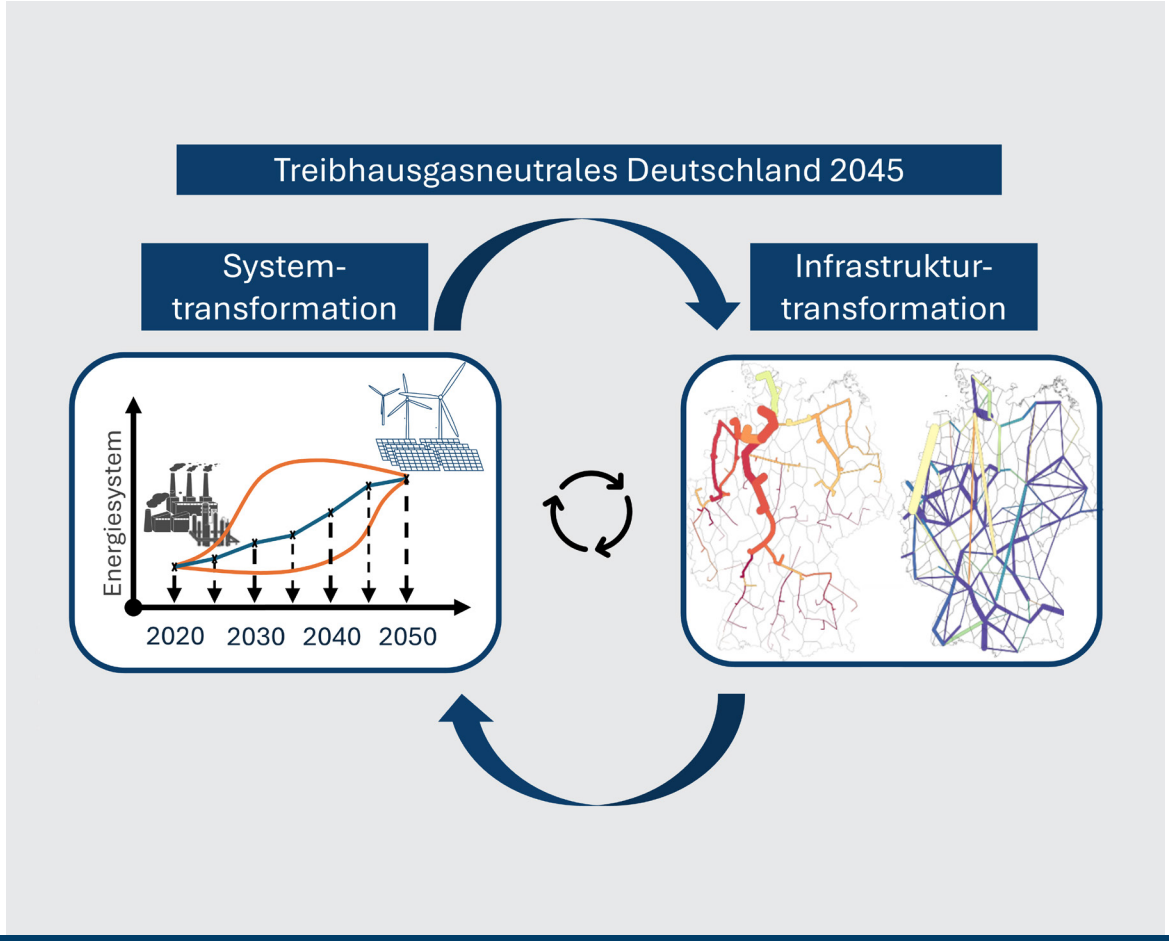

Abbildung gekoppelter Infrastrukturen in Energiesystemmodellen

Patrick Freitag

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 731
ISBN 978-3-95806-985-5

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

JÜLICH
Forschungszentrum

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 731

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

Abbildung gekoppelter Infrastrukturen in Energiesystemmodellen

Patrick Freitag

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 731

ISSN 1866-1793 ISBN 978-3-95806-985-5

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

Herausgeber und Vertrieb:	Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag 52425 Jülich Tel.: +49 2461 61-5368 Fax: +49 2461 61-6103 zb-publikation@fz-juelich.de www.fz-juelich.de/zb
Umschlaggestaltung:	Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH
Druck:	Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH
Copyright:	Forschungszentrum Jülich 2026

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 731

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2026)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-984-8 (Print)
ISBN 978-3-95806-985-5 (E-Book)

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



This is an Open Access publication distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Kurzfassung

Abbildung gekoppelter Infrastrukturen in Energiesystemmodellen

Die Veränderung des Klimas und die damit einhergehen globalen Folgen gehören zu den meistdiskutierten Themen in Gesellschaft, Politik und Medien. Diese radikalen Veränderungen stellen für den Menschen die größte Herausforderung des 21. Jahrhunderts dar. Zur Einhaltung dieser ambitionierten Klima- beziehungsweise Treibhausgasreduktionsziele Deutschlands ist ein umfangreicher und langwieriger Transformationsprozess des aktuell auf fossilen Energieträgern basierenden Energiesystems unabwendbar. Neben dem Einsatz von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen werden erneuerbare Energien wie Windenenergieanlagen und PV-Systeme ein entscheidender Baustein für das zukünftige Energiesystem sein. Der Nachteil dieser umweltfreundlichen Weise, elektrische Energie zu erzeugen, liegt zum einen in der volatilen Natur und zum anderen in der variablen regionalen Verfügbarkeit von diesen Technologien. Im Zuge der Transformation ist Wasserstoff einer der relevanten Energieträger zur Realisierung einer sektorübergreifenden nachhaltigen Energiewende. Bedingt durch die volatile Erzeugungsleistung und die variable regionale Verfügbarkeit der erneuerbaren Energiequellen ist der Ausbau von Transportinfrastrukturen für elektrische Energie und Wasserstoff von systemrelevanter Bedeutung.
Ziel dieser Arbeit ist es, ein bestehendes Energiesystemmodell weiterzuentwickeln, sodass es möglich ist, Transportinfrastrukturen der relevanten Energieträger mit höherem Detail konsistent mit Hilfe einer Modellkopplung zu modellieren. Dabei werden nationale Strategien für die Treibhausgasneutralität Deutschlands bis zum Jahr 2045 berechnet und dabei die jeweiligen Einflüsse dieser Weiterentwicklungen analysiert.
Im Zuge der Analyse werden insgesamt drei Szenarien berechnet. Das Referenzszenario stellt den Ausgangspunkt für die weiteren Untersuchungen der Modellkopplung dar. Die Ergebnisse des gekoppelten Wasserstoffszenarios zeigen die kostenoptimale Transformation des deutschen Energiesystems und die regionale Entwicklung der relevanten Wasserstofftechnologien auf Bundeslandebene. Dabei geht hervor, dass Infrastrukturen im Zuge der ganzheitlichen Transformation des Energiesystems lediglich eine untergeordnete Rolle einnehmen. Dementsprechend sind die Einflüsse der Modellkopplung auf die Ergebnisse der Systemtransformation limitiert. Das Stromnetzszenario bildet eine eigene Analyse, in welcher unter Berücksichtigung von Netzebenen die Dezentralisierung der Stromversorgung analysiert wird. Die Ergebnisse dieser Analyse zeigen die Veränderung der Stromerzeugung und -Nachfrage auf den Netzebenen und dass die entsprechenden Kosten für den Stromnetzausbau im Vergleich zu den Gesamtkosten der Transformation gering sind. Darüber hinaus wird die Relevanz von Wasserstoff auch im Umwandlungssektor im Rahmen der systemweiten Defossilisierung deutlich.

Schlagwörter: Energiesystemanalyse, Infrastrukturanalyse Wasserstoff und Strom, Treibhausgasneutralität, Transformationsprozess

II

Abstract

Modeling of coupled Infrastructures in Energy System Models

Climate change and the associated global consequences are among the most discussed topics in society, politics and the media. These radical changes represent the greatest challenge for mankind in the 21st century. In order to meet Germany's ambitious climate and greenhouse gas reduction targets, an extensive and long-term transformation process of the energy system, which is currently based on fossil fuels, is unavoidable. In addition to the use of heat pumps and electric vehicles, renewable energies such as wind turbines and PV systems will be a key component of the future energy system. The disadvantage of this environmentally friendly way of generating electrical energy lies on the one hand in the volatile nature and on the other hand in the variable regional availability of these technologies. In the course of the transformation, hydrogen is one of the relevant energy sources for realizing a cross-sectoral sustainable energy transition. Due to the volatile generation capacity and the variable regional availability of renewable energy sources, the expansion of transport infrastructures for electrical energy and hydrogen is of systemic importance.
The objective of this thesis is to further develop an existing energy system model so as to enable the consistent modeling of transmission infrastructures for the relevant energy sources in a higher level of detail. In this process, national strategies for greenhouse gas neutrality for Germany up to the year 2045 are calculated and the respective influences of these further developments are analyzed. A total of three scenarios are calculated as part of the analysis. The reference scenario represents the starting point for the further investigations of the model coupling. The results of the coupled hydrogen scenario show the cost-optimal transformation of the German energy system and the regionally relevant development of hydrogen technologies at federal state level. This shows that infrastructures only have a subordinate role in the course of the holistic transformation of the energy system. Consequently, the effects of the model coupling on the results of the system transformation are limited. The electricity grid scenario represents a separate analysis in which the decentralization of the electricity supply is analyzed, taking the different voltage levels into account. The results of this analysis show the change in electricity generation and demand at these grid levels and that the corresponding costs. The cost of the expansion of the electricity grid are low in comparison to the overall costs of the systems transformation. In addition, the relevance of hydrogen also becomes clear in the conversion sector in the context of system-wide defossilization.

Keywords: Energy system analysis, Hydrogen infrastructure analysis, Greenhouse gas neutrality, Transformation process

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung I
Abstract III
Inhaltsverzeichnis VI
Abbildungsverzeichnis VII
Tabellenverzeichnis XIII
Abkürzungsverzeichnis XVII
Symbolverzeichnis XIX

1 Einleitung 1
1.1 Motivation 2
1.2 Zielsetzung und Gliederung 3

2 Stand der Modellierung von Infrastrukturen in Energiesystemmodellen 5
2.1 Definition von Infrastrukturen des Energiesystems 5
2.1.1 Elektrische Energie 5
2.1.2 Erdgas 8
2.1.3 Wasserstoff 9
2.2 Infrastrukturmodellierung in Energiesystemmodellen 13
2.2.1 Aggregierte Modellierung 28
2.2.2 Import-Export-Modellierung 29
2.2.3 Explizite Modellierung 30
2.3 Aktuelle Energieszenarien für Deutschland 33
2.3.1 Vergleich der Transformationsstudien 34
2.4 Zusammenfassung und Fazit 37

3 Methodik 41
3.1 Modellierungsumgebung ETHOS.FINE 41
3.2 Energiesystemmodell ETHOS.NESTOR 43
3.3 Energiesystemmodell ETHOS.Infrastucture 49
3.4 Erweiterung der Modellierung 54
3.4.1 Weiterentwicklungen ETHOS.NESTOR 57
3.4.2 Weiterentwicklungen ETHOS.Infrastructure 66
3.4.3 Weiterentwicklung Regionalisierungswerkzeug 78
3.4.4 Entwicklung Aggregationswerkzeug 80
3.4.5 Zusammenfassung 87

4 Referenzszenario (Szenario REF) 89
4.1 Ergebnisse des Energiesystemmodells ETHOS.NESTOR 89
4.1.1 Treibhausgas-Emissionen 89
4.1.2 Primärenergienachfrage 90
4.1.3 Endenergienachfrage 91
4.1.4 Stromversorgung 92
4.1.5 Wasserstoffversorgung 94
4.1.6 Erdgasversorgung 96
4.1.7 Sektorale Stromnachfrage 97
4.1.8 Sektorale Wasserstoffnachfrage 98
4.1.9 Sektorale Erdgasnachfrage 99
4.1.10 Zusammenfassung 100
4.2 Referenzszenario Regionalisierung 101
4.2.1 Regionale Stromnachfrage 101
4.2.2 Regionale Wasserstoffnachfrage 105
4.2.3 Regionale Erdgasnachfrage 108
4.2.4 Zusammenfassung 111
4.3 Referenzszenario ETHOS.Infrastructure 111
4.3.1 Optimierungsjahr 2030 (kurzfristige Entwicklung) 112
4.3.2 Optimierungsjahr 2045 (langfristige Entwicklung) 118
4.3.3 Diskussion 127
4.3.4 Zusammenfassung 129

5 Analysen zur Modellierung von Infrastrukturen im Kontext der Entwicklung des Gesamtenergiesystems 131
5.1 Analyse und Auswertung des Szenarios MKP (Modellkopplung) 132
5.1.1 Zusammenfassung und Diskussion 172
5.2 Analyse und Auswertung des Szenarios NNG 176
5.2.1 Zusammenfassung und Diskussion 203

6 Zusammenfassung 207

7 Anhang 239

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1 Aufbau der vorliegenden Arbeit mit Kapitelnummern (MILP: gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung, REF: Referenzszenario, MKP: Modellkopplungsszenario, NGG: Szenario aggregiere Netzentwicklung) 4

Abbildung 2.1 Abgebildete Energieträger in den untersuchten Modellen 24
Abbildung 2.2 Modellierung der verschiedenen Endnachfragesektoren in den untersuchten Energiesystemmodellen 25
Abbildung 2.3 Sektorales Detail in Abhängigkeit der Modellgröße (LP: lineare Programmierung, QP: quadratische Programmierung, MILP: gemischt-ganzzahlige Programmierung, NLP: nicht-lineare Programmierung) 27
Abbildung 2.4 Infrastrukturabbildung zu verschiedenen Energieträgern in den berücksichtigten Modellen (Die Zahlen geben an, wie viele Modelle den jeweiligen Modellierungsansatz verwenden) 31
Abbildung 2.5 Modellportfoliovergleich der untersuchten Studien 35
Abbildung 2.6 Wasserstoffnachfrage und -angebot der untersuchten Studien 36
Abbildung 2.7 Netzlängen in den untersuchten Studien 37

