emissionen ist das Bild im betrachteten Zeitraum unterschiedlich (Abbildung 26). Die energiebedingten THG-Emissionen sind in Schleswig-Holstein pro Kopf und pro Fläche durchgehend geringer als in Deutschland, nähern sich aber bis 2050 mit fortschreitender Dekarbonisierung des Energiesystems aneinander an. Bezogen auf die

Wirtschaftsleistung ist das Niveau bereits ab 2040 vergleichbar. Allerdings sind die gesamten THG-Emissionen (inkl. der nichtenergetischen) in Schleswig-Holstein in Bezug auf die Einwohnerzahl und die Wirtschaftsleistung ab dem Jahr 2040 höher als auf Bundesebene (bezogen auf die Fläche dagegen etwas geringer). Dies ist vorrangig auf die THG-Emissionen der Landwirtschaft zurückzuführen, die in Schleswig-Holstein einen größeren Anteil an den gesamten Emissionen haben.

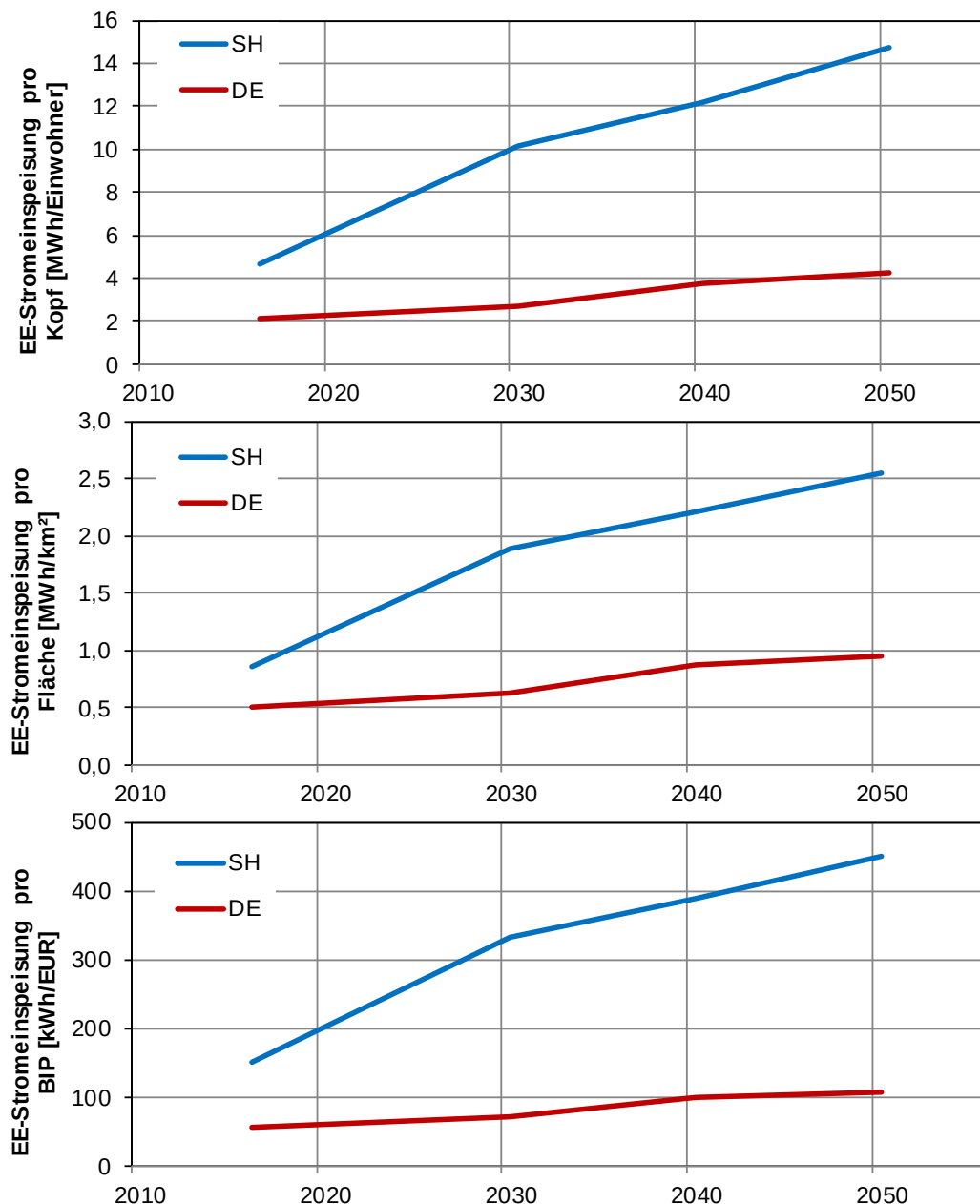


Abbildung 24: Beitrag von SH zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (an Land, d.h. ohne Wind offshore)

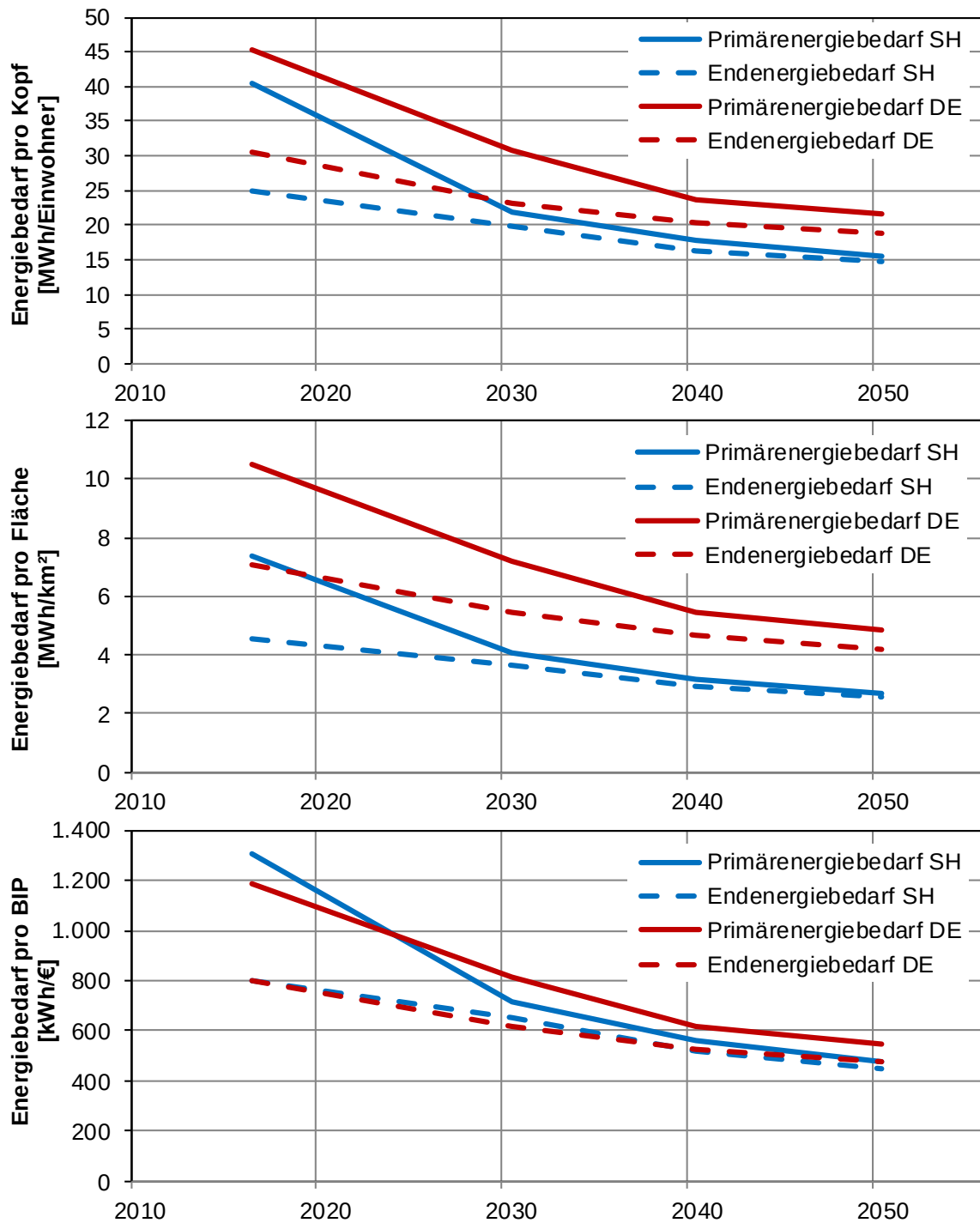


Abbildung 25: Beitrag von SH zur Erreichung der Energieeffizienzziele

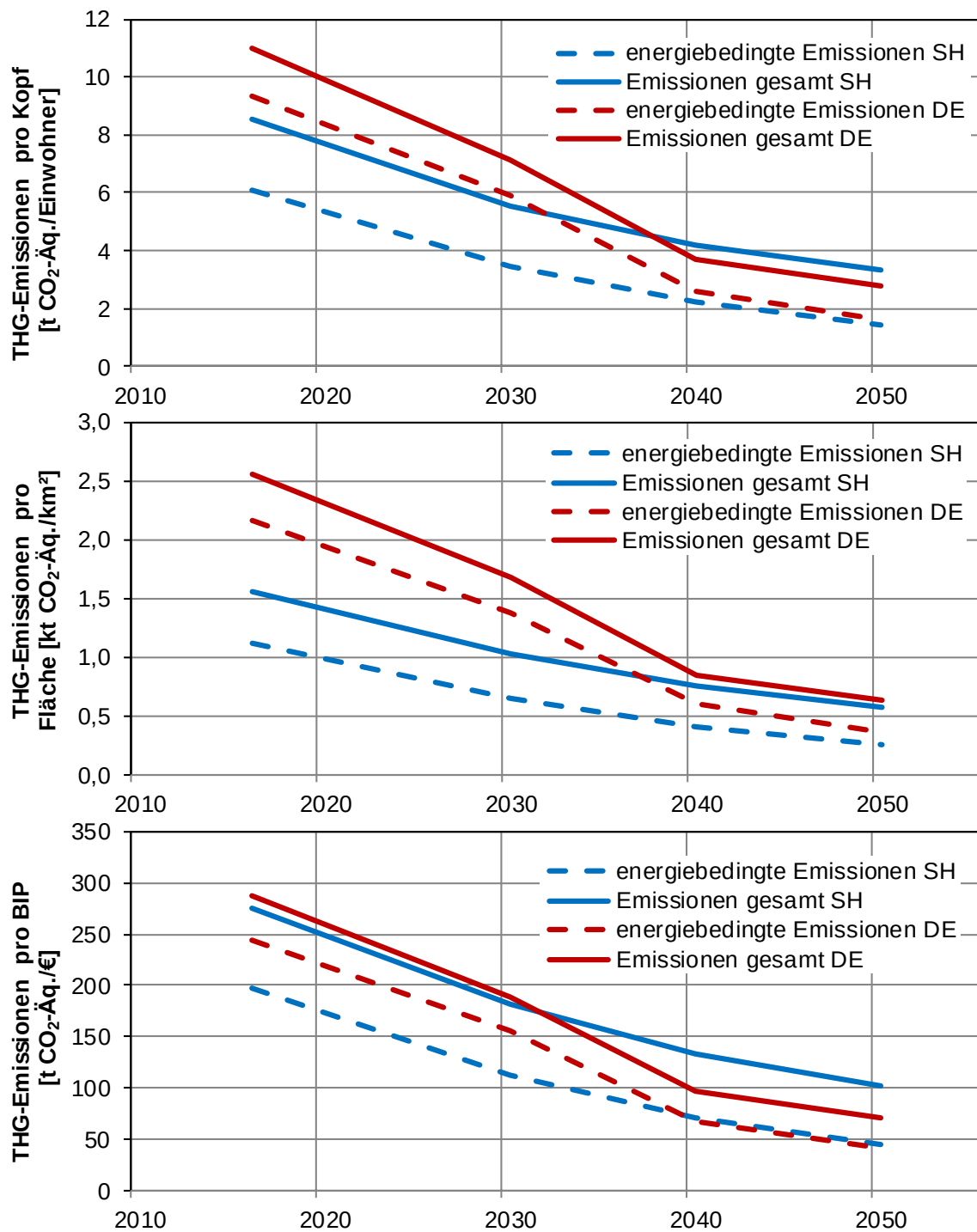


Abbildung 26: Beitrag von SH zur Senkung der THG-Emissionen

6 95%-Szenario

Das 95%-Szenario ist in seinen Annahmen und Zielsetzungen am 95%-Szenario der Langfristszenarien mit einem Fokus auf Energieeffizienz und Elektrifizierung orientiert. Zur Erreichung des 95%-Ziels stehen den Modellen weniger Freiheiten zur Verfügung, da teilweise die Nutzung aller heute absehbarer Dekarbonisierungsoptionen notwendig ist, um das 95%-Ziel zu erreichen.

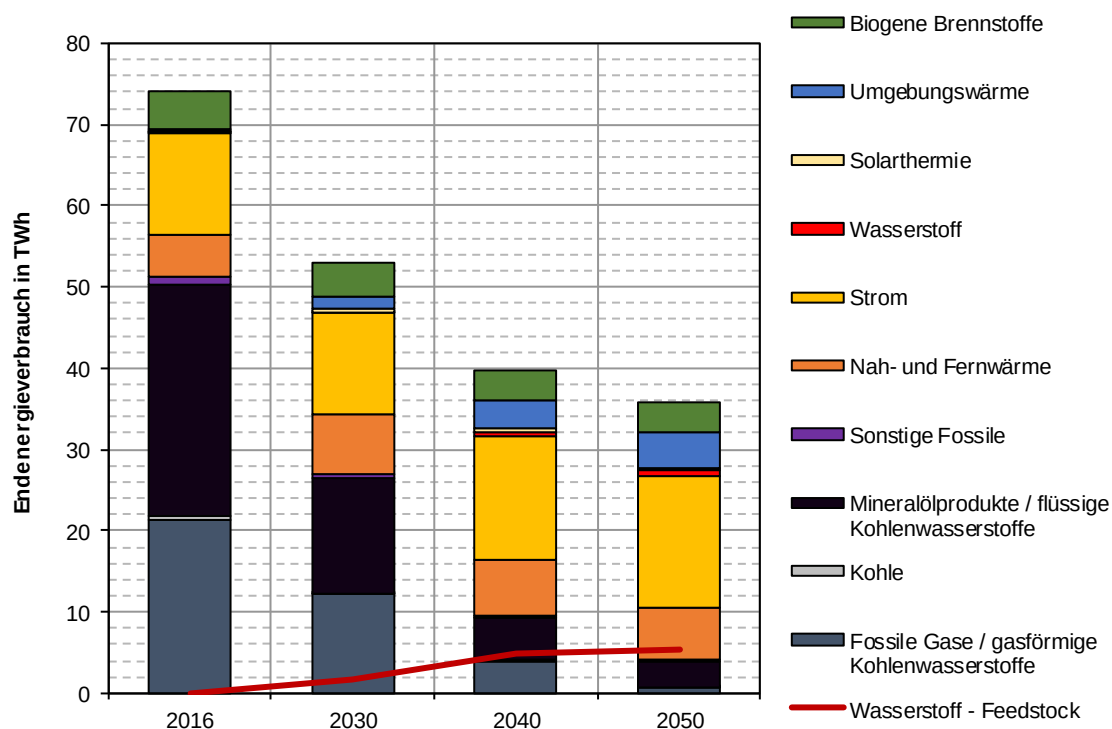
6.1 Endenergieverbrauch

6.1.1 Überblick

Das Ziel einer THG-Minderung um 95% ggü. 1990 verlangt in den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr grundlegende Umstellungen und einen nahezu vollständigen Ausstieg aus dem Einsatz von fossilen Energieträgern. Grundsätzlich stehen in allen Sektoren mehrere alternative technische Pfade zur Verfügung, wie z.B. direkte Elektrifizierung oder der Einsatz von Sekundärenergieträgern auf Basis von erneuerbaren Energien. Im 95%-Szenario in dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die direkte Elektrifizierung (Elektroautos, Wärmepumpen und eingeschränkt auch elektrische Prozesswärme) aufgrund ihrer großen Effizienzvorteile der Technologiepfad mit den niedrigsten Systemkosten ist. Dennoch bleiben auch hier Nischen für den Einsatz von PtG oder PtL. Das 95%-Szenario geht davon aus, dass derzeitige sozioökonomische Trends größtenteils weiterbestehen (Produktionsmengen energieintensiver Grundstoffe, Wohnflächen, Personenkilometer, etc.). Verhaltensänderungen sind nur eingeschränkt berücksichtigt (z.B. ein Rückgang der Marktanteile für SUVs oder ein effizienterer Einsatz von industriellen Grundstoffen in der Bauwirtschaft). Entsprechend zeigt das 95%-Szenario eine technische Umstellung der Energieversorgung von Gebäuden, Verkehr und Industrie, bei der Annahme eines konstanten oder leicht steigenden materiellen Wohlstandes. Grundlegende Verhaltensänderungen besonders im Verkehr und Konsum sind durchaus denkbar und können zu deutlich anderen Ergebnissen führen.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs als Summe über sämtliche Nachfragesektoren ist bis 2050 stark rückläufig und fällt um etwa die Hälfte gegenüber 2016. Dies ist vorwiegend auf einen ambitionierten Effizienzfortschritt in allen Sektoren zurückzuführen, welcher leicht ansteigende Aktivitätsindikatoren (Wirtschaftsleistung, Wohnfläche, Fahrleistung schwerer Nutzverkehr) überkompensiert. Besonders hoch sind die Energieeinsparungen in den Sektoren Gebäude sowie Verkehr.

Neben dem starken Rückgang des Endenergieverbrauchs ist bis 2050 eine grundlegende Verschiebung der Energieträgeranteile zu verzeichnen. Fossile Energien werden bis auf kleine Reste im Bereich von fossilen Abfällen vollständig ersetzt. Strom wird zum wichtigsten Energieträger, indem sein Anteil am gesamten Endenergieverbrauch von 17% in 2016 auf 46% in 2050 ansteigt. Dies ist besonders auf den umfangreichen Einsatz von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und elektrischer Prozesswärmeerzeugung zurückzuführen. Neben der direkten Stromnutzung kommen neue Sekundärenergieträger auf Basis erneuerbaren Stroms in den Markt. Hier ist besonders Wasserstoff zu nennen, der im Verkehrssektor im Bereich des Schwerlastverkehrs eingesetzt wird. In der Industrie ersetzt strombasiert hergestellter Wasserstoff bisher aus Erdgas über Dampfreformation erzeugten Wasserstoff, d.h. zukünftig wird Wasserstoff direkt für die Ammoniakherstellung verwendet. Sowohl der heutige Einsatz von Erdgas als auch der zukünftige Einsatz von Wasserstoff sind stofflicher Einsatz und zählen damit nicht zum Endenergiebedarf. Da der Wasserstoff jedoch im Umwandlungssektor produziert werden muss, ist er jeweils gesondert mit aufgeführt. In der THG-Bilanz wird der Erdgasverbrauch für Dampfreformation als Prozessemission der Industrie erfasst, welche sich mit steigendem Wasserstoffeinsatz reduzieren. Flüssige Kohlenwasserstoffe auf Basis von Erneuerbaren Energien ersetzen verbleibende fossile Energien im Verkehrssektor. Im Wärmesektor ist neben dem Einsatz von dezentralen (stromgeführten) Wärmepumpen ein starker Ausbau der Nah- und Fernwärme zu verzeichnen, der sich in einem Anstieg auf 19% vom Endenergieverbrauch äußert. Biogene Brennstoffe werden dort eingesetzt, wo alternative Vermeidungsoptionen sehr teuer wären. Dies ist besonders im Bereich der Prozesswärme der Fall, wo eine Verdopplung der Biomassenutzung zu verzeichnen ist. Gleichzeitig findet im Gebäudesektor ein Rückgang statt, weshalb der resultierende Einsatz von biogenen Brennstoffen bis 2050 in etwa auf konstantem Niveau bleibt.



Energieträger [TWh]	2016	2030	2040	2050
Fossile Gase / gasförmige Kohlenwasserstoffe	21,3	12,2	4,0	0,8
Kohle	0,6	0,1	0,1	0,0
Mineralölprodukte / flüssige Kohlenwasserstoffe	28,4	14,1	5,2	3,1
Sonstige Fossile	1,2	0,6	0,4	0,2
Nah- und Fernwärme ²¹	5,0	7,4	6,8	6,4
Strom	12,6	12,4	15,3	16,3
Solarthermie	0,2	0,4	0,4	0,4
Umgebungswärme	0,4	1,6	3,5	4,3
Biogene Brennstoffe	4,5	4,2	3,7	3,6
Wasserstoff	0,0	0,0	0,4	0,6
Wasserstoff - Feedstock	-	1,6	4,8	5,3
Summe	74,0	53,1	39,7	35,7

Abbildung 27: Entwicklung der Endenergienachfrage in Schleswig-Holstein im 95% Szenario (inkl. Wasserstoff für die stoffliche Nutzung als Feedstock in der chemischen Industrie; ohne Wasserstoffbedarf für die Rückverstromung)

²¹ Die Bereitstellung von Strom sowie Nah- und Fernwärme ist in Kapitel 6.2.2.2 Stromerzeugungsmix dargestellt.

Mit einem Anteil am Endenergieverbrauch von 36% ist der Haushaltssektor im Jahr 2016 der größte Sektor in Schleswig-Holstein, vor dem Verkehrssektor mit 30%. Der Industriesektor hat mit nur 16% in Schleswig-Holstein den geringsten Anteil am Endenergieverbrauch in 2016. In Deutschland ist der Industriesektor mit 28% jedoch der zweitgrößte Verbrauchssektor. Den stärksten Rückgang zwischen 2016 und 2050 verzeichnet der Verkehrssektor (-59%), gefolgt von GHD (-59%), Haushalten (-49%) und dem Industriesektor (-35%). Eine detaillierte Analyse der Sektorentwicklungen und der zugrundeliegenden Annahmen folgt in den Sektorkapiteln (6.1.2, 6.1.3 und 6.1.5).

Tabelle 25: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Nachfragesektoren in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario in TWh

Schleswig-Holstein	2016	2030	2040	2050
GHD	13,7	8,0	6,1	5,7
Haushalte	26,7	18,7	15,0	13,5
Verkehr	21,9	16,8	11,0	8,9
Industrie	11,7	9,6	7,7	7,6
Summe	74,0	53,1	39,7	35,7

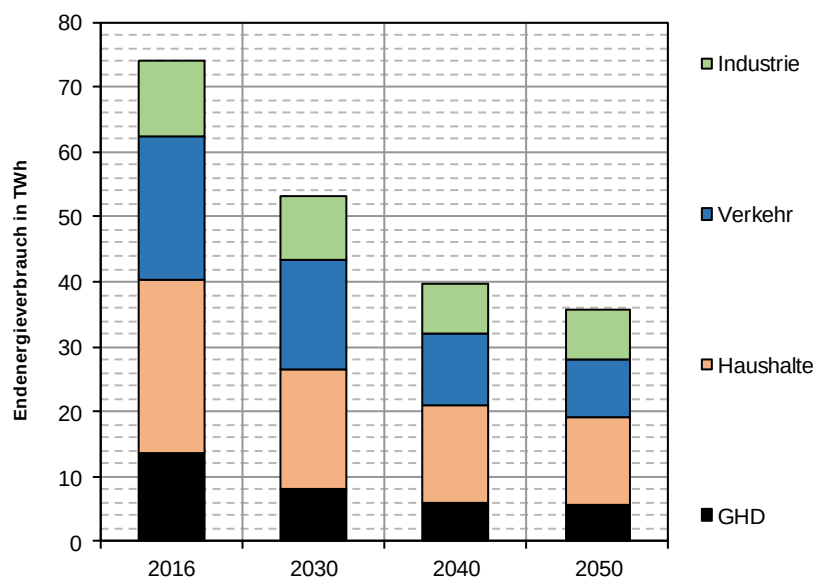


Abbildung 28: Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Nachfragesektoren in Schleswig-Holstein im 80%-Szenario in TWh

Tabelle 26: Anteile der Sektoren am Endenergieverbrauch in 2016 in Schleswig-Holstein

Schleswig-Holstein	2016	2030	2040	2050
GHD	19%	15%	15%	16%
Haushalte	36%	35%	38%	38%
Verkehr	30%	32%	28%	25%
Industrie	16%	18%	19%	21%
Summe	100%	100%	100%	100%

6.1.2 Industrie

Dem 95%-Szenario ist wie auch dem 80%-Szenario für den Industriesektor ein kontinuierliches Wirtschaftswachstum mit einem leichten Trend zum Strukturwandel hinterlegt, d.h. etwas schnelleres Wachstum in Bereichen wie der chemischen Industrie oder dem Maschinenbau und langsames Wachstum in den energieintensiven Grundstoffbranchen. Entsprechend wird für die Tonnenproduktion von energieintensiven Grundstoffen wie Zement, Ammoniak, Glas oder Papier eher von einer konstanten bzw. leicht sinkenden Entwicklung ausgegangen. Mögliche Auswirkungen des internationalen Wettbewerbs bzw. Überlegungen zur Reallokation von Industriestandorten innerhalb Deutschlands bzw. der EU wurden in dieser Studie nicht betrachtet.

Die Transformation der Industrie hin zu einer CO₂-neutralen Produktion verlangt eine umfassende Erschließung sämtlicher Vermeidungshebel. Dazu gehören die Bereiche Effizienzsteigerung, Brennstoffwechsel, Kreislaufwirtschaft und Materialeffizienz sowie -substitution. In allen Bereichen werden Innovationen in Form von neuen CO₂-neutralen Herstellungsverfahren nötig sein.

Eine Übersicht der hinterlegten Annahmen ist in Tabelle 27 für die in Schleswig-Holstein energetisch bedeutenden Branchen dargestellt. In der Chemieindustrie wird die Ammoniakherstellung auf Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien und damit auf eine CO₂-neutrale Rohstoffbasis umgestellt. Gleichzeitig steigen Recyclingraten von Kunststoffen deutlich. In der Zementherstellung werden sämtliche Hebel erschlossen, dazu zählt die Umstellung auf CO₂-arme Zementsorten/Verfahren, der Einsatz von biogenen Brennstoffen sowie der verstärkte Materialeffizienzfortschritt in Form eines niedrigen Klinkeranteils sowie Zement einsparungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette bis in die Bauwirtschaft.

Tabelle 27: Annahmen zentraler Vermeidungshebel und Technologieoptionen im Industriesektor im 95%-Szenario

Vermeidungsoption Sektor	Energie- und Prozess-effizienz	Brennstoffwechsel	Recycling und Wiederverwendung	Material-effizienz und – Substitution
Chemie	Beste verfügbare Technik (BVT)	Elektroheizkessel, grüner Wasserstoff für Ammoniak (100%)	Kunststoff-recycling: - 30% Primärbedarf bis 2050	Reduktion und Ersatz Kunststoff-verbrauch ggü. Referenz
Zement	BVT + CO ₂ -arme Zementsorten 100% Ersatz von Portland Zement	Biomasse	-	Reduktion Zementbedarf 10% ggü. Referenz Minimaler Klinkeranteil
Glas und Keramik	BVT, oxy-fuel, Abwärmenutzung	Elektrische Schmelzöfen	Steigerung Flachglas-Recycling	Materialeffizienz bei Behälterglas
Papier	BVT, innovative Papiertrocknung	Elektroheizkessel, Biomasse, Fernwärme, Wärmepumpen	Altpapier-recycling von 77 auf 86% (DE)	Materialeffizienz bei Papiereinsatz
Andere	BVT + Innovationen bei Querschnittstechniken	Elektroheizkessel, Wärmepumpen	-	Reduktion Fleisch-, Milch-, Ammoniakbedarf

Warum kommt das 95%-Szenario in Schleswig-Holstein ohne CCS in der Industrie aus?

Im 80%-Szenario wird CCS in Schleswig-Holstein in zwei Sektoren eingesetzt: Der Zementindustrie sowie der Ammoniakherstellung. Im 95%-Szenario wird in der Ammoniakherstellung auf Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien umgestellt. In der Zementherstellung findet eine grundlegende Umstellung auf innovative CO₂-arme Zementsorten statt und der Einsatz von Zement und Beton wird entlang der gesamten Wertschöpfungskette in der Bauwirtschaft minimiert. Durch diese zusätzlichen Maßnahmen ist es möglich, den Einsatz von CCS zu minimieren. Hinsichtlich Realisierbarkeit, Unsicherheiten und Kosten ist dieses Szenario ebenso ambitioniert einzustufen, wie der Einsatz von CCS für ausgewählte Punktquellen.

Der Verzicht auf CCS verlangt besonders in der Zementindustrie einen sehr grundlegenden Wandel entlang der gesamten Wertschöpfungskette. In den Glas- und Papierindustrien ist neben einem Ausbau der Kreislaufwirtschaft besonders die Umstellung auf strombasierte Prozesswärme als zentraler Vermeidungshebel zu nennen. Ein ambitionierter Anstieg der Energieeffizienz wurde über alle Branchen hinweg angenommen und findet in Form von schneller Diffusion bester verfügbarer Technik, aber auch ausgewählten Innovationen statt.

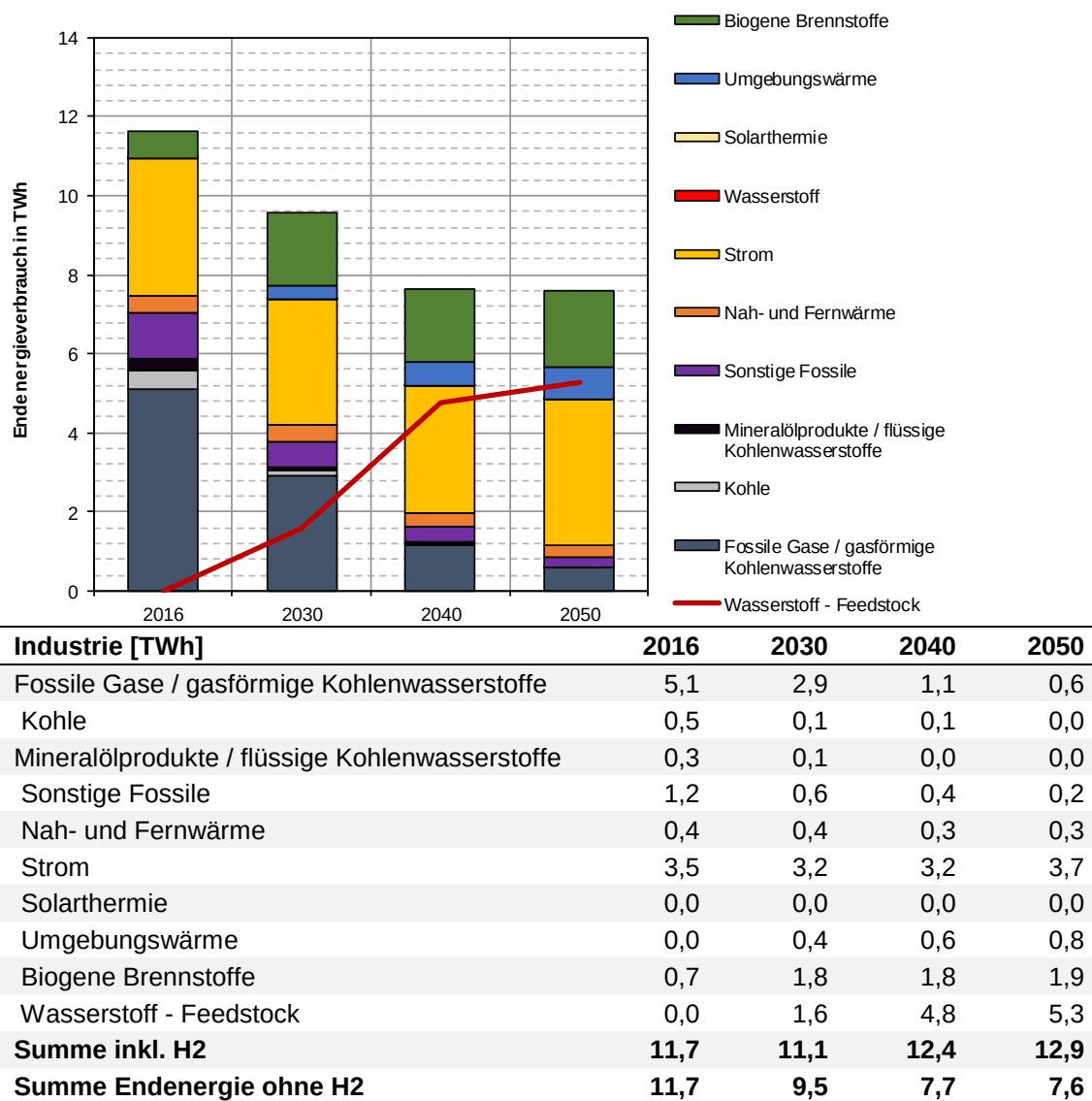


Abbildung 29: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario zuzüglich Wasserstoff für die stoffliche Nutzung als Feedstock in der chemischen Industrie

Im Ergebnis zeigt der Endenergieverbrauch der Industrie ein deutliches Absinken bis 2040 (siehe Abbildung 29). Die dominante Position von Erdgas als zentralem Energieträger in 2016 geht bereits bis 2040 stark zurück. Gleichzeitig gewinnt Strom an Bedeutung und ist bis 2050 der wichtigste Energieträger. Biogene Brennstoffe nehmen im Zeitraum bis 2030 schnell zu. In Branchen wie der Papierherstellung oder der Zementherstellung kann ohne großen Aufwand auf höhere Anteile biogener Brennstoffe umgestellt werden. Der deutliche Anstieg der Umgebungswärme zeigt die wichtige Rolle von Hochtemperaturwärmepumpen in der Prozesswärmeerzeugung bis etwa 150°C, vorwiegend in der Nahrungsmittelindustrie, aber auch in der Papierherstellung. Eine besondere Rolle nimmt der Einsatz von Wasserstoff ein. Dieser wird einzig als Feedstock für die Herstellung von Ammoniak eingesetzt und substituiert dort Erdgas. Der Bedarf an erneuerbar erzeugtem Wasserstoff steigt bis 2050 auf über 5 TWh und ersetzt bis dahin stofflich genutztes Erdgas in ähnlichem Umfang (siehe auch Erläuterungen zur Herstellung von Ammoniak und Abbildung 31). Da die stoffliche Nutzung von Energieträgern formal nicht zum Endenergiebedarf zählt, wird die Wasserstoffnachfrage in folgender Abbildung gesondert dargestellt.