Abbildung 3.1 Status Quo der Stromnetzabbildung in ETHOS.NESTOR 46
Abbildung 3.2 Status Quo der Wasserstoffinfrastruktur in ETHOS.NESTOR 47
Abbildung 3.3 Status Quo der Erdgasinfrastruktur in ETHOS.NESTOR 48
Abbildung 3.4 Stromnetzmodellierung in ETHOS.Infrastructure bei verschiedenen räumlichen Auflösungen 50
Abbildung 3.5 Modellkopplungsansatz ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure 56
Abbildung 3.6 Erweiterung der Modellierung von Stromnetzen (Höchst-(220/380kV), Hoch-(110kV), Mittel-(220/380kV), und Niederspannung (400V) 57
Abbildung 3.7 Erweiterung der Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen 62
Abbildung 3.8 Erweiterung der Modellierung von Erdgasinfrastrukturen 63
Abbildung 3.9 Entwicklung der iterativen Modellkopplung (Hardlinking) 65
Abbildung 3.10 Wasserstoffnetze in ETHOS.Infrastructure mit 16 Bundesländern 68
Abbildung 3.11 Wasserstoffnetze in ETHOS.Infrastructure mit 16 Bundesländern und Importregionen 69
Abbildung 3.12 Übertragung der Ausbaukorridore von ETHOS.NESTOR an ETHOS.Infrastructure 71
Abbildung 3.13 Berücksichtigung von Beständen und Stilllegungen in ETHOS.Infrastructure . 72
Abbildung 3.14 Zwei-Stufen-Optimierungsansatz in ETHOS.Infrastructure (LP: lineare Programmierung, MILP: gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung, REE: Erneuerbare Energien, TSA: Zeitreihenaggregation) 77

Abbildung 3.15 Zwei-Stufen-Optimierungsansatz in der Modellkopplung (LP: lineare Programmierung, MILP: gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung, TSA: Zeitreihenaggregation) 78
Abbildung 3.16 Schematische Anwendung des Regionalisierungswerkzeugs für die 16 Bundesländer Deutschlands 79
Abbildung 3.17 Linearisierung von Rohrleitungsinvestitionen (Neubau und Umrüstung) 83

Abbildung 4.1 Entwicklung der sektoralen Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2045 . . . 90
Abbildung 4.2 Entwicklung des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2045 91
Abbildung 4.3 Entwicklung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2045 92
Abbildung 4.4 Entwicklung der Stromversorgung bis zum Jahr 2045 93
Abbildung 4.5 Entwicklung der installierten Versorgungskapazitäten bis zum Jahr 2045 . . . 94
Abbildung 4.6 Entwicklung der Wasserstoffversorgung bis zum Jahr 2045 95
Abbildung 4.7 Entwicklung der installierten Versorgungsleistung bis zum Jahr 2045 96
Abbildung 4.8 Entwicklung der Erdgasversorgung bis zum Jahr 2045 97
Abbildung 4.9 Entwicklung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2045 98
Abbildung 4.10 Entwicklung der Wasserstoffnachfrage bis zum Jahr 2045 99
Abbildung 4.11 Entwicklung der Erdgasnachfrage bis zum Jahr 2045 100
Abbildung 4.12 Regionale Stromnachfrage im Jahr 2030 102
Abbildung 4.13 Regionale Stromnachfrage im Jahr 2045 104
Abbildung 4.14 Regionale Wasserstoffnachfrage im Jahr 2030 105
Abbildung 4.15 Regionale Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 107
Abbildung 4.16 Regionale Erdgasnachfrage im Jahr 2030 109
Abbildung 4.17 Regionale Erdgasnachfrage im Jahr 2045 110
Abbildung 4.18 Expansion des Wasserstoffnetzes im Jahr 2030 113
Abbildung 4.19 Expansion der installierten Elektrolyseanlagen im Jahr 2030 114
Abbildung 4.20 Expansion der installierten Windenergieanlagen im Jahr 2030 115
Abbildung 4.21 Expansion der installierten PV-Leistung im Jahr 2030 116
Abbildung 4.22 Expansion der installierten Wasserstoffkraftwerke im Jahr 2030 117
Abbildung 4.23 Generelle regionale Stromversorgung im Jahr 2030 118
Abbildung 4.24 Expansion des Wasserstoffnetzes im Jahr 2045 119
Abbildung 4.25 Expansion der installierten Elektrolyseanlagen im Jahr 2045 121
Abbildung 4.26 Expansion der installierten Windenergieanlagen im Jahr 2045 122
Abbildung 4.27 Expansion der installierten PV-Leistung im Jahr 2045 124
Abbildung 4.28 Expansion der installierten Wasserstoffkraftwerke im Jahr 2045 125
Abbildung 4.29 Generelle regionale Stromversorgung im Jahr 2045 126
Abbildung 4.30 Expansion der Windenergieanlagen im Jahr 2030 im Vergleich zum realen Ausbau im Jahr 2020 (links: Optimierter Ausbau für das Jahr 2030, rechts: Optimierter Ausbau 2030 minus realer Ausbau 2020) 127
Abbildung 4.31 Expansion der PV-Dachsysteme im Jahr 2045 im Vergleich zum Ausbau im Jahr 2030 (links: Optimierter Ausbau für das Jahr 2045, rechts: Optimierter Ausbau 2045 minus optimierter Ausbau 2030) 128

Abbildung 5.1 Entwicklung und Vergleich der sektoralen Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2045 . . . 133
Abbildung 5.2 Entwicklung und Vergleich der Primärenergienachfrage bis zum Jahr 2045 . . 134
Abbildung 5.3 Entwicklung und Vergleich der Endenergienachfrage bis zum Jahr 2045 . . . 135
Abbildung 5.4 Entwicklung und Vergleich der elektrischen Versorgungsleistung bis zum Jahr 2045 . . . 136
Abbildung 5.5 Entwicklung und Vergleich der Stromversorgung bis zum Jahr 2045 . . . 137
Abbildung 5.6 Entwicklung und Vergleich der Wasserstoffversorgung bis zum Jahr 2045 . . 138
Abbildung 5.7 Entwicklung und Vergleich der Wasserstoffversorgungsleistung bis zum Jahr 2045 . . . 139
Abbildung 5.8 Entwicklung und Vergleich der Erdgasversorgung bis zum Jahr 2045 . . . 140
Abbildung 5.9 Entwicklung und Vergleich der Stromnachfrage bis zum Jahr 2045 . . . 141
Abbildung 5.10 Entwicklung und Vergleich der Stromspeichersysteme bis zum Jahr 2045 . . . 142
Abbildung 5.11 Entwicklung und Vergleich der Wasserstoffnachfrage bis zum Jahr 2045 . . . 143
Abbildung 5.12 Entwicklung und Vergleich der industriellen Wasserstoffnachfrage bis zum Jahr 2045 . . . 144
Abbildung 5.13 Entwicklung und Vergleich der industriellen Endenergienachfrage bis zum Jahr 2045 . . . 145
Abbildung 5.14 Entwicklung und Vergleich der Erdgasnachfrage bis zum Jahr 2045 . . . 146
Abbildung 5.15 Entwicklung der expliziten Netzinvestitionen und des Netzneubaufaktors im Zuge der Modellkopplung . . . 147
Abbildung 5.16 Regionale Entwicklung der Stromnachfrage . . . 149
Abbildung 5.17 Ausprägung und Vergleich der regionalen Stromnachfrage im Jahr 2045 (links: Regionale Stromnachfrage für das Jahr 2045, rechts: Regionale Stromnachfrage 2045 im Szenario MKP minus Regionale Stromnachfrage 2045 im Szenario REF) . . . 150
Abbildung 5.18 Regionale Entwicklung der Wasserstoffnachfrage . . . 152
Abbildung 5.19 Ausprägung und Vergleich der regionalen Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 (links: Regionale Wasserstoffnachfrage für das Jahr 2045, rechts: Regionale Wasserstoffnachfrage 2045 im Szenario MKP minus Regionale Wasserstoffnachfrage 2045 im Szenario REF) . . . 153
Abbildung 5.20 Regionale Entwicklung der Erdgasnachfrage . . . 154
Abbildung 5.21 Ausprägung und Vergleich der regionalen Erdgasnachfrage im Jahr 2045 (links: Regionale Erdgasnachfrage für das Jahr 2045, rechts: Regionale Erdgasnachfrage 2045 im Szenario MKP minus Regionale Erdgasnachfrage 2045 im Szenario REF) . . . 155
Abbildung 5.22 Entwicklung der umgerüsteten Wasserstoffleitungen bis zum Jahr 2045 . . . 157
Abbildung 5.23 Entwicklung der neu gebauten Wasserstoffleitungen bis zum Jahr 2045 . . . 160
Abbildung 5.24 Regionale Entwicklung der installieren Leistung von Elektrolyseanlagen . . . 162
Abbildung 5.25 Regionale Entwicklung der installieren Leistung von Windenergieanlagen . . . 164
Abbildung 5.26 Regionale Entwicklung der installieren Leistung von Wasserstoffkraftwerken . 166
Abbildung 5.27 Zeitliche Rückverstromung von Wasserstoff des Landes Niedersachsen im Jahr 2045 . . . 167

Abbildung 5.28 Regionale Entwicklung von Wasserstoffspeichersystemen visualisiert Anhand der installierten Leistung in TWh 168
Abbildung 5.29 Regionaler Speicherstand der Wasserstoffspeichersysteme im Verlaufe des Jahres 2045 169
Abbildung 5.30 Wasserstoffnachfragen der relevanten Energieszenarien im Optimierungszieljahre 2045 und 2050) 170
Abbildung 5.31 Wasserstoffversorgung und Importquote der relevanten Energieszenarien im Optimierungszieljahr 2045 und 2050 171
Abbildung 5.32 Entwicklung der Stromversorgung bis zum Jahr 2045 177
Abbildung 5.33 Entwicklung der Stromversorgung auf den Netzebenen bis zum Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung)) 178
Abbildung 5.34 Entwicklung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2045 179
Abbildung 5.35 Entwicklung der Stromnachfrage auf den Netzebenen bis zum Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung)) . 180
Abbildung 5.36 Entwicklung der elektrischen Netzumspannung bis zum Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung)) 181
Abbildung 5.37 Stündliche Stromversorgung bei Schwachlast im Jahr 2020 183
Abbildung 5.38 Stündliche netzseitige Stromversorgung bei Schwachlast im Jahr 2020 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung)) . 184
Abbildung 5.39 Stündliche Stromversorgung bei Schwachlast im Jahr 2030 185
Abbildung 5.40 Stündliche netzseitige Stromversorgung bei Schwachlast im Jahr 2030 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung)) . 186
Abbildung 5.41 Stündliche Stromversorgung bei Schwachlast im Jahr 2045 187
Abbildung 5.42 Stündliche netzseitige Stromversorgung bei Schwachlast im Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung)) . 188
Abbildung 5.43 Stündliche Stromversorgung bei Starklast im Jahr 2020 189
Abbildung 5.44 Stündliche netzseitige Stromversorgung bei Starklast im Jahr 2020 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung)) 190
Abbildung 5.45 Stündliche Stromversorgung bei Starklast im Jahr 2030 191
Abbildung 5.46 Stündliche netzseitige Stromversorgung bei Starklast im Jahr 2030 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung)) 192
Abbildung 5.47 Stündliche Stromversorgung bei Starklast im Jahr 2045 193

Abbildung 5.48 Stündliche netzseitige Stromversorgung bei Starklast im Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung)) 194
Abbildung 5.49 Entwicklung der Stromspeichersysteme bis zum Jahr 2045 195
Abbildung 5.50 Entwicklung der Stromspeichersysteme auf Netzebene bis zum Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung)) 196
Abbildung 5.51 Entwicklung des Speicherstands von mobilen Batteriespeichern bei Starklast bis zum Jahr 2045 197
Abbildung 5.52 Stündliche Stromnachfrage bei Starklast im Jahr 2045 198
Abbildung 5.53 Entwicklung des Speicherstands von Pumpspeicherkraftwerken bei Starklast im Jahr 2045 199
Abbildung 5.54 Entwicklung der jährlichen Stromnetzkosten bis zum Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung)) 200
Abbildung 5.55 Entwicklung der jährlichen Kosten des Gesamtsystems bis zum Jahr 2045 . . 201
Abbildung 5.56 Stromnachfragen der relevanten Energieszenarien im Optimierungszieljahr (2045/2050) 202
Abbildung 5.57 Installierte Leistung erneuerbarer Energiequellen in den relevanten Energieszenarien im Optimierungszieljahr 2045 und 2050 203

Abbildung 7.1 Expansion der Wasserstoffspeichersysteme im Jahr 2030 266
Abbildung 7.2 Expansion der Wasserstoffspeichersysteme im Jahr 2045 273
Abbildung 7.3 Expansion der PV-Dachanlagen im Jahr 2030 im Vergleich zum realen Ausbau im Jahr 2020 (links: Optimierter Ausbau für das Jahr 2030, rechts: Optimierter Ausbau 2030 minus realer Ausbau 2020) 274
Abbildung 7.4 Expansion der PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2030 im Vergleich zum realen Ausbau im Jahr 2020 (links: Optimierter Ausbau für das Jahr 2030, rechts: Optimierter Ausbau 2030 minus realer Ausbau 2020) 275
Abbildung 7.5 Regionale Versorgung von Windenergieanlagen 316
Abbildung 7.6 Regionale Stromnachfrage von Elektrolyseanlagen 317
Abbildung 7.7 Regionale Versorgung von Wasserstoffkraftwerken 318
Abbildung 7.8 Regionale Entwicklung von PV-Systemen 319
Abbildung 7.9 Regionale Versorgung von PV-Systemen 320
Abbildung 7.10 Regionale Entwicklung der Stromversorgungskapazitäten 321
Abbildung 7.11 Regionale Entwicklung der Stromversorgung 322