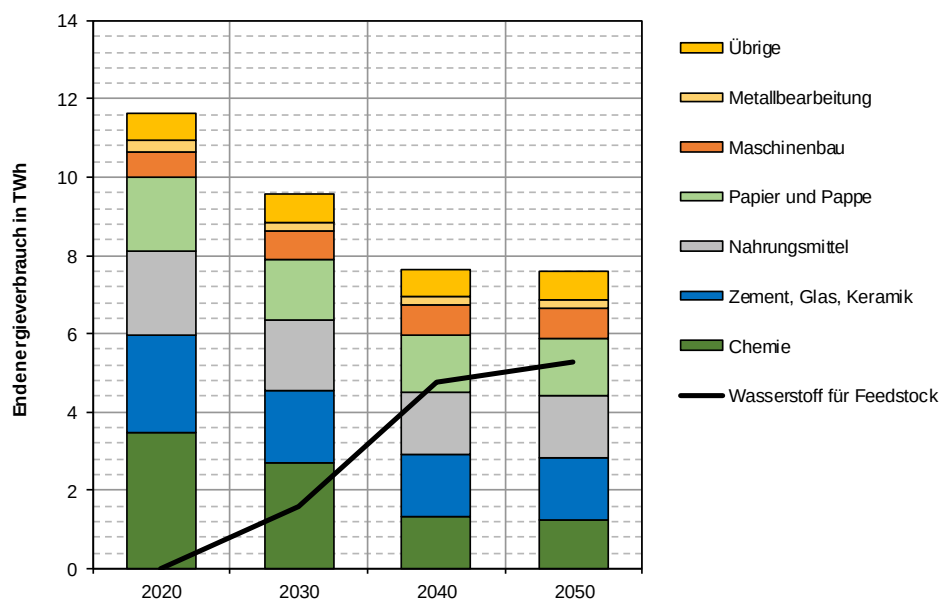


Abbildung 30: Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario nach Branchen zuzüglich Wasserstoff für die stoffliche Nutzung als Feedstock in der chemischen Industrie

Im Folgenden wird tiefergehend auf zwei in Schleswig-Holstein sehr energie- und CO₂-intensive Branchen eingegangen: Die Herstellung von Ammoniak und Zement.

Ammoniak wird größtenteils für die Düngemittelherstellung verwendet, in Schleswig-Holstein allerdings für die Herstellung von Ad-Blue, welches zur NO_x Reduktion in LKW und Kraftwerken eingesetzt wird. Aktuell wird Ammoniak über Dampfreformation von Erdgas und das Haber-Bosch-Verfahren hergestellt. Dabei entstehen etwa 2 Tonnen CO₂ je Tonne Ammoniak, was für Schleswig-Holstein insgesamt Emissionen von etwa 1,5 Mio. t CO₂/Jahr zur Folge hat. Eine Transformation der Ammoniakherstellung ist über die Umstellung auf ein wasserstoffbasiertes Verfahren denkbar. Entsprechend wird der Wasserstoff anstatt über Dampfreformation des Erdgases über Elektrolyse aus erneuerbar erzeugtem Strom hergestellt. Bei etwa 25 GJ Wasserstoff je Tonne Ammoniak entspricht eine vollständige Umstellung der Produktionskapazität von Ammoniak einem Wasserstoffbedarf von 5 TWh. Dieser gilt bei Einsatz von erneuerbarem Strom als CO₂-neutral. Der Transformationspfad bis 2050 erlaubt eine kontinuierliche Umstellung, bei welcher dem fossilen Wasserstoff kontinuierlich höhere Anteile erneuerbaren Wasserstoffs beigemischt werden. Eine mögliche Entwicklung ist in Abbildung 31 dargestellt.

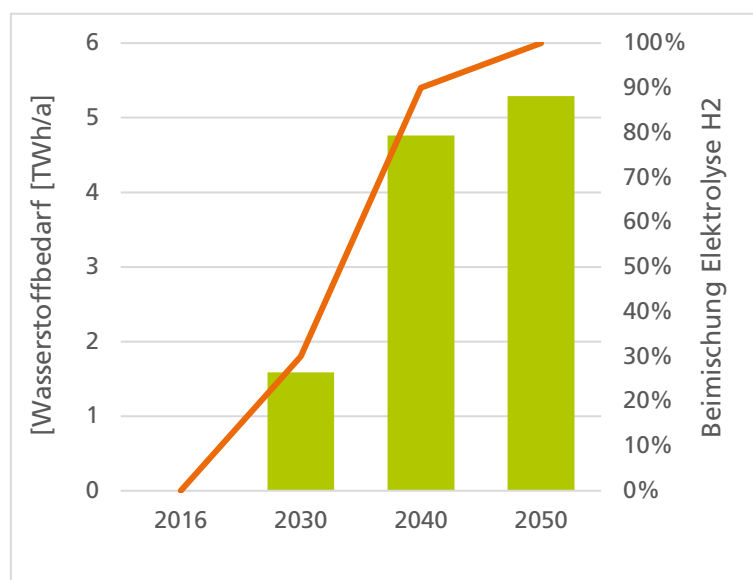


Abbildung 31: Entwicklung von Wasserstoffbedarf und Beimischungsverhältnis für die Ammoniakherstellung

Weiterhin ist eine Transformation der Zementherstellung hin zu einer CO₂-armen Zementbranche zentral. Aktuell liegt die Zementproduktion in Schleswig-Holstein bei etwa 1,2 Mio Tonnen, welche CO₂-Emissionen von etwa 0,8 Mio. Tonnen verursachen. Etwa Zwei Drittel der Emissionen sind auf prozessbedingte Emissionen zurückzuführen, welche über Brennstoffwechsel oder Energieeffizienz nicht vermieden werden können. Im 95%-Szenario wird für die Zementindustrie in Schleswig-Holstein keine CO₂-Speicherung (CCS) umgesetzt. Der Verzicht auf CCS verlangt eine umfassende Umstellung der Zementherstellung, welche u.a. folgende Maßnahmen umfasst:

- Materialeffizienz in der Bauwirtschaft zur Verringerung der Zementnachfrage inkl. Einsatz von Betonsorten mit niedrigem Zementanteil
- Reduktion des Klinkerfaktors im Zement
- Umstellung auf innovative CO₂-arme Zementsorten
- Energieeffizienz
- Umstellung auf CO₂-arme / biogene Brennstoffe

Folgende Darstellung zeigt die Beiträge der einzelnen Vermeidungshebel zur CO₂-Minderung im Jahr 2050. Demnach weisen besonders die Reduktion des Klinkerfaktors sowie neue CO₂-armen Zementsorten hohe Vermeidungspotenziale auf. Die Steigerung der Energieeffizienz hingegen weist eher moderate Potenziale auf. Dies liegt daran, dass Zementwerke aufgrund der hohen Energiekosten bereits vergleichsweise optimiert sind.

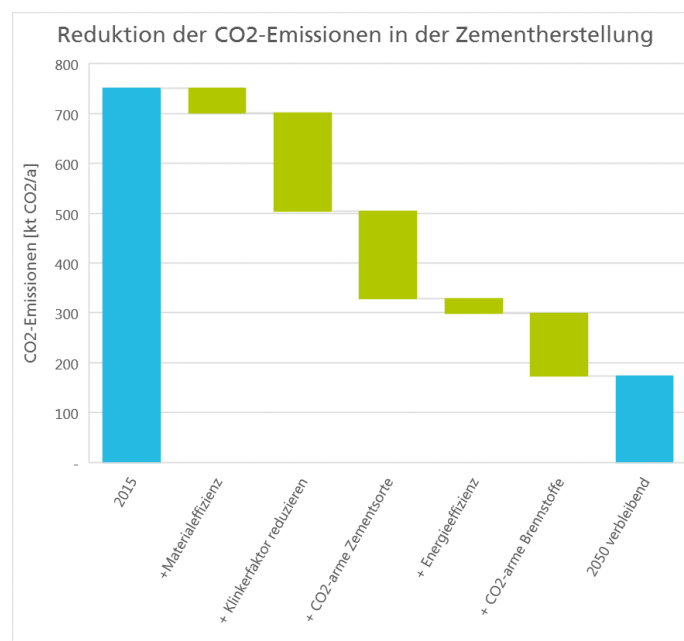


Abbildung 32: Reduktion der CO₂-Emissionen aus der Zementherstellung und Beitrag einzelner Vermeidungshebel

Zusammenfassend lassen sich für die Industrie folgende Schlussfolgerungen ziehen. Zwar weist die Industrie in Schleswig-Holstein einen eher niedrigen Anteil an den gesamten THG-Emissionen des Landes auf, jedoch sind auch hier einzelne Punktquellen mit sehr hohen Emissionen angesiedelt, vorwiegend in den Sektoren Zement und Ammoniakherstellung. Die Transformation hin zu einer CO₂-neutralen Industrie verlangt unter anderem:

- einen ambitionierten Effizienzfortschritt in allen Branchen,
- Elektrifizierung der Wärmeerzeugung, möglichst über Wärmepumpen im Bereich bis 150°C (Papier, Nahrung),
- Einsatz von Elektrolyse-Wasserstoff für die Ammoniakherstellung,
- einen ganzheitlichen ambitionierten Ansatz zur Reduktion der CO₂-Emissionen aus der Zementherstellung (oder CCS),
- den Ausbau der Kreislaufwirtschaft und Materialeffizienz in allen CO₂-intensiven Branchen entlang der gesamten Wertschöpfungsketten.

6.1.3 Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

In den Energiebilanzen umfassen die Sektoren GHD und Haushalte die Raumwärme und Warmwasser, aber auch weitere elektrische Geräte und energieverbrauchende Anwendungen. Während die Entwicklung der Gebäudewärme im folgenden Kapitel beschrieben wird, wird hier das Gesamtbild der Sektoren GHD und Haushalte gezeigt. Für beide Sektoren gilt, dass bei der Entwicklung des Gerätebestandes das 95%-Szenario dem 80%-Szenario stark ähnelt, sowohl bei der Entwicklung der Gerätezahlen, wie auch bei der Marktdiffusion von energieeffizienten Geräten.

Im GHD Sektor zeigt sich insgesamt eine sehr hohe Bedeutung der Effizienz, bei Geräten sowie bei Gebäuden (siehe Abbildung 33). Der Energieträgerwechsel beruht vorwiegend aus der Umstellung der Raumwärme auf Nah- und Fernwärme sowie dezentrale Wärmepumpen, welche fossile Energien nahezu vollständig ersetzen. Die zunächst sinkende Stromnachfrage steigt bis 2050 aufgrund der zunehmenden Stromnachfrage insbesondere von Datenzentren, Lüftung und Klimatisierung sowie die Nutzung von Strom für Raumwärme und Warmwasser: Wie auch im 80%-Szenario verdreifacht sich die Stromnachfrage von Datenzentren von 0,2 TWh in 2016 auf 0,6 TWh in 2050.

Auch im Sektor Haushalte spielt Effizienz in allen Bereichen eine sehr wichtige Rolle (siehe Abbildung 34). Jedoch ist der Rückgang des Endenergieverbrauchs mit 49% bis 2050 deutlich stärker. Beim Strom dämpfen sich die Effekte von Elektrifizierung über Wärmepumpen und verstärktem Effizienzfortschritt bei den Haushaltsgeräten gegenseitig. Mittelfristig ist bis 2030 zunächst von einem leicht sinkenden Stromverbrauch auszugehen (bei sehr ambitioniertem Effizienzfortschritt), während dieser langfristig von der Elektrifizierung überkompensiert wird und bis 2050 von einem leichten Rückgang um knapp 9% ausgegangen wird. Auch bei den Haushalten steht hinter dem Energieträgerwechsel ein Ausbau von Wärmenetzen und Wärmepumpen in der Gebäudewärmeversorgung.

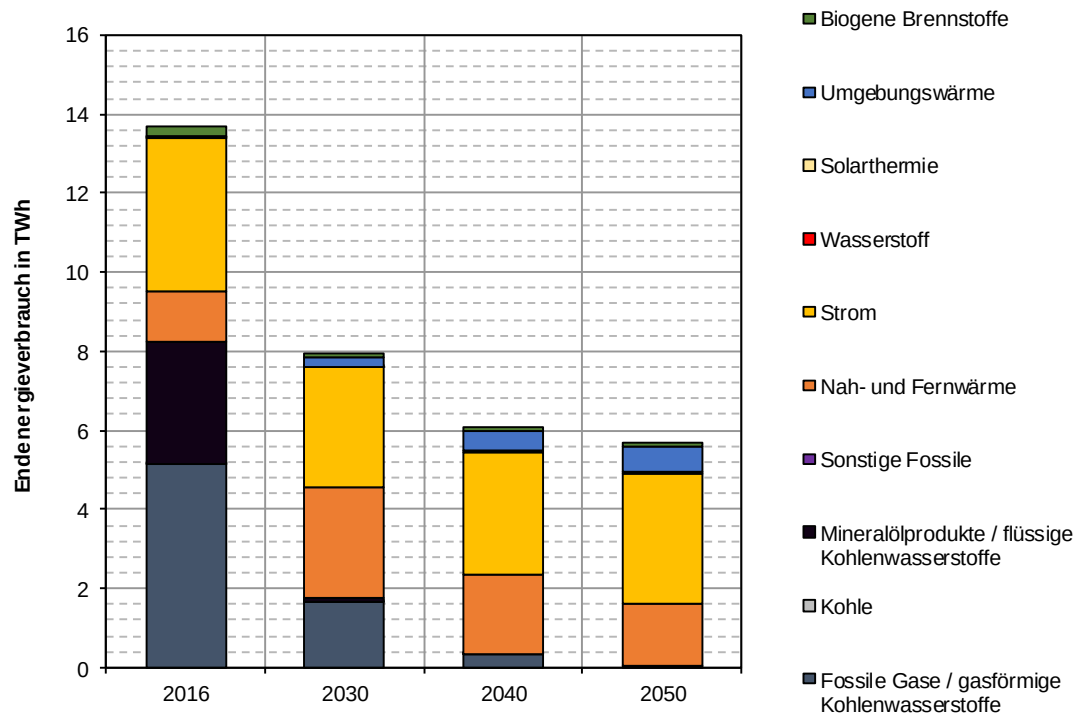


Abbildung 33: Endenergienachfrage im Sektor GHD in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario

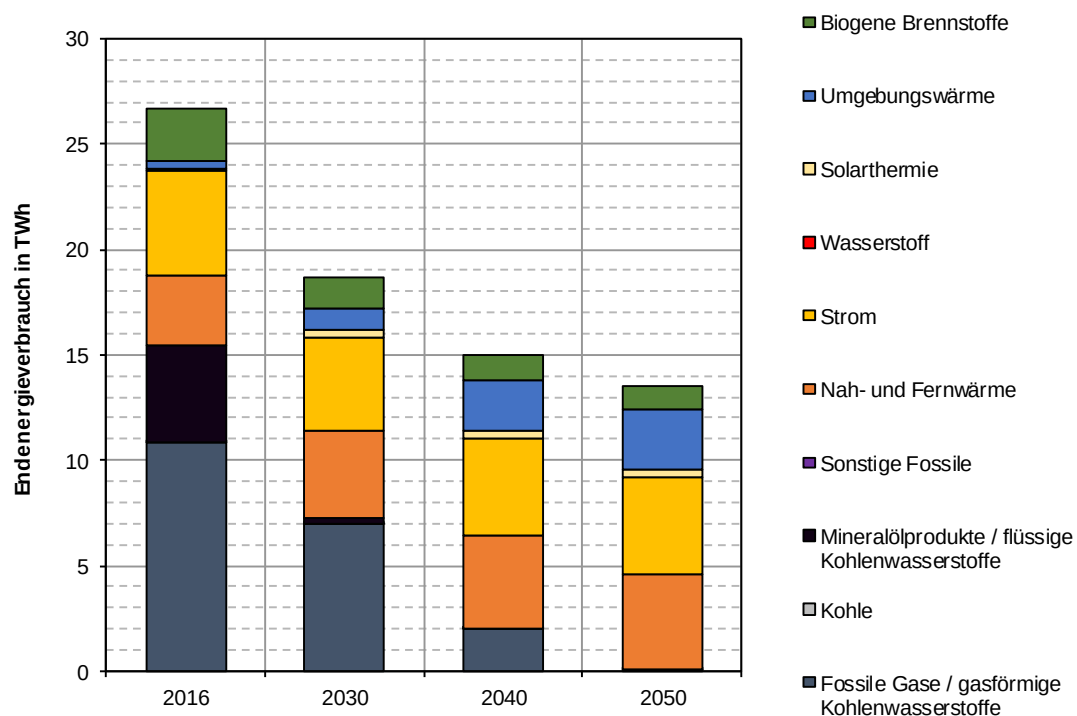
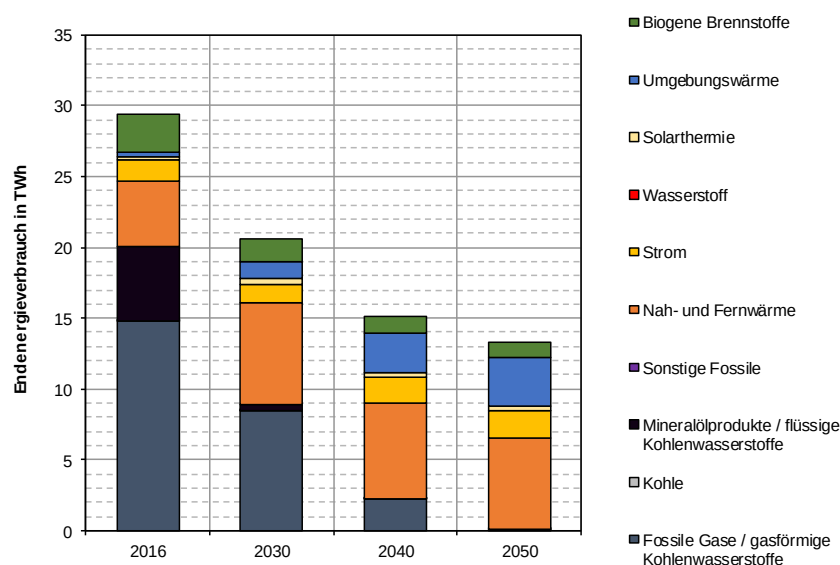


Abbildung 34: Endenergienachfrage im Sektor Haushalte in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario

6.1.4 Gebäude

Für das 95%-Szenario wurden im Gebäudesektor ähnliche Sanierungsraten wie schon im 80%-Szenario unterstellt. Diese gelten mit einem Anstieg auf etwa 2,5% im Mittel über alle Gebäudeklassen als sehr ambitioniert ggü. den heute etwa 1%. Auch die bereits im 80%-Szenario sehr ambitionierten Annahmen zur Sanierungstiefe und damit dem resultierenden Effizienzfortschritt sind in etwa auf dem gleichen Niveau verblieben. Entsprechend wird die zusätzliche CO₂-Minderung vorwiegend über eine umfassendere Umstellung der Wärmeerzeugung erreicht. Hier wird sowohl ein schnellerer Ausbau von dezentralen Wärmepumpen angenommen, sowie eine stärkere Rolle der Wärmenetze über Ausbau sowie Nachverdichtung. Biomasse wird im 95% Szenario nicht weiter gefördert, da die sektorübergreifende Kostenoptimierung diese in anderen Sektoren vorortet, in denen alternative Vermeidungsoptionen teurer sind.

Die Ergebnisse zum Endenergieverbrauch sind in Abbildung 35 dargestellt. Entsprechend zeigt sich eine starke Reduktion des Endenergieverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser bis 2050 auf 45% ggü. 2016. Die Zusammensetzung des Energieträgermixes zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ändert sich grundlegend. Der Ausstieg aus dem Heizöl findet schnell und nahezu vollständig bereits bis 2030 statt. Bis 2050 ist auch der Ausstieg aus dem Erdgas abgeschlossen und es befinden sich keine fossilen Heizungen mehr im Bestand. Auch beim Erdgas ist bereits bis 2030 eine deutliche Reduktion zu verzeichnen, was nicht dem heutigen Trend entspricht. Ersetzt werden die fossilen Energieträger u.a. durch einen starken Ausbau der Wärmenetze, welche bis 2050 etwa 48% der Endenergie für Raumwärme und Warmwasser bereitstellen. In dünner besiedelten Regionen ist die dezentrale (strombasierte) Wärmepumpe die zentrale Technologie. Trotz ihrer in diesem Bereich nahezu vollständigen Marktdiffusion steigt der Stromverbrauch für die Raumwärme verhältnismäßig langsam an. Dies ist zum einen auf die hohe Effizienz der Wärmepumpen zurückzuführen, welche bis 2050 weiter steigt, sowie den hinterlegten Rückgang bei den Nachtspeicherheizungen, welcher dämpfend auf den Stromverbrauch wirkt. Insgesamt beruht die Versorgung von Raumwärme und Warmwasser in 2050 nahezu vollständig auf dem Einsatz von dezentralen Wärmepumpen und Wärmenetzen. Andere Erneuerbare wie Solarthermie und Biomasse spielen in der Gebäudeversorgung eine vergleichsweise untergeordnete Rolle.



MELUND 2019, Abb. 14, Jahr 2016*		2016	2030	2040	2050
Fossile Gase / Gasförmige Kohlenwasserstoffe	21,0	14,8	8,6	2,3	0,1
Kohle	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0
Mineralölprodukte / Flüssige Kohlenwasserstoffe	6,8 + 1,2 (nicht biogene Abfälle)	5,3	0,4	0,0	0,0
Nah- und Fernwärme	3,4 (nicht biogen)+1,6 (biogen)	4,6	7,0	6,5	6,1
Solarthermie	0,5	0,2	0,4	0,4	0,4
Strom	k.A.	1,5	1,4	1,8	2,0
Umgebungswärme	k.A.	0,4	1,3	2,9	3,5
Biogene Brennstoffe	3,4	2,7	1,6	1,3	1,2
Summe	38,5*	29,5	20,6	15,2	13,3
- davon direkt genutzte EE	3,9	3,2	4,6	5,1	3,2
	10%	11%	16%	30%	38%
- davon EE über EE-Strom ²²	k.A.	1,4	1,8	2,0	1,4
		5%	7%	12%	15%
- davon EE über EE-Anteil der Nah- und Fernwärme (geschätzt) ²³	1,6	1,5	6,1	5,6	5,8
	4%	5%	29%	37%	44%

* beinhaltet auch Prozesswärme sowie Raumwärme und Warmwasser in der Industrie (9 TWh)

Abbildung 35: Endenergieverbrauch für die Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser in den Sektoren GHD und Haushalte in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario

²² Der Sekundärenergieträger Strom zählt nicht zum Anteil erneuerbarer Energien am Endenergiebedarf. Der EE-Anteil an der Stromerzeugung wird für SH mit 100% angesetzt

²³ Der EE-Anteil der Nah- und Fernwärme berücksichtigt den Rückgang des Biomasseeinsatzes im Umwandlungssektor. Außerdem ist unterstellt, dass der Beitrag von Solarthermie und Geothermie bis 2050 auf jeweils 10% ansteigt.

Was bedeutet das KfW 55 Niveau?

Für ein KfW Effizienzhaus 55 darf der Primärenergiebedarf 55% des Primärenergiebedarfs des Referenzgebäudes nach EnEV nicht überschreiten. Der Primärenergiebedarf gibt an, wie viel Energie ein Gebäude benötigt. Er ist vom Endenergiebedarf und den eingesetzten Energieträgern abhängig. Ein geringer Primärenergiebedarf lässt sich also mit einem guten Dämmstandard und der Nutzung regenerativer Energiequellen sowie Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung erreichen. Auch für die Transmissionswärmeverluste gibt es eine Obergrenze, diese dürfen 70% der Verluste des Referenzgebäudes nach EnEV nicht überschreiten. Erreichen lassen sich die Anforderungen nur mit einer sehr guten Wärmedämmung, welche die Sanierung/den Austausch der wichtigen Bauteile wie Fenster, Außenwand und Dach umfasst (Fenster mit 3-fach Wärmeschutzverglasung, Außenwanddämmung von etwa 20 cm, Dachdämmung von etwa 25 cm). Die notwendigen Maßnahmen hängen jedoch sehr stark vom energetischen Zustand vor der Sanierung, dem Gebäudetyp, den gewählten Dämmmaterialien und weiteren Faktoren ab.

Für die Transformation des Gebäudebestandes im 95%-Szenario lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Eine ambitionierte Steigerung der Energieeffizienz ist das Rückgrat der Wärmewende. Sie beinhaltet sowohl mehr als eine Verdopplung der Sanierungsraten in allen Gebäudesegmenten, als auch eine Steigerung der Sanierungstiefe mindestens auf das KfW55 Niveau.
- In allen Gebäudetypen müssen sowohl die thermische Sanierung, als auch der Wechsel auf erneuerbare Heizsysteme schnell voranschreiten.
- Für die Wärmeversorgung bekommen Wärmenetze eine zentrale Bedeutung. Hier ist ein umfangreicher Ausbau der Netze in städtischen und dichter besiedelten ländlichen Regionen unterstellt, sowie eine Nachverdichtung und Transformation bestehender Netze. Der Ausbau der Wärmenetzinfrastruktur geht einher mit dem Rückbau eines Großteils der Gasverteilnetze.
- In ländlichen dünner besiedelten Regionen werden Wärmepumpen zur zentralen Energiequelle für die Raumwärme. Gleichzeitig findet ein schneller Ausstieg aus dem Öl (2030) sowie ein umfassender Ausstieg aus dem Gas (2050) statt. Die Förderung der Biomasse wird reduziert, da diese eher in anderen Sektoren benötigt wird.

6.1.5 Verkehr

Analog zum 80%-Szenario wird auch im 95%-Szenario langfristig von einem Rückgang des motorisierten Individualverkehrs ausgegangen. Von 2020 bis 2025 steigt der PKW-Bestand deutschlandweit, dem aktuellen Trend folgend, um rund 500.000 Fahrzeuge auf 45,2 Millionen Fahrzeuge an. Anschließend wird von einem Rückgang des PKW-Bestands um 10 % auf 40,7 Millionen Fahrzeuge im Jahr 2050 ausgegangen. Zusätzlich wird angenommen, dass sich der Trend hin zu größeren Fahrzeugen reduziert und vermehrt kleine Fahrzeuge gekauft werden²⁴, bei denen von einer geringeren Fahrleistung ausgegangen wird. Daraus resultiert ein Rückgang der Verkehrsleistung beim PKW-Verkehr um 12% gegenüber 2030 bzw. 11% gegenüber 2020 auf 564 Mrd km im Jahr 2050, während Busse um 21% zulegen und die Bahn um 13%. Langstreckenfahrten von PKW werden dabei vermehrt auf die Bahn verlagert. Ansonsten wird bei der Modellierung davon ausgegangen, dass das heutige Mobilitätsbedürfnis auch zukünftig gedeckt werden kann, d.h. Anforderungen an Reichweite und Fahrleistung der PKW bleiben auf heutigem Niveau. Für die Elektromobilität bedeutet dies, dass sich Nutzer nur elektrische Fahrzeuge anschaffen, wenn sie alle heutigen Fahrten auch zukünftig mit einem elektrischen Fahrzeug erledigen können. Dies führt dazu, dass auch 2050 noch knapp die Hälfte der elektrifizierten Fahrzeuge einen zusätzlichen Verbrennungsmotor besitzt. 2050 werden keine neuen rein verbrennungsmotorisch angetriebenen Fahrzeuge mehr zugelassen. Plug-in Hybride, die durchschnittlich weniger als 30 % ihrer Fahrleistung verbrennungsmotorisch bewältigen, werden mit Biokraftstoffen und PtL-Kraftstoffen betrieben.

Im Straßengüterverkehr wird bis 2030 weiterhin von einem deutlichen Wachstum ausgegangen. Dabei wird angenommen, dass sich das heute starke Bestandswachstum durch Verlagerung auf die Schiene insbesondere ab 2030 abschwächt. Dennoch wächst der Bestand leichter Nutzfahrzeuge (< 3,5 t) zwischen 2020 und 2050 um 8%, der Bestand schwerer Nutzfahrzeuge (> 12 t) sogar um 18%. Der Bestand an Nutzfahrzeugen zwischen 3,5 und 12 t geht hingegen um 19% zurück. Insgesamt steigt die jährliche Verkehrsleistung beim Straßengüterverkehr um 11% auf deutschlandweit 116 Mrd. km, welches eine Fortschreibung der vergangenen Trends widerspiegelt.

²⁴ Aus heutiger Sicht ist davon auszugehen, dass diese Trendumkehr nicht ohne eine grundlegende Umsteuerung bei den Rahmenbedingungen stattfinden wird (wenngleich der Umstieg auf Batterieelektrische Fahrzeuge zur Trendumkehr beitragen kann). Verschiedene Instrumente sind denkbar, welche zur Trendumkehr beitragen können (CO₂-Preis, Kaufprämien, etc.).

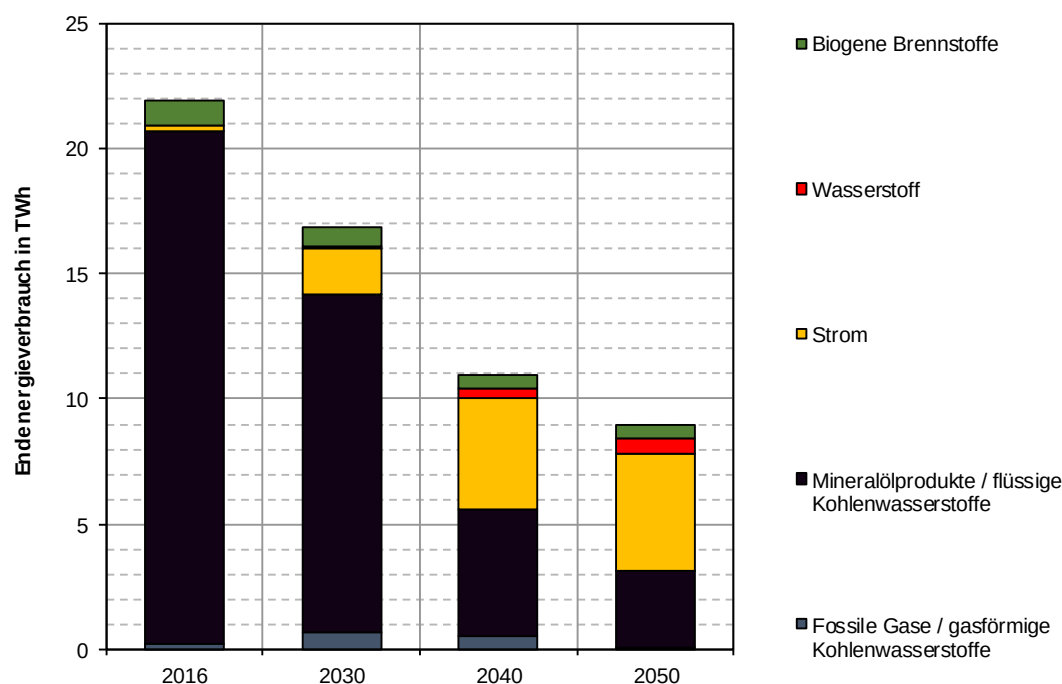


Abbildung 36: Endenergienachfrage Verkehr in Schleswig-Holstein im 95% Szenario

Unter den technischen Annahmen ist besonders die deutliche Senkung der Batteriepreise auf 150 €/kWh 2030 und 120 €/kWh 2050 (Systempreis) zu nennen. Die Modellierung der Diffusion neuer Antriebe bei PKW und LKW basiert auf der Optimierung auf Basis von realen Fahrprofilen, Lebenszykluskosten-Betrachtungen und weiteren, weiteren Faktoren (z.B. Berücksichtigung Ladeinfrastruktur, Verfügbarkeit von Fahrzeugmodellen).

Die Ergebnisse zeigen eine grundlegende Transformation des Energieverbrauchs für die Mobilität. Die Endenergienachfrage sinkt um knapp 60% auf 9 TWh in 2050. Hauptgründe sind die Elektrifizierung, welche mit einer höheren Umwandlungseffizienz im Fahrzeug einhergeht, sowie weitere Effizienzgewinne und ein leichter Rückgang der Verkehrsleistung bei den PKW. Die Dominanz flüssiger Kohlenwasserstoffe in Form von

Diesel oder Benzin, welche im Jahr 2016 etwa 90% der Endenergienachfrage ausmachen, verschiebt sich bis 2050 zu Strom als wichtigstem Energieträger. Dies ist auf die starke Durchdringung von Elektromobilität im Individualverkehr und bei LKWs zurückzuführen. Bei schweren Nutzfahrzeugen wird die Elektrifizierung ab 2030, sobald Infrastruktur zur Verfügung steht, durch Oberleitungs-LKW erreicht, die zusätzlich mit einem Dieselmotor ausgestattet sind und damit die notwendige Flexibilität bieten. Der Aufbau der Oberleitungs-Infrastruktur wird zunächst vorfinanziert, langfristig jedoch durch die an der Oberleitung verkehrenden Fahrzeuge getragen. Grundsätzlich sind auch andere Entwicklungspfade zur Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs denkbar. Lkw fahren sehr hohen Strecken täglich. Die einzige Technik, die bislang in einem skalierbaren Maßstab gezeigt wird, sind Oberleitungen. Erste Pilotversuche zum Aufbau einer Ladeinfrastruktur (Wasserstofftankstellen, die große Stückzahlen bedienen oder Schnellladestationen, die binnen 30 min einen Lkw laden können), werden aktuell geplant. Falls diese Technologien nachziehen sollten, können sie zukünftig berücksichtigt werden. Unter den heutigen Prämissen und hinterlegten Parametern schaffen es BEV-Lkw und Wasserstoff-Lkw aber nicht in den Lösungsraum. Die Oberleitung erscheint nach heutigem Kenntnisstand günstiger.

Verbleibende flüssige Kohlenwasserstoffe werden auf Basis Erneuerbarer Energien über PtX oder als biogene Brennstoffe hergestellt. Wasserstoff nimmt zwar als Energieträger zu, spielt aber auch in 2050 mit unter 10% am Endenergieverbrauch keine bedeutende Rolle.

Im PKW-Bereich zeigt sich über die Kombination aus Verkehrsverlagerung und Rückgang der Personenkilometer und insbesondere die Umstellung auf elektrische Antriebe ein starker Rückgang der Endenergienachfrage auf etwa ein Drittel bis 2050 (siehe Abbildung 37). Obwohl batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) bis 2050 etwa die Hälfte des Fahrzeugbestandes ausmachen, liegt ihr Anteil am Endenergieverbrauch etwas niedriger und macht in 2050 etwa 1,3 TWh aus. Plug-In Hybride (PHEV) haben in 2050 mit 2,4 TWh den größten Anteil am Energieverbrauch der PKW. Dies wird besonders durch die Anforderungen an die Reichweite der PKW erklärt, welche sich in 2050 auf dem heutigen Niveau befinden. Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) auf Basis von Wasserstoff kommen zwar langfristig in den Markt, setzen sich aber gegen BEV und PHEV nicht durch und verbleiben bei niedrigen Marktanteilen. Elektrisch betriebene Fahrzeuge profitieren an dieser Stelle von ihrem höheren Wirkungsgrad bei der direkten Nutzung von Strom und damit geringen Endenergiekosten. Bei Preisen für die Brennstoffzelle von 55 €/kW und 120 €/kWh für die Batterie ist ein (teil-) elektrisch angetriebenes Fahrzeug über den Gesamtlebenszyklus für die meisten Nutzer wirtschaftlicher als ein Brennstoffzellenfahrzeug.

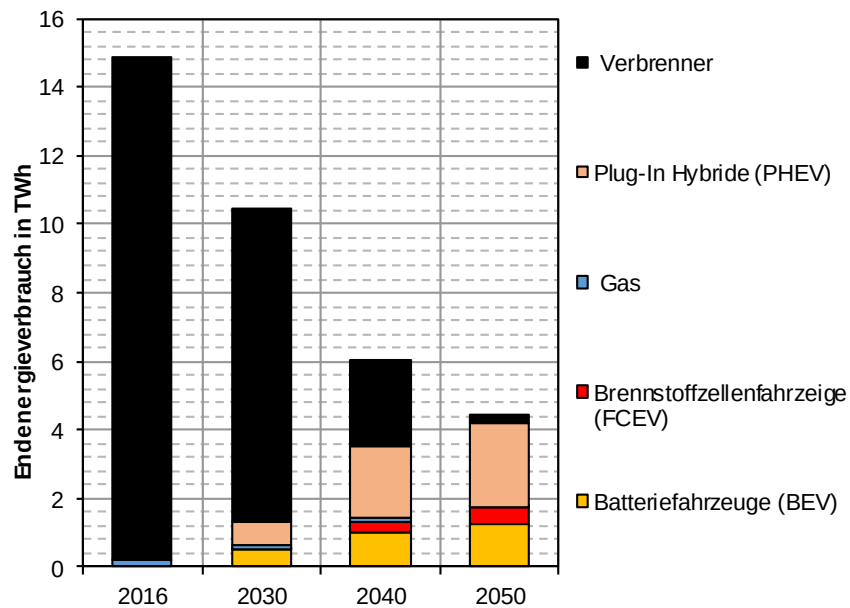


Abbildung 37: Endenergieverbrauch nach Antriebsarten im Bereich PKW

Der Bereich der LKW wird bereits bis 2040 klar von hybriden Oberleitungs-LKW (HO-Diesel) dominiert. Diese machen im Jahr 2050 etwa 85% der Endenergienachfrage aus (siehe Abbildung 38). Der Rückgang des Endenergieverbrauchs fällt mit knapp 40% deutlich geringer aus als im PKW-Bereich. Ein wichtiger Grund ist die angenommene steigende Verkehrsleistung im Bereich des straßengebundenen Schwerlastverkehrs.

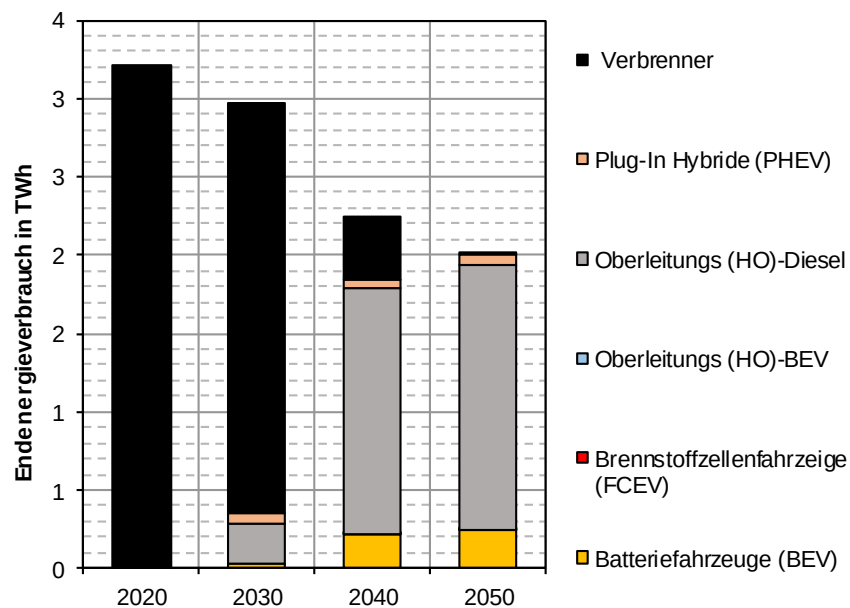


Abbildung 38: Endenergieverbrauch nach Antriebsarten im Bereich LKW

Zusammenfassend lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen.

- Im PKW-Bereich ist eine starke und schnellstmögliche Durchdringung von batterieelektrischen Fahrzeugen und Plug-In Hybriden (Langstrecke) zentral für die (kostenoptimale) Transformation des Personenverkehrs. Als Folge sinkt der Endenergiebedarf im PKW-Bereich auf ein Drittel. Schnellere Kostensenkungen als angenommen bei Batterien oder ein stärkerer Ausbau von Schnellademöglichkeiten würden zu noch höheren Anteilen batterieelektrischer Fahrzeuge führen, auf Kosten der Plug-In Hybride. Auch mögliche Änderungen beim Fahrverhalten und besonders den Anforderungen an die Reichweite können zu einer deutlichen Verschiebung in Richtung batterieelektrische Fahrzeuge führen, wenn Fahrzeughalter niedrigere Reichweiten akzeptieren.
- Im LKW-Bereich ist mit einem Einsatz von BEV aus heutiger Sicht vor allem in kleinen Größenklassen zu rechnen und entsprechend ist die Reduktion des Energiebedarfs deutlich geringer als bei den PKWs. Zusätzlich dämpft die Zunahme des Güterverkehrs den Rückgang des Endenergiebedarfs.
- Bei schweren LKW (>12t) wird mit einer Zunahme des Bestands gerechnet. Hybrid-Oberleitungs-LKW (Diesel) machen bis 2050 den Großteil der LKW-Flotte aus und sind das wichtigste Element der Transformation des Güterverkehrs.
- In allen Bereichen weisen die Fahrzeugbestände große Anteile an Elektrofahrzeugen auf, da dies für bestimmte Einsatzzwecke (Pendlerfahrzeuge, Flottenfahrzeuge in Unternehmen mit mittleren Fahrleistungen, kleinere LKW) die günstigste Lösung ist.
- Bei schweren LKW liegen die alternativen Lösungen kostenmäßig recht nahe beieinander und erfordern alle einen großen Aufwand bei der Einführung (z.B. Infrastruktur, Fahrzeugentwicklung, etc.). Hybride-Oberleitungs-LKW sind nach heutigem Kenntnisstand wirtschaftlicher skalierbar als BEV oder Wasserstoff-LKW. Bei entsprechender technologischer Entwicklung (Z.B. Wasserstofftankstellen, die große Stückzahlen bedienen oder Schnellladestationen, die binnen 30 min einen Lkw laden können) ist jedoch auch denkbar, dass sich das Bild zu Gunsten anderer Antriebstechniken ändert.
- Im LKW-Bereich wirkt die Steigerung der Verkehrsnachfrage den Einsparungen entgegen, weshalb nur durch den „Umstieg auf Strom“ deutliche Senkungen der Endenergienachfrage möglich sind.

- Das Szenario geht für den Verkehr nicht von deutlich einschneidenden Verhaltensänderungen aus (Ausnahme: Trend zu größeren PKW wird rückgängig gemacht). Verlagerungen auf die Schiene werden in geringem Umfang berücksichtigt. Ambitionierte Politikinstrumente können in diesem Bereich jedoch viel bewirken und so den Druck beim Ausbau der Erneuerbaren Energien senken.

6.2 Stromerzeugung und KWK

6.2.1 Szenarienspezifische Annahmen

Die technologischen und ökonomischen Annahmen entsprechen im Wesentlichen den Annahmen im 80%-Szenario. Zur Erreichung der Ziele wurden im 95%-Szenario zusätzliche folgende Vorgaben gemacht:

- Die Nutzung fossiler Brennstoffe in der Stromerzeugung ist im Jahr 2050 nicht mehr möglich. Gaskraftwerke können im Jahr 2040 nur noch mit einer Lebensdauer von 10 Jahren zugebaut werden.
- Der Ausbau erneuerbarer Energien wird nicht vorgegeben, sondern unterliegt der Optimierung.
- Der hinterlegte CO₂-Preis steigt von 75 €/t im Jahr 2030 über 150 €/t im Jahr 2040 auf 500 €/t im Jahr 2050 an. Der CO₂-Preis im Jahr 2050 wirkt prohibitiv, da die Nutzung fossiler Energieträger mit der Erreichung einer 95%igen Reduktion der THG-Emissionen nicht vereinbar ist.

Tabelle 28: Im Modell vorgegebener CO₂-Preisfad im 95%-Szenario

EUR/t CO ₂	2030	2040	2050
CO ₂ -Preis	75	150	500

6.2.2 Ergebnisse für Schleswig-Holstein

6.2.2.1 Zusammenfassung der Stromnachfrageergebnisse

In den Kapiteln zur Nachfragemodellierung wurde die Entwicklung der unterschiedlichen Energienachfragen der Sektoren dargestellt. Die kostenminimale Deckung der Strom- und Wasserstoffnachfrage wird mit dem Optimiermodell *Enertile* ermittelt. Die Nachfrage ist in Abbildung 39 zusammengefasst (siehe Seite 49). Zusätzlich zur Stromnachfrage muss auch die Nachfrage nach Wasserstoff gedeckt werden. Der in Schleswig-Holstein erzeugte Wasserstoff deckt die Nachfrage nach Wasserstoff als Rohstoff in der Industrie und nach Wasserstoff als Brennstoff im Verkehr. Der größte Teil des Wasserstoffs wird jedoch in andere Bundesländer exportiert (Abbildung 40).

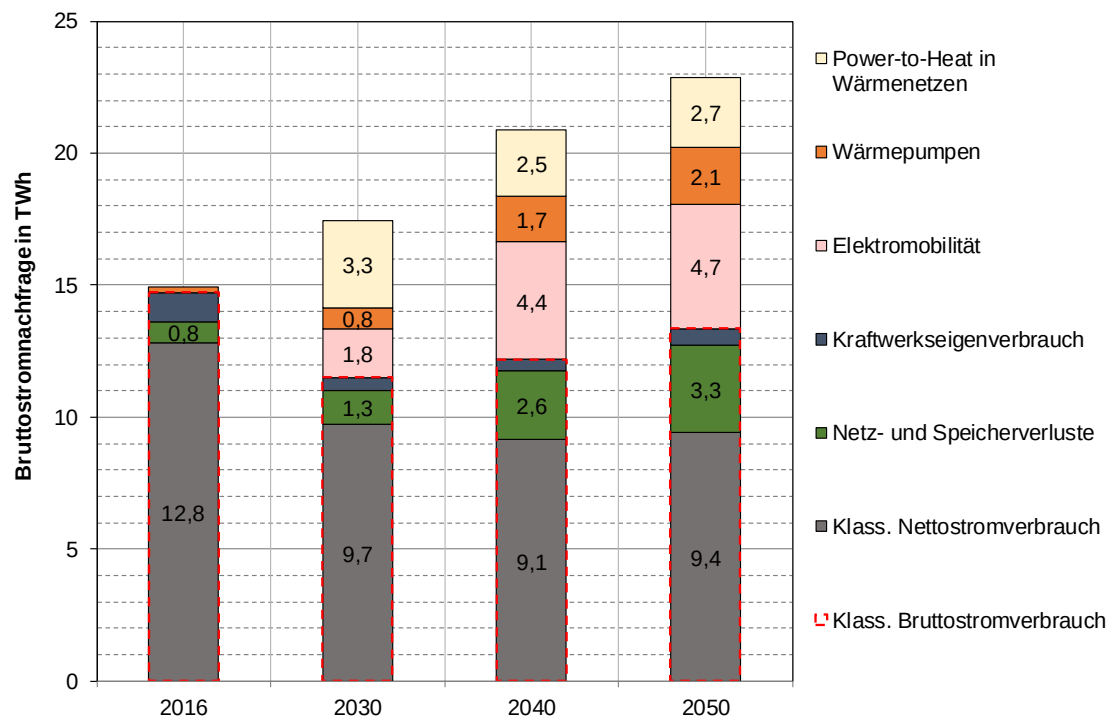


Abbildung 39: Stromnachfrage und Verluste in Schleswig-Holstein

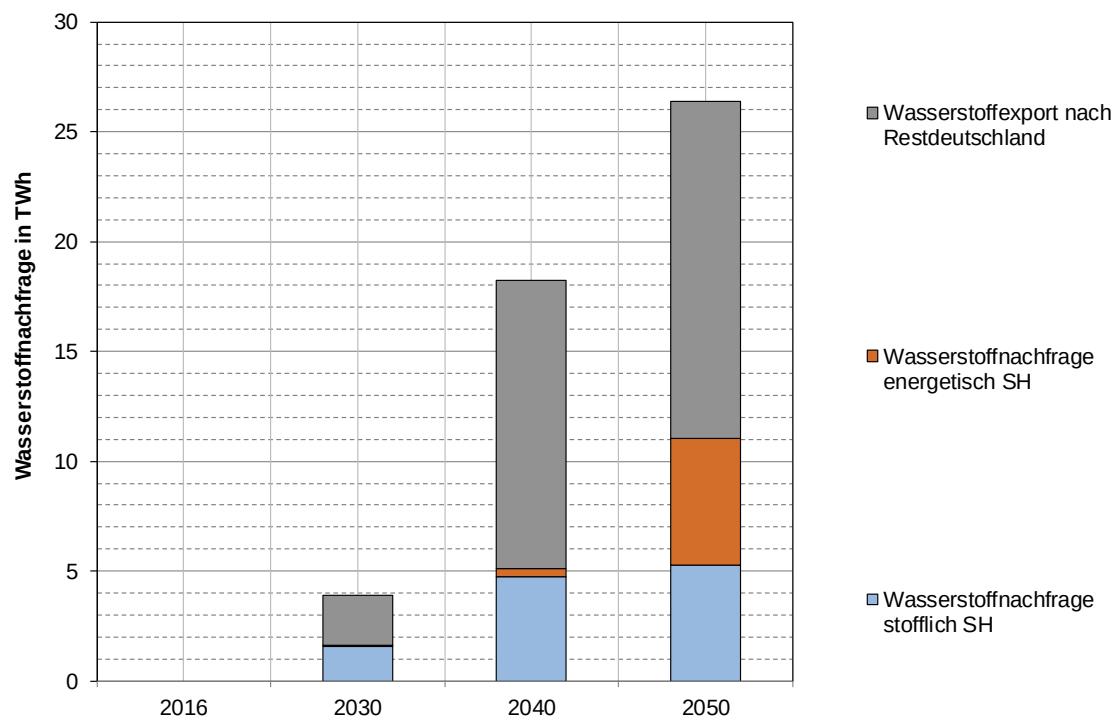


Abbildung 40: Wasserstoffherzeugung in Schleswig-Holstein

Tabelle 29: Zusammenfassung Stromnachfrage in Schleswig-Holstein in TWh

	Schleswig-Holstein	2016	2030	2040	2050
A	Klass. Nettostromverbrauch	12,8	9,7	9,1	9,4
B	Zusätzlicher Stromverbrauch	0,2	6,0	8,7	9,5
	Elektromobilität	0,0	1,8	4,4	4,7
	Wärmepumpen	0,2	0,8	1,7	2,1
	Power-to-Heat in Wärmenetzen	0,0	3,3	2,5	2,7
C=A+B	Nettostromverbrauch direkt*	13,1	15,7	17,8	18,9
D	Stromverbrauch Elektrolyse	0,0	5,8	26,2	36,7
	Wasserstoffnachfrage stofflich SH	0	1,6	4,8	5,3
	Wasserstoffnachfrage energetisch SH	0	0,0	0,4	5,7
	Wasserstoffexport nach Restdeutschland	0	2,3	13,1	15,4
	Umwandlungsverluste Elektrolyse	0,0	1,9	7,9	10,4
E=C+D	Nettostromverbrauch inkl. Elektrolyse*	13,1	21,5	44,0	55,7
F	Umwandlungseinsatz	1,9	1,7	3,1	3,9
	Speicherverluste	0,0	0,0	0,0	0,0
	Netzverluste	0,8	1,3	2,6	3,3
	Kraftwerkseigenverbrauch	1,1	0,5	0,4	0,6
G=E+F	Bruttostromverbrauch*	15,0	25,0	50,1	63,5
H	Export	20,0	33,4	24,5	69,3
I=G+H	Summe*	35,0	58,4	74,6	132,9
K=A+F	Klass. Bruttostromverbrauch	14,7	11,5	12,2	13,3

* Abweichungen in den Summen ergeben sich aus Rundungsdifferenzen

Die Entwicklung der klassischen Stromnachfrage ist kontinuierlich durch starke Effizienzfortschritte geprägt, die in allen Nachfragesektoren zum Tragen kommen. Gleichzeitig steigt die Stromnachfrage neuer Verbraucher. In 2030 haben Elektromobilität und dezentrale Wärmepumpen bereits einen Anteil von 10 % am Nettostromverbrauch. Aufgrund des hohen Anteils von Windenergie ist auch die Nutzung von Elektroheizkesseln und Großwärmepumpen bereits im Jahr 2030 eine kostengünstige Option der CO₂-Vermeidung bei der Wärmebereitstellung und macht 21% des direkten Nettostromverbrauchs aus. Nach 2030 wächst die Stromnachfrage aus Elektromobilität und Wärmepumpen noch einmal deutlich an. Unter der Annahme eines weiteren Ausbaus der direkten Nutzung von Erneuerbaren Energien in Wärmenetzen²⁵ stabilisiert sich die Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung in Wärmenetzen auf etwas geringerem Niveau. Der mit Abstand wichtigste Treiber für die Stromerzeugung in Schleswig-Holstein ist jedoch die Bereitstellung von Strom zur Erzeugung von Wasserstoff. 11 TWh des erzeugten Wasserstoffs werden direkt in Schleswig-Holstein genutzt, etwa hälftig stofflich in der Indust-

²⁵ Steigerung der Nutzung von Geothermie und Solarthermie auf jeweils 10% der Wärmenachfrage in Wärmenetzen bis zum Jahr 2050

rie und energetisch vorrangig im Verkehrssektor, in Wärmenetzen und zur Stromerzeugung (Abbildung 40). In diesem Szenario wird unterstellt, dass ein wesentlicher Anteil der gesamtdeutschen Wasserstoffnachfrage aufgrund der günstigen EE-Potenziale und der Verfügbarkeit von geologischen Speicherpotenzialen in Norddeutschland produziert wird. Im Jahr 2050 ist die Stromnachfrage der Elektrolyse höher als die Stromnachfrage für direktelektrische Anwendungen inklusive Wärmepumpen und Elektromobilität.

Warum wird der Wasserstoff in Norddeutschland produziert?

Die Wasserstoffnachfrage der Industrie beträgt im 95%-Szenario in Deutschland im Jahr 112 TWh an 12 Standorten. Über 80% der Nachfrage sind in West- und Süddeutschland lokalisiert.

Günstige Stromerzeugungspotenziale aus Windenergie und Potenziale für Wasserstoffspeicherung sind insbesondere Kavernen in geeigneten Salzvorkommen in Norddeutschland (Stolzenburg et al. 2014, S. 148). Im 95%-Szenario wird in Anlehnung an die Annahmen des bundesweiten Szenarios von einer speichernahen Wasserstoffproduktion innerhalb Deutschlands mit Wasserstoffstichleitungen in die Nachfragezentren ausgegangen. Grundsätzlich ist ebenso der Import von Wasserstoff und/oder synthetischen Kohlenwasserstoffen denkbar, beispielsweise aus Südeuropa oder Nordafrika.

Was würde ein Import von Wasserstoff für das 95%-Szenario bedeuten?

Der Stromerzeugungsmix und die Stromerzeugungsmenge in Schleswig-Holstein wären nah am 80%-Szenario. Grundsätzlich ist im Rahmen dieser Frage immer auch die im Konkurrenz zu blauem Wasserstoff relevant (siehe auch PtX-Sensitivitätsbetrachtungen in Kapitel 9.2.).

Das hier berechnete 95%-Szenario hat im Vergleich zu anderen 95%-Szenarien eine vergleichsweise geringe Nachfrage nach synthetischen Brennstoffen (siehe auch Tabelle 43 für den Vergleich mit anderen 95%-Szenarien. Grundsätzlich gibt es an vielen Stellen die Möglichkeit verstärkt auf Importe zu setzen, um die Zielerreichung deutlich zu vereinfachen. Neben synthetischen Brennstoffen ist ebenso der Import von nachhaltig erzeugter Biomasse, erneuerbarem Strom und Landwirtschaftsprodukten denkbar. Der Import von Wasserstoff hat dabei gegenüber dem Import von Strom auch einige Nachteile, da Wasserstoff als Energieträger schwierig zu transportieren ist und mit deutlich höheren Umwandlungsverlusten als die direkte Nutzung von Strom verbunden ist.

6.2.2.2 Stromerzeugungsmix

In der folgenden Abbildung sind Stromnachfrage und Stromerzeugung in Schleswig-Holstein gegenübergestellt. Tabelle 31 zeigt zur Einordnung die Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland im 95%-Szenario. Die Entwicklungen der einzelnen Beiträge sowie deren Ursachen werden im Folgenden jeweils diskutiert.

Die ungekoppelte **Stromerzeugung aus Erdgas** geht in Deutschland im 95%-Szenario stark zurück. Die installierte Leistung verbleibt ohne einen Zubau von neuen Kraftwerken

bis 2030 bei ca. 6 GW. In 2040 kommt es zu einem Neubau von Gasturbinenkraftwerken zur Spitzenlastdeckung. Im Jahr 2050 ist die Zielerreichung nur durch einen kompletten Verzicht auf fossile Brennstoffe im Umwandlungssektor möglich und es werden keine Gaskraftwerke zur Spitzenlastdeckung mehr genutzt. In Schleswig-Holstein gibt es auch nach dem Jahr 2030 keinen Zubau an Gaskraftwerken ohne KWK, die bestehenden Kapazitäten werden nach dem Ende ihrer Lebensdauer nicht ersetzt. Zur Spitzenlastdeckung wird das zum Export des Windstroms ausgebaute Stromnetz genutzt.

KWK-Anlagen in Wärmenetzen sind trotz der im Vergleich zum 80%-Szenario höheren CO₂-Preise dennoch konkurrenzfähig und werden im 95%-Szenario bis zum Jahr 2030 ebenfalls stark ausgebaut. Die Stromerzeugung dieser Anlagen sinkt bis 2030 auf ein Niveau von ca. 90 TWh. Der überwiegende Anteil stammt aus Gas-KWK Anlagen. Im Anschluss sinkt die Stromerzeugung aus KWK deutlich ab und im Jahr 2050 werden lediglich 3 TWh KWK-Strom in Biomasseanlagen erzeugt, da fossile Brennstoffe nicht mehr genutzt werden können. Gleichzeitig werden mit steigenden CO₂-Preisen erneuerbare Energien immer wettbewerbsfähiger, so dass das Modell eine ungekoppelte Erzeugung bevorzugt. Insofern hat KWK auch im 95%-Szenario die Funktion einer Brückentechnologie, die jedoch weniger lange genutzt wird.

In Schleswig-Holstein setzt die langfristige Verdrängung der KWK-Stromerzeugung aufgrund der hohen Stromerzeugung aus Windenergie bereits deutlich früher und auch stärker als im 80%-Szenario ein. Bis zum Jahr 2030 fällt die Stromerzeugung aus Kohle-KWK weg, jedoch sinkt auch die Stromerzeugung aus Gas-KWK deutlich. Die Wärmeerzeugung in Wärmenetzen erfolgt hauptsächlich auf Basis von Gasheizkesseln und Elektroheizkesseln sowie Großwärmepumpen²⁶ (siehe Abbildung 43). Dieses Ergebnis gilt besonders vor dem Hintergrund eines kostenoptimalen Stromsystems. Die Wirtschaftlichkeit von Großwärmepumpen und Elektroheizkesseln ist bei der Nutzung von Strom zur Wärmeerzeugung stark von den geltenden Umlagen und Abgaben bestimmt, welche hier jedoch bewusst nicht mit betrachtet wurden. Neben Gasheizkesseln spielt auch die direkte Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien (Solarthermie, Umweltwärme) eine wichtige Rolle. Deren Anteil steigt kontinuierlich auf 10% im Jahr 2050. Auch im Gebäudebereich spielen Solarthermie und Umweltwärme eine sehr wichtige Rolle (siehe Kapitel 6.1.3).

²⁶ Mit Geothermie wird hier die direkte Nutzung tieferer Wärmepotenziale bezeichnet, während Wärmepumpen Wärme aus der Luft und dem oberflächennahen Erdreich nutzen

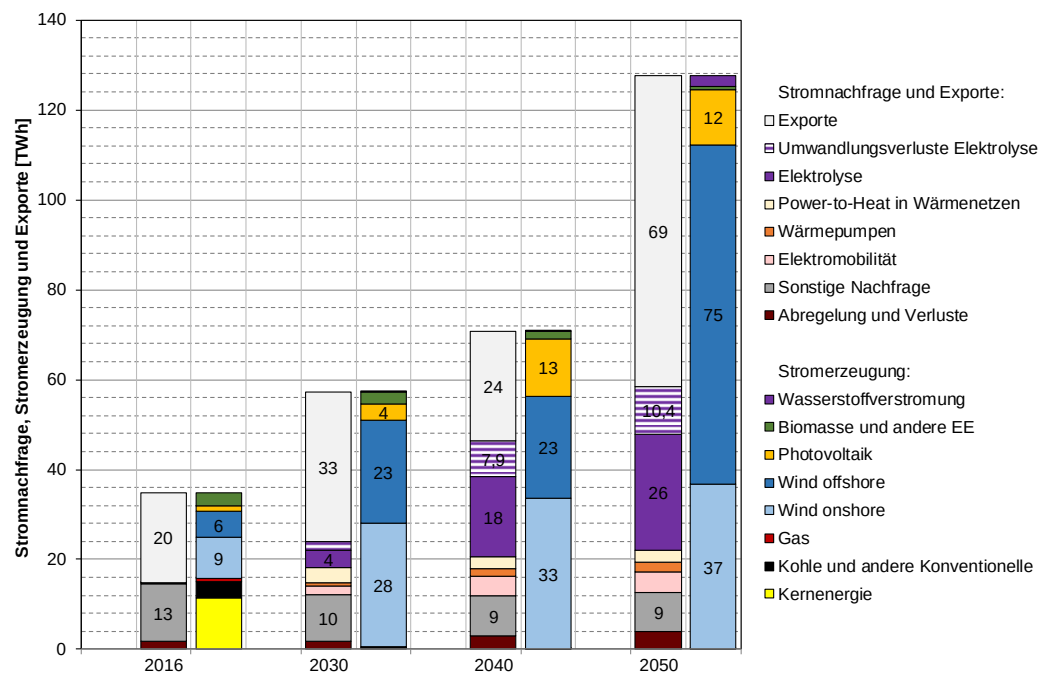


Abbildung 41: Stromnachfrage, -erzeugung und Exporte in Schleswig-Holstein

Tabelle 30: Stromerzeugung in Schleswig-Holstein

TWh	2016	2030	2040	2050
Kernenergie	11,5	-	-	-
Braunkohle	-	-	-	-
Steinkohle	1,5	-	-	-
Erdgas	0,0	0,0	0,0	-
Andere Konventionelle	0,6	0,2	0,0	0,0
Kohle KWK	1,5	-	-	-
Gas KWK	0,8	0,2	0,1	-
Summe Konventionelle	15,8	0,5	0,2	0,0
Biomasse KWK	1,6	1,3	0,8	0,3
Wasserstoffverstromung	-	0,0	0,0	2,5
Wind-Onshore	9,1	27,5	33,2	36,6
Wind-Offshore*	5,8	22,7 (14,6)	22,7	75,0
Photovoltaik	1,3	3,6	12,7	12,3
Biomasse	1,6	1,2	0,7	0,3
Andere EE	0,0	0,1	0,1	0,1
Summe EE	19,4	56,4	70,1	127,0
Summe Stromerzeugung	35,3	56,8	70,3	127,0
Exporte (-) / Importe (+)	-22,2	-33,4	-24,5	-69,3

* Die Zurechnung der Offshore-Windenergie zu den Bundesländern erfolgt über die Netzanlandungspunkte. Derzeit ist für das Jahr 2030 eine Anlandung von max. 3 GW statt 4 GW im Jahr 2030 realistisch. Die sich damit ergebenden Schleswig-Holstein zuzurechnenden Einspeisungen sind in Klammern dargestellt.