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1 Modelle für die Analysen der Infrastrukturmodellierung. 21
Tabelle 2.2 Vergleich verschiedener Ansätze zur Charakterisierung von Energiesystemmodellen 23

Tabelle 3.1 Berechnete Arbeits- und Leistungspreise der modellierten Spannungsebenen . . 60
Tabelle 3.2 Umrüstbare Erdgasleitungen zwischen den Bundesländern im Wasserstoff-Kernnetz [1] 75
Tabelle 3.3 Ergebnisse und Randbedingungen aus ETHOS.Infrastructure 81

Tabelle 5.1 Energieszenarien für die Analysen 131

Tabelle 7.1 Explizite Leitungsverbindungen des hinterlegten VGE-Netzes zwischen den berücksichtigten Regionen in ETHOS.Infrastructure 246
Tabelle 7.2 Zuordnung der Einspeisetechniken nach [2, 3] (nicht aufgeführte Kraftwerktypen, werden in jeweiliger Netzebene angenommen) 252
Tabelle 7.3 Zuordnungskriterien der Endnachfragetechniken für die modellierten Spannungsebenen 252
Tabelle 7.4 Betrachtete Netzbetreiber der Netzentgeldanalysen 255
Tabelle 7.5 Netzentgelte und Jahresarbeit der Übertragungsnetzbetreiber des Jahres 2022 . 255
Tabelle 7.6 Berechnung der Netzentgelte auf der Verteilnetzebene mit 23 Netzbetreibern . . 256
Tabelle 7.7 Berechnung der Netzentgelte auf der Verteilnetzebene mit 43 Netzbetreibern . . 256
Tabelle 7.8 Prozentualer Unterschied zwischen den berechneten Netzentgelten auf der Verteilnetzebene 256
Tabelle 7.9 Verteilung der aktuellen Pumpspeicherkapazitäten auf die modellierten Spannungsebenen nach [2, 4] 256
Tabelle 7.10 Regionalisierungskriterien der Strom-, Wasserstoff- und Erdgasnachfragen nach [5, 6] 257
Tabelle 7.11 Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Jahr 2030 259
Tabelle 7.12 Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Jahr 2045 260
Tabelle 7.13 Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2030 261
Tabelle 7.14 Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2030 262
Tabelle 7.15 Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2030 263
Tabelle 7.16 Regionale Versorgung mit erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2030 264
Tabelle 7.17 Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen in Jahr 2030 264

Tabelle 7.18 Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2045 267
Tabelle 7.19 Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2045 268
Tabelle 7.20 Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2045 269
Tabelle 7.21 Regionale Versorgung mit erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2045 270
Tabelle 7.22 Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2045 270
Tabelle 7.23 Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2045 272
Tabelle 7.24 Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Stützjahr 2020 276
Tabelle 7.25 Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Stützjahr 2025 277
Tabelle 7.26 Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Stützjahr 2030 278
Tabelle 7.27 Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Stützjahr 2035 279
Tabelle 7.28 Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Stützjahr 2040 280
Tabelle 7.29 Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Stützjahr 2045 281
Tabelle 7.30 Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2020 282
Tabelle 7.31 Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2025 283
Tabelle 7.32 Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2030 284
Tabelle 7.33 Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2035 285
Tabelle 7.34 Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2040 286
Tabelle 7.35 Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2045 287
Tabelle 7.36 Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2020 288
Tabelle 7.37 Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2025 289
Tabelle 7.38 Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2030 290
Tabelle 7.39 Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2035 291
Tabelle 7.40 Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2040 292
Tabelle 7.41 Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2045 293
Tabelle 7.42 Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2020 294
Tabelle 7.43 Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2025 295
Tabelle 7.44 Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2030 296
Tabelle 7.45 Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2035 297
Tabelle 7.46 Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2040 298

Tabelle 7.47 Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2045 299
Tabelle 7.48 Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2020 299
Tabelle 7.49 Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2025 301
Tabelle 7.50 Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2030 302
Tabelle 7.51 Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2035 303
Tabelle 7.52 Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2040 304
Tabelle 7.53 Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2045 306
Tabelle 7.54 Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2020 307
Tabelle 7.55 Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2025 309
Tabelle 7.56 Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2030 310
Tabelle 7.57 Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2035 311
Tabelle 7.58 Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2040 313
Tabelle 7.59 Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2045 314

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
BEV	Battery Electric Vehicle (Elektrofahrzeug mit Batterie)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz der Bundesrepublik Deutschland
BNetzA	Bundesnetzagentur (Behörde)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO_2-Abscheidung und -Speicherung)
DAC	Direct Air Capture (Direkt CO_2-Abscheidung aus der Luft)
EE	Erneuerbare Energien
EHB	European Hydrogen Backbone
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETHOS	Energy Transformation PatHway Optimization Suite
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.
FINE	Framework for Integrated Energy System Assessment
Gas-NEP	Netzentwicklungsplan Gas
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
H-Gas	High Calorific Gas
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HV	Hochspannung
ICEV	Internal Combustion Engine Vehicle (Fahrzeug mit Verbrennungsmotor)
ISO	Internationale Organisation für Normung
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L-Gas	Low Calorific Gas
LOPF	Linearized Optimal Power Flow
LP	Linear Programming (Lineare Programmierung)
LV	Niederspannung
MILP	Mixed-Integer Linear Programming (Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programmierung)
MV	Mittelspannung
NEP	Netzentwicklungsplan
NLP	Nonlinear Programming (Nichtlineare Optimierung)
NOVA	Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau
NTC	Net Transfer Capacity (Nettoübertragungskapazität)
NUTS	Nomenclature des Unités Territoriales Statistiques (Verwaltungsebene)
OPEX	Operational Expenditures (Betriebskosten)

PV	Photovoltaik
PtL	Power-to-Liquid
QP	Quadratic Programming (Quadratische Programmierung)
TAC	Total Annual Cost (Jährliche Gesamtkosten)
TYNDP	Ten Year Network Development Plan (Europäischer Zehnjahresplan zur Netzentwicklung)

Symbolverzeichnis

Symbol	Einheit	Bedeutung
ANN	-	Annuitätenfaktor
ARF	-	aggregierter Rekompressionsfaktor
d	m2	Rohrleitungsdurchmesser
i	-	Kapitalkostensatz
H_{low}	kWh/kg	unterer Heizwert
$Invest_0$	€/kW oder €/kt	Durchschnittliche spezifische Investitionen
l	-	Regionen-Index
L	-	Regionenmenge
l_z	km	Rohrleitungslänge
LR	km	Rekompressionsdistanz
n	Jahre	ökonomische Lebensdauer
$OPEX_fix$	€/kW oder €/kt	fixe Betriebskosten
$OPEX_var$	€/kW oder €/kt	variable Betriebskosten
P	€/kW oder €/kt	Installierte Kapazität
$\dot{P}$	€/kWh oder €/kth	ökonomische Lebensdauer
P_{lb}	€/kW oder €/kt	minimale Kapazität
P_{ub}	€/kW oder €/kt	maximale Kapazität
$PLen$	GW*m	Kapazitätslänge einer Infrastruktur
s	-	Maximale relative Abweichung von $Invest_0$
t	-	Zeitpunkte-Index
Δt	h	Zeitschritt
T	-	Zeitlicher Horizont (Zeitpunktmenge)
v	m/s	Fließgeschwindigkeit
y	-	Technik-Index
Y	-	Technikportfolio
z	-	Infrastruktur-Index
Z	-	Infrastrukturportfolio
β	-	Netzneubaufaktor
η	-	Verdichtefaktor
ω	kgCO**2**/kWh oder kgCO_2/kt	Spezifischer CO**2**-Fußabdruck
Ω_{max}	kgCO_2	Maximal zulässige Emissionen

1 Einleitung

Die Veränderung des Klimas und die damit einhergehen globalen Folgen gehören zu den meistdiskutierten Themen in Gesellschaft, Politik und Medien. Diese radikalen Veränderungen stellen für den Menschen die größte Herausforderung des 21. Jahrhunderts dar. Bereits im Jahr 1997 wurde mit dem Kyoto-Protokoll eine Rahmenvereinbarung der Vereinten Nationen getroffen, um der Klimaveränderung mit Klimaschutzmaßnahmen entgegenzuwirken [7]. Im Pariser Klimaabkommen vom Jahr 2015 wurde eine staatenübergreifende Übereinkunft getroffen, um den weltweiten Treibhausgasausstoß zu verringern [8, 9]. Deutschland beschloss im Mai 2021 einen klar definierten Klimaschutzplan zur Nettoneutralität seiner Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2045 [10]. Zur Einhaltung dieser ambitionierten Klima- beziehungsweise Treibhausgasreduktionsziele Deutschlands ist ein umfangreicher und langwieriger Transformationsprozess des aktuell auf fossilen Energieträgern basierenden Energiesystems unabwendbar. Dabei besteht dieser Transformationsprozess zum einen aus einer intensiven Defossilisierung des Energiesystems, was zu einer Substitution der fossilen Energieträger wie Erdgas oder Mineralöl durch umweltfreundliche Alternativen führt. Zum anderen beschreibt die Transformation den technologischen Wandel in den verschiedenen Sektoren des Energiesystems. Neben dem Einsatz von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen werden erneuerbare Energien wie Windenenergieanlagen und PV-Systeme ein entscheidender Baustein für das zukünftige Energiesystem sein. Der Nachteil dieser umweltfreundlichen Weise, elektrische Energie zu erzeugen, liegt zum einen in der volatilen Natur und zum anderen in der variablen regionalen Verfügbarkeit von diesen Technologien. Zur Flexibilisierung der zeitlichen Volatilität können Speichersysteme eingesetzt werden. Bedingt durch die variable regionale Verfügbarkeit ist ein weiterer bestimmender Baustein des Transformationsprozesses der Ausbau von Transportinfrastrukturen. Der Ausbau von elektrischen Netzen im Zuge der Transformation ist besonders durch das Nord-Südenergiegefälle in Deutschland erforderlich. Neben dem Ausbau von Stromnetzen ist auch Wasserstoff eine nachhaltige und wirtschaftlich attraktive Option. Dieser kann zum einen stromnetzdienlich produziert werden und in entsprechenden Speichertechnologien langfristig eingelagert werden. Im Zuge der Transformation ist Wasserstoff einer der relevanten Energieträger zur Realisierung einer sektorübergreifenden nachhaltigen Energiewende. Um eine deutschlandweite Versorgung mit Wasserstoff sicherzustellen, ist es nicht nur erforderlich, diesen Energieträger zu produzieren und zu speichern, sondern es muss insbesondere eine entsprechende Transportinfrastruktur aufgebaut werden, die den erzeugten Wasserstoff zu den jeweiligen Verbrauchern in den Nachfragesektoren befördert. Die Entwicklung und der Betrieb einer Wasserstoffversorgungkette inklusive Transportinfrastruktur bildet dabei einen entscheidenden Meilenstein für den ganzheitlichen Transformationsprozess des Energiesystems. All diese Faktoren der Transformation erfordern eine ganzheitliche Transformationsstrategie zur Umsetzung der gesetzten Ziele des Klimaschutzgesetzes. Dabei sind die einzelnen Sektoren des Energiesystems miteinander verknüpft und stehen in einem komplexen wechselseitigen Verhältnis zueinander. Bedingt durch die hohe Komplexität ist eine ganzheit-

liche Bewertung all dieser Faktoren lediglich mit einer computergestützten theoretischen Analyse möglich. Für die Berechnung derartiger Szenarien zur umfassenden Transformation des Energiesystems kommen sogenannte Energiesystemmodelle zum Einsatz. Diese Modelle sind dabei in der Lage, die Energieversorgung ganzheitlich und sektorenübergreifend abzubilden. Die Berechnung von Infrastrukturen zum Transport der erneuerbaren Energieträger wird in den aktuellen Energieszenarien sequentiell zur Berechnung des gesamten Energiesystems durchgeführt. Damit wird die bidirektionale Abhängigkeit des Gesamtsystems und der Transportinfrastrukturen vernachlässigt. In der hier vorliegenden Arbeit liegt der Fokus auf der Erweiterung eines bestehenden nationalen Energiesystemmodells, um Transportinfrastrukturen im Hinblick einer ganzheitlichen Strategie zur Realisierung der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 abzubilden.

1.1 Motivation

Energiesystemmodelle werden verwendet, um komplexe Fragestellungen bezüglich des zukünftigen Energieangebot und die Energienachfrage zu beantworten. Darüber hinaus werden diese Modelle genutzt, um energiepolitische Maßnahmen wie den Ausstieg aus der Kernenergie oder aus der Kohleverstromung zu analysieren und entsprechende resultierende Handlungsempfehlungen abzuleiten. Die jeweiligen technologischen und sektoralen Ausprägungen eines künftigen Energiesystems sind dabei nicht genau definiert. Ein wichtiger Punkt ist jedoch, dass ein einfaches “weiter so wie bisher“ nicht zukunftsweisend ist und eine emissionsneutrale Energieversorgung zu drastischen Veränderungen des Energiesystems führen wird. Diverse Forschungsinstitutionen und Wissenschaftler nutzen Energiesystemmodelle, um zukunftsweisende Strategien für Transformationspfade eines treibhausgasneutralen Energiesystems bis zum Jahr 2045 zu erarbeiten. Die Modellierung von systemrelevanten Transportinfrastrukturen wird in den gängigen Studien zu Treibhausgasreduktionsstrategien sequentiell nach dem Energiesystemdesign berechnet.
Die Entwicklung von Transportinfrastrukturen wie beispielsweise Strom und Erdgas werden zum aktuellen Zeitpunkt getrennt voneinander in entsprechenden gesetzlich vorgeschriebenen Szenarien berechnet. Für Deutschland sind dabei der Netzentwicklungsplan [11] und der Netzentwicklungsplan Gas [12] zu nennen. Auf europäischer Ebene wird der TYNDP [13] zur koordinierten Entwicklung eines europäischen Übertragungsnetzes für elektrische Energie genutzt. Ein weiterer relevanter Energieträger der Energiewende ist Wasserstoff, welcher in Zukunft auch über weite Distanzen transportiert werden muss. Im November 2023 veröffentlichten die Fernleitungsbetreiber das sogenannte Wasserstoff-Kernnetz [1], welches eine systematische Entwicklung eines zukünftigen Wasserstoffnetzes unter Annahme von entsprechenden Wasserstoffprojekten beschreibt. Für Europa beschreiben die Studien des European Hydrogen Backbone (EHB) [14, 15] den zukünftigen Ausbau einer europäischen Wasserstoffinfrastruktur.
Aufbauend auf diesen Gegebenheiten zielt die hier vorliegende Arbeit auf die Weiterentwicklung eines bestehenden Energiesystemmodells ab, um neben der Entwicklung des Gesamtenergiesystems eine umfassende Modellierung und Berücksichtigung von relevanten Transportinfrastrukturen im Kontext von Treibhausgasreduktionsstrategien für Deutschland quantitativ zu analysieren und zu bewerten. Weiterhin sollen die Effekte auf das Gesamtsystem durch diese genauere Modellierung untersucht werden.