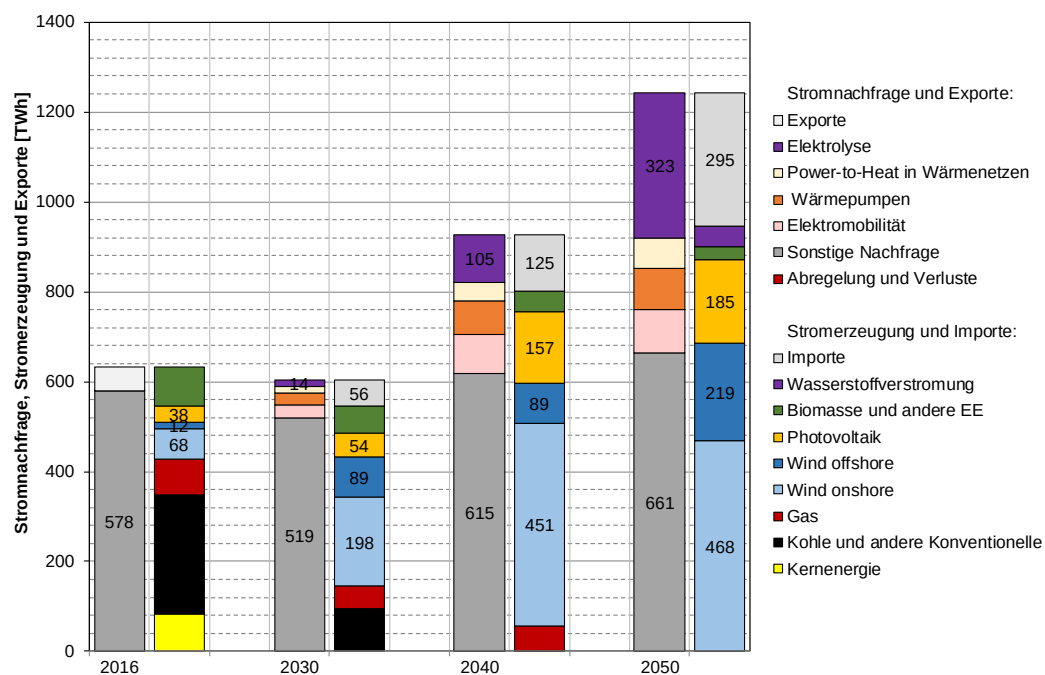


Abbildung 42: Stromnachfrage, -erzeugung und Im-/Exporte in Deutschland

Tabelle 31: Stromerzeugung in Deutschland

TWh	2016	2030	2040	2050
Kernenergie	79,7	-	-	-
Braunkohle	138,9	47,0	-	-
Steinkohle	80,4	25,8	-	-
Erdgas	15,1	4,5	15,2	-
Andere Konventionelle	5,5	8,9	0,9	0,0
Kohle KWK	22,5	25,1	-	-
Gas KWK	63,4	94,1	64,5	-
Summe Konventionelle	405,5	205,4	80,6	0,0
Biomasse KWK	31,3	35,0	24,2	3,1
Wasserstoffverstromung	-	0,0	0,3	40,4
Wind-Onshore	67,9	185,5	443,3	463,6
Wind-Offshore	12,3	91,3	110,2	209,7
Photovoltaik	38,1	55,5	143,8	198,1
Biomasse	1,6	13,9	8,1	3,1
Andere EE	20,5	21,5	21,5	21,5
Summe EE	171,7	402,7	751,4	939,5
Summe Stromerzeugung	577,2	608,1	832,1	939,6
Exporte (-) / Importe (+)	-53,7	121,4	157,3	344,7

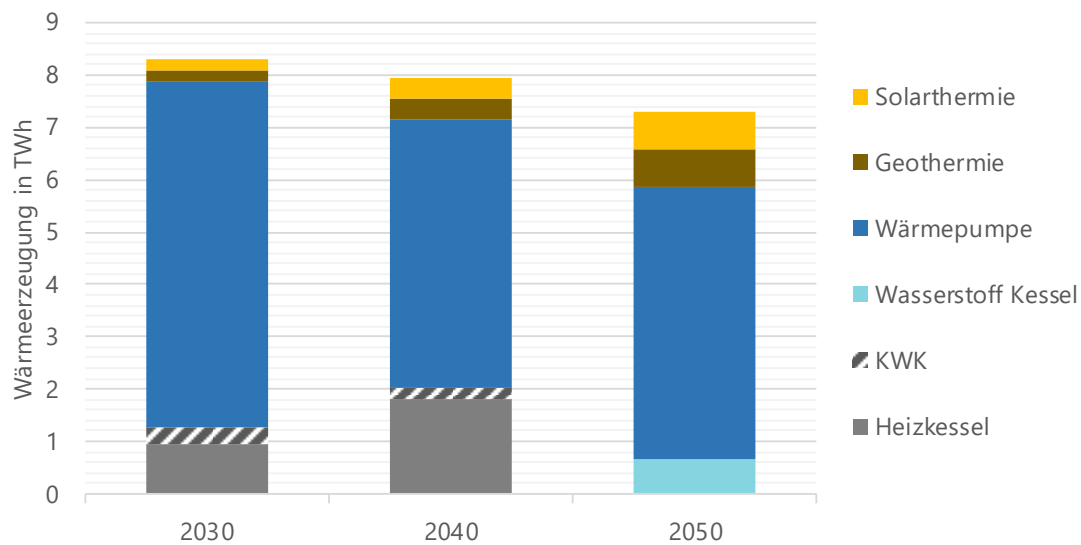


Abbildung 43: Wärmeerzeugung in Wärmenetzen

Die Stromerzeugung aus **Wind-Onshore** erfährt im 95%-Szenario bundesweit ein nochmals deutlich stärkeres Wachstum als im 80%-Szenario und steigt bis auf 468 TWh im Jahr 2050 an, während diese in Schleswig-Holstein nur leicht zunimmt. In Deutschland ist Wind-Onshore im Zeitraum nach 2030 an guten Standorten die günstigste Erzeugungstechnologie, anschließend werden auch weniger gute Standorte genutzt, um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen. Insgesamt zeigt sich, dass alle EE-Technologien stark ausgebaut werden und Wind-Onshore die wichtigste Stromerzeugungstechnologie Deutschlands wird.

Schleswig-Holstein spielt dabei eine wichtige Rolle. Aufgrund der sehr guten Standortbedingungen werden hier im Jahr 2030 15% des deutschen Stroms aus Windenergie in Schleswig-Holstein produziert. Nach 2030 werden hauptsächlich Altanlagen durch neue, größere und effizientere Anlagen ersetzt. Bis zum Jahr 2050 reduziert sich der Anteil von Schleswig-Holstein auf 8% der Stromproduktion. Dennoch trägt Schleswig-Holstein, wie bereits heute, überdurchschnittlich stark zur Produktion der Onshore-Windenergie bei. Die Potenziale werden dabei aufgrund der hohen Windgeschwindigkeiten in Schleswig-Holstein deutlich früher als im Rest Deutschlands ausgeschöpft. Obwohl der Ausbau der Windenergie in Schleswig-Holstein im Jahr 2030 höher ist als im 80%-Szenario, ist der Anteil am deutschen Strom aus Windenergie deutlich geringer, da im 95%-Szenario besonders auch mittlere und schlechte Potenziale in Mittel- und Süddeutschland genutzt werden müssen. Unter den in Kapitel 3.3.2 dargestellten Annahmen zum technologischen Fortschritt insbesondere der Nabenhöhe und der Generator-Rotorverhältnisse bei der Windenergie erhöhen sich die Volllaststunden auf fast 3900 im Jahr 2050. Wie auch im 80%-Szenario ist in diesem Fall zur Erzeugung von 36 TWh eine installierte Leistung

von 9,3 GW mit 160 m Nabenhöhe und großen Rotoren nötig (vergleiche auch Tabelle 4 bis Tabelle 6 auf Seite 26), während bei der Annahme von durchschnittlich 2200 Volllaststunden eine installierte Leistung von etwa 16 GW nötig werden würde.

Die Entwicklung bei **Wind-Offshore** ist bis zum Jahr 2040 deutlich weniger dynamisch. Das Modell erfüllt die aus dem Klimapaket der Bundesregierung abgeleiteten Vorgaben. Bis 2030 steigt die Leistung auf 20 GW in Deutschland. Die Zuordnung der Offshore-Windenergie zu einzelnen Bundesländern ist kritisch zu bewerten, da diese über die Netzanlandungspunkte erfolgt. Alternativ wäre auch eine Bilanzierung der Offshore-Windenergie nur auf Bundesebene möglich. Diese Einschränkung ist auch für die Einordnung des weiteren Ausbaus der Offshore-Windenergie im Jahr 2050 auf 44 GW in Deutschland wichtig. Von diesen 44 GW könnte für 15 GW eine Netzanbindung und damit eine Zuordnung in Schleswig-Holstein als nächste Küstenlinie erfolgen. Nach den aktuellen Beschlüssen zum Netzentwicklungsplan ist jedoch für das Jahr 2030 eine Anlandung in Schleswig-Holstein von max. 3 GW bzw. 14,6 TWh im Jahr 2030 realistisch. Ein Teil der in Tabelle 30 dargestellten Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie ist somit abweichend Niedersachsen zuzuordnen.

In den Szenarien sind bewusst nicht alle heute geltenden Beschränkungen abgebildet. Der starke Ausbau der Offshore-Windenergie erfordert einen starken Netzausbau sowohl für die Anlandung des Stroms als auch für das Stromnetz an Land. Nach aktuellem Stand der Planungen scheint bis zum Jahr 2038 eine Anlandung in Schleswig-Holstein von 5 GW mit einer zusätzlichen Anlandung in Heide wahrscheinlich. Bis zum Jahr 2050 ist darüber hinaus ein weiterer deutlicher Ausbau der Netzanlüsse notwendig. In diesem Zusammenhang ist grundsätzlich auch der Aufbau eines Offshore-Stromnetzes mit Sammelschienen und Anlandungen in mehreren Staaten denkbar. Die Analyse konkreter langfristiger Ausgestaltungen übersteigt den Rahmen dieser Studie.

Das Modell betrachtet in der Optimierung der Stromerzeugung jedoch nicht nur die reinen Gestehungskosten, sondern auch vereinfacht über die Entfernung zur Küste den Netzanschluss und den ggf. notwendigen Ausbau der Übertragungsnetze innerhalb Deutschlands. Obwohl letzteres auch für die Anlagen an Land gilt, bleibt Wind-Onshore die günstigere Technologie, trotz der eher optimistischen Kostenannahmen und der exzellenten Windbedingungen bei Wind auf See. Zur Erreichung des 95%-Zieles nach einer weitgehenden Ausschöpfung der Wind-Onshore Potenziale ist allerdings zusätzlich der weitere Ausbau der Offshore-Windenergie nötig. Die Netzanbindung der Offshore-Anlagen an das Hochspannungsnetz werden in der Kostenoptimierung berücksichtigt, während die notwendigen Anpassungen auf Mittel- und Niederspannungsebene im Rahmen dieser Studie nicht im Detail betrachtet wurden. Auch in diesen Bereichen ergibt

sich in den Szenarien ein hoher Anpassungsbedarf, der zusätzlich durch den Ausbau der Elektromobilität, der Wärmepumpen und der Photovoltaik getrieben wird²⁷.

Die Stromerzeugung aus **Photovoltaik** steigt im Jahr 2030 auf 59 GW in Deutschland. In Schleswig-Holstein ist für das Modell ein Zubau über die Mindestanforderung von 3,6 GW (50Hertz et al. 2019) hinaus jedoch erst ab 2040 attraktiv. In den folgenden Dekaden steigt die installierte Leistung in Deutschland auf 219 GW an²⁸. In Schleswig-Holstein erfolgt ein weiterer Zubau auf 12,8 GW im Jahr 2040. Die installierte Leistung ist deutlich höher als im 80%-Szenario, da die flexible Stromnachfrage der Elektrolyseure Erzeugungsspitzen der Photovoltaik besser integrieren kann. Bis zum Jahr 2050 sinkt die installierte PV-Leistung leicht auf 12,3 GW ab, da sich zu diesem Zeitpunkt nicht für alle Bestandsanlagen ein Ersatz nach Ablauf der Lebensdauer lohnt. Obwohl diesem Rückgang die gleichen Mechanismen wie im 80%-Szenario zugrunde liegen (Import von PV-Strom aus Südeuropa, häufigeres Überschreiten der Nachfrage und Übertragungskapazitäten in Kombination mit Windenergie), sollte die Bedeutung des leichten Rückgangs der installierten PV-Leistung im 95%-Szenario nicht überbewertet werden. Das Szenario zeigt in der Hauptsache, dass für eine starke Dekarbonisierung ein deutlicher Ausbau der PV-Kapazitäten nötig ist.

Im **Stromhandel mit dem Ausland** wird Deutschland bereits im Jahr 2030 zum Netto-Importeur und bezieht 56 TWh aus dem Ausland. Der Importsaldo erhöht sich bis zum Jahr 2050 auf fast 300 TWh. Zentrale Ursache für diese Entwicklung sind einerseits wie auch im 80%-Szenario günstigere Potenziale für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Ausland. Im 95%-Szenario ist der Import von Strom auch grundsätzlich zur Deckung der direkten Stromnachfrage und des Strombedarfs für die Elektrolyse nötig. Es wäre auch ein Import von Wasserstoff denkbar. Dies würde die Stromnachfrage deutlich senken, im Gegenzug müsste die Infrastruktur für den Import von Wasserstoff geschaffen werden.

Während Deutschland Strom importiert, steigt der Stromexport aus Schleswig-Holstein bis zum Jahr 2030 auf 33 TWh und bis zum Jahr 2050 auf 69 TWh an. Im Jahr 2040 sinkt der Stromexport zwischenzeitlich auf 24,5 TWh ab, während gleichzeitig 16 TWh Strom zur Erzeugung von Wasserstoff für den Export nach Mittel- und Süddeutschland genutzt werden. Auch im Jahr 2050 werden zusätzlich zum direkten Stromexport von

²⁷ Detaillierte Ergebnisse dazu finden sich im Bericht zum Modul 10b der Langfrist- und Klimaszenarien, der in 2020 veröffentlicht wird (Fraunhofer ISI et al. 2020).

²⁸ Aufgrund des Kohleausstiegs und der geänderten Annahmen in der Potenzialabschätzung für Onshore-Windenergie ist in dieser Studie der Ausbau der Photovoltaik nach 2030 für das Modell attraktiver als im Basisszenario der Langfristszenarien (Fraunhofer ISI et al. 2017d).

69 TWh auch 26 TWh Strom zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt, der im Rest von Deutschland benötigt wird. Schleswig-Holstein trägt im 95%-Szenario nicht nur maßgeblich zur Stromerzeugung, sondern auch zur Wasserstoffherzeugung in Deutschland bei.

Während im 80%-Szenario im Modell kaum ein Ausbau von zentralen **Stromspeichertechnologien** stattfand, sind im 95%-Szenario zentrale Speicher notwendig. Da im Jahr 2050 keine Möglichkeit mehr besteht, Spitzenlasten mit fossilen Erdgasturbinen zu decken, muss zuvor erzeugter Wasserstoff verstromt werden. Die Rückverstromung von Wasserstoff hat gegenüber anderen Speichertechnologien Kostenvorteile, da die zur Deckung der stofflichen Wasserstoffnachfrage notwendige Infrastruktur mitgenutzt und besser ausgelastet werden kann. Im Rahmen dieser Studie kann keine Empfehlung zu konkreten Wasserstoffspeichern gemacht werden, allerdings wird anhand der Ergebnisse deutlich, dass Versorgungsengpässe im Jahr 2040 zunächst in Mittel- und Süddeutschland auftreten.

Die Aussagekraft der Modelle zur netzbedingten **Abregelung erneuerbarer Energien** ist begrenzt, da die Netze nicht detailliert abgebildet werden. Grundsätzlich erfolgt jedoch eine Abwägung des Ausbaus der Kuppelkapazitäten und einer Abregelung von EE-Strom. In den Ergebnissen des 95%-Szenarios ergibt sich sowohl für Deutschland, als auch für Schleswig-Holstein lediglich für das Jahr 2030 eine geringe Abregelung von einem Prozent der Stromerzeugung in Schleswig-Holstein. Anschließend stehen über die verfügbaren Kuppelkapazitäten und die Elektrolyseure genügend Flexibilität und steuerbare Last zur Integration des EE-Stroms zur Verfügung. Ungeachtet dessen kann aufgrund von Netzengpässen auf einzelnen Trassen im Übertragungsnetz und im Verteilnetz Abregelung von EE-Strom nötig sein. Diese kann allerdings im Rahmen dieser Studie nicht beziffert werden.

6.2.2.3 Anteil erneuerbarer Energien im 95%-Szenario

Deutschland verfolgt neben den technologiespezifischen Ausbaupfaden das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien kontinuierlich zu steigern. Im 95%-Szenario werden die gleichen Mindestausbauziele wie im 80%-Szenario vorgegeben.

Durch den starken Zubau von Windenergie (onshore und offshore) und den Ausbau der Photovoltaikanlagen auf 54 GW wird im Jahr 2030 in Deutschland ein Anteil von 68% erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erreicht. Mit einem weiteren Ausbau der Photovoltaik und der Onshore-Windenergie steigt der Anteil auf 84% im Jahr 2040 an. Bis zum Jahr 2050 nimmt der EE-Anteil trotz steigender EE-Stromerzeugung ab. Die steigende Bruttostromnachfrage wird neben höherer EE-Stromerzeugung auch durch einen Anstieg der Importe nach Deutschland gedeckt. Die steigenden Importe senken

den EE-Anteil, da dieser als Verhältnis von EE-Stromerzeugung und Bruttostromnachfrage im Inland definiert ist. Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung beträgt im Jahr 2040 93 % und im Jahr 2050 100 %. Trotz insgesamt stark steigender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nimmt die Stromerzeugung aus Biomasse ab, da einerseits die Volllaststunden aufgrund der notwendigen Flexibilität der Anlagen sinken und andererseits Biomasse verstärkt in anderen Sektoren zur Dekarbonisierung benötigt wird.

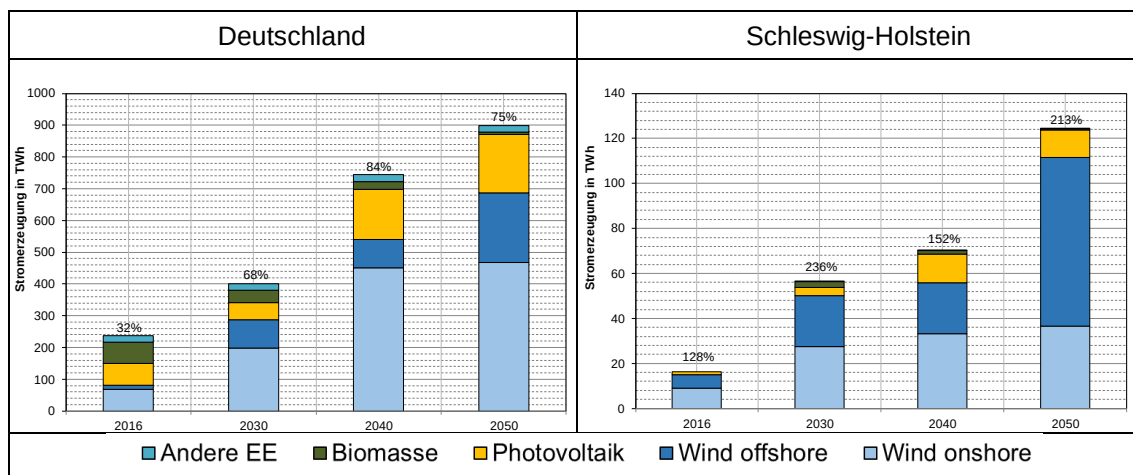


Abbildung 44: EE-Ausbau und Anteile in Deutschland und Schleswig-Holstein

Schleswig-Holstein hat schon seit 2015 einen Anteil erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von deutlich über 100%. Da aufgrund der sehr guten Potenziale ein bedeutender Teil des zusätzlichen Stroms in Schleswig-Holstein erzeugt wird, steigt der Anteil wie auch im 80%-Szenario deutlich an. Bis zum Jahr 2050 steigt die Stromproduktion erneuerbarer Energien auf 127 TWh an. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion schwankt sehr stark. Die Ursache liegt in einer zunächst sinkenden, dann stark steigenden Bruttostromnachfrage sowie zwischen den Szenarijahren schwankenden Exporten. Obwohl die EE-Anteile geringer sind als im 80%-Szenario, sind die erzeugten Strommengen deutlich höher und der Zubau erneuerbarer Energien stellt eine sehr große Herausforderung dar. Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung beträgt im Jahr 2030 99 % und anschließend 100 %.

6.2.2.4 Emissionen und Emissionsfaktoren der Stromerzeugung

In Tabelle 32 und Tabelle 33 werden die Emissionen und die sich aus diesen und dem Stromverbrauch sowie dem Handelssaldo ergebenden Emissionsfaktoren dargestellt. Die Berechnung der Emissionsfaktoren erfolgt dabei nach der aktuellen Systematik des Umweltbundesamts (Umweltbundesamt 2018).

In Schleswig-Holstein sinken durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 auf 0,3 Millionen Tonnen, der Emissionsfaktor der Stromerzeugung sinkt auf 6 g/kWh ab. Durch den kompletten Ausstieg aus fossilen Energieträgern bis zum Jahr 2050 wird die Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 emissionsfrei.

Auch im Rest Deutschlands sinken die direkten CO₂-Emissionen der Stromerzeugung kontinuierlich ab. Der Emissionsfaktor der Stromerzeugung sinkt von 213 g/kWh im Jahr 2030 auf 0 g/kWh im Jahr 2050 ab.

Tabelle 32: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Emissionsfaktoren des Stroms in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario

		2010	2016	2030	2040	2050
Direkte CO ₂ -Emissionen	[Mio. t]	3,7	3,3	0,3	0,1	0,0
Inländischer Stromverbrauch	[TWh]	12,2	11,8	23,3	47,0	59,6
Stromhandelssaldo (Export)	[TWh]	11,6	20,9	33,4	24,5	69,3
Stromverbrauch	[TWh]	23,8	32,6	56,6	71,5	128,9
Emissionsfaktor Strominlandsverbrauch	[g/kWh]	148,7	83,4	13,3	1,7	0,0
Emissionen unter Berücksichtigung Handelssaldo	[Mio. t]	1,9	1,2	0,1	0,1	0,0
CO₂-Emissionfaktor unter Berücksichtigung Handels-saldo	[g/kWh]	156,7	100,2	5,5	1,1	0,0

(Die Werte für die Jahre 2010 und 2016 basieren auf MELUND 2019, Abb. 23; Umweltbundesamt 2018; MELUND 2018, 2016)

Tabelle 33: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Emissionsfaktoren des Stroms in Deutschland im 95%-Szenario

		2010	2016	2030	2040	2050
Direkte CO ₂ -Emissionen	[Mio. t]	315	300	102	23	0
Inländischer Stromverbrauch	[TWh]	549	531	536	841	1141
Stromhandelssaldo (Export positiv, Import negativ)	[TWh]	15	51	-56	-125	-295
Stromverbrauch	[TWh]	564	582	480	716	845
Emissionsfaktor Strominlandsverbrauch	[g/kWh]	574	565	190	27	0
Emissionen unter Berücksichtigung Handelssaldo	[Mio. t]	307	274	113	26	0
CO₂-Emissionfaktor unter Berücksichtigung Handelssaldo	[g/kWh]	559	516	213	32	0

(Die Werte für die Jahre 2010 und 2016 sind aus (Umweltbundesamt 2018) entnommen.)

6.3 Gesamtergebnisse im 95%-Szenario

In den folgenden Abschnitten werden übergeordnete Indikatoren für das 95%-Szenario ausgewertet, die sich im Wesentlichen aus den bereits diskutierten sektoralen Ergebnissen ableiten. Dies betrifft die Entwicklung der Emissionen und die Endenergie- und Primärenergieverbräuche.

6.3.1 Entwicklungen der THG-Emissionen

Im Folgenden werden die Entwicklungen der Emissionen dargestellt. Die Emissionen einiger Quellen²⁹, die von der Modellierung in dieser Studie nicht abgedeckt werden, werden aus der 2. Modellierungsrunde der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) aus dem Szenario „Klimaschutzszenario 95“ übernommen.

²⁹ Die flüchtigen Emissionen im Energiesektor, nichtenergetischen Emissionen der Landwirtschaft und Abfallwirtschaft, Emissionen aus Produktverwendung sowie Nicht-CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen

6.3.1.1 Beitrag der Landwirtschaft

Im Fall des 95%-Szenarios wurde für die nichtenergetischen THG-Emissionen der Landwirtschaft in Deutschland die Entwicklung aus dem Klimaschutzszenario 95 der Studie "Klimaschutzszenario 2050" (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) übernommen. Die Änderungen in der Bilanzierungsmethodik wurden dabei auf die gleiche Weise berücksichtigt wie im 80%-Szenario (vgl. Abschnitt 5.3.1.1). Die sich daraus ergebenden Emissionen der Landwirtschaft sind für Deutschland in Tabelle 34 und für Schleswig-Holstein in Tabelle 35 dargestellt. Insgesamt fällt die Emissionsreduktion (gegenüber 1990) im Jahr 2050 mit 62% in Deutschland etwas höher aus als in Schleswig-Holstein mit 55%. In beiden Fällen liegt die Minderung in der Landwirtschaft weit hinter der gesamtwirtschaftlich angestrebten von 95% zurück.

Die angenommenen Emissionsreduktionen erfordern also noch ambitioniertere technische und strukturelle Maßnahmen als im 80%-Szenario, sowohl aufseiten der landwirtschaftlichen Produktion, als auch auf der Seite des Konsums. Änderungen des Konsums sind vor allem deshalb entscheidend, da es bei unveränderter Nachfrage lediglich zu Verlagerungseffekten statt zu tatsächlich global wirksamen Emissionsreduktionen käme. Um die hier dargestellten THG-Reduktionen in der Landwirtschaft zu erreichen, sind weitreichende Verhaltensänderungen nötig. Auch die unterstellten technischen Maßnahmen sind nicht Ergebnis der Kostenoptimierung, sondern wurden aus den Klimaschutzszenarien (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) übernommen.

Der Entwicklung der THG-Emissionen in der Landwirtschaft im 95%-Szenario bzw. im Klimaschutzszenario 95 liegen zahlreiche Annahmen zugrunde, die im Detail im Abschnitt 6.3 in (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015) erläutert sind. Die Annahmen unterscheiden sich von denen im 80%-Szenario auf folgende Weise:

- weitere Reduktion der Tierbestände:
 - bei Rindern um 71% gegenüber 2010
 - bei Schweinen um 61% gegenüber 2010
- stärkere Reduktion des Fleischverzehrs um 60% von 60,5 kg/Kopf im Jahr 2016 auf 24,2 kg/Kopf im Jahr 2050 (DGE-Empfehlung: 15,6 - 31,2 kg/Kopf)
- netto kein Export von tierischen Produkten
- weitere Steigerung der Güllevergärung auf einen Anteil von 70%
- stärkere Verringerung von Mineral- und Wirtschaftsdüngereinsätzen:
 - Reduktion des Sollwerts für Mineraldüngereinsatz um 40%
 - Zunahme des Ökolandbaus auf einen Anteil von 25% der Fläche

- Verbesserung der Stickstoffaufnahme durch allgemeine Produktivitätserhöhung z.B. durch Pflanzenzüchtung, Bewässerung, Fruchtfolgegestaltung und Management anderer Nährstoffe
- Einsatz von teilflächenspezifischen Düngungsverfahren (Präzisionslandbau)

Grundsätzlich sind auch durch Änderungen der Landnutzung Emissionseinsparungen bzw. negative THG-Emissionen denkbar. Zum Beitrag dieser Maßnahmen gibt es unterschiedliche Szenarien (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015, Umweltbundesamt 2019c, Umweltbundesamt 2016).

Tabelle 34: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft in Deutschland in Mt CO₂-Äq., 1990-2050 im 95%-Szenario

Deutschland	1990	2010	2016	2030	2040	2050
Methan (CH₄)	43,45	33,03	33,42	20,14	14,47	9,14
Veränderung ggü. 1990		-24,0%	-23,1%	-53,7%	-66,7%	-79,0%
Veränderung ggü. 2010			1,2%	-39,0%	-56,2%	-72,3%
Veränderung ggü. 2016				-39,7%	-56,7%	-72,6%
Lachgas (N₂O)	32,56	28,27	30,34	23,69	20,83	18,03
Veränderung ggü. 1990		-13,2%	-6,8%	-27,2%	-36,0%	-44,6%
Veränderung ggü. 2010			7,3%	-16,2%	-26,3%	-36,2%
Veränderung ggü. 2016				-21,9%	-31,4%	-40,6%
Summe CH₄ + N₂O	76,01	61,30	63,76	43,83	35,30	27,18
Veränderung ggü. 1990		-19,4%	-16,1%	-42,3%	-53,6%	-64,2%
Veränderung ggü. 2010			4,0%	-28,5%	-42,4%	-55,7%
Veränderung ggü. 2016				-31,3%	-44,6%	-57,4%

Tabelle 35: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft in Schleswig-Holstein in Mt CO₂-Äq., 1990-2050 im 95%-Szenario

Schleswig-Holstein	1990	2010	2016	2030	2040	2050
Methan (CH₄)	3,39	2,86	2,87	1,76	1,31	0,87
Veränderung ggü. 1990		-15,8%	-15,4%	-48,0%	-61,5%	-74,4%
Veränderung ggü. 2010			0,5%	-38,3%	-54,3%	-69,6%
Veränderung ggü. 2016				-38,6%	-54,5%	-69,7%
Lachgas (N₂O)	2,27	2,19	2,32	2,00	1,77	1,54
Veränderung ggü. 1990		-3,6%	2,3%	-12,1%	-22,1%	-32,1%
Veränderung ggü. 2010			6,1%	-8,8%	-19,2%	-29,6%
Veränderung ggü. 2016				-14,1%	-23,9%	-33,7%
Summe CH₄ + N₂O	5,66	5,05	5,19	3,76	3,07	2,41
Veränderung ggü. 1990		-10,9%	-8,3%	-33,6%	-45,7%	-57,4%
Veränderung ggü. 2010			3,0%	-25,5%	-39,1%	-52,2%
Veränderung ggü. 2016				-27,6%	-40,8%	-53,6%

6.3.1.2 Beitrag der Abfallwirtschaft

Analog zum Vorgehen im Landwirtschaftssektor wurden die nichtenergetischen THG-Emissionen der Abfallwirtschaft in Deutschland aus dem Klimaschutzszenario 95³⁰ der Studie "Klimaschutzszenario 2050" übernommen. Es wird angenommen, dass die THG-Reduktionsraten gegenüber dem Jahr 2010 auf Bundesebene grundsätzlich auch auf Landesebene gelten, besonders in den Jahren 2040 und 2050 ergeben sich jedoch höhere Reduktionsraten als auf Bundesebene. Die resultierenden Emissionen sind in Tabelle 36 dargestellt. Eine Maßnahme, durch die die im 80%-Szenario ohnehin schon starke THG-Emissionsminderung der Abfallwirtschaft noch gesteigert werden kann, ist die zusätzliche Verringerung des Klärschlammanteils bei der Deponierung im 95%-Szenario.

Tabelle 36: Entwicklung der THG-Emissionen in der Abfallwirtschaft in Deutschland und Schleswig-Holstein in Mt CO₂-Äq., 1990-2050 im 95%-Szenario

	1990	2010	2016	2030	2040	2050
Deutschland	43,12	12,25	-	5,24	4,45	3,90
Veränderung ggü. 1990		-71,6%	-	-87,8%	-89,7%	-91,0%
Veränderung ggü. 2010			-	-57,2%	-63,7%	-68,1%
Schleswig-Holstein	1,13	0,76	0,74	0,32	0,24	0,17
Veränderung ggü. 1990		-32,4%	-34,6%	-71,8%	-78,5%	-84,6%
Veränderung ggü. 2010			-3,3%	-58,3%	-68,1%	-77,2%

6.3.1.3 Entwicklung der THG-Emissionen im 95%-Szenario

Tabelle 37 stellt die Entwicklung der THG-Emissionen in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario dar. Das Ziel einer Emissionsreduktion von 55% bis 2030 wird erreicht. Bis zum Jahr 2050 wird eine Reduktion der Emissionen um 92% gegenüber 1990 erreicht. Um eine derart starke Emissionsreduktion zu erreichen, dürfen in allen Sektoren keine energetischen THG-Emissionen anfallen. Auch die Emissionen der Landwirtschaft werden drastisch reduziert. Neben Industrieprozessen und der Abfallwirtschaft verursacht die Landwirtschaft trotz starker Reduktionen 86% der verbliebenen THG-Emissionen im Jahr 2050.

³⁰ Im Fall der Abfallwirtschaft sind die THG-Emissionen im Klimaschutzszenario 95 der 2. Modellierungsrunde identisch mit denen des Klimaschutzszenario 90 der 1. Modellierungsrunde.

Tabelle 37: Entwicklung der THG-Emissionen in Schleswig-Holstein im 95%-Szenario in Mt-CO₂-Äquivalenten

Schleswig-Holstein	1990	2010	2016	2030	2040	2050
Energetische Emissionen	27,20	21,53	19,06	6,77	1,86	0,07
davon Energiewirtschaft	7,02	7,09	5,17	0,25	0,08	0,00
davon Industrie	6,11	3,57	3,07	0,79	0,29	0,07
davon GHD	2,75	1,68	1,83	0,61	0,11	0,00
davon Haushalte	5,13	3,98	3,45	1,67	0,29	0,00
davon Verkehr	6,18	5,21	5,54	3,45	1,10	0,00
Nichtenergetische Emissionen	6,79	5,81	5,93	4,99	3,71	2,74
davon Industrieprozesse	*	*	*	0,91	0,39	0,16
davon Landwirtschaft	5,66	5,05	5,19	3,76	3,07	2,41
davon Abfall	1,13	0,76	0,74	0,32	0,24	0,17
Gesamt (ohne CCS in Industrie)	33,99	27,34	24,99	11,76	5,57	2,81
<i>Senkung gegenüber 1990</i>		-19,6%	-26,5%	-65,4%	-83,6%	-91,7%
CCS im Industriesektor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gesamt (inkl. CCS in Industrie)	33,99	27,34	24,99	11,76	5,57	2,81
<i>Senkung gegenüber 1990</i>		-19,6%	-26,5%	-65,4%	-83,6%	-91,7%

(* Da die THG-Emissionen der Industrie im Energiewende- und Klimaschutzbericht der Landesregierung für Schleswig-Holstein nicht in energetische und prozessbedingte Emissionen aufgeteilt sind, werden hier für die Jahre 1990 und 2010 die Gesamtemissionen als energetische ausgewiesen.)

6.3.2 Entwicklungen des End- und Primärenergieverbrauchs

Im Folgenden werden die Entwicklungen des Endenergieverbrauchs dargestellt. Dieser ergibt sich aus den Summen der in den Nachfragesektoren dargestellten Modellergebnisse. Die Verbräuche aus dem internationalen Luft- und Seeverkehr sind dabei für Deutschland mitberücksichtigt. Außerdem wird die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs dargestellt. Dieser ergibt sich aus den Summen der in den Nachfragesektoren und im Umwandlungssektor dargestellten Modellergebnisse. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die Ergebnisse bezüglich des Endenergieverbrauchs aus Abschnitt 6.1 an dieser Stelle noch einmal dargestellt (siehe Abbildung 45).

Tabelle 38 Endenergienachfrage und Beiträge erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein im 95% Szenario

Energieträger	2016	2030	2040	2050
Fossile Gase / gasförmige Kohlenwasserstoffe	21,3	12,2	4,0	0,8
Kohle	0,6	0,1	0,1	0,0
Mineralölprodukte / flüssige Kohlenwasserstoffe	28,4	14,1	5,2	3,1
Sonstige Fossile	1,2	0,6	0,4	0,2
Nah- und Fernwärme ³¹	5,0	7,4	6,8	6,4
Strom	12,6	12,4	15,3	16,3
Solarthermie	0,2	0,4	0,4	0,4
Umgebungswärme	0,4	1,6	3,5	4,3
Biogene Brennstoffe	4,5	4,2	3,7	3,6
Wasserstoff	0,0	0,0	0,4	0,6
Wasserstoff - Feedstock	-	1,6	4,8	5,3
Summe ohne Wasserstoff - Feedstock	74,0	53,1	39,7	35,7
- davon direkt genutzte EE	5,0	6,5	7,6	8,2
	7%	12%	19%	23%
- davon EE über EE-Strom ³² und Wasserstoff	k.A.	12,4	15,3	16,3
		23%	39%	46%
- davon EE über EE-Anteil der Nah- und Fernwärme (geschätzt) ³³	2,5	6,6	6,2	6,4
	3%	12%	16%	18%

³¹ Die Bereitstellung von Strom sowie Nah- und Fernwärme ist in Kapitel 6.2.2.2 Stromerzeugungsmix dargestellt.

³² Die Sekundärenergieträger Strom- sowie Nah- und Fernwärme zählen nicht zum Anteil erneuerbarer Energien am Endenergiebedarf. Der EE-Anteil an der Stromerzeugung wurde bezogen auf SH mit 100% angesetzt, der EE-Anteil der Nah- und Fernwärme berücksichtigt den Rückgang des Biomasseeinsatzes im Umwandlungssektor.

³³ Der EE-Anteil der Nah- und Fernwärme berücksichtigt den Rückgang des Biomasseeinsatzes im Umwandlungssektor. Außerdem ist unterstellt, dass der Beitrag von Solarthermie und Geothermie bis 2050 auf jeweils 10% ansteigt.

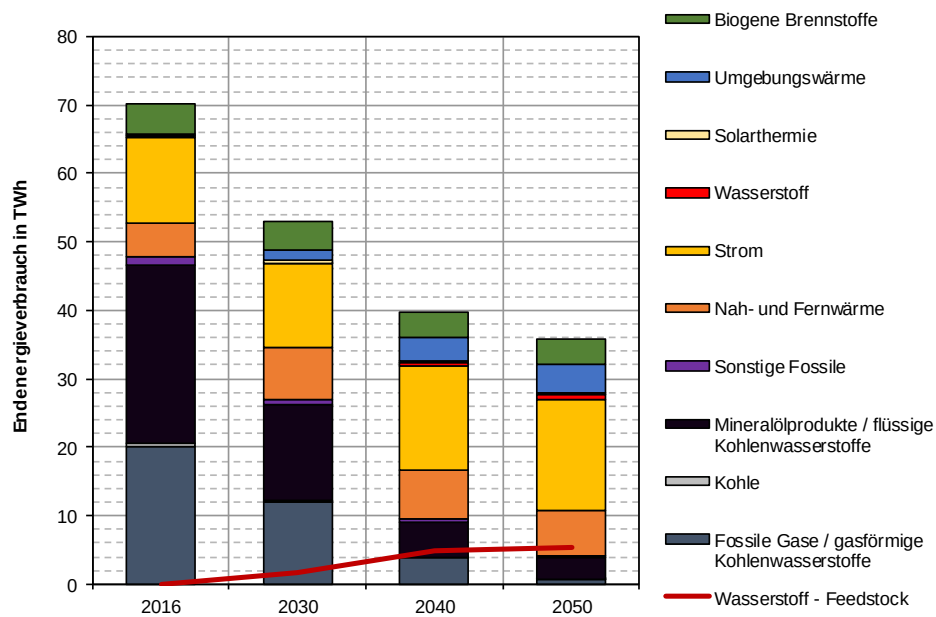


Abbildung 45: Entwicklung der Endenergienachfrage in Schleswig-Holstein im 95% Szenario

Das Ziel, den Primärenergieverbrauch bis 2050 gegenüber 2008 um 50 % zu reduzieren, wird bereits im Jahr 2030 erfüllt. Der Verbrauch fossiler Energieträger nimmt bis 2050 insgesamt stark ab. Demgegenüber wachsen erneuerbare Energien und auch die Stromexporte bis 2050 auf mehr als das 10-fache gegenüber 2008 an. Wasserstoff kommt als neuer Energieträger als Außenhandelsbilanz hinzu. Der in Schleswig-Holstein verbrauchte Wasserstoff ist als Sekundärenergieträger zu werten, da dieser vollständig innerhalb Schleswig-Holstein aus bereits berücksichtigten Primärenergieträgern gewonnen wird. Insgesamt ist wie auch im 80%-Szenario die starke Reduktion zwischen 2016 und 2030 beachtenswert. Diese ist bedingt durch den Ausstieg aus Kernenergie und Kohle, aber auch durch einen Rückgang der Mineralölprodukte.

Demgegenüber wachsen erneuerbare Energien sehr deutlich an, die Steigerung gegenüber 2008 beläuft sich in 2050 auf über 1000 %. Der energetische Einsatz der Biomasse verschiebt sich in die Industrie, dadurch verlagert dieser sich teilweise aus Schleswig-Holstein in die Industriezentren Deutschlands. Dieser Effekt wirkt im 95%-Szenario nochmals stärker als im 80%-Szenario. Biomasse wird auch in Schleswig-Holstein zunehmend weniger als Energieträger eingesetzt (siehe Tabelle 40) und kommt verstärkt in der Industrie zur Anwendung, auch um Prozessemissionen zu reduzieren. Die in Deutschland insgesamt benötigte energetische Biomasse bleibt auf dem heutigen Niveau und steigt in den Szenarien nur leicht an (Fraunhofer ISI et al. 2017b).

Tabelle 39: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern in Schleswig-Holstein in TWh

Schleswig-Holstein	2008	2016	2030	2040	2050
Mineralölprodukte / flüssige Kohlenwasserstoffe	45,7	32,8	14,1	5,2	3,1
Steinkohle	12,3	9,4	0,1	0,1	0,0
Braunkohle	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0
Fossile Gase / gasförmige Kohlenwasserstoffe	22,7	30,2	14,4	6,7	0,8
Kernenergie	36,5	34,9	0,0	0,0	0,0
Erneuerbare Energien	11,3	28,7	62,2	77,5	132,6
Außenhandelsaldo Strom	-6,5	-20,0	-33,4	-24,5	-69,3
Außenhandelsaldo Fernwärme	-1,4	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5
Außenhandelsaldo Wasserstoff			-2,3	-13,1	-15,4
Sonstige	1,6	1,3	1,0	0,4	0,2
Gesamtverbrauch	123,0	116,5	54,7	50,7	50,5
<i>Reduktion gegenüber 2008</i>		<i>-5%</i>	<i>-56%</i>	<i>-59%</i>	<i>-59%</i>

Tabelle 40: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs von Biomasse in Schleswig-Holstein in TWh

Schleswig-Holstein	2016	2030	2040	2050
Haushalte	2,5	1,5	1,2	1,1
GHD	0,2	0,1	0,1	0,1
Verkehr	1,0	0,8	0,5	0,5
Industrie	0,7	1,8	1,8	1,9
Umwandlung	9,0	4,5	2,4	0,7
Summe	13,3	8,7	6,1	4,4

Tabelle 41: Relative Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern in Schleswig-Holstein gegenüber 2008

Schleswig-Holstein	2016	2030	2040	2050
Mineralölprodukte	-28%	-69%	-89%	-93%
Steinkohle	-24%	-99%	-100%	-100%
Braunkohle	-4%	-100%	-100%	-100%
Fossile Gase	33%	-37%	-71%	-97%
Kernenergie	-4%	-100%	-100%	-100%
Erneuerbare Energien	+153%	+448%	+583%	+1069%
Außenhandelsaldo Strom	+206%	+411%	+275%	+962%
Außenhandelsaldo Fernwärme	+6%	+6%	+6%	+6%
Sonstige	-21%	-39%	-75%	-85%
Gesamtverbrauch	-5%	-56%	-59%	-59%

6.3.3 Beitrag von SH zur Energiewende

Wie auch im 80%-Szenario wird für das 95%-Szenario im Folgenden diskutiert, inwieweit Schleswig-Holstein zur Erreichung der bundesweiten Ziele der Energiewende beiträgt. Dazu sind die EE-Stromerzeugung, der Energieverbrauch und die THG-Emissionen zur besseren Vergleichbarkeit zwischen Landes- und Bundesebene auf die Einwohnerzahl, die Landesfläche und die Wirtschaftsleistung (BIP) normiert.

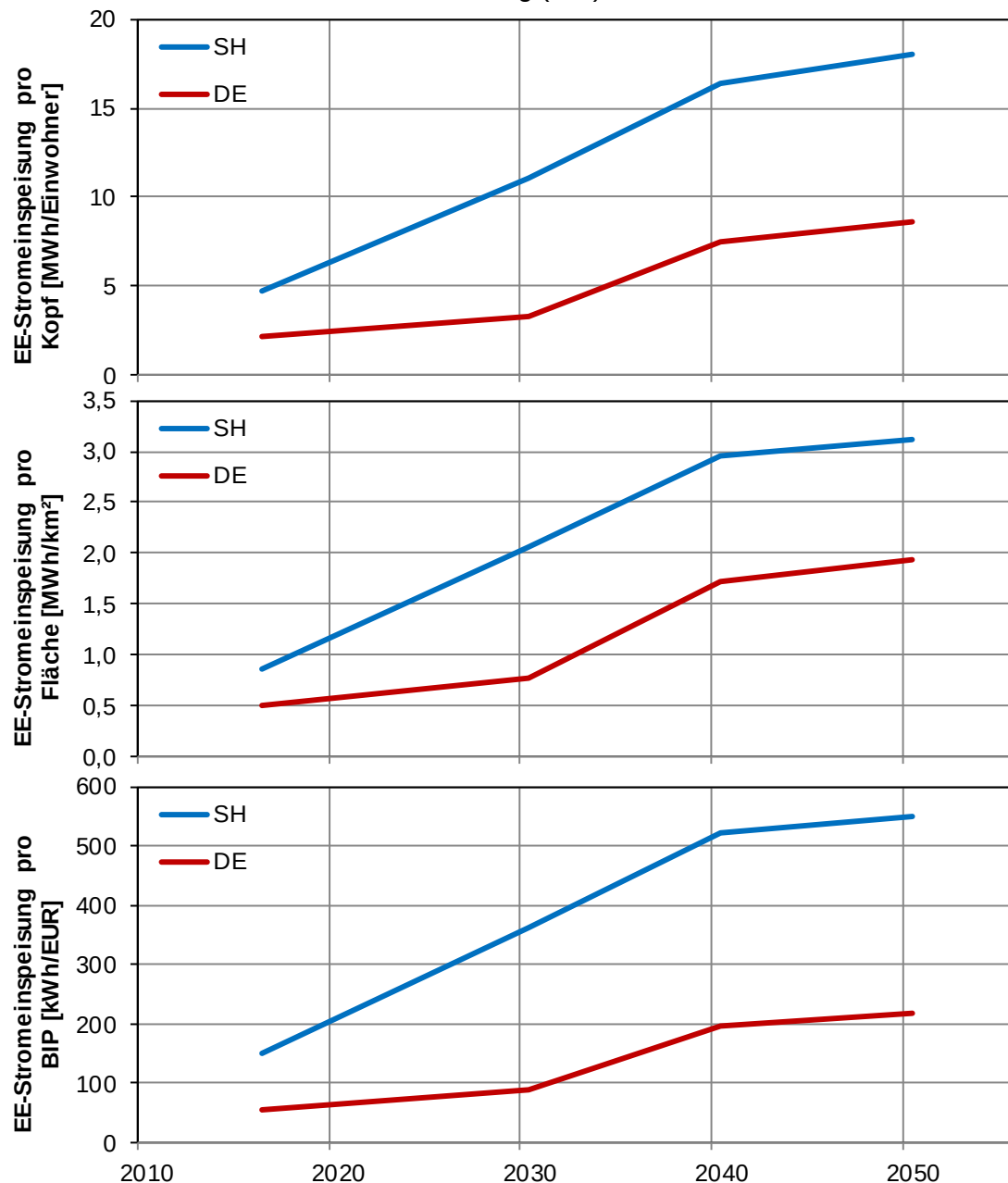


Abbildung 46: Beitrag von SH zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (an Land, d.h. ohne Wind offshore)

Bezüglich der Stromerzeugung aus EE liefert Schleswig-Holstein wie auch im 80%-Szenario einen überdurchschnittlichen Beitrag zur bundesweiten Zielerreichung (Abbildung 46). Grund dafür sind vorrangig die günstigen Wind-Potenziale, deren Nutzung das Land zu einem Vorreiter bei der Erzeugung von Windenergie macht. Die in Schleswig-Holstein an Land erzeugten EE-Strommengen liegen sowohl in Bezug auf die Einwohnerzahl, als auch auf die Landesfläche und das BIP weit über dem Bundesdurchschnitt. Dieses Verhältnis verstärkt sich bis 2050 noch einmal deutlich gegenüber dem heutigen Stand.

Bereits im 80%-Szenario ist der Primärenergiebedarf in Schleswig-Holstein sowohl pro Kopf, als auch pro Fläche im gesamten Betrachtungszeitraum geringer als im Bundesdurchschnitt. Bezogen auf die Wirtschaftsleistung ist er auf Landesebene zunächst noch überdurchschnittlich, was sich aber schon 2030 ändert (siehe Abbildung 25 auf Seite 72). Dies ist auch im 95%-Szenario der Fall. Der Endenergiebedarf sinkt jedoch sowohl in Schleswig-Holstein als auch in Deutschland stärker als im 80%-Szenario (Abbildung 47). Allerdings bleibt der Primärenergiebedarf im 95%-Szenario ab 2030 relativ stabil, da die Stromerzeugung für die Wasserstoffproduktion hinzukommt.

Im 95%-Szenario sinken die energiebedingten THG-Emissionen bis 2050 auf null. Um dieses Ziel im Jahr 2050 zu erreichen, sind diese im gesamten Betrachtungszeitraum deutlich geringer als im 80%-Szenario (Abbildung 48). Das Verhältnis zu den energiebedingten THG-Emissionen in Deutschland sind mit denen im 80%-Szenario vergleichbar und gleichen sich bis zum Jahr 2050 aneinander an. Die gesamten THG-Emissionen sind sowohl in Schleswig-Holstein als auch in Deutschland im Jahr 2050 besonders durch die Emissionen aus der Landwirtschaft geprägt. Daher liegen die Gesamtemissionen langfristig in Bezug auf die Einwohnerzahl und die Wirtschaftsleistung höher als auf Bundesebene (bezogen auf die Fläche dagegen etwas geringer).³⁴

³⁴ Für das 95%-Szenario ist ein direkter Vergleich mit den spezifischen Werten für Deutschland nicht möglich, da diese Zahlen zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes noch nicht vorlagen.

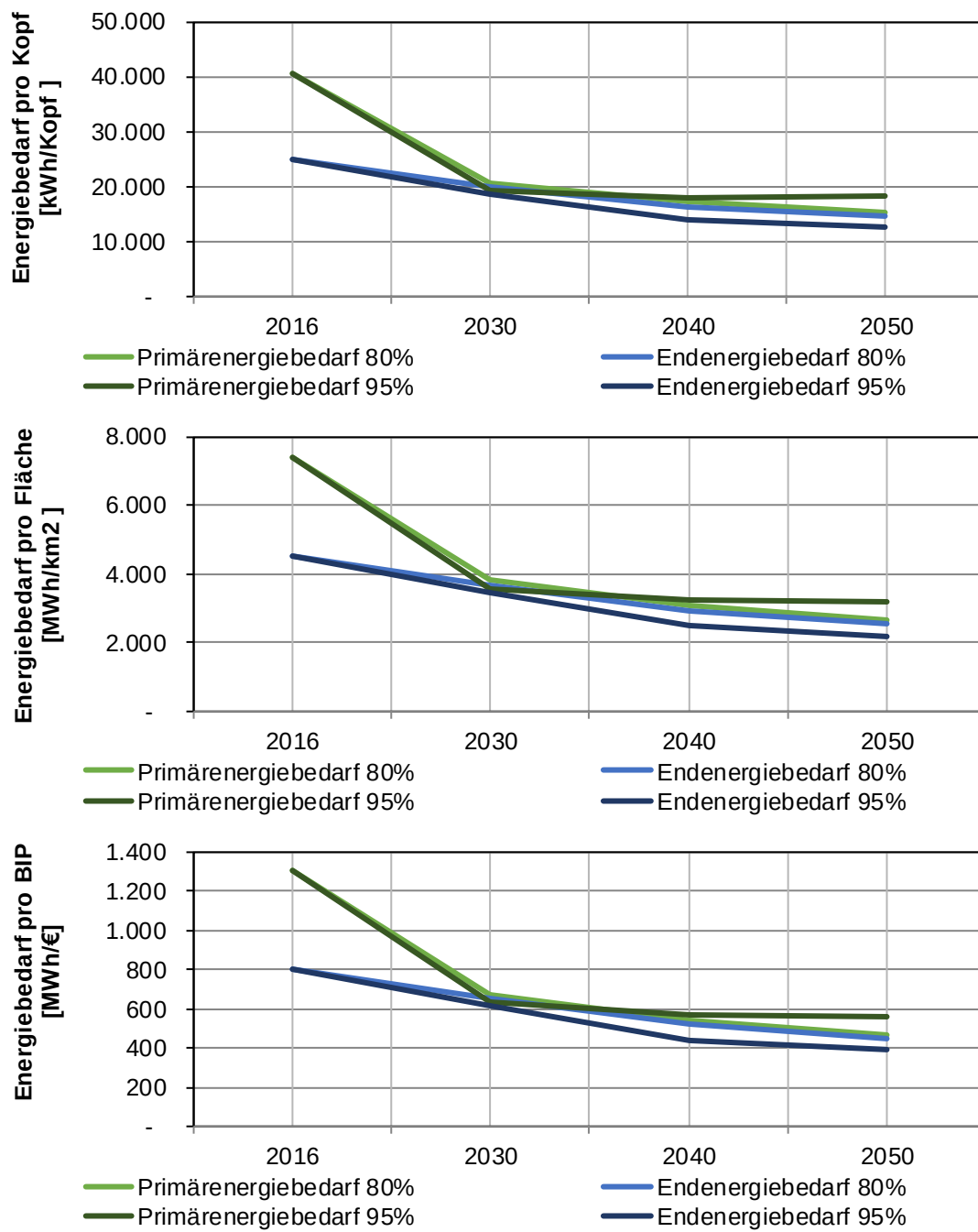


Abbildung 47: Entwicklung in SH zur Erreichung der Energieeffizienzziele

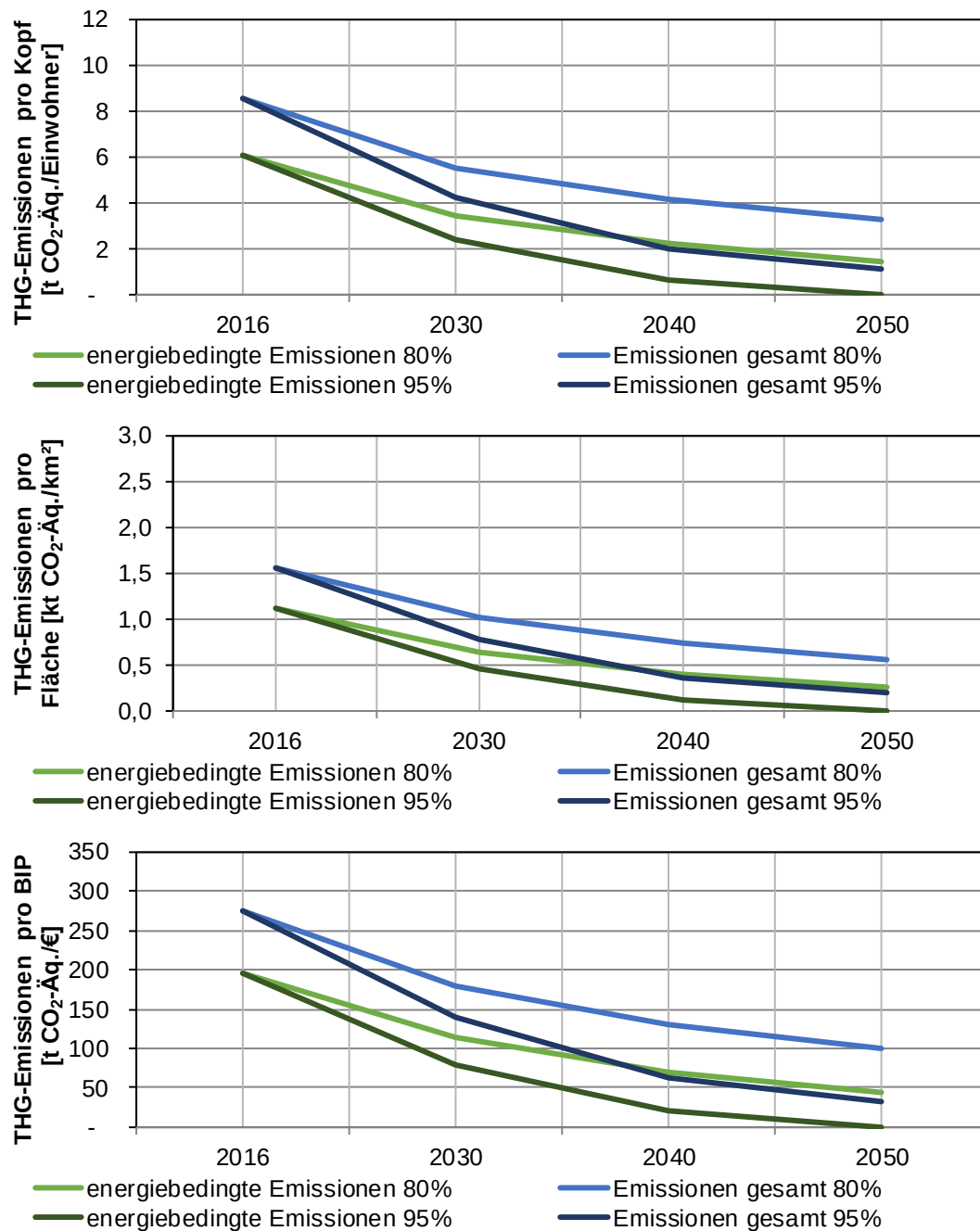


Abbildung 48: Beitrag von SH zur Senkung der THG-Emissionen

7 Gegenüberstellung der Szenarien

7.1 Vergleich 80%- und 95%-Szenario

Bereits im 80%-Szenario ist ein ambitionierter Rückgang der Endenergienachfrage nötig. Im 95%-Szenario muss dieser Rückgang in allen Sektoren noch schneller voranschreiten und bis zum Jahr 2050 ein vollständiger Ausstieg aus der energetischen Nutzung von fossilen Energieträgern erreicht werden, um die Ziele des Pariser Klimaabkommens erreichen zu können.

Für die Industrie bedeutet dies einen verstärkten Einsatz von Biomasse und die Umstellung von Industrieprozessen auf emissionsfreie Energieträger. Dabei spielt besonders der Wechsel auf Strom als zentralem Energieträger für die Prozesswärmebereitstellung eine wichtige Rolle, sowohl in Form direkter Nutzung sowie über den Einsatz von Sekundärenergieträgern wie Wasserstoff. Während im 80%-Szenario in schlecht dämmbaren Gebäuden noch der vereinzelte Einsatz fossiler Energieträger möglich ist, müssen im 95%-Szenario bis zum Jahr 2050 alle Gebäude sehr effizient sein und ausschließlich mit Strom, über Wärmenetze oder direkt durch erneuerbare Energien versorgt werden. Im Verkehrssektor tragen besonders Effizienzverbesserungen und Biomasseeinsatz zur Senkung des Energiebedarfs und der Emissionen bei. Langfristig ist im Individualverkehr eine (direkte oder indirekte) Elektrifizierung der Fahrzeuge notwendig. Die Entwicklung im 95%-Szenario ist mit der im 80%-Szenario vergleichbar, jedoch findet besonders die Elektrifizierung im 95%-Szenario schneller sowie umfassender statt.

Die Entwicklung der klassischen Stromnachfrage ist in beiden Szenarien vergleichbar und geht leicht zurück. Im 95%-Szenario steigt die Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen jedoch deutlich schneller und stärker an. Zusätzlich kommt bereits im Jahr 2030 die Stromnachfrage der Elektrolyse hinzu, die bis zum Jahr 2050 so weit ansteigt, dass sie die direkte Stromnachfrage übersteigt³⁵. Die Stromerzeugung in Schleswig-Holstein ist im 95%-Szenario im Jahr 2050 daher doppelt so hoch wie im 80%-Szenario. Während dies in Schleswig-Holstein kaum Veränderungen für den Ausbau der Windenergie an Land bedeutet, weil die kostengünstigen Potenziale bereits im 80%-Szenario ausgeschöpft werden, verdoppelt sich die Stromerzeugung aus Windenergie in Deutschland im Jahr 2050. In Schleswig-Holstein wird die hohe Stromnachfrage im Jahr 2050 vor allem durch einen stärkeren Ausbau der Offshore-Windenergie und der Photovoltaik gedeckt.

³⁵ Beim Import von günstigem grünen Wasserstoff würde der Ausbau der erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein vermutlich nur geringfügig über dem 80%-Szenario liegen.

7.2 Vergleich mit bestehenden Szenarien

Nach dem Vergleich der Ergebnisse des 80%- und des 95%-Szenarios im vorhergehenden Abschnitt sollen die beiden Szenarien im Verhältnis zu bestehenden Szenarien anderer Studien eingeordnet werden. Dafür werden jeweils ein 80%- und ein 95%-Szenario der Studien "Klimaschutzszenario 2050" (Öko-Institut und Fraunhofer ISI 2015), "Klimapfade für Deutschland" (BDI 2018), "Leitstudie Integrierte Energiewende" (dena 2018) und "Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050" (Forschungszentrum Jülich 2019) herangezogen. Einige wesentliche Ergebnisse für das Jahr 2050 sind für die verschiedenen 80%-Szenarien in Tabelle 42 und für die 95%-Szenarien in Tabelle 43 gegenübergestellt.

Im Vergleich der **80%-Szenarien** fällt auf, dass die Stromnachfrage mit ca. 540-650 TWh recht nah beieinanderliegt (mit Ausnahme des dena-Szenarios 80EL) und die Mehrheit der betrachteten Szenarien auf den Einsatz von Power-to-X (PtX) verzichtet (sowohl aus Import als auch aus heimischer Produktion). Der Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) an der Deckung der Stromnachfrage ist in dieser Studie am geringsten, was sich vor allem mit dem vergleichsweise großen Stromimportanteil erklären lässt, der in der Bilanz nicht zu den EE gezählt wird (auch wenn er in ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien de facto weitestgehend aus EE stammt). Der stärkere Import ist vor allem darauf zurückzuführen, dass bei der gesamteuropäischen Optimierung im Enertile-Modell verstärkt besonders günstige EE-Potenziale in anderen Ländern genutzt werden.

Die Stromerzeugung aus Wind ist in dieser Studie im Vergleich eher gering, allerdings vergleichbar mit der im Klimaschutzszenario 80. Der Offshore-Anteil fällt dabei wegen der ökonomischen Nachteile besonders niedrig aus, während er im BDI-Szenario am höchsten ist. Durch die vergleichsweise hohen Volllaststunden der Windkraftanlagen im Enertile-Modell weicht die installierte Leistung noch weiter nach unten ab als die Erzeugung. Auch im Fall der Photovoltaik (PV) sind Stromerzeugung und installierte Leistung in dieser Studie geringer, vor allem wegen der insgesamt etwas geringeren Stromnachfrage und der Nutzung günstigerer Potenziale im Ausland. Auffällig sind in diesem Zusammenhang die hohen Volllaststunden der PV im dena-Szenario (ca. 1020 h) und besonders im Szenario 80 des FZ Jülich (ca. 1150 h).