1.2 Zielsetzung und Gliederung

Der Aufbau der vorliegenden Arbeit ist grafisch in Abbildung 1.1 dargestellt und setzt sich wie folgt zusammen. Zum ersten Verständnis werden in **Kapitel 2** die relevanten Infrastrukturen für das zukünftige Energiesystem definiert. Danach wird ein Überblick über die Transportinfrastrukturen für elektrische Energie, Erdgas und Wasserstoff gegeben. Dabei wird auch diskutiert, wie zum aktuellen Zeitpunkt der Ausbau und die Berechnung der jeweiligen Transportinfrastrukturen vollzogen wird. Neben den technischen Einflussfaktoren werden dabei auch die gesetzlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt.
Auf dieser Basis wird in **Kapitel 3** untersucht, wie die beschriebenen Transportinfrastrukturen in aktuellen Energiesystemmodellen berücksichtigt werden. Dazu werden Energiesystemmodelle zunächst anhand ihrer bisher in der Literatur untersuchten Unterscheidungskriterien eingeordnet. Danach wird ein neuer Ansatz zur Einordnung von Energiesystemmodellen entwickelt, welcher insbesondere auf die Modellierung von Infrastrukturen abzielt. Mit diesem Ansatz werden insgesamt 31 ganzheitliche Energiesystemmodelle identifiziert und dann auf ihre Fähigkeit zur Modellierung von Infrastrukturen analysiert. Dabei konnten drei generelle Modellierungsansätze identifiziert werden. Zum späteren Vergleich der Modellierungsergebnisse dieser Arbeit werden im letzten Abschnitt des Kapitels die aktuellen Energieszenarien zur Treibhausgasreduktion in Deutschland untersucht.
In **Kapitel 4** steht die verwendete Methodik im Vordergrund. Dabei wird zunächst die Modellumgebung ETHOS.FINE erläutert und mit welchen generellen Komponenten die Techniken des Energiesystems abgebildet werden. Aufbauend darauf wird die Modellierung der in dieser Arbeit verwendeten Energiesystemmodelle ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure erläutert. Dabei wird insbesondere auch die Berücksichtigung von Transportinfrastrukturen in diesen Modellen beschrieben. Darauffolgend werden die Erweiterungen der Modelle diskutiert. Für ETHOS.NESTOR wird dabei besonders die Erweiterung der Infrastrukturmodellierung sowie die Modellkopplung beschrieben. Für ETHOS.Infrastructure wird zum einen ein zeitlicher Transformationspfad und zum anderen ein zweistufiger gemischt-ganzzahliger Modellierungsansatz zur Abbildung von umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen entwickelt. Den Schluss dieses Kapitels bilden die Modellkopplungsschnittstellen zur dynamischen Übertragung der Austauschparameter.
In **Kapitel 5** werden die einzelnen berechneten Szenarien eingehend erläutert. Dabei wird zunächst ein Referenzszenario mit einer sequentiellen Berechnung der Modelle ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure berechnet. In ETHOS.Infrastructure wird dabei lediglich eine kurzfristige und langfristige Entwicklung mit den Stützjahren 2030 und 2045 berücksichtigt. Danach werden zwei unabhängige Erweiterungsszenarien berechnet. Dabei wird zum einen ein Modellkopplungsansatz zur Berücksichtigung von endogen ausgebauten Wasserstoffinfrastrukturen analysiert. Zum anderen wird der Ansatz aggregierten zum Stromnetzausbau in ETHOS.NESTOR diskutiert.
Kapitel 6 bildet die Zusammenfassung. Darin werden die relevanten Ergebnisse der hier vorliegenden Arbeit noch einmal zusammengefasst und erläutert.

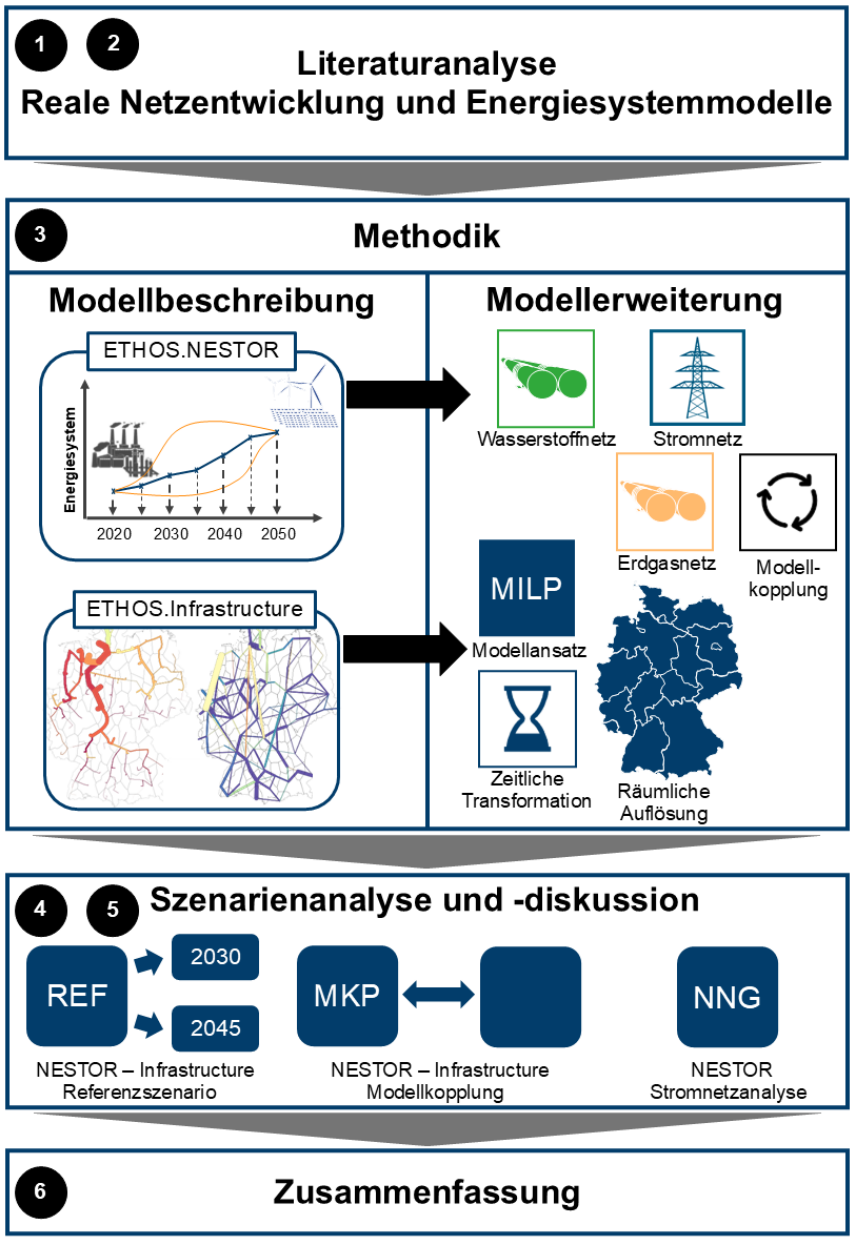

Abbildung 1.1: Aufbau der vorliegenden Arbeit mit Kapitelnummern (MILP: gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung, REF: Referenzszenario, MKP: Modellkopplungsszenario, NGG: Szenario aggregiere Netzentwicklung)

2 Stand der Modellierung von Infrastrukturen in Energiesystemmodellen

Transformationsstrategien für Energiesysteme, bei denen unter anderem Infrastrukturen berücksichtigt werden, werden modellgestützt entwickelt. Zur Einordnung des aktuellen Stands der Forschung wird zunächst der Begriff Infrastruktur für den Kontext dieser Arbeit definiert und eingeschränkt. Danach erfolgt ein Überblick über die wichtigsten Infrastrukturen in aktuellen und zukünftigen Energiesystemen. Zur Einordnung des aktuellen Stands der Technik der Abbildung beziehungsweise Modellierung dieser Infrastrukturen in Energiesystemmodellen wird in den folgenden Unterkapiteln auf die relevanten vorhandenen Modelle nationaler Energiesystemanalyse und der aktuellen Energiesystemstudien für Deutschland eingegangen.

2.1 Definition von Infrastrukturen des Energiesystems

Infrastrukturen beschreiben den nnotwendigen, wirtschaftlichen und organisatorischem Unterbau als Voraussetzung für die Versorgung und die Nutzung eines bestimmten Gebiets für die gesamte Wirtschaft eines Landes“ [16]. Im Kontext der Energieversorgung beziehen sich Infrastrukturen auf alle Komponenten, die zur Umwandlung, Speicherung und Transport von Energie genutzt werden [17]. Aus diesen Aussagen lässt sich ableiten, dass Energieinfrastrukturen einerseits den Energietransport von der Quelle, welche sich aus Importen und inländischer Erzeugung zusammensetzt, bis zur Senke, welche sich auf die Nachfrage der Sektoren bezieht, sowie andererseits die Lenkung und Regelung des Energieflusses ermöglichen. Energieinfrastrukturen umfassen dabei nicht nur traditionelle Versorgungseinrichtungen wie Stromübertragungsleitungen, Erdgas- beziehungsweise Ölpipelines, Häfen und das Schienennetzwerk, sondern auch Systeme zur Messung und Steuerung der Versorgung. Auch zukünftige Transportstrukturen für die Versorgung mit Wasserstoff sind in dieser Definition mit eingeschlossen. Im Zuge dieser Arbeit werden unter dem Begriff Infrastrukturen die leitungsgebundenen Transporttechniken verstanden, die für die Übertragung verschiedener Energieträger über hohe Entfernungen genutzt werden. Nach dieser Eingrenzung gehören dazu das Übertragungsnetz für elektrischen Strom sowie das die Fernleitungsnetze für verschiedene Typen von Gas.

2.1.1 Elektrische Energie

In Deutschland kommt zum Transport beziehungsweise zur Übertragung von elektrischer Energie das Stromnetz zum Einsatz. Dieses kann, je nach Stärke der Spannung, in verschiedene Ebenen unterteilt werden. Dabei wird das Netz in vier Spannungslevel unterteilt [18]. Des Weiteren kann beim Stromnetz zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen unterschieden werden. Dabei liegt das Verteilnetz auf einer maximalen Spannung von 110 kV [19].

Höchstspannungsebene: Auf dieser Spannungsebene liegt exklusiv das Übertragungsnetz. Die Übertragungsleitungen des Höchstspannungsnetzes weisen dabei eine Spannung von 220 kV bis 380 kV [18] auf. Die Aufgabe des Übertragungsnetzes besteht darin, die elektrische Energie von den Kraftwerken zu den Umspannwerken zu transportieren. Umspannwerke dienen zur Transformierung der Höchstspannung auf niedrigere Spannungsebenen. Sowohl Stromimporte als auch auch Stromexporte finden auf der Höchstspannungsebene statt [18].

Hochspannungsebene: Im Hochspannungsnetz beträgt die Spannung 110 kV [19] und dient als überregionales Verteilnetz zur Distribution des elektrischen Stroms an Stadtwerke und große stromintensive Verbraucher der Industrie.

Mittelspannungsebene: Die Spannung des Mittelspannungsnetzes beträgt 1 kV bis 60 kV [18]. Auf dieser Spannungsebene wird die elektrische Energie an die Städte und die lokalen Industrieunternehmen in der jeweiligen Region verteilt [18].

Niederspannungsebene: Die Spannung in dieser Netzebene beträgt 400 V und wird für die Verteilung des elektrischen Stroms an die Endkonsumenten wie Haushalte oder Nichtwohngebäude genutzt [18].

Da der Fokus dieser Arbeit auf der Abbildung der Gesamtheit der deutschen Energiewirtschaft liegt und dabei die wichtigsten Energieinfrastrukturen berücksichtigt werden, wird ausschließlich das Übertragungsnetz als Infrastruktur für die Stromübertragung berücksichtigt. Aus diesem Grund wird im nächsten Schritt der Aufbau und die jeweiligen Rahmenbedingen des Übertragungsnetzes in Deutschland zusammengefasst.
In Deutschland beträgt die Netzlänge des Stromübertragungsnetzes circa 37.000 km [20]. Außerdem wird der Betrieb des Netzes durch die vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sichergestellt [11]. Als staatliche Kontrollinstitution stellt die Bundesnetzagentur (BNetzA) in Bonn sicher, dass ein freier Zugang zu den in privater Hand befindlichen Übertragungsnetzen gegeben ist [21]. Die BNetzA gehört dabei zum Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) [22]. Nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG, §12b) [23] sind die vier in Deutschland ansässigen Übertragungsnetzbetreiber verpflichtend dazu aufgefordert, alle zwei Jahre einen nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) vorzulegen. „Der NEP muss dabei alle wirksamen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die spätestens zum Ende des jeweiligen Betrachtungszeitraums für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind“ (EnWG [23], §12b). Eine weitere Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber ist es laut EnWG, §12a [23], einen gemeinsamen Szenariorahmen zu erarbeiten, der als Grundlage für den Netzentwicklungsplan dient. „Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken.“ (EnWG [23], §12a). Auf Grundlage des Szenariorahmens erstellen die Übertragungsnetzbetreiber eine Marktanalyse mit dem Ziel der Nachbildung des bestehenden europäischen Strommarktes. Diese Marktsimulation berücksichtigt dabei alle konventionellen Kraftwerke und erneuerbaren Versorgungsanlagen in Europa. Außerdem fließen Speicher-

kapazitäten wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke und Wetterdaten in die Analyse mit ein. Das Ergebnis dieser Analyse sind regionale Einspeise- und Nachfrageprofile der Kraftwerksanlagen und Lasten. Diese Profile dienen als Grundlage für die danach folgenden Netzanalysen [11]. Nach der Marktsimulation folgt die Netzanalyse, in der für jeden der vorher definierten Entwicklungspfade der jeweilige Netzentwicklungsbedarf untersucht wird. Im ersten Schritt der Netzanalyse wird überprüft, ob das Ausgangsstromnetz in der Lage ist, die aus der Marktsimulation berechneten Leistungsflüsse zu übertragen. Das ausschlaggebende Kriterium stellt dabei die Systemstabilität dar. Diese muss mit den neuen Leistungsflüssen in Zukunft jederzeit aufrechterhalten werden können. Treten in diesem Schritt Überlastungen im Netz auf, werden Maßnahmen zur Netzentwicklung nach dem sogenannten NOVA-Prinzip eingeplant. NOVA ist dabei eine Abkürzung für Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau, welche die jeweiligen Maßnahmen priorisiert. Im zweiten Schritt wird dieses ermittelte Netz ebenfalls auf dessen Systemstabilität untersucht [11]. Somit ergeben sich für jeden Entwicklungspfad im Szenariorahmen jeweilige dedizierte Netzentwicklungsmaßnahmen, sodass eine Stromübertragung und ein stabiles Netz für das Zieljahr sichergestellt sind.
Aufgrund des erwarteten starken Zubaus von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen in den Küstenregionen Deutschlands sind neben den Maßnahmen zur Entwicklung des Wechselstromnetzes auch mehrere Vorhaben für Höchstspannungsgleichstromtrassen (HGÜ-Systeme) bestätigt worden. Ziel dieses Ausbaus ist es, primär Engpässe bei der Übertragung von erneuerbarem Windstrom zu überwinden, um die Versorgung des verbraucherstarken Südens Deutschlands sicherzustellen [24, 25, 26]. HGÜ-Systeme bieten besondere Vorteile bei der Übertagung von großen Mengen elektrischer Energie über lange Strecken. Zum einen fallen die Verluste bei der Übertragung geringer aus als bei gleichwertigen Wechselstromnetzen, zum anderen weisen HGÜ-Systeme bei höheren Spannungen keinen erhöhten Aufwand in der Realisierung auf, wie er im Gegensatz zum Aufbau von Wechselstromleitungen auf höheren Spannungsebenen nötig wäre [27]. Nachteil dieser Übertragungsart sind die höheren Investitionskosten, die sich aus den Kosten zur Installation von Konverterstationen ergeben. Diese wandeln Wechselstrom in Gleichstrom und vice versa [27]. Aus diesem Grund ist Wirtschaftlichkeit von HGÜ-Systemen erst bei weiten Distanzen von über 400 km gegeben [28]. Neben dem Transport elektrischer Energie durch Deutschland ist es notwendig zu analysieren, wie eine Anbindung der Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee realisiert werden kann. Aus diesem Grund wird ab dem Netzentwicklungsplan 2030 in der Version des Jahres 2019 [29] beschrieben, welche Netzentwicklungsmaßnahmen hierfür erforderlich sind. Dabei kommen, je nach Entfernung zum Festland, sowohl Gleichstrom- als auch Wechselstromleitungen zum Einsatz [11]. Aktuell liegen diese sogenannten Netzanknüpfungspunkte derzeit küstennah in den Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern [30]. Zusätzlich zu diesen Netzanknüpfungspunkten planen die Energieversorger in Zusammenarbeit mit Großabnehmern aus der Industrie die Anbindungen von Offshore-Windenergieanlagen bis nach Süddeutschland, beispielsweise um dort Strom für die Produktion von grünem Wasserstoff bereitstellen zu können [31]. Da das Stromnetz in Deutschland nicht isoliert sondern eingebunden in das europäische Verbundnetz ist, müssen auch diese intraeuropäischen Austauschkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Partnern beachtet werden. Aktuell ist Deutschland mit elf europäischen Ländern verbunden und kann mit diesen über Interkonnektoren direkt Strom austauschen. Im Jahr 2021 betrug der Stromimport 39,6 TWh und der Stromexport 57 TWh [32], so dass sich für Deutschland eine ausgeglichene Bilanz mit einem leichten Exportüberschuss von 17,4 TWh ergibt. Auch auf euro-

päischer Ebene findet eine Zusammenarbeit der nationalen Übertragungsnetzbetreiber statt. Dazu haben sich die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber aus 35 europäischen Ländern zur European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) zusammengeschlossen. Ziel dieser Organisation ist es, die jeweiligen nationalen Netzentwicklungspläne der einzelnen europäischen Nationen zu verbinden und an europäische Bedürfnisse anzupassen. Für diesem Zweck wird in einem Zweijahreszyklus der Ten-Year Network Development Plan erstellt, um Netzentwicklungsmaßnahmen und Projekte für verschiedene länderübergreifende Zukunftsszenarien zu untersuchen [33, 34, 35].
Da die Planung des deutschen Stromnetzes dem konstanten Wandel der jeweiligen politischen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen unterliegt, ist es notwendig, dass die vorgeschlagenen und berechneten Netzentwicklungsmaßnahmen der vorherigen Netzentwicklungspläne bis zur endgültigen Genehmigung und Umsetzung regelmäßig im nachfolgenden Netzentwicklungsplan geprüft und gegebenenfalls angepasst, bestätigt oder verworfen werden müssen.

2.1.2 Erdgas

Deutschland importierte im Jahr 2021 circa 1502 TWh Erdgas [36]. Davon wurden circa 999 TWh [37] zur Deckung der nationalen Nachfrage genutzt und circa 483 TWh [38] durch Deutschland an andere europäische Länder weitergeleitet. Somit ist Deutschland nicht nur ein Verbraucher von Erdgas, sondern auch ein wichtiges Transitland, um die Versorgung mit Erdgas für weite Teile Europas sicherzustellen. Der Transport und die Verteilung von Erdgas werden in Deutschland nach dem Monitoringbericht 2021 von 16 Fernleitungsnetzbetreibern und über 600 Verteilernetzbetreibern sichergestellt. Zusammen betreiben diese ein Netz, welches sich über 500.000 km durch Deutschland erstreckt [39]. Dabei macht das Ferngasleitungsnetz zum Transport des gasförmigen Erdgases circa 38.000 km aus [12]. Das Erdgasnetz kann dabei nach [40] in drei eindeutige Druckstufen unterteilt werden.

Hochdruck: Auf dieser Druckstufe liegt exklusiv das Ferngasleitungsnetz. Das Hochdrucknetz wird verwendet, um Erdgas über weite Strecken von mehr als 100 km zu transportieren. Dabei weist das Hochdrucknetz bei Betriebsdrücken von 70 bis 200 bar auf.

Mitteldruck: Zur regionalen Verteilung von Erdgas wird das Mitteldrucknetz verwendet und wird bei Drücken im niedrigen zweistelligen Bereich von 1 bis 70 bar betrieben.

Niederdruck: Für die direkte Weiterleitung zum Endverbraucher kommt das Niederdrucknetz zum Einsatz. Auf dieser Druckstufe befindet sich der Druck im einstelligen Bereich von 0,03 bis 1 bar.

Um diese Drücke, vor allem auf der Hochdruckebene, zu gewährleisten, betreiben die Fernleitungsnetzbetreiber insgesamt 69 Verdichterstationen mit einer Gesamtleistung von circa 2800 MW [12]. Seit 2017 verpflichtet das Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG, §15b) [23] die Betreiber von Fernleitungsnetzen dazu, alle zwei Jahre den Netzentwicklungsplan Gas (Gas-NEP) der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Prüfung vorzulegen. „Dieser muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewähr-

leistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind“ ([23],§15a). Der Netzentwicklungsplan Gas beschränkt sich ausschließlich auf Netzentwicklungsmaßnahmen und Ausbaupläne für das Hochdrucknetz [12]. Grundlage für alle getroffenen Netzentwicklungsmaßnahmen bildet analog zum Netzentwicklungsplan Strom der Szenariorahmen des Gas-NEP ([12], [23]b §15a). Auch dieser wird in Zusammenarbeit aller Fernleitungsbetreiber erstellt und ist der BNetzA zur Prüfung vorzulegen [12]. Mit dem Szenariorahmen und einem Startnetz, welches den aktuellen Stand des Erdgasnetzes abbildet, werden iterativ Lastflusssimulationen und Kapazitätsberechnungen des Netzes analysiert. Aus den Ergebnissen dieser Berechnungen wird im Anschluss der Netzausbaubedarf abgeleitet, welcher am Ende die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas darstellt [12]. Zusätzlich zu der Gliederung in Fernleitungs- und Verteilnetze werden beim Fernleitungsnetz zwei Unternetze unterschieden. Diese werden als H-Gas- (High Calorific Gas) und das L-Gas-Netz (Low Calorific Gas) bezeichnet. H-Gas und L-Gas besitzen eine unterschiedliche Zusammensetzung aus Kohlenwasserstoffen und weisen dadurch unterschiedliche Brennwerte auf. L-Gas besitzt dabei den niedrigeren Brennwert mit einem Mittelwert von 8,8 kWh/m3 und stammt ausschließlich aus deutscher und niederländischer Produktion. H-Gas mit einem mittleren Brennwert von 11,1 kWh/m3 wird zum größten Teil aus Norwegen und Russland importiert [41]. Diese Aussagen lassen sich zudem regional bestätigen. Während das H-Gas-Netz sich über ganz Deutschland erstreckt, beschränkt sich das L-Gas-Netz auf die Gebiete im Nordwesten Deutschlands [12]. Die Förderung von L-Gas in Deutschland und den Niederlanden ist rückläufig, weshalb das L-Gas-Netz schrittweise auf den Betrieb mit H-Gas umgestellt wird. Diese Aussagen zur Unterscheidung dienen lediglich der Vollständigkeit. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird ausschließlich ein nationales Erdgasnetz in Deutschland betrachtet.
Die zukünftige Nachfrage nach fossilem Erdgas wird aufgrund der angestrebten Defossilisierung in allen Sektoren des Energiesystems absinken. Aus diesem Grund beschäftigen sich zahlreiche Studien mit der Fragestellung, ob weitere Maßnahmen zum Ausbau des Netzes erforderlich sind, die den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem sicherstellen [42, 43, 44]. Mit der rückläufigen Nachfrage von Erdgas stellt sich die Frage nach der Zukunft des Netzes und der einzelnen Leitungen. Studien beschäftigen sich deshalb mit der Frage, inwieweit eine Umwidmung des Erdgasnetzes erfolgen kann, um zukünftig statt fossilem Erdgas Wasserstoff durch die Leitungen zu transportieren [45, 46, 47, 48]. Infolgedessen stellt sich die Frage einer doppelten Nutzung des Netzes im Zuge der Transformation. Wasserstoff kann nicht nur grün im Elektrolyseur gewonnen werden [49, 50], es ist auch möglich, blauen und türkisen Wasserstoff per Dampfreformierung [50, 51] und Methan-Pyrolyse [50, 52] herzustellen. Für diese Verfahren ist Erdgas notwendig. Dies muss zum einen zu den Anlagen geliefert werden und zum anderen muss der produzierte Wasserstoff zu den Verbrauchern transportiert werden. Somit ist es für den Transformationsprozess essenziell zu beachten, dass stets die Versorgung mit Erdgas gesichert ist, obwohl erste Abschnitte des Netzes bereits auf den Transport von Wasserstoff umgestellt wurden.

2.1.3 Wasserstoff

Die heutige Nachfrage nach Wasserstoff beschränkt sich im aktuellen Energiesystem Deutschlands vereinzelt auf Industrieunternehmen der Chemie- und Raffineriebranche [17]. Dabei wird diese Wasserstoffnachfrage durch den Einsatz von Dampfreformierung gedeckt wird. Bei diesem Verfahren

wird fossiles Erdgas unter Einsatz von Wärme zu grauem Wasserstoff (H_2) und Kohlenstoffdioxid (CO_2) reformiert. Dementsprechend besteht durch die Wasserstoffnachfrage indirekt eine Nachfrage nach Erdgas. Gegenwärtig existieren in Deutschland ausschließlich lokale Wasserstoffverteilcluster, welche die regionale Nachfrage der ansässigen Industrie sicherstellen. Als Beispiel dafür kann das Wasserstoffverteilnetz im Ruhrgebiet in Nordrhein-Westfalen des Air-Liquide-Konzerns genannt werden. Dieses Netz verbindet über eine Stecke von circa 240 km den Chemiepark Marl mit den Städten Castrop-Rauxel und Leverkusen [53]. Die Treibhausgasneutralität bis 2045 und die angestrebte Sektorkopplung lässt den Schluss zu, dass die Nutzung von Wasserstoff und der Aufbau und Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur im zukünftigen Energiesystem Deutschlands an Bedeutung gewinnen wird. Der Aufbau und Betrieb von Wasserstoffinfrastrukturen wird in einer Vielzahl von Studien analysiert und diskutiert. Dabei werden nicht nur nationale Strategien der Netzplanung [54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61] beschrieben, sondern auch internationale Verbundnetze für eine Versorgung mit Wasserstoff für Europa [14, 62, 63]. Bei diesen Publikationen findet der Transport des Wasserstoffes in verschiedenen Aggregatzuständen via unterschiedlicher Transportmöglichkeiten statt.

Flüssigtransport: Flüssiger Wasserstoff besitzt seinen Siedepunkt bei -252,76 °C, was zu einem erhöhten Kühlbedarf des Mediums führt [57]. Der Transport von Flüssigwasserstoff erfolgt per LH_2-Trailer. Außerdem ergänzt der Transport via Schiff oder Schiene die Möglichkeiten der Wasserstoffverteilung [64].