Tabelle 42: Vergleich der bundesweiten Ergebnisse des 80%-Szenarios für 2050 mit bestehenden Szenarien (in TWh, soweit nicht anders angegeben)

Szenario	80%-Szenario (diese Studie)	Klima- schutz- szen. 80	BDI Klima- pfade 80%	dena Leit- studie 80EL	dena Leit- studie 80TM	FZ Jülich Szen. 80
Stromnachfrage (ohne PtX-Prod.)	570	609	536	1003	648	642
zusätzl. Strombe- darf PtX-Produktion	0	0	0	147	161	84
EE-Anteil an Stromnachfrage	74%	83%	88%	76%	91%	90%
Stromerzeugung Wind onshore	274	221	208	493	471	364
Stromerzeugung Wind offshore	67	122	188	116	80	102
Stromerzeugung PV	79	115	100	168	116	125
Nettoimport Strom (negativ=Export)	98	61	-24	15	-22	20
Nettoimport PtX	0	0	0	25	152	0
CCS (Mt CO ₂)	35	0	0	0	0	0

Im Vergleich der **95%-Szenarien** treten die Unterschiede noch deutlicher zutage. Die Stromnachfrage ist in dieser Studie vergleichsweise hoch und wird nur im dena-Szenario 95EL übertroffen. Unter Einbeziehung der Stromnachfrage für die inländische PtX-Produktion ist der Strombedarf in dieser Studie mit Abstand am höchsten. Ein wichtiger Grund dafür ist neben der verstärkten Direktelektrifizierung der Verzicht auf den Import von PtX, der bei BDI, dena und FZ Jülich deutlich über 300 TWh im Jahr 2050 beträgt. Der Import von Strom ist dagegen in dieser Studie deutlich größer als in allen übrigen, was sich auch wieder im vergleichsweise geringen EE-Anteil an der Deckung der Stromnachfrage niederschlägt. Der im Vergleich sehr geringe Strom- und PtX-Bedarf und Import im Klimaschuttszenario 95 zeigt, dass darin der Stellenwert der Energieeffizienz noch höher ist als in dieser Studie.

Die Stromerzeugung aus Wind ist wegen der hohen Nachfrage ebenfalls hoch, allerdings geringer als im Szenario 95 des FZ Jülich. Auch die Offshore-Erzeugung ist wegen der starken Ausschöpfung der Potenziale vergleichsweise hoch, bleibt aber hinter dem extrem hohen Offshore-Anteil im BDI-Szenario zurück. Die installierte Windleistung ist in dieser Studie nur durchschnittlich, vor allem wegen der höheren Auslastung, die aber durch die Nutzung auch ungünstigerer Potenziale näher an der in den übrigen Studien liegt als im 80%-Szenario. Die PV-Stromerzeugung ist im Vergleich wegen der hohen

Stromnachfrage in dieser Studie am höchsten, allerdings nur knapp vor der im Szenario 95 des FZ Jülich. Wegen eher geringer PV-Volllaststunden weicht die installierte PV-Leistung noch weiter nach oben ab. Mit 219 GW liegt die PV-Leistung in dieser Studie zwar oberhalb der PV-Potenzialgrenze manch anderer Studie, aber noch unter den Werten in Umweltbundesamt 2014 (275 GW), in WWF 2018 (313 GW) und in Fraunhofer IWES 2017 (340 GW).

Bei der Frage, ob **CCS (CO₂-Abscheidung und Speicherung)** in einem 80%- oder 95%-Szenario zum Einsatz kommen sollte, unterscheidet sich diese Studie von den meisten anderen. Im 80%-Szenario dieser Studie kommt CCS für Prozessemissionen der Industrie vor (mit einem Umfang von 35 Mt CO₂ im Jahr 2050), während alle übrigen 80%-Szenarien auf CCS verzichten. Im 95%-Szenario dieser Studie hingegen wird in Schleswig-Holstein kein CCS eingesetzt³⁶. Darin stimmt es nur mit dem Szenario 95 des FZ Jülich überein, während CCS in allen übrigen 95%-Szenarien eine Rolle spielt (im BDI 95%-Pfad sogar eine besonders große mit 93 Mt CO₂ im Jahr 2050 im Industrie- und Umwandlungssektor).

Der Grund für diese Abweichung ist, dass das 80%-Szenario hier keinen grundlegenden Wandel in den Industrieprozessen enthält. Stattdessen basiert es auf Effizienz, Biomasse, Kreislaufwirtschaft und schließlich CCS und verfolgt dabei eine sehr starke Kostenminimierung. Im 95%-Szenario war hingegen der Ansatz, CCS zu minimieren und eine stärkere Rolle von innovativen Herstellungsverfahren und Wasserstoff/PtG zu erlauben. Für die in Schleswig-Holstein ansässige Ammoniakproduktion stellt grüner Wasserstoff eine Dekarbonisierungsoption dar. Im Fall der Zementproduktion verlangt ein Verzicht auf CCS umfassende Umstellungen in der Zementherstellung und vor allem auch -nutzung (siehe Abschnitt 6.1.2). Somit ist das 95%-Szenario ambitionierter, nutzt Innovationen, die heute noch nicht am Markt verfügbar sind, und setzt auf teurere Energieträger statt auf CCS. Damit zeigt dieses 95%-Szenario, dass ein Pfad ohne CCS zwar möglich ist, dafür allerdings tiefgreifende Umstellungen verlangt. Ein wesentlicher Grund für die Wahl eines 95%-Szenarios ohne CCS ist auch die in Abschnitt 9.2 diskutierte Problematik der parallelen Nutzung von CCS und von PtX in der Form synthetischer Kohlenwasserstoffe.

³⁶ In Deutschland insgesamt kommt CCS allerdings im 95%-Szenario dieser Studie im Umfang von 10 Mt CO₂ im Jahr 2050 zum Einsatz. Grund dafür ist, dass die Prozessemissionen der Industrie in Deutschland eine größere Rolle spielen als in Schleswig-Holstein und es daher auf Bundesebene schwer wäre, das 95%-Ziel ohne CCS zu erreichen.

Tabelle 43: Vergleich der bundesweiten Ergebnisse des 95%-Szenarios für 2050 mit bestehenden Szenarien (in TWh, soweit nicht anders angegeben)

Szenario	95%-Szenario (diese Studie)	Klima- schutz- szen. 95	BDI Klima- pfade 95%	dena Leit- studie 95EL	dena Leit- studie 95TM	FZ Jülich Szen. 95
Stromnachfrage (ohne PtX-Prod.)	974	622	583	1002	646	746
zusätzl. Strombe- darf PtX-Produktion	308	157	65	154	191	261
EE-Anteil an Stromnachfrage	73%	95%	100%	87%	91%	99%
Stromerzeugung Wind onshore	463	390	215	494	471	543
Stromerzeugung Wind offshore	210	180	258	144	110	154
Stromerzeugung PV	198	123	114	168	116	193
Nettoimport Strom (negativ=Export)	345	7	-4	136	-29	21
Nettoimport PtX	0	40	340	396	744	363
CCS (Mt CO ₂)	10	41	93	16	16	0

8 Kostendiskussion

Die Konzeption dieser Studie mit ihrer Beschränkung auf ein 80%- und ein 95%-Szenario erlaubt keine Analyse der Kosten des Klimaschutzes. Dafür wird ein eigenes Referenzszenario ("*business as usual*") benötigt, in dem keine weiteren Ambitionen zur Reduktion von THG-Emissionen unterstellt sind. Nur im Verhältnis zu diesem Referenzszenario ließen sich qualifizierte Aussagen über die Kosten der in den Szenarien modellierten Entwicklungen treffen. Um dennoch eine Einordnung der Kosten zu ermöglichen, wird in diesem Kapitel die Kostenbetrachtung für die bundesweiten Szenarien (Fraunhofer ISI et al. 2017d) dargestellt. Das *Basisszenario* entspricht in großen Teilen dem 80%-Szenario dieser Studie. Die ermittelten Kosten der Erreichung von Klimaschutzziele sind grundsätzlich schwer zu interpretieren. Zum einen ist die Wahl des Bilanzkreises, innerhalb dessen die Kosten betrachtet werden, relativ willkürlich. Zum anderen sind die tatsächlichen Kosten des Referenzszenarios kaum bezifferbar, wenn dieses eine Verfehlung der Klimaschutzziele mit potenziell desaströsen Auswirkungen beinhaltet.

8.1.1 Kostendefinition und Berechnungsmethodik

Die (zumindest näherungsweise) Bestimmung derjenigen Kosten, die sich aus der Verfolgung der energie- und klimapolitischen Ziele ergeben, ist methodisch aus mehreren Gründen nicht trivial. Zum einen muss zunächst der anzulegende Kostenbegriff abgegrenzt werden; zum anderen ist nicht immer eindeutig abzugrenzen, ob bestimmte Kosten bzw. welcher Teil der Kosten auf politische Maßnahmen zurückgeführt werden können. Zusätzlich haben bestimmte Entwicklungen teilweise große Auswirkung auf Energieverbrauch und Emissionen, obwohl ihnen keine monetären Kosten zugewiesen werden können. Dies betrifft z. B. bestimmte Verhaltensänderungen wie das häufigere Nutzen öffentlicher Verkehrsmittel.

Für die Nachfragesektoren ist es nicht zweckmäßig – und auch kaum möglich – Gesamt(-system)kosten auszuweisen. Wie viel beispielsweise der Verkehrssektor in Gänze kostet, ist für die Fragestellung unerheblich. Relevant sind allein die Mehr- oder Minderkosten, die sich durch die unterschiedlichen Maßnahmen in den Szenarien ergeben. So werden im *Basisszenario* häufig teurere, aber effizientere Technologien eingesetzt, was die Kosten erhöht. Dieser Differenz steht zumeist ein verminderter Energieträgereinsatz gegenüber, was im *Basisszenario* die Kosten tendenziell senkt.

Im Umwandlungssektor können und müssen die Gesamtkosten jedoch bestimmt werden. Dies ist erforderlich, um die Kosten der in den Nachfragesektoren genutzten sekundären Energieträger wie Strom und Nah- und Fernwärme festzulegen. Auf dieser Basis kann die Kostenwirkung eines Wechsels von Erdgas auf Strom ermittelt werden.

Im Rahmen der Kostenabschätzung werden die sog. **systemanalytischen Differenzkosten** betrachtet. Diese beinhalten die Kosten für geänderte Investitionen, Wartung und Betrieb sowie den Energiebedarf. Nicht betrachtet werden dagegen die folgenden Aspekte:

- Transaktionskosten sowie weitere Kosten für die Implementierung der Politiken
- Volkswirtschaftliche Folgewirkungen, wie z. B. Änderungen der Außenhandelsbilanz, Arbeitsplatzeffekte und Verteilungseffekte
- mit der Energiewende in Zusammenhang stehende Neben-Nutzen bzw. -Kosten, beispielsweise die Erhöhung des Immobilienwerts durch verstärkte Gebäudesanierung oder erhöhtes Komfortniveau nach thermischer Sanierung der Gebäudehülle.
- Reduzierung der externen Kosten der Energieversorgung

8.1.2 Differenz der Kosten zwischen Basis- und Referenzszenario

Generell sind die Kosten erneuerbarer Energien im *Basisszenario* aufgrund der zusätzlichen Nebenbedingungen höher als im *Referenzszenario* (die Differenzen der einzelnen Kostenkomponenten sind in Tabelle 44 dargestellt). Bis 2030 ergibt sich die größte Differenz aus dem höheren Ausbau von Wind-Offshore. Ab 2040 sind die Mehrkosten durch PV und Wind-Onshore jeweils höher. Die Mehrkosten der PV steigen, da das Modell im *Referenzszenario* die Möglichkeit hat, die installierte Leistung unter 52 GW sinken zu lassen. Die Mehrkosten für Wind-Onshore sinken in der letzten Dekade, da das Modell auch im *Referenzszenario* bei weniger stark steigenden CO₂- und Brennstoffpreisen Wind-Onshore weiter ausbaut.

Ebenfalls erwartungsgemäß ergeben sich im *Basisszenario* Minderkosten im Bereich der Kohleverstromung. Die Differenz steigt im Laufe der Zeit an, da Kohlekraftwerke am Ende ihrer Lebensdauer nicht ersetzt werden. Demgegenüber ergeben sich im *Basisszenario* Mehrkosten für Stromerzeugung aus Erdgas.

Die höheren Kosten der Stromerzeugung in Deutschland werden teilweise durch Stromexport wieder kompensiert. Im *Basisszenario* wird mehr Strom exportiert, dessen Wert den im *Referenzszenario* um bis zu 5,2 Mrd. EUR (in 2030) übersteigt. In 2050 kehrt sich dies um: Der im *Basisszenario* höhere Import verursacht Mehrkosten von 2,5 Mrd. EUR.

Dabei ist zu beachten, dass der Import aus Kosteneffizienzgründen stattfindet. Eine Erzeugung in Deutschland würde zu höheren Kosten führen.

Die Mehrkosten durch den zusätzlichen Netzausbau im Basisszenario nehmen ab 2030 kontinuierlich zu. Zunächst wird der größere Betrag durch das Übertragungsnetz verursacht, in der letzten Dekade übersteigen die Mehrkosten des Verteilungsnetzes jedoch die des Übertragungsnetzes.

Die spezifischen Kosten des Stroms (bezogen auf die Endenergie) nehmen zwischen 2020 und 2030 im *Basisszenario* deutlich stärker zu, bleiben dann aber verhältnismäßig konstant. Zwischen 2030 und 2050 sind die spezifischen Stromkosten zwischen 19 und 21 EUR/MWh höher. In diesem Zeitraum kompensieren sich viele Effekte so, dass es zu keinem weiteren relativen Anstieg der spezifischen Stromkosten kommt. Die Stromkosten sinken in beiden Szenarien ungefähr mit der gleichen Geschwindigkeit.

Tabelle 44: Differenz der jahresbezogenen Kosten des deutschen Stromsystems zwischen *Basis-* und *Referenzszenario*, in Mio. EUR₂₀₁₀ (übernommen aus Fraunhofer ISI et al. 2017d)

	2020	2030	2040	2050
Kernenergie	0	0	0	0
Steinkohle	479	-1.152	-1.790	-1.942
Braunkohle	-976	-1.842	-3.279	-4.367
Erdgas	1.720	2.584	1.303	-298
Andere Fossile	0	0	0	0
Wind-Onshore	547	1.221	5.338	3.637
Wind-Offshore	0	3.481	3.481	2.847
PV	1.402	1.596	4.317	4.936
Biomasse	1.103	1.584	1.555	954
Wasserkraft u.a. EE	0	0	0	0
Export/Import	-3.051	-5.229	-5.000	2.531
Speicher	0	0	0	0
Übertragungsnetz	102	1.018	1.591	1.646
Verteilungsnetz	180	275	1.333	1.784
Gesamtsumme	1.506	3.535	8.848	11.730
Endenergienachfrage [TWh]	-25	-47	-22	-1
<i>Differenz spez. Vollkosten [EUR/MWh]</i>	<i>9,2</i>	<i>18,9</i>	<i>21,4</i>	<i>20,9</i>

(Positive Werte entsprechen Mehrkosten im Basisszenario.)

Nach dem Fokus auf das Stromsystem sollen nun die Gesamtkosten unter Berücksichtigung der übrigen Sektoren betrachtet werden (siehe Tabelle 45). Die Gesamtkosten stellen die Summe der Kosten in den einzelnen Sektoren dar (siehe auch Fraunhofer ISI et al. 2017d). Hier werden besonders die Energieträgerkosten der Szenarien und die

Gesamtkosten verglichen. Dabei bestätigt sich zunächst die Annahme, dass im *Basisszenario* höhere Fixkosten (inklusive Wartung und Instandhaltung) geringeren Kosten für Energieträger gegenüberstehen. Die Differenz der Fixkosten nimmt in der Periode zwischen 2020 und 2040 um ca. 1 Mrd. EUR pro Jahr zu. In den späteren Jahren sind dabei die Mehrkosten der Wohngebäude ein Kostentreiber. Diese sind in 2050 für über die Hälfte der höheren Fixkosten verantwortlich.

Tabelle 45: Differenz der Kosten zwischen *Basis-* und *Referenzszenario* in Mio. EUR (übernommen aus Fraunhofer ISI et al. 2017d).

	Sektor	Bereich	2020	2030	2040	2050
Differenz Fixkosten (Investition, Wartung und Instandhaltung)	GHD	Prozesse	663	1.826	2.106	2.412
		Gebäude	76	-2	139	1.221
	Haushalte	Gebäude	801	2.785	7.782	14.083
		Geräte	1.807	2.833	4.135	5.395
	Verkehr		334	5.137	8.066	3.050
	Industrie		343	781	1.320	1.374
	Summe		4.024	13.360	23.548	27.535
Differenz Energie- trägerkosten	GHD	Prozesse	-201	-734	-825	-1.046
		Gebäude	168	1	-617	-833
	Haushalte	Gebäude	77	-119	-1.721	-2.428
		Geräte	455	-227	-154	-280
	Verkehr		-1.573	-5.585	-8.131	-9.828
	Industrie		76	-706	327	1.931
	Summe		-997	-7.369	-11.121	-12.485
Differenz Gesamt	GHD	Prozesse	462	1.092	1.281	1.365
		Gebäude	245	-1	-478	388
	Haushalte	Gebäude	878	2.665	6.061	11.654
		Geräte	2.263	2.606	3.981	5.115
	Verkehr		-1.397	-932	-972	-7.846
	Industrie		420	75	1.647	3.305
	Summe		3.027	5.991	12.427	15.050

Bei den Energieträgerkosten werden teilweise gegenläufige Prozesse deutlich. Zunächst ist zu beachten, dass die Energieträgerpreise in beiden Szenarien bis auf Strom und netzgebundene Wärme identisch sind. Ein Minderverbrauch an diesen Energieträgern führt also immer zu Minderkosten im Bereich der Energieträgerkosten. Bei Strom und Fernwärme ist dies nicht immer der Fall. Der spezifische Strompreis ist im *Basisszenario*

in allen abgebildeten Jahren höher als im Referenzszenario; in 2050 beträgt der Unterschied 22 %. Verbraucht eine Anwendung im *Basisszenario* in diesem Jahr 22 % weniger Strom als im Referenzszenario, sind die Energieträgerkosten in beiden Szenarien identisch, da sich Effizienzgewinn und höhere spezifische Kosten kompensieren. Dieser Effekt ist z. B. bei den Haushaltsgeräten zu beobachten: Diese verbrauchen im *Basisszenario* zwar deutlich weniger Strom, ein großer Teil dieser Einsparungen wird jedoch durch die (umgelegten) höheren Kosten der Stromerzeugung kompensiert.

Uneinheitlich sind ebenfalls die Wirkungen eines Brennstoffwechsels. So führt ein Wechsel von fossilen Energieträgern zu Biomasse in der Wärmebereitstellung in den meisten Fällen zu geringeren Energieträgerkosten. Im Verkehr ist dies durch die notwendige Raffinierung nicht der Fall: Biokraftstoffe sind in der hier angestellten Kostenbetrachtung daher teurer als ihre fossilen Entsprechungen. Elektrofahrzeuge haben durch ihre besseren Wirkungsgrade insbesondere in den späteren Jahren, in denen der Ölpreis höher ist als heute, niedrigere spezifische Energiekosten. In diesem Fall ist ein elektrisch zurückgelegter Kilometer günstiger als ein fossiler. Dass in den späteren Dekaden batterieelektrische PKW günstiger sind als PKW mit Verbrennungsmotor, ist mitverantwortlich für die im *Basisszenario* deutlich niedrigeren Gesamtkosten des Verkehrssektors. Bei der Interpretation der Differenzkosten ist allerdings zu beachten, dass im Verkehr auch verbrauchsensenkende Maßnahmen und Effekte zum Tragen kommen, denen nur geringe oder keine Kosten gegenüberstehen. So führt z. B. eine geänderte Wahl des Verkehrsmittels in dieser Perspektive zu energetischen Einsparungen, denen keine oder nur geringfügig höhere Fixkosten gegenüberstehen. Auch eine Verschiebung der PKW-Flotte hin zu kleineren, energiesparenden Fahrzeugen führt sowohl bei Investitionen als auch bei Energieträgern zu geringeren Kosten.

Neben den hier betrachteten steigenden Gesamtkosten, werden durch die Bemühungen zum Klimaschutz jedoch Umweltkosten eingespart. Diese ergeben sich besonders durch geringere Kosten des Klimawandels, jedoch auch durch reduzierte externe Kosten aus Luftschadstoffen und Lärm (Umweltbundesamt 2019b).

Ein Kostenvergleich zwischen Basis- und 95%-Szenario führt zu vergleichbaren Erkenntnissen. Durch höhere CO₂-Preise ergeben sich in den ersten Jahren höhere Energieträgerkosten. Gleichzeitig sind zusätzliche Technologien konkurrenzfähig. Da der Lösungsraum im 95% Szenario enger ist, weist dieses höhere Gesamtkosten auf als das 80%-Szenario. Durch die Energieeinsparungen werden die höheren Kosten teilweise wieder ausgeglichen. Für das 95%-Szenario ist ein entsprechender Kostenvergleich nicht möglich, da diese Zahlen zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes noch nicht abschließend ausgewertet waren.

9 Exkurs: Sensitivitätsbetrachtungen zu Power-to-Gas

Im Falle einer vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems dürfen nur noch emissionsfreie Energieträger zum Einsatz kommen. Nachfrage, die nicht lokal durch solche Energieträger wie Biomasse oder Solarthermie gedeckt wird, muss über sekundäre Energieträger aus dem Umwandlungssektor gedeckt werden. Dabei gibt es drei unterschiedliche Optionen: Entweder kann Strom direkt genutzt werden, oder Strom muss in andere sekundäre Energieträger umgewandelt werden, entweder in Wasserstoff oder in Kohlenwasserstoffe (auch bekannt unter Power-to-Gas bzw. Power-to-Liquid). Ein Vergleich der Merkmale dieser Optionen ist in Tabelle 46 dargestellt. Der Vergleich lässt mehrere Rückschlüsse für die mögliche Bedeutung der Energieträger im Fall einer vollständigen Dekarbonisierung zu.

9.1 Vergleich direkter Stromnutzung mit Power-to-Gas

Generell ist eine direkte Nutzung von Strom allein aus Effizienzgründen (technisch und ökonomisch) in vielen Fällen die vorzuziehende Option. Sie reduziert den Bedarf an EE-Stromerzeugern und vermeidet dadurch unnötige Mehrkosten, Flächenbedarfe und ggf. Akzeptanzprobleme. Für die 80%ige Reduktion im Basisszenario der Langfristszenarien reicht dieser Pfad aus; Wasserstoff und strombasierte Kohlenwasserstoffe werden nicht benötigt, da in einigen kritischen Bereichen noch auf konventionelle Brennstoffe zurückgegriffen werden kann. Diese Option steht im Falle einer 95%igen THG-Reduktion nicht mehr zur Verfügung. Im 95%-Szenario wird grüner Wasserstoff als Energieträger im Verkehr und bei der Stromerzeugung sowie als Rohstoff in der Industrie benötigt, da aufgrund des sehr engen Emissionsbudgets außerhalb der Landwirtschaft nahezu keine Emissionen mehr anfallen dürfen. An diesen Punkten zeigt sich, dass sich **der Einsatz von Strom aus verschiedenen Gründen nicht beliebig weit ausdehnen lässt.** Hemmnisse sind hier u.a. Anforderungen an die Systemflexibilität, der Flächenbedarf sowie Akzeptanzprobleme beim Netzausbau und Anlagenbau, aber auch technische Anforderungen bei manchen Industrieprozessen. Daher stellt sich die Frage, wie viel und welche Nachfrage allein aus Strom gedeckt werden kann, bis die Bereitstellung von Flexibilität so teuer wird, dass Wasserstoff und / oder strombasierte Kohlenwasserstoffe genutzt werden sollten.

Tabelle 46: Vergleich der Vor- und Nachteile von direkter Stromnutzung, Wasserstoff und strombasierten Kohlenwasserstoffen (Kostenabschätzung nach Buttler und Spliethoff 2018 und Fraunhofer ISE et al. 2018).

	Direkte Stromnutzung	Wasserstoff (Elektrolyse)	Strombasierte Kohlenwasserstoffe (PtG, PtL)
Vorteile	• Technisch effizientester Pfad • In vielen Fällen günstig	• Technisch effizienter als Kohlenwasserstoffe • Speicherbar	• Infrastruktur in Teilen vorhanden • Vorhandene Speicher nutzbar
Nachteile	• Nötiger Ausbau Netz- und ggf. Speicherinfrastruktur • Bei hohen Anteilen fluktuierender EE ist Ausbau der Flexibilitätsmaßnahmen inkl. Speicher notwendig	• Komplexe und teure Umstellung der Infrastruktur • Starke Pfadabhängigkeit	• CO₂-Input notwendig • Potenziale für „bilanz-neutrales“ CO₂ für die Methanisierung stark beschränkt • Teuer (Vermeidungskosten über 500 EUR/t) • Ineffizienteste der drei Optionen (höchste Verluste)
Wirkungsgrad heute	~95 %	~67 %	~50 %
Kosten heute	70 EUR/MWh	148 EUR/MWh	221-321 EUR/MWh
Wirkungsgrad 2050	~95 %	67-87 %	50-74 %
Kosten 2050	50 EUR/MWh	74-118 EUR/MWh	97-281 EUR/MWh

Sollte es nicht möglich oder zu kostspielig sein, die gesamte nicht lokal gedeckte Nachfrage über Strom (und netzgebundene Wärme) bereit zu stellen, stellt sich die Frage, welcher sekundäre Brennstoff bzw. welche Kombination eingesetzt werden soll. Der einfache Vergleich in Tabelle 46 liefert hier keine eindeutige Antwort. Wasserstoff und aus Strom erzeugte Kohlenwasserstoffe haben jeweils bestimmte Vor- und Nachteile. Das größte Hindernis für den Einsatz von Wasserstoff ist der notwendige Aufbau der Infrastruktur. Für strombasierte Kohlenwasserstoffe scheinen die hohen Wirkungsgradbedingten Verluste und die daraus resultierenden hohen Kosten auf den ersten Blick die größten Hürden zu sein. In der Umsetzung wird aber die Herkunft des dafür notwendigen CO₂ ein noch größeres Hindernis darstellen. Um die Klimaneutralität auch für den erzeugten Brennstoff zu erhalten, muss das CO₂ vorher der Atmosphäre entzogen werden. Dafür käme zum einen biogenes CO₂ in Frage, z.B. aus der Biogasaufbereitung, der Bioethanol-Produktion sowie aus dem stationären Biomasseeinsatz. Wie viel CO₂ abgeschieden und verwendet werden kann, hängt stark von der Ausgestaltung des Energiesystems ab. Wird kaum noch Biomasse in stationären Anlagen eingesetzt, weil es im Flugverkehr und anderen dezentralen Anwendungen genutzt wird, steht auch weniger

CO₂ zur Abscheidung zu Verfügung. Zum anderen könnte technisch aus der Luft abgeschiedenes CO₂ verwendet werden, allerdings zu wahrscheinlich sehr hohen Kosten. Selbst eher optimistische Kostenabschätzungen von 150-320 EUR/t CO₂ führen zu CO₂-Vermeidungskosten von EE-Methan von deutlich über 500 EUR/t. Da aber die anderen Quellen für bilanzneutrales CO₂ über ein beschränktes Potenzial verfügen, muss bei großen Nachfragen nach strombasierten Kohlenwasserstoffen auf Luftabscheidung zurückgegriffen werden.

Des Weiteren ist zu bedenken, dass der optimale Energiemix „Sprungstellen“ aufweist. Es ist z.B. möglicherweise nicht sinnvoll, sowohl die notwendige Infrastruktur für Wasserstoff, als auch für strombasierte Kohlenwasserstoffe parallel auszubauen. Zusätzlich könnte es beispielsweise günstiger sein, das ganze Energiesystem im Sinne einer „Wasserstoffwirtschaft“ umzustellen, wenn ohnehin in vielen Bereichen auf Wasserstoff zurückgegriffen werden muss. Aus Systemeffizienzgründen könnte dann sogar weniger Strom direkt genutzt werden, als dies rein technisch möglich wäre.

9.2 Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff

Derzeit wird im Bereich Power-to-Gas eine rege und vielschichtige Diskussion geführt. Im Folgenden werden zunächst die zentralen Schlüsseltechnologien dargestellt und abgegrenzt. Anschließend werden grundsätzliche Pfadabhängigkeiten und Konkurrenzen zwischen den Technologien diskutiert.

Als „Schlüsseltechnologien der Energiewende“ werden derzeit diskutiert:

Synthetische Kohlenwasserstoffe (e-Methan, ...), die in den meisten PtX-Szenarien importiert werden. Häufig wird ein Import aus der Region des mittleren und Nahen Osten (MENA-Region) angenommen. Auch die Erzeugung von synthetischen Kohlenwasserstoffen in Deutschland und Europa wird untersucht. Wenn synthetische Kohlenwasserstoffe jedoch in bedeutsamer Menge genutzt werden sollen, so reichen die in dieser Studie ermittelten Potenziale in Deutschland und Europa zur Erzeugung des für die Elektrolyse notwendigen EE-Stroms nicht aus.

(EE-)Strombasierter Wasserstoff („Grüner Wasserstoff“) kann in Deutschland erzeugt werden oder über Schiffe oder neue Wasserstoffleitungen importiert werden. Der Transport von Wasserstoff ist dabei jedoch deutlich aufwendiger und teurer als der Transport von Kohlenwasserstoffen.

Neben „grünem Wasserstoff“ kann auch **„blauer Wasserstoff“ (Wasserstoff aus fossilen Quellen mit CCS)** eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung spielen. Hier besteht einerseits die Möglichkeit des Imports von fossilem Methan, der Umwandlung zu

Wasserstoff in Deutschland und der anschließenden Speicherung von CO₂. Neben der Speicherung des CO₂ in Deutschland könnte dieses auch wieder abtransportiert und in den Erdgasförderstätten verpresst werden. Anstelle des Importes von Methan und des Exportes von CO₂ ist auch die Erzeugung von „blauem Wasserstoff“ direkt an den Förderstätten mit einer CO₂-Speicherung vor Ort möglich. In diesem Fall kann blauer Wasserstoff direkt importiert werden. Dies ist jedoch wie auch bei grünem Wasserstoff deutlich aufwendiger und teurer als der Transport von Kohlenwasserstoffen.

Eine weitere vielversprechende Technologie zur Erzeugung von blauem Wasserstoff ist die **Methanpyrolyse**. Diese befindet sich momentan noch in der Forschung. Bei der Methanpyrolyse fällt bei der Erzeugung von Wasserstoff aus Methan der Kohlenstoff nicht als CO₂, sondern als Feststoff an, wodurch der Kohlenstoff besser gespeichert werden kann.

Mit Blick auf den blauen Wasserstoff stellt sich die Frage, wie konkurrenzfähig grüner Wasserstoff und synthetische Kohlenwasserstoffe sein können, wenn die Verpressung substanzieller Mengen CO₂ in Deutschland oder auch in anderen Ländern eine Option ist. Eine folgende Gegenüberstellung von e-Methan und einer bilanziellen Kompensation der CO₂-Emissionen aus Erdgas soll diese Frage verdeutlichen.

	e-Methan	bilanzielle Kompensation der CO ₂ -Emissionen aus Erdgas mittels CCS
CO ₂ -Quelle	Luftabscheidung einer Tonne CO ₂ evtl. Transport des CO ₂	
CO ₂ -Speicherung	keine	Verpressen von einer Tonne CO ₂
Erzeugung/ Förderung von Methan	EE-Stromerzeugung Elektrolyse Methanisierung	Erdgasförderung
Nutzung	Freisetzen von einer Tonne CO ₂ in die Atmosphäre	
CO ₂ -Bilanz	neutral	neutral

Die oben dargestellten Nutzungspfade von e-Methan und über CCS kompensierter Erdgasförderung haben die gleiche Klimawirkung. Nach der Verbrennung des Methans ist die gleiche Menge Kohlenstoff in der Atmosphäre. Ist die Verpressung von CO₂ weltweit keine Option, so ist die Nutzung von e-Methan eine Option, während die Nutzung von Erdgas bei eingeschränktem Emissionsbudget keine Option darstellt. Ist die Verpressung von CO₂ nicht grundsätzlich ausgeschlossen, so ist e-Methan nur konkurrenzfähig, wenn die Kosten der EE-Stromerzeugung, der Elektrolyse und der Methanisierung die Kosten der Erdgasförderung und der Verpressung des CO₂ nicht wesentlich überschreiten.

9.3 Kosten für die PtX-Erzeugung in Schleswig-Holstein

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird untersucht, welcher Bedarf an fossilen Gasen und Mineralölprodukten in Schleswig-Holstein und Deutschland durch synthetische Brennstoffe ersetzt werden kann und ob die für die Erzeugung notwendigen EE-Stromerzeugungspotenziale für die heimische Erzeugung der synthetischen Brennstoffe vorhanden sind. Anschließend werden die Kosten für die Bereitstellung synthetischer Brennstoffe abgeschätzt.

Im ersten Schritt wird der Bedarf an fossilen Gasen ermittelt, der sich in Verkehr, Haushalten und GHD durch PtX ersetzen ließe. Dazu werden ein Minimal- und ein Maximalpfad berechnet.

Tabelle 47 Mögliche Entwicklungspfade PtX-Nachfrage

Nachfrage nach Kohlenwasserstoffen [TWh]	MIN			MAX		
in Schleswig-Holstein	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Fossile Gase	20	14	9	26	18	12
Mineralölprodukte	16	8	4	26	14	7
in Deutschland						
Fossile Gase	436	175	60	581	596	529
Mineralölprodukte	656	382	298	964	482	327
Anteil der Nachfrage die durch PtX gedeckt werden kann:	5%	20%	100%	10%	30%	100%
in Schleswig-Holstein						
gasförmige Kohlenwasserstoffe	1,0	2,7	8,7	2,6	5,5	12,1
flüssige Kohlenwasserstoffe	0,8	1,6	4,2	2,6	4,1	7,5
in Deutschland						
gasförmige Kohlenwasserstoffe	21,8	35,1	59,6	58,1	178,8	529,2
flüssige Kohlenwasserstoffe	32,8	76,4	298,1	96,4	144,6	327,2

Der Minimalpfad ergibt sich direkt aus der Nachfrage nach flüssigen und gasförmigen Kohlenwasserstoffen in den Nachfragesektoren. Im Maximalpfad wird geprüft, wie stark die PtX-Nachfrage bei geringeren Effizienzfortschritten ansteigt. Dazu werden das 80%-Szenario und das Referenzszenario für Deutschland anhand sektor- und energieträgerspezifischer Faktoren verglichen. Anhand dieser Faktoren kann für die Sensitivitätsanalyse mit hinreichender Genauigkeit ein stimmiges Szenario mit höherer Nachfrage nach Kohlenwasserstoffen abgeschätzt werden. Gleichzeitig wird der Zuwachs der Produktionsmenge auf 300% pro Dekade beschränkt, um einen kontinuierlichen Zubau entsprechend dem Technologiereifegrad zu gewährleisten und Kostensenkungspotenziale auszuschöpfen. In der folgenden Abbildung ist der Minimalpfad dargestellt.

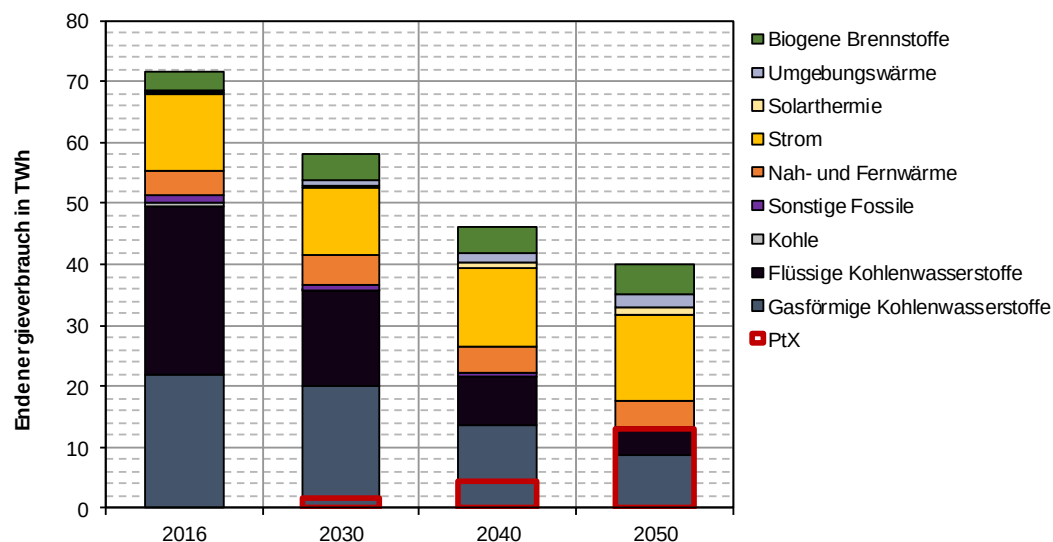


Abbildung 49 Ersatz fossiler Brennstoffe durch synthetische Kohlenwasserstoffe im 80%-Szenario

In Deutschland schreitet der Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung im 80%-Szenario bis zum Jahr 2050 stark voran. Unter der Annahme, dass vorrangig freie Potenziale zur EE-Stromerzeugung für die Elektrolyse genutzt werden, wird im zweiten Schritt das Jahr 2050 genauer bezüglich freier EE-Stromerzeugungspotenziale analysiert.

Tabelle 48 Nachfrage nach synthetischen Kohlenwasserstoffen in der Sensitivitätsbetrachtung

2050	Schleswig-Holstein	Deutschland
PtX-Nachfrage [TWh]	13	358
Elektrolyseursleistung [GW]	4	120
benötigte zusätzliche Strommenge [TWh]	18	490

In Schleswig-Holstein kann im Jahr 2050 die Nachfrage nach 13 TWh fossilen Brennstoffen durch synthetische Brennstoffe ersetzt werden, in Deutschland ist dies für die Nachfrage nach 358 TWh fossilen Brennstoffe der Fall. Unter der Annahme einer Auslastung von 3000 Volllaststunden werden für die Erzeugung von 13 TWh Wasserstoff 4,3 GW Elektrolyseurskapazität benötigt. Für Deutschland ergäbe sich eine benötigte Kapazität von 120 GW. Zur Erzeugung der benötigten Menge Wasserstoff sind in Schleswig-Holstein 18 TWh und in Deutschland 490 TWh erneuerbaren Stroms nötig. Schleswig-Holstein kann die benötigte Strommenge durch einen verstärkten Ausbau der Offshore-Windenergie und Aufdach-PV zu Stromgestehungskosten von 90 €/MWh erzeugen. In Deutschland stehen ebenfalls noch Windenergiepotenziale mit geringeren

Volllaststunden zu Verfügung. Auch in Deutschland ergeben sich Stromgestehungskosten von 90 €/MWh. Die dieser Studie zugrundeliegenden langfristigen Potenzialabschätzungen für Offshore-Windenergie reichen auch im 95%-Szenario in Schleswig-Holstein noch zur Deckung der Stromnachfrage der Elektrolyse aus. Grundsätzlich stellt sich aber auch hier die bereits oben diskutierte Frage der Zuordnung der Offshore-Windenergie zu einzelnen Regionen. Im 95%-Szenario sind in Deutschland die EE-Stromerzeugungspotenziale aus Sonne und Wind an Land weitgehend ausgeschöpft. Die Stromgestehungskosten für die freien Offshore-Wind Potenziale sind höher als 110 €/MWh.

Tabelle 49 EE-Stromerzeugungspotenziale für PtX

2050		Schleswig-Holstein	Deutschland
benötigte zusätzliche Strommenge [TWh]		18	490
Potenziale [TWh]			
vorhandene EE-Potenziale	PV	15	198
	Wind onshore	37	464
	Wind offshore	107	280
	Gesamt	158	942
80% Szenario			
ausgeschöpfte EE-Potenziale	PV	3	77
	Wind onshore	36	237
	Wind offshore	19	67
	Gesamt	59	382
freie EE-Potenziale	PV	11	121
	Wind onshore	1	227
	Wind offshore	48	213
	Gesamt	60	561
95% Szenario			
ausgeschöpfte EE-Potenziale	PV	12	198
	Wind onshore	37	464
	Wind offshore	75	210
	Gesamt	124	871
freie EE-Potenziale	PV	2	0
	Wind onshore	0	0
	Wind offshore	31	71
	Gesamt	34	71

Die Kosten der synthetischen Brennstoffe setzen sich aus den Kosten für den verwendeten Strom und den Kosten für die Elektrolyse zusammen. Für die Erzeugung von e-Methan fallen zusätzliche Kosten für die Methanisierung und das notwendige CO₂ an.

Tabelle 50 PtX-Gestehungskosten

Parameter	Einheit	Wasserstoff- Elektrolyse Niedertemperatur	Wasserstoff- Elektrolyse Hochtemperatur	Methanisierung
Volllaststunden	h/a	3000	3000	3000
Jahr		2050	2050	2050
Effizienz	-	73%	82%	64%
Lebensdauer	a	20	20	20
Investition	EUR/kW	400	470	590
Zinssatz	-	7%	7%	7%
Fixkosten	EUR/kW	9	70	80
80%-Szenario				
Strompreis	EUR/MWh	90,00	90,00	90,00
spez. Fixkosten H2	EUR/MWh	15,59	38,12	45,23
variable Kosten H2	EUR/MWh	123,29	109,76	140,63
Kosten H2	EUR/MWh	138,87	147,88	185,86
95%-Szenario				
spez. Fixkosten H2	EUR/MWh	15,59	38,12	45,23
variable Kosten H2	EUR/MWh	150,68	134,15	171,88
Kosten H2	EUR/MWh	166,27	172,27	217,11

Für die Abschätzung der Stromgestehungskosten wird davon ausgegangen, dass im 80%-Szenario die günstigsten der verfügbaren Potenziale zu Stromgestehungskosten von 90 €/MWh genutzt werden. Im 95%-Szenario liegen sind die Stromgestehungskosten mit 110 €/MWh höher, da in dieser Sensitivität davon ausgegangen wurde, dass die günstigen Potenziale vorrangig zur direkten Stromerzeugung genutzt werden. Der in Deutschland über die verfügbaren Potenziale hinausgehende Strombedarf von 419 TWh kann nicht über heimische EE-Stromerzeugung gedeckt werden.

Das für die Methanisierung notwendige CO₂ kann im Wesentlichen aus drei Quellen stammen. Erstens kann Biomasse als CO₂-Quelle genutzt werden, wobei die Biomassepotenziale beschränkt sind und die direkte Nutzung der Biomasse günstiger ist. Auch abgeschiedenes CO₂ kann genutzt werden, dieses ist allerdings nur bei einem lückenlosen Kreislauf bilanzneutral. Gerade bei Anwendungen im Verkehr und dezentral in Gebäuden ist dies nahezu unmöglich. Die Nutzung von CO₂ aus Luftabscheidung führt zu einem bilanzneutralen Brennstoff, ist jedoch auch mit einem zusätzlichen Flächenverbrauch verbunden.

Im 80%-Szenario ergeben sich Wasserstoffgestehungskosten zwischen 139 €/MWh und 148 €/MWh, die Erzeugung von e-Methan wäre für knapp 190 €/MWh möglich. Aufgrund der höheren Stromgestehungskosten im 95%-Szenario in Deutschland ergeben sich Gestehungskosten von 166-172 €/MWh für Wasserstoff und 217 €/MWh für Methan.

10 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

10.1 Übergeordnete Erkenntnisse

Die energie- und klimapolitischen Ziele sind sehr ambitioniert. Schleswig-Holstein ist bereits heute Vorreiter bei der Transformation des Energiesystems und hat gute Voraussetzungen, dies auch weiterhin zu sein. Gerade deshalb bedarf es jedoch des Zusammenwirkens weiterer Bereiche der Gesellschaft und der Energiewirtschaft. An den Modellergebnissen für eine Reduktion der Emissionen um 80 % oder 95% bis 2050 sind in vielen Bereichen große Herausforderungen erkennbar. In allen Sektoren müssen neue Technologien und Konzepte eingesetzt werden. In der Realität stellt die Sicherung der Akzeptanz für den ambitionierten Transformationsprozess aber vermutlich die wichtigste Aufgabe dar. Der in den Zielszenarien dargestellte Wandel erfordert von den Bürgern und Unternehmen die Bereitschaft, Verhalten, Investitionsentscheidungen oder Geschäftsprozesse zu ändern. Letzten Endes erfordert der Transformationsprozess auch die Bereitschaft, die damit einhergehenden Mehrkosten zu tragen, auch wenn der Nutzen durch vermiedene Klimaschäden zum Großteil erst späteren Generationen zugutekommt.

Energieeffizienz ist eine zentrale Säule, um die Klimaziele zu erreichen. Kurz- und mittelfristig hilft eine rationelle Verwendung von Energie, Emissionen einzusparen. Langfristig ermöglicht sie den effizienten Einsatz von knappen erneuerbaren Ressourcen wie Biomasse und erneuerbarem Strom zur Verdrängung von fossilen Brennstoffen. So setzt ein sinnvoller Einsatz von Wärmepumpen voraus, dass die Gebäude gut gedämmt sind. Der effiziente Umgang mit Strom hilft zudem, den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze zu begrenzen.

Synergien zwischen steigender Effizienz und Sektorkopplung haben eine besondere Bedeutung für die Transformation des Energiesystems. Die Umstellung der Energieversorgung in den Sektoren Wärme und Verkehr auf erneuerbare Energieträger erfolgt in den Szenarien in hohem Maße auf der Basis von erneuerbar erzeugtem Strom (Sektorkopplung). Für die Dekarbonisierung durch Sektorkopplung sind insbesondere Power-to-Heat, z. B. dezentrale Wärmepumpen und Großwärmepumpen in Wärmenetzen und der Industrie, sowie Elektromobilität von besonderer Bedeutung. Power-to-Heat ist aus Systemsicht in Schleswig-Holstein bereits im Jahr 2030 eine wichtige Dekarbonisierungsoption. Durch sie reduziert sich der fossile Energiebedarf und die höhere Flexibilität des Gesamtsystems erlaubt die Integration hoher Anteile variabler erneuerbarer Energien.

Biomasse sollte langfristig insbesondere im Luft- und Seeverkehr sowie in bestimmten Industrieprozessen genutzt werden. Einige Ressourcen können für die Energiewende auf unterschiedliche Art genutzt werden. Das prominenteste Beispiel ist Biomasse, da sie in allen Sektoren zur Dekarbonisierung genutzt werden kann. Somit stellt sich zwangsweise die Frage nach der zweckmäßigsten Verteilung auf die Sektoren und Anwendungsbereiche. Dabei sind neben techno-ökonomischen Fragen auch weitere Aspekte wie Akzeptanz und eine möglichst faire Verteilung von Belastungen bedeutsam. Auch bei Einzelentscheidungen muss das Gesamtsystem im Blick behalten werden, um eine aus volkswirtschaftlicher Sicht kosteneffiziente Lösung zu finden. Die Nutzungskonkurrenz bei knappen Ressourcen wie Biomasse erfordert daher, dass geprüft wird, welche alternativen Optionen in konkurrierenden Sektoren vorhanden sind. Im Ergebnis führt diese Herangehensweise in den Zielszenarien dazu, dass der Biomasseeinsatz gegenüber heute tendenziell vom Umwandlungs- und Gebäudesektor in die Industrie sowie in den Luft- und Seeverkehr verschoben wird. Diese Betrachtung der Opportunitätskosten sollte für alle Konflikte um knappe Ressourcen beachtet werden und erfordert eine systemische Sicht.

Im 80%-Szenario ist der Einsatz von aus Strom erzeugten Energieträgern aus heutiger Sicht nicht kosteneffizient. Gegen den Einsatz sprechen im Wesentlichen zwei miteinander zusammenhängende Gründe. Einerseits gibt es bei einer 80 %igen Reduktion keinen zwingenden Grund, synthetische Energieträger einzusetzen, da es ein verbleibendes Budget für Emissionen gibt. Andererseits kostet aus Strom erzeugtes Methan – auch unter Berücksichtigung eines CO₂-Preises von 100 Euro/t CO₂ – ein Vielfaches von Erdgas. Die Nachfrage derjenigen Bereiche, die sich nur schwer auf erneuerbare Energien oder Strom umstellen lassen, kann mit dem verbleibenden Emissionsbudget durch fossile Energien gedeckt werden. **Bei höheren Dekarbonisierungszielen müssen aus Strom erzeugte Energieträger jedoch eine substanzielle Rolle spielen.** Bei einer 95%-igen Reduktion spielen aus Strom erzeugte Energieträger besonders in der Industrie eine wichtige Rolle, da fossile Energieträger innerhalb des verbleibenden Emissionsbudgets nicht mehr eingesetzt werden können. Auch zur flexiblen Stromerzeugung und zu Wärmeerzeugung in Wärmenetzen spielt Wasserstoff eine bedeutende Rolle.

10.2 Nachfragesektoren

10.2.1 Industrie

Die Emissionen des Industriesektors werden durch wenige Standorte in den Branchen Raffinerie, Chemie sowie Zementherstellung dominiert. Entsprechend gilt es besonders diese Bereiche zu adressieren.

Unternehmen/Standorte einbinden: Die Unternehmen sollten in die Diskussion um eine CO₂-arme/neutrale Wirtschaft in Schleswig-Holstein eingebunden werden. Es sollten mit den betroffenen Branchen langfristige Strategien und Umsetzungsfahrpläne entwickelt werden.

Die ambitionierte **Steigerung der Energieeffizienz** spielt besonders bis 2030, aber auch darüber hinaus eine wichtige Rolle. Entsprechend gilt es hier den bereits sehr umfassenden Instrumentenmix auf Bundesebene durch geeignete Landesmaßnahmen zu flankieren. Energieeffizienz alleine ist jedoch bei weitem nicht ausreichend, um die Klimaziele zu erreichen.

Im 95% Szenario spielt besonders der Wechsel auf **Strom als zentralem Energieträger für die Prozesswärmebereitstellung** eine wichtige Rolle, sowohl in Form direkter Nutzung sowie über den Einsatz von Sekundärenergieträgern wie Wasserstoff. Hierfür müssen die entsprechenden Rahmenbedingungen geschaffen werden, damit mittelfristig ein wirtschaftlicher Betrieb von strombasierter Prozesswärmeerzeugung möglich ist.

CO₂-Abscheidung und Speicherung: Im Basisszenario der Langfristszenarien wird für ausgewählte Industrieprozesse mit hohen Vermeidungskosten nach 2030 CCS angenommen. Dies trifft für Schleswig-Holstein auf konkret zwei Standorte zu: die Zementherstellung und die Ammoniakherstellung. Damit CCS hier zwischen 2030 und 2040 umgesetzt werden kann, gilt es, dies bereits jetzt vorzubereiten (Akzeptanz, Infrastruktur, Technologien). Ohne CCS wären bei einigen Industrieprozessen bereits frühzeitig deutlich radikalere Innovationen notwendig, deren Markteinführung bisher ungewiss ist. Die Perspektiven für CCS-Projekte sind allerdings derzeit fraglich, nicht zuletzt aufgrund einer geringen öffentlichen Akzeptanz. Eine robuste Strategie sollte die Markteinführung von CCS für schwierig vermeidbare prozessbedingte Emissionen im Industriesektor weiterverfolgen, aber auch die Entwicklung und den Einsatz innovativer CO₂-armer Herstellungsverfahren in der Zementherstellung fördern bzw. die gesamte Wertschöpfungskette des Zements adressieren. Im 95%-Szenario wurde auf den Einsatz von CCS verzichtet. Dies heißt für die Zementherstellung entsprechend sehr ambitionierte Umstellungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Darunter fallen Materialeffizienz und -substitution in der Bauwirtschaft, der Einsatz von optimierten

Betonmischungen oder Recyclingbeton. Die Öffentliche Hand hat über das Beschaffungswesen bei öffentlichen Bauvorhaben einen sehr großen Hebel, um wichtige Nischenmärkte zu etablieren und so die Markttransformation zu beschleunigen.

10.2.2 Verkehr

Kurz- und mittelfristig tragen im *80%-Szenario* besonders Effizienzverbesserungen und Biomasseeinsatz zur Senkung der Emissionen des Verkehrs bei. Langfristig kann die notwendige Reduktion im Individualverkehr nur durch eine (direkte oder indirekte) Elektrifizierung der Fahrzeuge gelingen. In den kostenoptimierten Zielszenarien dieser Studie werden Benzin- und Diesel-PKW zunächst durch Hybridfahrzeuge und später durch batterieelektrische Fahrzeuge ersetzt. Im Schwerlastverkehr kommen nach 2030 Oberleitungs-LKW zum Einsatz. Das *95%-Szenario* zeigt grundlegend eine ähnliche Entwicklung, jedoch findet besonders die Elektrifizierung schneller sowie umfassender statt.

Eine dichte Ladeinfrastruktur ist eine unerlässliche Voraussetzung für den Durchbruch der Elektromobilität. Der Ausbau der Ladeinfrastruktur sollte sich neben dem öffentlichen Straßenraum auch auf gewerbliche und private Autostellflächen richten, um die Transaktionskosten für die Nutzer von Elektroautos zu senken.

Auch im Bahnsektor besteht Potenzial in der Elektrifizierung von Bahnstrecken ohne Fahrdrabt. Geeignete Strecken sind mit einem Fahrdrabt auszustatten, in Betracht kommt jedoch auch die Elektrifizierung von Verbindungen durch batterieelektrische Antriebe oder Wasserstoff-Lokomotiven. Die bereits bestehenden Vorhaben dazu können zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele beitragen. Dies sollte weiter vorangetrieben werden.

10.2.3 Gebäudesektor

Energetische Gebäudesanierungen ebnen den Weg für die Wärmewende. Die langen Lebensdauern der Gebäude und ihrer Heizungstechnologien machen die Wärmewende besonders herausfordernd. Gebäude, die in den kommenden Jahren gebaut werden, werden zu einem großen Anteil bis 2050 noch existieren und nur zu einem geringen Anteil saniert werden. Ein großer Anteil der Heizsysteme, die in den kommenden Jahren installiert werden, sind bis zum Jahr 2050 im Einsatz. Dies gilt umso mehr im *95%-Szenario*. Daraus ergibt sich ein hoher Handlungsdruck. Die Erreichung der Effizienzziele im Gebäudebereich ist in Schleswig-Holstein aufgrund der Gebäudetypologie und der

Altersstruktur der Immobilienbesitzer eine besondere Herausforderung. Neben Wohngebäuden spielen jedoch auch öffentliche Gebäude eine wichtige Rolle und können Vorbildwirkung entfalten.

Zur Erreichung einer signifikanten Senkung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor sind nahezu flächendeckend sehr ambitionierte Sanierungen durchzuführen, daneben ist ein weitgehender Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärmeherzeugung nötig, insbesondere der Einsatz von Wärmepumpen zur Nutzung von Umgebungswärme.

Auch **Wärmenetze spielen in Schleswig-Holstein für die Dekarbonisierung** insbesondere urbaner Räume **eine wichtige Rolle**. Gleichzeitig wird Strom ein bedeutender Energieträger zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung. Dies bedeutet, dass die Dekarbonisierung des Strom- und Fernwärmesektors Hand in Hand gehen muss und eine wesentliche Voraussetzung für die Erreichung der energiepolitischen Zielsetzungen im Gebäudesektor sind. Damit steigt zunehmend auch die Bedeutung des Gebäudesektors als Flexibilitätsoption im Energiesystem.

10.3 Stromsystem

10.3.1 Systemische Effekte des Stromsystems

Schleswig-Holstein ist ein zentraler Akteur in der Transformation des Stromsystems. Schleswig-Holstein verfügt über herausragende Windenergiepotenziale. Bereits heute trägt Schleswig-Holstein durch den Export von Windstrom zur Dekarbonisierung des gesamten deutschen Stromsystems bei. In einem aus Systemsicht kostenoptimal ausgestalteten Stromsystem wird Schleswig-Holstein diese Rolle weiter ausbauen. Gleichzeitig zeigen sich Transformationen, wie die verstärkte Nutzung von Power-to-Heat-Technologien, in Schleswig-Holstein und anderen Regionen Norddeutschlands bereits im Jahr 2030.

Die Dekarbonisierung des Stromsystems erfordert bereits zeitnah ein sehr hohes Maß an Kooperation und Abstimmung zwischen den Akteuren, innerhalb Schleswig-Holsteins, aber auch innerhalb Deutschlands und darüber hinaus. Modelle sind per Definition eine Vereinfachung der Wirklichkeit. In der Realität stehen einer kostenminimalen Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele Schleswig-Holsteins Hemmnisse entgegen. Zum einen verfügen die Modelle über große Sicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklungen: Das Stromsystemmodell kennt bei einer Investitionsentscheidung in 2030 die zukünftige Entwicklung der CO₂-Preise in dem Szenario und bezieht diese in die Entscheidung mit ein. In der Realität können Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Entwicklungen zu Fehlinvestitionen führen. Darum besteht eine entscheidende Herausforderung darin, den Akteuren Glaubwürdigkeit im Hinblick auf die klimapolitischen Ziele zu vermitteln, um Entwicklungen in die gewünschte Richtung eines Treibhausgasminderungsziels zu lenken. Weiterhin zeigen die Ergebnisse, dass mit steigenden EE-Anteilen die Bedeutung des europäischen Stromaustauschs zunimmt. Im Vergleich zu Deutschland nimmt Schleswig-Holstein hier eine Sonderrolle ein. Schleswig-Holstein bleibt ein Exporteur von zunehmend erneuerbarem Strom. Es ist somit nicht auf den Import von CO₂-armem Strom, wohl aber auf den steigenden und funktionierenden Stromaustausch mit den Nachbarregionen angewiesen. Im 95%-Szenario deckt Schleswig-Holstein nicht nur seinen eigenen Wasserstoffbedarf, sondern exportiert Wasserstoff auch in andere Regionen Deutschlands. Schleswig-Holstein kann die Transformation des Energiesystems nicht allein stemmen, sondern ist auf die Zusammenarbeit im deutschen und europäischen Kontext angewiesen. Die Umsetzung der Energiewende in Schleswig-Holstein, Deutschland und Europa erfordert ein sehr hohes Maß an nationaler und internationaler Koordination.

Neue stationäre Stromspeicher sind volkswirtschaftlich bei einem Dekarbonisierungsziel von 80% nicht kosteneffizient. Aus technischer Sicht liegt es nahe, fluktuierende erneuerbare Energien durch Stromspeicher auszugleichen. Die Ergebnisse des 80%-Szenarios für Schleswig-Holstein und anderer 80%-Szenarien für Deutschland zeigen allerdings, dass neue Pumpspeicher selbst bei hohen EE-Anteilen nicht wirtschaftlich sind, obwohl diese auf absehbare Zeit die günstigsten Speichertechnologien bleiben werden. Dies liegt auch daran, dass Nachfrageflexibilität, besonders durch Power-to-Heat und Elektromobilität, bereits einen nennenswerten Teil der Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien integriert. Im 95%-Szenario wird die zur Deckung der Wasserstoffnachfrage notwendige Infrastruktur auch zur Flexibilisierung der Stromerzeugung und Wärmeerzeugung in Wärmenetzen genutzt.

Power-to-Heat ist in vielen Einsatzbereichen sinnvoll. Power-to-Heat umfasst in dieser Studie vor allem die Umwandlung von Strom in Wärme in Wärmepumpen, für Industrieprozesswärme sowie in Nah- und Fernwärmenetzen. In Schleswig-Holstein wird Power-to-Heat bereits ab 2030 stark eingesetzt. Es dient dabei zum einen der Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung. Zum anderen stellt es als Flexibilitätsoption aber auch eine Möglichkeit dar, größere EE-Mengen zu integrieren. Gerade in Fernwärmenetzen und in der Industrie stellt Power-to-Heat einen guten Ersatz für den schrittweisen Ausstieg aus der (fossilen) KWK-Erzeugung dar.

10.3.2 Fossile Stromerzeugung

Sollen die Klimaschutzziele erreicht werden, ist der Neubau von fossilen Kraftwerken in Schleswig-Holstein nicht wirtschaftlich. Auch der Neubau von Gas-KWK-Kraftwerken ist bereits im Jahr 2030 aufgrund der hohen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien nicht mehr wirtschaftlich. In Zeiten geringer erneuerbarer Einspeisung ist es kostengünstiger, Strom zu importieren und die in den Wärmenetzen benötigte Wärme durch ungekoppelte Wärmeerzeugung bereit zu stellen. In Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung kann Strom zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Biomasse-KWK-Anlagen können auch langfristig in der Industrie und in Nah- und Fernwärmenetzen eingesetzt werden. In welchem Umfang dies möglich bzw. kosteneffizient ist, hängt vor allem von der Verfügbarkeit der Biomasse und dem Biomassebedarf der anderen Sektoren ab.

10.3.3 Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien sind die zentrale Säule der Dekarbonisierung der Stromerzeugung. Die Ergebnisse der Szenarien zeigen, dass ein starker Ausbau erneuerbarer Energien kosteneffizient ist, wenn ambitionierte Klimaschutzziele verfolgt werden; dies

gilt für Schleswig-Holstein im Besonderen, es gilt jedoch genauso für Deutschland und Europa. Unter der Annahme, dass der CO₂-Preis bis zum Jahr 2050 auf 100 EUR/t steigt, werden erneuerbare Energien so wettbewerbsfähig, dass sie fossile Kraftwerke nahezu vollständig verdrängen. Um die THG-Emissionen um 95% zu senken, ist eine energetische Nutzung von fossilen Energieträgern nicht mehr möglich. Es ist ein deutlich stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien nötig, da diese langfristig direkt oder nach Umwandlung in emissionsfreie Energieträger den gesamten Energiebedarf decken müssen.

Der Ausbau der Windenergie in Schleswig-Holstein und im Norden Deutschlands ist aus Systemsicht günstiger als ein lastnaher Ausbau im Süden. In dieser Studie zeigt sich ein schneller und starker Ausbau der Windenergie in Schleswig-Holstein. Wie sich im Vergleich mit weiteren 80%-Szenarien der BMWi Langfristszenarien gezeigt hat, ist dieses Ergebnis auch unter Berücksichtigung der dafür erforderlichen höheren Netzausbaukosten konsistent. Werden die Anlagen hingegen verteilt über Deutschland gebaut, z. B. weil es nicht gelingt, die Netze ausreichend auszubauen, um die Standorte im Norden zu nutzen, erhöhen sich sowohl die notwendige Anzahl und Leistung der Windenergieanlagen als auch die Kosten des Ausbaus um bis zu 8 %, wie das *Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“* (Fraunhofer ISI et al. 2017e) zeigt. Im 95%-Szenario ist ein schneller Ausbau der Windenergie hingegen nicht nur in Norddeutschland, sondern insbesondere ab 2040 auch in Süddeutschland nötig.

Der Ausbau von Offshore-Windparks ist mit Mehrkosten verbunden, kann aber unter Akzeptanzgesichtspunkten sinnvoll sein. Durch den kostenoptimierenden Ansatz dieser Studie erfolgt im 80%-Szenario kein Ausbau von Wind-Offshore über 15 GW in Deutschland hinaus. Unter den getroffenen Annahmen ist Offshore-Windenergie über den gesamten Szenariohorizont mit Mehrkosten gegenüber Wind-Onshore verbunden. Zwar gehen in der Praxis die Ausschreibungen bei Wind-Offshore derzeit mit teilweise sehr geringen Zuschlagshöhen einher. Allerdings spiegeln diese Ausschreibungsergebnisse die Gesamtsystemkosten eines umfangreichen Offshore-Ausbaus nicht vollständig wieder. Beispielsweise sind die höheren Netzkosten von Wind-Offshore nicht in den Geboten bei den Ausschreibungen nach dem Windenergie-auf-See-Gesetz enthalten. Offshore-Windenergie kann jedoch unter Akzeptanzgesichtspunkten zweckmäßig sein, wenn z. B. ein stärkerer Onshore-Ausbau nur schwer umsetzbar erscheint. Im 95%-Szenario ist ein starker Ausbau von Offshore-Windparks hingegen unumgänglich, um die Energienachfrage emissionsfrei zu decken.

Diese Studie zeigt, dass sowohl die Reduktion der THG-Emissionen um 80 % und umso mehr um 95% bis 2050 eine große Herausforderung ist. Für den notwendigen Wandel sind gemeinsame Anstrengungen in allen Gesellschaftsbereichen nötig.

11 Literaturverzeichnis

50Hertz; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030. Version 2019. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil1.pdf, zuletzt geprüft am 31.05.2019.

Agora Energiewende (Hg.) (2014): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten. Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/02/stiftungumweltenergierecht_Langfassung_Power-to-Heat_Agora_Abgeregelter-Strom_2014.pdf, zuletzt geprüft am 16.12.2019.

Agora Energiewende (Hg.) (2018): Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft. Reform der Struktur von Netz entgelten und staatlich veranlasster Preisbestandteile. E-Bridge Consulting GmbH; Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW); Technische Universität Clausthal. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/146_Neue-Preismodelle_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 16.12.2019.

ARGE e.V. (2012): Gebäudetypologie Schleswig-Holstein – Leitfaden für wirtschaftliche und energieeffiziente Sanierungen verschiedener Baualtersklassen.

BDI (Hg.) (2018): Klimapfade für Deutschland. Boston Consulting Group; Prognos. Online verfügbar unter <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

Bundesnetzagentur (2019): Bedarfsermittlung 2019-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf, zuletzt geprüft am 30.12.2019.