Gasförmiger Transport: Wasserstofftransport im gasförmigen Zustand kann sowohl in geeigneten GH_2-Trailern als auch via Rohrleitung erfolgen [17]. Beim Rohrleitungstransport kann analog zum Transport von Erdgas zwischen Fernleitungs- und Verteilnetz unterschieden werden [57].

Flüssigorganischer Transport (LOHC): Liquid Organic Hydrogen Carriers, kurz LOHC, sind flüssige organische Trägerstoffe für Wasserstoff. Der Wasserstoff wird dabei reversibel an ungesättigte, aromatische Kohlenstoffringe in einer katalytischen chemischen Reaktion gebunden [57, 65, 66, 67, 68, 69, 70]. Wasserstofftransport via LOHC erfolgt in konventionellen Trailern, die aktuell bereits zum Transport von Mineralölen genutzt werden [71].

In der Publikation von Reuß et al. (2019) [60] wird die Versorgungskette für Wasserstoff zur Nachfragedeckung des Verkehrssektors in Anbetracht verschiedener Wasserstofftechniken für den Transfer des Mediums zu den Tankstellen analysiert. Aus den Ergebnissen dieser Arbeit wird geschlussfolgert, dass die Fernleitungen für den Transport des Wasserstoffs über weite Distanzen die optimale Transporttechnik darstellen [60]. Für eine optimale Versorgung aller sektoralen Nachfragen mit Wasserstoff kommen dementsprechend ausschließlich Rohrleitungen in Frage. Da der Fokus dieser Arbeit auf der Abbildung der Gesamtheit der deutschen Energiewirtschaft liegt, werden demzufolge ausschließlich Rohrleitungsnetze als Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff berücksichtigt. Durch die Ziele der Treibhausgasneutralität 2045 (KSG §3, Abschnitt 2) [10] ist die Transformation des gesamten Energiesystems unvermeidlich. Somit wird auch zukünftig die Versorgung mit fossilem Erdgas und damit die Nutzung der Erdgasleitungen absinken, wohingegen die Nachfrage nach grünen Energieträgern, wie Wasserstoff ansteigen wird. Primärer Grund ist dafür, dass bei der Erd-

gasnutzung Treibhausgase ausgestoßen werden, die es im Zuge der Transformation zu vermeiden gilt. Besonders Wartungsarbeiten, Fehlfunktionen und Leckagen führen zu Methanemissionen bei Transport und Verteilung im Erdgasnetz [72]. Das Treibhauspotential von Methanemissionen liegt 28-mal höher als von CO_2-Emissionen [72]. Analog zu Erdgas kann mit erneuerbaren Energien produzierter grüner Wasserstoff ebenfalls per Rohrleitung transportiert werden. Daher liegt es nahe, für diesen Transport die bereits bestehende Erdgasinfrastruktur zu nutzen und damit den Vorteil auszunutzen, dass kein umfänglicher Neubau und Hochlauf einer Wasserstoffinfrastruktur nötig wäre [45, 73, 74]. Ein essenzieller Punkt bei der Umrüstung der bestehenden Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff ist der direkte Kontakt des Mediums mit den Materialien der Transportleitung. Die potenzielle Umrüstung der Leitungsstränge muss dementsprechend im Hinblick der nachteiligen Eigenschaften von Wasserstoff, darunter Wasserstoffversprödung in Metallen, erfolgen [75]. Eine Analyse zur Umrüstung von Erdgas- zu Wasserstoffleitungen wird von Cerniauskas et al. (2020) [45] vorgestellt. Dabei liegt der Fokus auf der Fragestellung, inwieweit sich diese Umrüstung auf die Kosten des Hochlaufs eines Wasserstoffnetzes auswirkt. In der Publikation werden die zwei Primärmechanismen des Leitungsversagens analysiert. Diese sind zum einen die Herabsetzung der Wärmeeinflusszonen und zum anderen die Ausbreitung von Ermüdungsrissen im Leitungsmaterial [76]. Aus der Literaturrecherche ergibt sich, dass bestehende Erdgasleitungen des Stahltyps L485/X70 (Angabe nach ISO 3183/US) für eine Umrüstung verwendet werden können [76, 77, 78, 79, 80, 81]. Gründe dafür sind nach Xu (2012) [81], dass L485/X70 nur geringe Anfälligkeiten für eine wasserstoffinduzierte unterkritische Risswachstumsgeschwindigkeit und der damit einhergehenden Herabsetzung der Wärmeeinflusszone aufweist. Der Ausbreitung von Ermüdungsrissen durch Wasserstoffversprödung des Leitungsmaterials kann hingegen mit keiner der in heutigen Erdgasleitungen verwendeten Stahltypen entgegengewirkt werden [76]. Allerdings diskutiert Cerniauskas et al. (2020) [45] die Stärken und Schwächen verschiedener Gegenmaßnahmen, die dieser Degenerierung des Leitungsmaterials vorbeugen sollen und unterscheidet dabei zwischen vier Alternativen der Nachrüstung von Rohrleitungen.

Leitungen ohne Modifikation: Bei diesem Ansatz wird die Wasserstoffversprödung durch zusätzliche Wartungs- und Reparaturverfahren an der Leitung gemindert. Zudem ist es notwendig die Gasdruckregelanlagen und Verdichterstationen auf den Betrieb mit Wasserstoff anzupassen [45].

Beschichtung von Oberflächen in direktem Kontakt mit Wasserstoff: Die zusätzliche Sicherheitsbeschichtung innerhalb der Leitung begrenzt die Adsorption der Wasserstoffmoleküle in das Leitungsmaterial [45].

Zugabe gasförmiger Inhibitoren zum Wasserstoffgas: Zusätzliche dem Gasstrom zugesetzte Inhibitoren, wie O_2, CO oder SO_2, verhindern eine Reaktion zwischen dem Leitungsmaterial und den Wasserstoffmolekülen [45].

Spezialisierte Leitung für Wasserstofftransport innerhalb der bestehenden Erdgasleitung (Pipe-in-Pipe-Ansatz): Beim Pipe-in-Pipe-Ansatz wird ein speziell auf den Transport von Wasserstoff ausgelegtes Rohr in die bestehende Erdgasleitung eingebaut. Dabei sorgt das äußere Rohr für eine erhöhte mechanische Stabilität der Leitung. [45].

Alle diese Nachrüstungsalternativen führen zu einer Reduzierung der Rissausbreitung durch Wasserstoffversprödung. Allerdings führen alle Maßnahmen, mit Ausnahme der Leitungen ohne Modifikation, zu erheblichen Mehrkosten durch Aushub der Rohrleitungen, Sicherheitsrisiken wie Toxizität der Inhibitoren [82]) beziehungsweise Nutzungsrisiken wie der Reinheit des Wasserstoffs [83, 84, 85, 86] oder technisch ungeklärten Verfahren vor Ort [45]. Aufgrund der technischen Unsicherheit werden für diese Arbeit ausschließlich Leitungen ohne Modifikation als Umrüstungsverfahren zur Nutzung bestehender Erdgasleitungen als Wasserstoffinfrastruktur betrachtet.
Im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 [12] wird vor dem Hintergrund wachsender Aufmerksamkeit auf Wasserstoff vor allem im Industriesektor [87] ein deutschlandweites Wasserstoffnetz entwickelt. Demnach werden für dieses Wasserstoffnetz weitestgehend existierende Erdgasinfrastrukturen für den Betrieb auf Wasserstoff umgestellt. Lediglich 10% aller Wasserstoffleitungen müssen neu gebaut werden, welche die umgerüsteten Leitungen zu einem Gesamtnetz verbinden. Das neue Wasserstoffnetz umfasst dabei eine Gesamtlänge von circa 5900 km. Die Studie [12, 88] stellt fest, dass potenzielle Wasserstofferzeugungsanlagen zukünftig in den Regionen Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen zu erwarten sind. Eine Marktabfrage aller Fernleitungsbetreiber ergab, dass derzeit 31 Wasserstoffprojekte in den industriellen Verbrauchszentren entwickelt werden. Die erste Umsetzung dieser Projekte ist bereits für das Jahr 2025 vorgesehen. Des Weiteren geht der Netzentwicklungsplan Gas von der Annahme aus, dass sich die Wasserstoffinfrastruktur räumlich von den nördlichen Erzeugungsanlagen zu den im Süden befindlichen Verbrauchsschwerpunkten entwickeln wird [12]. Die neueste Entwicklung zu einem deutschlandweiten Wasserstoffnetz wurde im November 2023 von den Fernleitungsbetreibern in Deutschland veröffentlicht. In dieser Studie wird ein deutschlandweites Wasserstoffnetz auf Basis eines definierten Szenariorahmens berechnet, der verschiedene 309 Wasserstoffprojekte aus dem Umwandlungs- und Industriesektor berücksichtigt. Dabei wird sowohl der Neubau von reinen Wasserstoffleitungen als auch die Umrüstung bestehender Erdgasleitungen berücksichtigt. Der Entwurf dieses sogenannten Wasserstoff-Kernnetzes enthält darüber hinaus einen Datensatz potenziell umrüstbarer Leitungsstränge, die anhand technischer und rechtlicher Kriterien geprüft wurden. Die geplante Fertigstellung dieses Projektes ist für das Jahr 2032 vorgesehen und das neue Wasserstoff-Kernnetz soll eine Gesamtlänge von ca. 9.700 km haben [1].
Neben dem Netzentwicklungsplan Gas [12] und dem Wasserstoff-Kernnetz [1] analysiert die Studie European Hydrogen Backbone [14, 15, 46, 89], wie sich der Aufbau einer europäischen Wasserstoffinfrastruktur entwickelt. Die Analysen schließen dabei nicht ausschließlich einen Neubau von Wasserstoffleitungen, sondern auch eine Umrüstung bestehender Erdgasleitungen mit ein, wobei diese zu modifizieren sind, um den Transport von Wasserstoff sicherzustellen [14, 46]. Zu diesen Modifikationen zählen unter anderem eine innere Beschichtung der Rohrleitungen, was bereits im vorherigen Abschnitt erläutert wurde. Das europäische Wasserstoffnetz soll dabei bereits 2030 eine Gesamtlänge von circa 28.000 km aufweisen und bis zum Jahr 2040 auf 53.000 km anwachsen. Für das Jahr 2040 wird angenommen, dass 60 % aller Rohrleitungen nachgerüstet wurden [14, 46].

Ein letzter essenzieller Punkt für die Betrachtung zukünftiger Entwicklungen eines Wasserstoffnetzes für Deutschland sind Wasserstoffimporte. Grund dafür ist, dass die Potenziale für erneuerbare Stromerzeugung aus Wind oder PV in Deutschland ungleich verteilt sind [62, 90], was eine rein inländische Wasserstoffproduktion zur Deckung der nationalen Wasserstoffnachfrage ökonomisch nur bedingt sinnvoll erscheinen lässt [17]. Eine Vielzahl Studien zur Wasserstoffnachfrage 2045/2050 zeigen, dass über 50 % des in Deutschland benötigten Wasserstoffs importiert werden [54, 91, 92, 93]. Für die Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur ist zu beachten, dass diese Importe sowohl per Schiff an speziell dafür ausgelegten Häfen als auch per Rohrleitung, beispielsweise aus Nordafrika, Südeuropa oder Norwegen, erfolgen können [94].
Erste Umstellungen der Fernleitungsbetreiber zeigen, dass die prinzipielle Umstellung von Erdgasleitungen auf eine Wasserstoffinfrastruktur möglich ist. Die wichtigste Voraussetzung ist aber, dass eine Berücksichtigung der sicherheitstechnischen Aspekte, die einen Betrieb mit Wasserstoff mit sich bringt, für die umgestellten Leitungen beachtet wird [95]. Aber auch Neubauten von rein auf Wasserstoff ausgelegte Netze werden sowohl im nationalen Wasserstoff-Kernnetz [1] als auch in den European Hydrogen Backbone Studien [14, 15, 46, 89] betrachtet. Nach den aktuellen Studien zur Treibhausgasneutralität für Deutschland [91, 96, 97, 98, 99] macht Wasserstoff neben dem Hochlauf der erneuerbaren Energien zur grünen Stromgewinnung einen entscheidenden Anteil am Erfolg dieser Strategien aus, weshalb die Berücksichtigung von Entwicklungsmaßnahmen einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur eine Relevanz für den gesamten Transformationsprozess darstellt.
In Energiesystemmodellen zur Berechnung und Auslegung von Entwicklungsstrategien werden leitungsgebundene Infrastruktursysteme zum Transport von verschiedenen Energieträgern vereinfacht modelliert. Daraus ergibt sich die Frage, welche aktuellen Lösungsansätze zur Abbildung von Infrastrukturen in Energiesystemmodellen existieren. Dementsprechend wird in Folge der Beschreibung von relevanten Energieinfrastrukturen erläutert, wie Energiesystemmodelle aufgebaut sind und inwieweit die komplexen Zusammenhänge im Bezug auf leitungsgebundene Übertragungsnetze berücksichtigt werden. Das Ziel besteht dabei darin, Ansätze zur Abbildung von Energieinfrastrukturen in Energiesystemmodellen aufzuzeigen und Defizite bei der Berücksichtigung dieser Infrastrukturen zu identifizieren.

2.2 Infrastrukturmodellierung in Energiesystemmodellen

Um zu analysieren, wie Infrastrukturen in Energiesystemmodellen abgebildet werden, müssen zunächst die verschieben Arten der Energiesystemmodelle untersucht werden. In einer systematischen Recherche wurden zwölf Review-Artikeln [100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111] ausgewertet, die einen detaillierten Überblick über den Stand der Technik von Energiesystemmodellen geben. In diesen Veröffentlichungen werden diverse Energiesystemmodelle anhand unterschiedlicher Charakteristiken untersucht und miteinander verglichen. Dabei werden die jeweiligen allgemeinen Modellaspekte einander gegenübergestellt und bewertet. Im Folgenden werden zunächst diese Merkmale der Modellierung von Energiesystemen, welche bereits in den Review-Artikeln untersucht worden sind, zusammengefasst und eingehend erläutert. Dabei werden auch alle bisherigen Informationen über die methodischen Analyse von Infrastrukturen erläutert. Im Anschluss daran wird ein eigener Modellcharakterisierungsansatz vorgestellt mit dem Ziel, die verschiedenen methodischen Ansätze bei der Modellierung von Infrastrukturen in Energiesystemen zu

verdeutlichen. Anschließend werden ganzheitliche Energiesystemmodelle für diese neue Charakterisierung im Hinblick auf die Modellierung von Energieinfrastrukturen ausgewählt. Dabei bilden vorangegangene Review-Artikel eine hinreichende Ausgangsbasis für die Identifizierung der relevanten Modelle für die weitere Analyse. Weiterhin werden in den aktuellen deutschen Treibhausgasminderungsstudien [91, 96, 97, 98, 99, 112] weitere Modelle verwendet, welche für den Review-Prozess relevant sind. Zum Schluss wird die neue Infrastrukturcharakterisierung auf die ausgewählten Energiesystemmodelle angewandt und die Modelle werden dann miteinander verglichen.
Connolly et al. (2009) [100] vergleicht in seiner Publikation insgesamt 37 Energiemodelle, die zur Integration und Analyse von erneuerbaren Energien fähig sind. Zum einen überprüft die Publikation, inwieweit die Modelle zur Verfügung stehen, wobei zwischen kommerziell und frei nutzbar (Free-to-Download) unterschieden wird. Zum anderen vergleicht der Autor die Modelle anhand ihrer zeitlichen Auflösung, geografischen Abdeckung und berücksichtigten Sektoren. Als letzter Aspekt wird die Methodik des Modellierungsansatzes unterschieden. Die Modelle werden dabei in Optimierungen, Simulationen und Equilibrium-Modelle eingeteilt.

Optimierungen berechnen die optimale Systemtopologie des Energiesystems. Diese optimierte Zielgröße liegt bei der Energiesystemoptimierung in der Regel bei der Minimierung der Systemgesamtkosten, bestehend aus Investitionen und Betriebskosten. Andere Optimierungsgrößen sowie die gleichzeitige Optimierung mehrerer Zielgrößen sind ebenfalls möglich [113, 114]. Generell verwenden die meisten Optimierungsmodelle den Ansatz der linearen Programmierung (LP), wobei eine gegebene Zielfunktion maximiert oder minimiert wird. Die Variablen können dabei jeden reellen positiven Wert annehmen [115]. Bei gemischt-ganzzahliger linearer Programmierung (MILP) werden bestimmte Variablen gezwungen, ganzzahlige positive Werte anzunehmen. Zudem sind bei MILPs Binärentscheidungen Ja oder Nein (0/1) möglich [116]. Des Weiteren gibt es auch nichtlineare Optimierungsmodelle (NLP), bei denen Zielfunktion oder Nebenbedingungen nichtlineare Charakteristiken aufweisen [111].

Simulationen berechnen das Energiesystem anhand vordefinierter Systemkonfigurationen. Diese Modelle geben Aussagen darüber, ob eine Systemtopologie unter bestimmten Randbedingungen lösbar ist oder es zu Systemengpässen kommt. In der Regel werden diese als Bottom-up-Modelle mit einer detaillierten technologischen Beschreibung des Energiesystems modelliert. Simulationsmodelle ermöglichen es, die Auswirkungen auf das Systemverhalten unter bestimmten Szenarien zu analysieren [111, 117].

Gleichgewichts-Modelle verfolgen einen ökonomischen Ansatz und modellieren den Umwandlungssektor als Teil der Gesamtwirtschaft. Diese Art Modell wird genutzt, um die Einflüsse verschiedener energiepolitischer Strategien und Vorgaben auf die gesamte Wirtschaft zu analysieren. Equilibrium-Modelle berechnen ein Gleichgewicht über alle berücksichtigten Märkte, aus denen wiederum endogen wichtige volkswirtschaftliche Parameter wie beispielsweise das Bruttoinlandsprodukt (BIP) identifiziert werden [101, 111].

Zusätzlich zu einer Unterscheidung der Methodik des Modellierungsansatzes vergleichen Lopion et al. (2018) [108] in seiner Arbeit die Energiesystemmodelle anhand ihrer Transformationspfadent-

wicklung. Bei der Betrachtung eines mehrjährigen Planungshorizontes wird die zeitliche Entwicklung des zukünftigen Energiesystems über mehrere Zeitschritte untersucht. In jedem dieser einzelnen Stützjahre werden Investitionsentscheidungen getroffen, die zu einer Transformation des betrachteten Energiesystems führen. Grundsätzlich werden bei der Analyse der Transformationspfades die beiden Ansätze Perfect-foresight (perfekte Voraussicht) und Myopic-foresight (kurzsichtige Voraussicht) zur zeitlichen Entwicklung des Planungshorizonts unterschieden [118].

Perfect-foresight: Bei diesem Planungsansatz sind alle Annahmen zu zukünftigen technischen und ökonomischen Parametern des Systems über den gesamten Planungszeitraum bekannt. Alle Stützjahre des Energiesystems werden über den gesamten zeitlichen Horizont gleichzeitig berechnet [119]. Somit werden bereits Informationen zukünftiger Zeitschritte bei der Transformation der erste Stützjahre mitberücksichtigt. Als Resultat dieser Berechnung liegt am Ende das globale Optimum über den gesamten Zeitraum vor [17, 92]. Der Nachteil dieses Ansatzes besteht zum einen im hohen Rechenaufwand und zum anderen in der eingeschränkten Darstellbarkeit von Korrelationen und Rückkopplungen verschiedener Effekte über den Optimierungszeitraum [92]. Daraus lässt sich ableiten, dass dieser Ansatz den realen Aufwand der Transformation unterschätzt, da alle Planungen für den perfekten Zeitpunkt ausgelegt werden.

Myopic-foresight: Im myopischen Ansatz liegen zu jedem Schritt des Planungszeitraums nur die aktuellen und vergangenen technischen und ökonomischen Parameter des Systems vor. Alle Stützjahre des Energiesystems werden sequenziell berechnet und Investitionen der Optimierung basieren ausschließlich auf Informationen des gegenwärtigen und vergangener Zeitschritte [111]. Durch die Berechnung des Systems in einzelnen Zeitintervallen liegt der Transformationspfad näher an realwirtschaftlichen Entscheidungen [120], allerdings wird nicht das globale Optimum über den Planungshorizonts erreicht [17]. Der myopische Ansatz kann mit zwei Betrachtungsweisen, forecasting und backcasting, berechnet werden [121]. Beim forecasting basieren die gesetzten oberen und unteren Schranken für den nächsten Zeitschritt der Investitionsentscheidungen des Ausbaus auf der historischen Entwicklung vorangegangener Zeitschritte [92]. Beim backcasting wird dagegen im ersten Schritt der Transformation eine freie Optimierung ohne Schranken des Zieljahres berechnet. Die Ergebnisse dieses Rechenschrittes werden verwendet, um über den gesamten Planungszeitraum Ausbaugrenzen für die Investitionsentscheidungen festzulegen. Im Anschluss werden die einzelnen Stützjahre unter diesen den oberen und unteren Schranken sequenziell berechnet [122].

Zusammenfassend bezüglich dieser Transformationsentwicklungsansätze schreibt Thomsen et al. (2021) [123], dass sowohl Perfect-foresight als auch Myopic-foresight Stärken und Schwächen aufweisen. Im Bezug auf realwirtschaftliche Entwicklungen hat kein Entscheidungsträger eine perfekte Voraussicht der Zukunft, so dass der Perfect-foresight-Ansatz nur für eine ideale Welt die bestmögliche Lösung bietet. Demgegenüber vernachlässigt der Myopic-foresight-Ansatz durch seine kurzsichtige Voraussicht, dass die Entscheidungsträger und Interessengruppen bei der Bewertung ihrer Investitionsentscheidungen eine bestimmte Erwartung an künftige Entwicklungen haben. Im direkten Modellvergleich benötigt der Myopic-foresight-Ansatz deutlich weniger Rechenzeit als der Perfect-foresight-Ansatz, was Perfect-foresight-Modelle deutlich komplexer gestaltet. All diese Be-

ziehungen werden ebenfalls in Ringkjøb et al. (2018) [111] analysiert. Der Autor erweitert die Analyse um Kriterien, wie welche konventionellen und erneuerbaren Energieerzeugungskapazitäten berücksichtigt werden oder ob Speicher abgebildet werden. Des Weiteren vergleicht der Autor die Modelle an der Fähigkeit, bestimme Energieträger abzubilden. Außerdem wird in der Analyse auch verglichen, welche Emissionen in den Modellen berücksichtigt werden. Als wichtigster Aspekt wird analysiert, mit welchem Ansatz das Stromnetz in den Modellen abgebildet ist. Unterschieden wird dabei zwischen nichtlinearer Wechselstrommodellierung, vereinfachter, linearisierter Gleichstrommodellierung und NTC-Modellierung (Net Transfer Capacity). Die Ansätze werden in [124, 125, 126, 127] im Detail beschrieben. In Ringkjøb et al. (2018) [111] werden anhand dieser Kriterien zwischen 75 Energiesystem- und Stromsektormodellen differenziert. Die Modelle werden quantitativ an ihrer geografischen Abdeckung und ihrer zeitlichen Auflösung verglichen. Dabei werden Spektra von lokalen Systemen bis hin zu Globalsystemen betrachtet sowie Modelle, deren jeweiliger Zeitschritt sich wiederum zwischen Sekunden und Jahrzehnten bewegt. Auch Lopion et al. (2018) [108] und Martínez-Gorden et al. (2021) [109] betrachten in ihren Artikeln die ebenfalls geografische Abdeckung von Energiesystemmodellen. Die Autoren gehen noch einen Schritt weiter und erläutern zudem die genaue räumliche Auflösung der einzelnen Modelle und Modellgeneratoren. Lopion et al. (2018) [108] vergleicht 24 Modelle und unterscheidet dabei zwischen Ein-Knoten- und Mehr-Knotenmodellen beziehungsweise Modellgeneratoren mit flexibler räumlicher Auflösung.
Martínez-Gorden et al. (2021) [109] geht auf 34 Modelle ein und kennzeichnet die Modelle, die eine flexible räumliche Auflösung besitzen. Der Autor beschreibt zudem die Notwendigkeit und zunehmende Bedeutung von einer hohen räumlichen Auflösung in Energiesystemmodellen, die bei der Abbildung von Wettereffekten/-potentialen und lokaler Ressourcenverfügbarkeit erforderlich ist. Aber auch für die Abbildung von Infrastrukturen, sei es im Design oder der Streckenführung, stellt die räumliche Modellauflösung einen der entscheidenden Punkte dar. Fattahi et al. (2020) [102] führen in ihrer Studie explizit an, dass ein Modell, welches Infrastrukturen analysieren will, räumlich aufgelöst sein muss. Die räumliche Auflösung von Energiesystemmodellen stellt somit einen wichtigen Punkt in Bezug auf Infrastrukturen dar und wird daraus folgend als Kriterium für die weiteren Untersuchungen behandelt. Neben der zeitlichen und räumlichen Auflösung spielt das sektorale Detail eine wichtige Rolle für die Infrastrukturen in Energiesystemmodellen. Unter dem Begriff der sektoralen Abdeckung ist die jeweilige Einbeziehung verschiedener Energiesektoren im Modell zu verstehen. Die sektorale Abdeckung gibt also Aufschluss, ob es sich bei dem Modell um ein ganzheitliches Energiesystemmodell handelt oder ob ein einzelner Sektor beziehungsweise mehrere Sektoren abgebildet werden [106]. Demzufolge stellt das sektorale Detail dar, mit welcher technischen Tiefe und technischen Weite die jeweilig abgebildeten Sektoren berücksichtigt werden [103]. Die technische Tiefe stellt dabei dar, wie detailliert jede einzelne Technik abgebildet wird. Die technische Weite zeigt dagegen auf, wie viele verschiedene Techniken in jedem Sektor berücksichtigt werden. Als Beispiel der technischen Tiefe führt Prina et al. (2020) [110] ein Kraftwerk auf, dass bei einem niedrigen Detailgrad nur initiale Parameter aufweist und bei einem hohen Detaillierungsgrad zeitabhängige Parameter wie Anlaufkosten oder Wirkungsgradeinbußen bei Teillastbetrieb mitberücksichtigt. Zu diesem Punkt unterscheiden Hall und Buckley (2016) [106] in ihrer Studie 21 Modelle und führen an, mit welchem sektoralen Detail Nachfragen im Transport- und Gebäudesektor berücksichtigt sind. Auch Martínez-Gorden et al. (2021) [109] analysiert 34 Modelle auf ihre sektorale Abdeckung. Dabei wird zwischen den vordefinierten Sektoren Strom, Wasserstoff, Wärme und Transport unterschie-

den. Als Begründung für diese Aufteilung der Sektoren gibt der Autor an, dass heutige Modelle zur Analyse des Energiesystems immer gekoppelt betrachtet werden und dabei selbst Modelle zur detaillierten Abbildung des Stromsektors Wechselwirkungen mit anderen Energiesektoren wie Wärme oder Transport aufweisen.
In der Studie von Despres et al. (2015) [101] werden fünf ausgewählte Modelle detaillierter miteinander verglichen, die eine genaue Modellierung des Stromsektors aufweisen. Es wird zwischen den vier Stromsektormodellen E2M2 [128], ELMOD [129, 130], REEDS [131] und SWITCH [132] sowie dem ganzheitlichen Energiesystemsimulationsmodell PRIMES [133] unterschieden. Als eines der Kriterien wird überprüft, ob ein Stromnetz in den betrachteten Modellen berücksichtigt wird. Es werden drei Modellierungsansätze des Stromnetzes vergleichen. Zum einen wird das Stromnetz per „Kupferplattenansatz“ repräsentiert, wo lediglich Netzbeschränkungen zwischen Stromangebot und -nachfrage bestehen. Weitere Ansätze sind, wie in Ringkjøb et al. (2018) [111] beschrieben, NTC-Modellierung (Net Transfer Capacity) und linearisierte Gleichstrommodellierung. Außerdem wird auf die räumliche Darstellung in Bezug auf die Anzahl der modellierten Knoten und Kanten des Stromnetzes eingegangen. Fattahi et al. (2020) [102] führen in Ihrer Arbeit eine Multikriterienanalyse von 20 Energiesystemmodellen durch. Es werden wie bereits in den vorherigen Artikeln zeitliche und räumliche Aspekte der Energiemodelle verglichen, aber auch technologische und anwendungsorientierte Punkte beachtet. Des Weiteren analysieren die Autoren Möglichkeiten der Modellkopplung. Dabei wird beschrieben, wie ein makroökonomisches Top-Down-Modell mit einem Bottom-up-Energiesystemmodell gekoppelt werden kann. Nach den Autoren ist die Modellkopplung keine exklusive Lösung, um ausschließlich Top-Down- und Bottom-up-Modelle zu koppeln.