Buttler, Alexander; Spliethoff, Hartmut (2018): Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82, S. 2440–2454. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.003.

dena (2016): GEBÄUDEREPORT Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. Online verfügbar unter www.dena.de/fileadmin/user_upload/8162_dena-Gebaudereport.pdf, zuletzt geprüft am 05.11.2019.

dena (Hg.) (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. ewi Energy Research; Scenarios gGmbH. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

Energiebilanzen eV, AGEB-AG (2018): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2017. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>, zuletzt geprüft am 11.10.2019.

Europäische Kommission: Trends to 2050. Reference Scenario 2013. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/trends_to_2050_update_2013.pdf, zuletzt geprüft am 08.02.2020.

Forschungszentrum Jülich (2019): Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. (Kurzfassung). Online verfügbar unter https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/_Documents/Downloads/transformationStrategies2050_studySummary_2019-10-31.pdf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

Franke, Katja; Sensfuss, Frank; Deac, Gerda; Pfluger, Benjamin; Bernath, Christiane; Lux, Benjamin (2019): Modellgestützte Analyse optimaler Anpassungsreaktionen der europäischen Stromsyste.ms an unterschiedliche Wettersituationen. Unter Mitarbeit von TU Wien, Institute of Energy Systems and Electrical Drives. Wien (11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien). Online verfügbar unter https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/287/287_fullpaper_20190218_104052.pdf, zuletzt geprüft am 30.05.2019.

Fraunhofer ISE; E4tech; Fraunhofer IPA (2018): Studie IndWEde - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Online verfügbar unter https://now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20180917-aktuelle-studie-zeigt-wege-zur-industrialisierung-der-wasserelektrolyse/indwede-studie_v04.1.pdf, zuletzt geprüft am 13.12.2019.

Fraunhofer ISI; consentec; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung (2017a): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Unter Mitarbeit von Benjamin Pfluger, Tobias Fleiter, Lukas Kranzl, Michael Hartner, Wolfgang Schade, Anne Hennecke et al. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-0-zentrale->

ergebnisse-und-schlussfolgerungen.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 30.08.2018.

Fraunhofer ISI; consentec; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung (2017b): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Unter Mitarbeit von Benjamin Pfluger, Tobias Fleiter, Lukas Kranzl, Michael Hartner, Wolfgang Schade, Anne Hennecke et al. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-1-hintergrund-szenarioarchitektur-und-uebergeordnete-rahmenparameter.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 30.08.2018.

Fraunhofer ISI; consentec; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung (2017c): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 2: Modelle und Modellverbund. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Unter Mitarbeit von Benjamin Pfluger, Tobias Fleiter, Lukas Kranzl, Michael Hartner, Wolfgang Schade, Anne Hennecke et al. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-2-modelle-und-modellverbund.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 30.08.2018.

Fraunhofer ISI; consentec; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung (2017d): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Unter Mitarbeit von Benjamin Pfluger, Bernd Tersteegen, Bernd Franke, Christiane Bernath, Tobias Bossmann, Gerda Deac et al. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 06.05.2018.

Fraunhofer ISI; consentec; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung (2017e): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 5: Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Unter Mitarbeit von Benjamin Pfluger, Tobias Fleiter, Lukas Kranzl, Michael Hartner, Wolfgang Schade, Anne Hennecke et al. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-5-alternative-regionale-ee-verteilung.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 30.08.2018.

Fraunhofer ISI; consentec; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung (2020): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 10.b: 95%-Szenarien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und

Energie. Unter Mitarbeit von Benjamin Pfluger, Tobias Fleiter, Lukas Kranzl, Michael Hartner, Wolfgang Schade, Anne Hennecke et al.

Fraunhofer IWES (2017): Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Update 2017. Online verfügbar unter https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Studie_Energiewirtschaftliche%20Bedeutung%20Offshore%20Wind.pdf, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

ifeu; Fraunhofer IEE; consentec (2018): Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung. Hg. v. Agora Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/wert-der-effizienz-im-gebaeudesektor-in-zeiten-der-sektorenkopplung/>, zuletzt geprüft am 13.12.2019.

Institut der deutschen Wirtschaft (2019a): Bevölkerung - Anzahl. Online verfügbar unter <https://www.deutschlandin zahlen.de/tab/bundeslaender/demografie/bevoelkerung/bevoelkerung>, zuletzt geprüft am 30.08.2019.

Institut der deutschen Wirtschaft (2019b): Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte am Arbeitsort - Anzahl. Online verfügbar unter <https://www.deutschlandin zahlen.de/tab/bundeslaender/arbeitsmarkt/beschaeftigung/sozialversicherungspflichtig-beschaeftigte-am-arbeitsort>, zuletzt geprüft am 30.08.2019.

Kraftfahrt-Bundesamt (2018): Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken. Online verfügbar unter www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2018/fz1_2018_xls.html, zuletzt geprüft am 30.08.2019.

Kraftfahrt-Bundesamt (2019): Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2019/fz3_2019_xlsx.xlsx?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 10.02.2020.

Kuramochi, Takeshi; Ramírez, Andrea; Turkenburg, Wim; Faaij, André (2012): Comparative assessment of CO₂ capture technologies for carbon-intensive industrial processes. In: *Progress in Energy and Combustion Science* 38 (1), S. 87–112. DOI: 10.1016/j.pecs.2011.05.001.

MELUND (2016): Energiebilanz und CO₂-Bilanzen für Schleswig-Holstein 2010, 2016. Online verfügbar unter <https://www.statistik-nord.de/daten/verkehr-umwelt-und-energie/energie/dokumentenansicht/energie-und-co2-bilanzen-fuer-schleswig-holstein/>, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

MELUND (2018): Energiebilanz und CO₂-Bilanzen für Schleswig-Holstein 2016, 2018. Online verfügbar unter <https://www.statistik-nord.de/daten/verkehr-umwelt-und-energie/energie/dokumentenansicht/energie-und-co2-bilanzen-fuer-schleswig-holstein/>, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

MELUND (Hg.) (2019): Tabellen und Abbildungen zum Energiewende- und Klimaschutzbericht der Landesregierung. Drucksache 19/818. Bearbeitungsstand: 04.06.2019. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2015/Bericht_Runde_2.pdf, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

Pape, Carsten; Tersteegen, Bernd (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033. Hg. v. Agora Energiewende. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2012/Kostenoptimaler-Ausbau-EE/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf, zuletzt geprüft am 06.11.2019.

Saygin, D.; van den Broek, M.; Ramírez, A.; Patel, M. K.; Worrell, E. (2013): Modelling the future CO₂ abatement potentials of energy efficiency and CCS: The case of the Dutch industry. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control* 18, S. 23–37. DOI: 10.1016/j.ijggc.2013.05.032.

Stolzenburg, Klaus; Hamelmann, Roland; Wietschel, Martin; Genoese, Fabio; Michaelis, Julia; Lehmann, Jochen et al. (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Beauftragt vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Online verfügbar unter https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20140402-abschlussbericht-zur-integration-von-wind-wasserstoff-systemen-in-das-energiesystem-ist-veroeffentlicht/abschlussbericht_integration_von_wind-wasserstoff-systemen_in_das_energiesystem.pdf, zuletzt geprüft am 30.08.2019.

Umweltbundesamt (2013): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2013. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2011. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_08_2013_nir_2013_gniffke.pdf, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

Umweltbundesamt (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 - Studie. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

Umweltbundesamt (Hg.) (2016): Die Umweltauswirkungen der Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) in einem zukünftigen Klimaschutzabkommen. Endbericht. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/die-umweltauswirkungen-der-landnutzung>, zuletzt geprüft am 25.11.2019.

Umweltbundesamt (Hg.) (2018): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2017. Unter Mitarbeit von Gunter Kuhs Petra Icha. Dessau (Climate Chance 11/2018). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-04_climate-change_11-2018_strommix-2018_0.pdf, zuletzt geprüft am 30.08.2019.

Umweltbundesamt (2019a): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2017. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-28_cc_23-2019_nir-2019_0.pdf, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

Umweltbundesamt (Hg.) (2019b): Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten. Kostensätze. Stand 02/2019. Unter Mitarbeit von Astrid Matthey und Björn Bünger. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf, zuletzt geprüft am 18.02.2020.

Umweltbundesamt (Hg.) (2019c): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität – RESCUE: Langfassung. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/rescue>, zuletzt geprüft am 13.12.2019.

WWF (Hg.) (2018): Zukunft Stromsystem II – Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung. Vom Ziel her denken. Öko-Institut; Prognos. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stromsystem-II-Regionalisierung-der-erneuerbaren-Stromerzeugung.pdf>, zuletzt geprüft am 26.11.2019.

12 Anhang

Tabelle 51: Ergänzende Übersicht zentraler Annahmen im 80%-Szenario

Sektor	Annahme
Allgemein	- kontinuierliches Wirtschaftswachstum von im Mittel 0,7% pro Jahr - CO₂-Preispfad: 2030: 35 €/t CO₂ 2040: 65 €/t CO₂ 2050: 100 €/t CO₂
Industrie	- leichter Trend zum Strukturwandel, d.h. etwas schnelleres Wachstum in Bereichen wie der chemischen Industrie oder dem Maschinenbau und langsames Wachstum in energieintensiven Grundstoffbranchen - Energieeffizienzfortschritt in allen Industriebranchen durch Ausbau von Energiemanagementsystemen, Energieaudits, Effizienznetzwerken, Mindeststandards über die EU-Ökodesign-Richtlinie sowie Zuschüsse und Förderungen - niedrigere Produktion energieintensiver Grundstoffe (z.B. Zement, Primärstahl, Papier, Kunststoffen, Glas) durch Fortschritt der Materialeffizienz und Kreislaufwirtschaft - CO₂-Abscheidung und Speicherung für ausgewählte CO₂-intensive Industrieprozesse der Stahl-, und Zementherstellung sowie Chemieindustrie - CO₂-Preis für die vom Emissionshandel erfassten Branchen - Einführung einer CO₂-Steuer für die übrigen Bereiche, um Anreize für den Wechsel auf weniger CO₂-intensive Brennstoffe zu stimulieren - CO₂-Preis entspricht dem Preispfad für CO₂-Zertifikate des Emissionshandels - Markteinführung von innovativen Herstellungsprozessen in der Grundstoffindustrie, die über heute beste verfügbare Technik hinausgehen
GHD (ausgenommen Gebäudewärme)	- Zuwachs der Beschäftigten von 2010 bis 2050 um insgesamt 2,5% - Energiebezugsfläche: - Zuwachs um 15% von 2010 bis 2050 - Automation: geringere Anzahl Beschäftigter pro Laden - Logistik: weniger Lagerfläche - Trends: Open Spaces in neuen Bürogebäuden - weiterer Zuwachs bei nachgefragten Energiedienstleistungen - Zunahme der Energieeffizienz von neuen Geräten und Energieanwendungen zwischen 0,5% und 1% pro Jahr (autonomes technisches Lernen) - technische Minimalstandards für die Energieeffizienz von Geräten (Verbesserung um 15-40% ggü. 2010 vorgeschrieben) - Abbau der Hemmnisse im Bereich des Einsatzes von Effizienzmaßnahmen - nur Umsetzung wirtschaftlich realisierbarer Effizienzmaßnahmen - zeitliche Umsetzung der Effizienzmaßnahmen verstärkt bis 2030

Sektor	Annahme
Haushalte (ausgenommen Gebäudewärme)	• fortgesetzter Trend zu mehr Ein- und Zweipersonenhaushalten • weiter steigende Ausstattungsraten bei IKT-Endgeräten • Zuwachs der Ausstattungsrate mit Klimageräten von 1% auf ca. 8% • Mindesteffizienzstandards und verbindliche Energieverbrauchs-kennzeichnungen • schnelle Verbreitung hocheffizienter Geräte
Gebäudewärme	• Zuwachs beheizter Flächen um 12% bis 2050 • erhöhte Förderungen für die Gebäudesanierung • Anstieg der Sanierungsrate von heute etwa 1 bis 1,3% auf 2,5 bis 3,5% (gemessen als Vollsanierungsäquivalente pro Jahr) • Nutzungspflicht für Erneuerbare Wärme (schrittweise steigender Anteil, 70% im Jahr 2030 für Neubauten, ab 2035 für alle Gebäude, in denen der Heizkessel ausgetauscht wird) • Anforderungen an den Transmissionswärmeverlust bei Sanierung und Neubauten um 20% verschärft • zunehmend stringentes Ordnungsrecht hinsichtlich Gebäudesanierung • hoher Compliance-Grad in Bezug auf diesen ordnungsrechtlichen Rahmen • Nutzung beschränkter Biomassepotenziale v.a. in anderen Sektoren • Maßnahmen zur Überwindung von Hemmnissen im Bereich der Gebäudesanierung: ○ v.a. Offensive im Bereich der Ausbildung, Information und Beratung zum Auflösen von Sanierungsstaus ○ z.B. gezieltere/ausgeweitete Trainingsprogramme für Handwerker und Endkunden aber auch für Intermediäre (z. B. im Bankensektor)
Verkehr	• Entwicklung der Verkehrsleistung von 2010 bis 2050: ○ Personenverkehr (bodengebunden): -8% ○ Luftverkehr: +54% ○ Güterverkehr (bodengebunden): +51% ○ Schiffsverkehr: +132% • steigende Mineralölsteuersätze um 30 ct/l Benzin und 40 ct/l Diesel von 2020 bis 2040 • CO₂-Bepreisung der Kraftstoffe • Erhöhung der LKW Maut für schwere LKW und Einführung einer Maut für leichte LKW sowie einer City-Maut in Großstädten • Einführung von Oberleitungs-LKW auf Bundesautobahnen • Verbesserung der Effizienz der PKW- und LKW-Flotte, angereizt durch Verschärfung der Emissionsstandards • deutliche Verbesserungen bei Beladungsfaktoren im Güterverkehr • bis 2050 Quote von >55% Biokerosin im Flugverkehr und >50% Bio-Ethanol im Benzin • Infrastrukturausbau bei der Bahn: ○ Implementierung der Bahn-Korridore der Trans-Europäischen Verkehrsnetze ○ Bau der fehlenden Netzteile bzw. Ausbau zur Beseitigung von Engpässen

Sektor	Annahme
Umwandlung	• Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 • Kohleausstieg gemäß vorgeschlagenem Plan der "Kohlekommission" • Photovoltaik (PV): installierte Leistung in D ab 2030 immer mindestens 52 GW • Aufdach-PV: installierte Leistung in D immer mindestens auf heutigem Niveau • Offshore-Wind: installierte Leistung in D ab 2030 immer mindestens 15 GW • EE-Anteil an der Bruttostromnachfrage in D im Jahr 2030 mindestens 65% und im Jahr 2050 mindestens 80% • innerhalb der Modellregionen keine Netzenspässe
Landwirtschaft	• Reduktionen der Tierbestände bis 2050: ◦ bei Rindern um 50% gegenüber 2010 ◦ bei Schweinen um 32% gegenüber 2010 ◦ Geflügelbestände bleiben konstant • Reduktion des Fleischverzehrs um 40% gegenüber heute auf 23,4 kg/Kopf/Jahr im Jahr 2050 • Stickstoff-reduzierte Fütterung der Tiere • Steigerung der Güllevergärung auf einen Anteil von 50% • Rückgang der Bewirtschaftung organischer Böden • Verringerung von Mineral- und Wirtschaftsdüngereinsätzen: ◦ Reduktion des Sollwerts für Mineraldüngereinsatz um 20% ◦ Stickstoffverfügbarkeit durch zunehmende Ernterückstände und Zwischenfruchtanbau gewährleistet ◦ Zunahme des Ökolandbaus auf einen Anteil von 20% der Fläche • Verbesserung der Lagerung des Wirtschaftsdüngers (gasdicht) • Reduktionsraten gegenüber dem Jahr 2010 in den einzelnen THG-Emissionskategorien für CH₄ und N₂O (z.B. Verdauung, Wirtschaftsdüngermanagement oder landwirtschaftliche Böden) auf Bundesebene gelten auch auf Landesebene in SH
Abfallwirtschaft	• sinkendes Abfallaufkommen durch verstärktes Recycling • verbesserte Deponiegaserfassung bei älteren Deponien • verminderter Proteingehalt im Abwasser durch veränderte Ernährung • Abnahme der Kompostierung wegen verstärkter bioenergetischer Nutzung organischer Reststoffe

Tabelle 52: Ergänzende Übersicht zentraler Annahmen im 95%-Szenario, die von denen im 80%-Szenario abweichen

Sektor	Annahme
Allgemein	- CO₂-Preisfad: 2030: 75 €/t CO₂ 2040: 150 €/t CO₂ 2050: 500 €/t CO₂
Industrie	- umfassende Erschließung sämtlicher Vermeidungshebe: - Effizienzsteigerung - Brennstoffwechsel - Kreislaufwirtschaft - Materialeffizienz und -substitution - neue CO₂-neutrale Herstellungsverfahren - Verzicht auf CCS in SH
GHD (ausgenommen Gebäudewärme)	identisch zum 80%-Szenario
Haushalte (ausgenommen Gebäudewärme)	identisch zum 80%-Szenario
Gebäudewärme	- ähnliche Sanierungsraten wie im 80%-Szenario, aber umfassendere Umstellung der Wärmeerzeugung - stärkere Rolle von Wärmenetzen über Ausbau und Nachverdichtung
Verkehr	- langfristiger Rückgang des motorisierten Individualverkehrs - Rückgang des PKW-Bestands um 10 % auf 40,7 Millionen Fahrzeuge im Jahr 2050 - Trend hin zu größeren Fahrzeugen reduziert sich und es werden vermehrt kleine Fahrzeuge gekauft - Anforderungen an Reichweite und Fahrleistung der PKW bleiben auf heutigem Niveau - Senkung der Batteriepreise auf 150 €/kWh im Jahr 2030 und 120 €/kWh im Jahr 2050 (Systempreis) - Entwicklung der Verkehrsleistung von 2020 bis 2050: - PKW: -11% - Bus: +21% - Bahn: +13% - Straßengüterverkehr: +11% - keine größeren Verhaltensänderungen
Umwandlung	- Nutzung fossiler Brennstoffe in der Stromerzeugung ab 2050 nicht mehr möglich - Wasserstoffproduktion nahe an norddeutschen Kavernenspeichern mit Wasserstoffstichleitungen in die Nachfragezentren im Westen und Süden - kein Import von strombasierten Energieträgern (PtX)

Sektor	Annahme
Landwirtschaft	• weitere Reduktion der Tierbestände: ○ bei Rindern um 71% gegenüber 2010 ○ bei Schweinen um 61% gegenüber 2010 • stärkere Reduktion des Fleischverzehrs: um 60% gegenüber heute auf 15,6 kg/Kopf/Jahr im Jahr 2050 • netto kein Export mehr von tierischen Produkten • weitere Steigerung der Güllevergärung auf einen Anteil von 70% • stärkere Verringerung von Mineral- und Wirtschaftsdünger-einsätzen: ○ Reduktion des Sollwerts für Mineraldüngereinsatz um 40% ○ Zunahme des Ökolandbaus auf einen Anteil von 25% der Fläche ○ Verbesserung der Stickstoffaufnahme durch allgemeine Produktivitätserhöhung z.B. durch Pflanzenzüchtung, Bewässerung, Fruchtfolgegestaltung und Management anderer Nährstoffe ○ Einsatz von teilflächenspezifischen Düngungsverfahren (Präzisionslandbau)
Abfallwirtschaft	• Verringerung des Klärschlammanteils bei der Deponierung

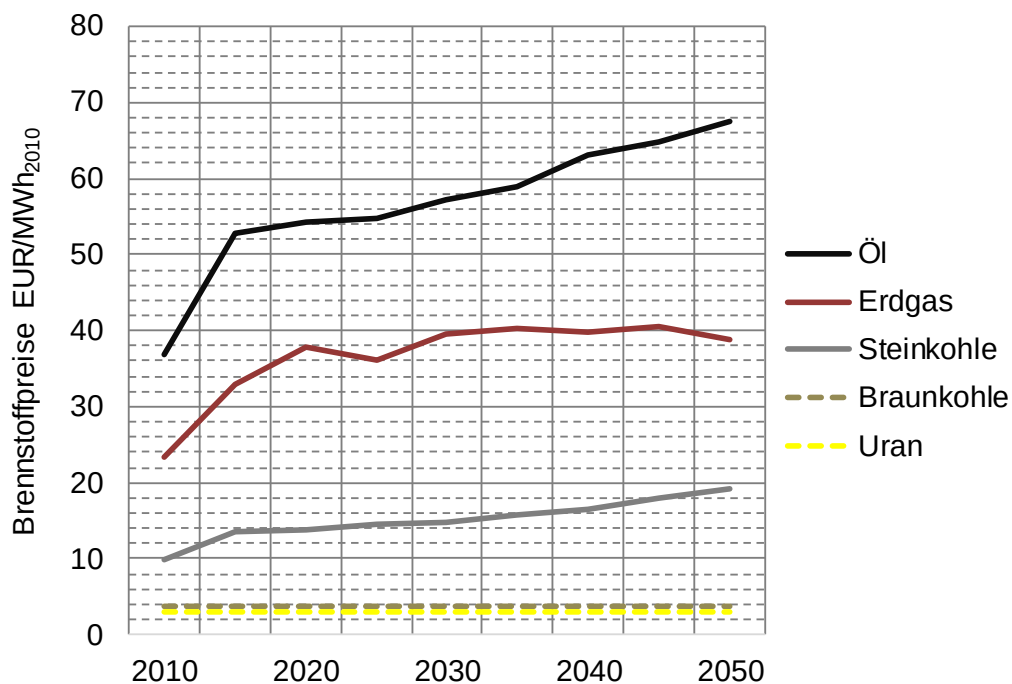


Abbildung 50: Entwicklung der Großhandelspreise für Brennstoffe. Entwicklung für Erdöl, Erdgas und Steinkohle basieren auf (Europäische Kommission), die Preise für Braunkohle und Uran werden als konstant angenommen.

Tabelle 53: Kostenannahmen konventionelle Kraftwerke

Techno- logie	Baujahr	Elektr. Netto- wirkungs- grad	Techn. Lebens- dauer	CO ₂ -Ab- scheide- rate	Spez. Investi- tionen	W&I ³⁷ (fix)	W&I (varia- bel)
	-	%	Jahre	%	[EUR/ kW]	[EUR/ (kW*a)]	[EUR/ MWh]
Braun- kohle	2021-2030	46,0	40	-	1900	57	1,5
	2031-2040	47,0	40	-	1900	57	1,5
	2041-2050	47,0	40	-	1900	57	1,5
Steinkohle	2021-2030	47,0	40	-	1700	42,5	1,5
	2031-2040	48,0	40	-	1700	42,5	1,5
	2041-2050	49,0	40	-	1700	42,5	1,5
Erdgas (GuD)	2021-2030	59,0	30	-	925	11,3	3
	2031-2040	60,0	30	-	910	11,3	3
	2041-2050	61,0	30	-	900	11,3	3
Erdgas (Gastur- bine)	2021-2030	40,5	30	-	425	7,5	2,7
	2031-2040	41,0	30	-	410	7,5	2,7
	2041-2050	41,0	30	-	400	7,5	2,7
CCS Braun- kohle	2021-2030	36,0	40	90%	3800	114	1,5
	2031-2040	36,5	40	92%	3600	108	1,5
	2041-2050	37,0	40	93%	3500	105	1,5
CCS Steinkohle	2021-2030	37,0	40	90%	3400	85	1,5
	2031-2040	38,0	40	93%	3300	82,5	1,5
	2041-2050	39,0	40	95%	3200	80	1,5
CCS Erdgas (GuD)	2021-2030	52,0	30	93%	1500	22,5	4
	2031-2040	54,0	30	95%	1400	21	4
	2041-2050	55,0	30	97%	1350	20,3	4

37 W&I: Wartung und Instandhaltung

Tabelle 54: Zubauoptionen des Modells für KWK-Anlagen

	Jahr	Wirkungs- grad KWK	Lebens- dauer	Strom- kenn- zahl	Wir- kungs- grad el	Investi- tion	W&I ³⁸ (fix)	W&I (variabel)
		-	a	-	-	EUR/kW _{el}	EUR/ kW	[EUR/ MWh] _{el}
KWK- Gas- turbine	2021- 2030	85%	30	0,65	34%	708	29	1,5
	2031- 2040	85%	30	0,67	34%	687	28	1,5
	2041- 2050	85%	30	0,70	35%	666	27	1,5
KWK GuD	2021- 2030	88%	30	1,24	49%	922	29	3
	2031- 2040	88%	30	1,30	50%	894	28	3
	2041- 2050	88%	30	1,36	51%	867	27	3
KWK Stein- kohle	2021- 2030	89%	40	0,70	37%	1746	44	1,5
	2031- 2040	89%	40	0,73	37%	1694	42	1,5
	2041- 2050	89%	40	0,75	38%	1643	41	1,5

Tabelle 55: Zubauoptionen des Modells für Heizkessel in Wärmenetzen

	thermische Leistung	Investition	Lebensdauer	Wirkungs- grad	W&B fix
	MW	EUR/kW _{th}		a	EUR/kW
Kohle-Heizkessel	5	32	20	90%	2,25
Gas-Heizkessel	5	54	20	94%	2,17
Elektroheizkessel	10	100	20	95%	5,54

38 W&I: Wartung und Instandhaltung

Tabelle 56: Kostenannahmen bei Stromspeichern (basierend auf Pumpspeicherkraftwerken mit Speicherreservoirs von acht Volllaststunden)

Technologie	Baujahr	Elektr. Netto-wirkungs-grad	Techn. Lebens-dauer	Spez. Investi-tionen	Wartung und Betrieb (fix)	Wartung und Be-trieb (variabel)
	-	%	Jahre	[EUR/kW]	[EUR/(kW*a)]	[EUR/MWh]
Stromspeicher	2021-2030	80,0	40	1100	10	0
	2031-2040	80,0	40	1100	10	0
	2041-2050	80,0	40	1100	10	0

Tabelle 57: Jährliche Kostenreduktion von Photovoltaikanlagen nach Komponenten

Zeitraum	PV-Module	Wechselrichter, Unterkonstruktion, Kabel, Anschluss und Sonstiges
2021-2030	6,0% p.a.	0,5% p.a.
2031-2040	4,0% p.a.	0,5% p.a.
2041-2050	2,0% p.a.	0,5% p.a.

Tabelle 58: Investitions- und Betriebskosten der abgebildeten Photovoltaikanlagen

Jahr	PV-Freiflächenanlage (5 MW)		PV-Aufdachanlage (30 kW)	
	Spez. Invest. [EUR/kW]	Betriebskosten [EUR/(kW a)]	Spez. Invest. [EUR/kW]	Betriebskosten [EUR/(kW a)]
2021-2030	802	13	1.098	18
2031-2040	644	11	928	16
2041-2050	567	11	838	16

Tabelle 59: Kostenannahmen CSP (konzentrierende Solarthermie)

Jahr	Lebensdauer [a]	Spez. Invest. [EUR/kW]	Wartung und Betrieb [EUR/(kW a)]
2020	30	4.500	73,5
2030	30	3.300	64,0
2040	30	3.050	54,5
2050	30	2.660	45,0

Tabelle 60: Kostenpotenzialkurven für erneuerbare Energien

Jahr	Erzeugungskosten	Erzeugungspotenzial [TWh]			
		Aufdach-PV	Freiflächen-PV*	Wind Offshore	Wind Onshore**
2030	≤ 30 €/MWh	-	-	-	-
	≤ 40 €/MWh	-	-	-	-
	≤ 50 €/MWh	-	-	-	18.561
	≤ 60 €/MWh	-	-	-	34.525
	≤ 70 €/MWh	-	-	-	38.469
	≤ 80 €/MWh	-	2.236	-	38.469
	≤ 90 €/MWh	-	4.271	5.529	38.469
	≤ 100 €/MWh	-	4.271	13.669	38.469
	≤ 110 €/MWh	-	4.271	52.085	38.469
	≤ 120 €/MWh	2.084	4.271	78.078	38.469
	Max	6.165	4.271	106.564	38.469
2040	≤ 30 €/MWh	-	-	-	-
	≤ 40 €/MWh	-	-	-	2.206
	≤ 50 €/MWh	-	-	-	18.016
	≤ 60 €/MWh	-	-	-	36.234
	≤ 70 €/MWh	-	2.236 (3.130)	-	36.942
	≤ 80 €/MWh	-	4.271 (5.979)	5.529	36.942
	≤ 90 €/MWh	-	4.271 (5.979)	13.669	36.942
	≤ 100 €/MWh	2.084	4.271 (5.979)	52.085	36.942
	≤ 110 €/MWh	6.165	4.271 (5.979)	78.078	36.942
	≤ 120 €/MWh	6.165	4.271 (5.979)	103.873	36.942
	Max	6.165	4.271 (5.979)	106.564	36.942
2050	≤ 30 €/MWh	-	-	-	-
	≤ 40 €/MWh	-	-	-	2.206
	≤ 50 €/MWh	-	-	-	33.069
	≤ 60 €/MWh	-	2.236 (3.130)	-	36.945
	≤ 70 €/MWh	-	4.271 (5.979)	-	36.945
	≤ 80 €/MWh	-	4.271 (5.979)	5.529	36.945
	≤ 90 €/MWh	-	4.271 (5.979)	52.085	36.945
	≤ 100 €/MWh	2.084	4.271 (5.979)	78.078	36.945
	≤ 110 €/MWh	6.165	4.271 (5.979)	103.873	36.945
	≤ 120 €/MWh	6.165	4.271 (5.979)	106.564	36.945
	Max	6.165	4.271 (5.979)	106.564	36.945

* Analog zu den bundesweiten Szenarien wurden die Annahmen zur Leistungsdichte von Freiflächenanlagen im 95%-Szenario erhöht

** Im Jahr 2040 sind die Erzeugungspotenziale geringer als im Jahr 2030, da aufgrund steigender Rotordurchmesser größere Abstände zwischen den Anlagen eingehalten werden.

Tabelle 61 Grenzkosten der Stromerzeugung in den Szenarien

Grenzkosten der Stromerzeugung [€/MWh]	80%-Szenario			95%-Szenario		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Region						
Deutschland	77	89	81	90	110	122
Schleswig-Holstein	71	81	74	82	101	101

Tabelle 62: Bevölkerungsentwicklung in Deutschland

Bevölkerungs- vorausberechnung Bundesländer	Stichtag				
	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2030	31.12.2040	31.12.2050
BEV-VARIANTE-02 Geburten, LE und WS moderat (G2L2W2)					
Baden-Württemberg	11.123	11.169	11.379	11.398	11.303
Bayern	13.129	13.181	13.432	13.392	13.167
Berlin	3.683	3.709	3.843	3.919	3.986
Brandenburg	2.516	2.521	2.524	2.418	2.266
Bremen	684	685	675	673	678
Hamburg	1.855	1.868	1.937	1.988	2.033
Hessen	6.290	6.310	6.372	6.347	6.279
Mecklenburg-Vor- pommern	1.609	1.607	1.560	1.479	1.381
Niedersachsen	8.000	8.011	7.980	7.840	7.645
Nordrhein-Westfalen	17.934	17.943	17.767	17.429	16.976
Rheinland-Pfalz	4.092	4.099	4.093	4.009	3.877
Saarland	988	985	941	895	848
Sachsen	4.081	4.079	3.980	3.832	3.679
Sachsen-Anhalt	2.195	2.182	2.023	1.873	1.739
Schleswig-Holstein	2.903	2.910	2.921	2.849	2.733
Thüringen	2.134	2.124	1.991	1.860	1.748
Gesamt	83.216	83.383	83.418	82.201	80.338

Tabelle 63: Zusammenfassung der angenommenen Parameter für die Modellierung von CCS in ausgewählten Prozessen der Industrie im 80%-Szenario

	Einheit	Ammoniak	Ethylen	Klinker brennen	Integriertes Stahlwerk	Kalkstein	Methanol
Transport- und Lagerkosten*	EUR/tCO ₂	10	10	10	10	10	10
Investition (2015)	EUR/tCO ₂	191	191	500	350	500	191
Laufende Kosten	EUR/tCO ₂	5-6	5-6	5-6	5-6	5-6	5-6
Kostendegression	Reduktion je 5 Jahre	7%	7%	7%	7%	7%	7%
Brennstoffbedarf	MWh/tCO ₂	0,80	0,80	0,50	0,28	0,50	0,80
Strombedarf	MWh/tCO ₂	0,16	0,16	0,11	0,14	0,11	0,16
Abscheiderate (ab 2030)		95%	95%	80%	26-36%	90%	95%

Quellen: (Saygin et al. 2013), (Kuramochi et al. 2012)

*Kosten für 100km Pipeline