Bottom-up-Modelle: Der Modellierungsansatz dieser Modelle wird auch als Engineering-Ansatz bezeichnet [134]. Dabei wird das beschriebene System basierend auf detaillierten Einzeltechniken beziehungsweise Komponenten aufgebaut und implementiert [92].

Top-Down-Modelle: Diese Modelle verfolgen einen ökonomischen Modellierungsansatz und berücksichtigen makroökonomische Zusammenhänge und langfristige Veränderungen [134]. Dabei wird das gesamte wirtschaftliche System beschrieben, um politische Entscheidungen in monetären Einheiten zu bewerten [135].

In der Studie werden insgesamt vier Möglichkeiten beschrieben, wie Modelle miteinander gekoppelt beziehungsweise verknüpft werden können.

Separation: Die beiden Modelle werden unabhängig voneinander als Standalone-Modelle betrieben. Lediglich die jeweiligen Input-Parameter der Modelle unterliegen demselben Rahmendatensatz [102].

Soft-Linking: Die Verarbeitung und Weitergabe von Austauschparametern unterliegen der Kontrolle des Nutzers. Der Nutzer wertet Ergebnisse aus den gekoppelten Modellen aus und entscheidet, ob und wie die jeweiligen Input-Parameter der Modelle modifiziert werden, um die Ergebnisse

beider Modelle besser aufeinander abzustimmen. Das heißt, die Konvergenz der Modelle ist abhängig von Entscheidungen des Modellnutzers [136]. Die Vorteile von Soft-Linking sind Praktikabilität und Transparenz [137].

Hard-Linking: Die gesamte Verarbeitung und Übertragung der Austauschparameter ist formalisiert und wird automatisch ausgeführt. In Bereichen, in denen sich die Modelle überschneiden, wird eine Modellschnittstelle verwendet, um Ergebnisse auszutauschen. In der Regel berechnet ein Modell bestimmte Ergebnisse und das andere Modell ist so eingerichtet, dass es diese Ergebnisse als Eingangsdaten erhält [136]. Die Vorteile von Hard-Linking sind Effizienz und Skalierbarkeit [137].

Integration: Die beiden gekoppelten Modelle beeinflussen sich direkt gegenseitig und werden nicht unabhängig voneinander als Standalone-Modelle betrieben [136]. Integrierte Modelle werden in einem gemeinsamen Format mit einer einzigen Modellformulierung ausgeführt anstatt Informationen zwischen separaten Modellen auszutauschen [137].

Der Autor in der Studie [136] erklärt zudem, dass die Terminologie der Kopplungsbegriffe in der Literatur nicht einheitlich verwendet wird. Nach [137] ist auch die gekoppelte mathematische Formulierung des Models fließend, was besonders in der Studie von Bauer et al. (2008) [138] auffällt. Was in dieser Studie als Hard-Linking bezeichnet wird, ist in [102, 137] eine Modellintegration. In dieser Arbeit wird daher die hier beschriebene Terminologie, die in der Publikation von Wene (1996) [139] definiert wird, verwendet. Fattahi et al. (2020) [102] führen in Ihrer Arbeit weiter an, dass Modellkopplung - neben der Erweiterung weiterer Modellierungsmöglichkeiten - gewisse Herausforderungen mit sich bringt. Zu diesen Herausforderungen zählen beim Soft- und Hard-Linking die Identifizierung von passenden Schnittstellen und die Konvergenz der Lösung sowie eine treffende mathematische Formulierung bei der Modellintegration [139, 140, 141]. Zusammenfassend lässt sich schlussfolgern, dass Modellkopplung ein komplexes und ressourcenintensives Unterfangen ist und ein genaues Verständnis der Modelle erfordert, um sicherzustellen, dass beide Modelle trotz unterschiedlicher Annahmen und Methoden konsistente Ergebnisse generieren. Zum Thema Modellkopplung zählen Fattahi et al. (2020) [102] mehrere Möglichkeiten auf, welche Art von Modellen miteinander gekoppelt werden können. Unter anderem wird dort auch der Vorschlag gemacht, ein Energiesystemmodell mit einem regionalisierten Modell zu koppeln, um die fehlende regionale räumliche Auflösung für die Modellierung von räumlich aufgelösten Infrastrukturen bereitzustellen. Daraus kann festgehalten werden, dass Infrastrukturen mit verschiedenen Methoden entweder integriert [101, 111] oder gekoppelt [102]) abgebildet werden können. Damit ist es wichtig, dass als Kriterium für eine Modelleinordnung zwischen Modellkopplung und direkter Abbildung im Energiesystemmodell unterschieden wird.
Groissböck (2019) [104] gibt eine Übersicht und Bewertung zu 31 Open-Source Energiemodellen (öffentlich zugänglicher und änderbarer Quellcode [142, 143]), die mittels 81 definierter Modellfunktionalitäten zueinander ins Verhältnis gesetzt werden. Als Grund für dieses Bewertungssystem gibt der Autor an, dass sich der Fokus in der Literatur bisher vornehmlich auf Aspekte wie Modellierungssprache, Modellierungsansatz und betrachteter zeitlichen Planungshorizont beschränkt. Groissböcks Ansatz bezieht sich darauf, die technische Leistungsfähigkeit der einzelnen Energiemodelle zu untersuchen. In der Bewertung kann jede technische Funktionalität dabei vollständig,

teilweise oder gar nicht im jeweiligen Modell implementiert sein. Die einzelnen Funktionalitäten werden zudem mit einem Faktor zwischen 0 und 1 gewichtet. Dabei werden Funktionen mit einer hohen Durchdringung durch die 31 Energiemodelle als wichtiger gewertet als andere. Basierend auf diesem Bewertungssystem stellt der Autor in seiner Arbeit fest, dass die Modelle OSeMOSYS, PyPSA, Switch und TEMOA alle wesentlichen Funktionalitäten aufweisen und somit im Vergleich zu den anderen Open Source Energiemodellen am weitesten entwickelt sind. In Bezug auf die Modellierung von Infrastrukturen stellt die Studie fest, dass keines der 31 betrachteten Modelle Restriktionen oder Modellierungsansätze für Transportphänomene bei Gas-, Flüssigkeits- oder Wärmeinfrastrukturen berücksichtigt, die detaillierte physikalische Attribute für Temperatur, Druck, Geschwindigkeit und Massenfluss enthalten. Weiter zum Thema Infrastrukturmodellierung gibt die Publikation von Guelpa et al. (2019) [105] einen Überblick zum Stand der Technik von Strom-, Gas- und Wärmeinfrastrukturen in Bezug auf Betriebsstrategien und Modellierungsaspekte. Dabei beschränkt sich der Autor nicht exklusiv auf die Transportleitungen für die jeweiligen Energieträger, sondern er beachtet zudem Techniken für Umwandlung und Speicherung. Die Transportleitungen werden sowohl aus technologischer als auch aus modelltechnischer Sicht analysiert. Der Autor gibt an, dass Strom-, Gas- und Wärmnetze, die mit einer hohen technischen Tiefe abgebildet werden, auf Basis nichtlinearer Modellierungsansätze aufgebaut werden, um die jeweiligen Transportphänomene abzubilden. Darauf aufbauend werden Trends hin zu Energiesystemmodellen erörtert, die eine integrierte sektorengekoppelte Abbildung von Strom-, Gas- und Wärmnetzen ermöglichen. Aus diesen Analysen wird final abgeleitet, dass die Entwicklung neuer integrierter Modelle sich zunächst auf Modellierungsmethoden konzentrieren sollte.

Diese Ausführungen beschreiben, wie aktuelle Energiesystemmodelle eingeteilt und bewertet werden. In den zwölf Review-Artikeln wird eine Vielzahl von Modellen mit verschiedenem Fokus untersucht und mit den jeweils spezifischen Kriterien analysiert. Von diesem Modellen müssen die relevanten Modelle für eine Analyse hinsichtlich Infrastrukturen selektiert werden. Die Veröffentlichung von Groissböck (2019) gibt dafür einen ersten Anhaltspunkt, da in dieser vier Modelle explizit als am weitesten entwickelt bezeichnet werden. Da im Rahmen dieser Arbeit der Fokus auf Infrastrukturen des ganzheitlichen Energiesystems liegt, wird das Modell SWITCH aus der Publikation von Groissböck (2019) [104] nicht für weitere Analysen herangezogen, da es sich bei diesem nach Prina et al. (2020) [110] und Ringkjøb et al. (2018) [111] um ein Modell handelt, dessen Fokus ausschließlich auf der Modellierung des Stromsektors liegt. PyPSA [144, 145] ist nach Prina et al. (2020) [110] und Ringkjøb et al. (2018) [111] ebenfalls ein Stromsektormodell. In der Veröffentlichung von Löhr et al. (2022) [107] wird PyPSA als ganzheitliches Energiesystemmodell bezeichnet. Da die Arbeit von Löhr et al. (2022) im Vergleich zu den Publikationen Prina et al. (2020) [110] und Ringkjøb et al. (2018) [111] aktueller ist, wird PyPSA in den weiteren Analysen untersucht. Auch die Modelle OSeMOSYS und TEMOA sind ganzheitliche Energiesystemmodelle, welche alle Sektoren der Energiewirtschaft berücksichtigen. In der Arbeit von Lopion et al. (2018) [108] wird bereits am Anfang als Auswahlkriterium vorausgesetzt, dass in den betrachteten Modellen sämtliche Sektoren eines Energiesystems abgebildet werden. Die Modelle OSeMOSYS und TEMOA werden in dieser Publikation ebenfalls diskutiert und sind Teil der spezifischen Analysen. Da diese Modelle in der Arbeit Groissböck (2019) [104] als mit am weitesten entwickelte Energiesystemmodelle bezeichnet werden und ausschließlich dieser Typ Modell in der Analyse von Lopion et. al. (2018) [108] verglichen wird, sind all diese Modelle geeignete Kandidaten für die Analyse von relevanten Infrastrukturen in ganzheitli-

chen Energiesystemmodellen. Aus diesem Grund werden diese Modelle und Modellgeneratoren aus dieser Publikation für weitere Analysen hinsichtlich Infrastrukturabbildung berücksichtigt. In Lopions et al. (2018) [108] Untersuchung werden die Modellgeneratoren TIMES, MARKAL, OSeMOSYS, OEMOF, LEAP und Calliope vorgestellt und für die Analysen mit den jeweiligen spezifischen Kriterien miteinander verglichen. Diese sind hinsichtlich ihres Abbildungsumfangs, also bezogen auf die räumliche beziehungsweise zeitliche Auflösung und das sektorale Detail, flexibel. Das heißt, es ist definierbar, in welchem Umfang das Modell beziehungsweise die darin enthalten Techniken abgebildet werden. Aus diesem Grund werden für die Analyse in dieser Arbeit die Modelle TIMES-D [146, 147], MARKAL-UK [148] und Calliope-UK [149] für die weiteren Analysen berücksichtigt. Auch PyPSA ist ein Modellgenerator [150], welcher genutzt wird um Modelle mit verschiedener tiefe und Komplexität zu erzeugen. Für die weitere Analyse wird das Modell PyPSA-Eur-Sec [151] verwendet. Auf Grundlage dieser Annahmen und Modellansätze entwickelte Lopion (2020) [92] ein neues integriertes Energiesystemmodell mit Berücksichtigung aller Sektoren einer ganzheitlichen Energiewirtschaft. In der Arbeit werden Aufbau und Funktionen, unter anderem die Abbildung von Infrastrukturen, von ETHOS.NESTOR beschrieben. Auch dieses Modell wird für weitere Analysen berücksichtigt. Welder (2021) [55] entwickelte den Modellgenerator FINE (Framework for INtegrated Energy System Assessment) zur Erstellung von energiewirtschaftlichen Optimierungsmodellen. Dabei wurde das Energiemodell ETHOS.Crossing entwickelt, das eine Ein-Jahres-Angebotsoptimierung für Strom- und Wasserstoffnachfragen bei gegebener räumlicher Auflösung berechnet.
Aufbauend auf der Arbeit von Welder erweiterte Groß (2022) [17] das Modell ETHOS.Crossing zu ETHOS.Infrastructure um Erdgasinfrastrukturen und Fernwärmenetze unter Berücksichtigung beziehungsweise exogener Vorgabe von sektoralen Nachfragen. Mit diesem erweiterten Optimierungsmodell ist eine integrierte Infrastrukturplanung möglich, die gleichzeitig alle Energieinfrastrukturen in den Blick nimmt. ETHOS.Infrastructure wird auch für die weiteren Analysen herangezogen. Die aktuell veröffentlichten Studien [96, 97, 98, 99] zur Treibhausgasminderung für das deutsche Energiesystem wurden mit insgesamt sechs ganzheitlichen Energiesystemmodellen berechnet. Diese Modelle sind DIMENSION, Enertile, ISAaR, ReMOD, REMIND und TIMES. ReMOD, REMIND und TIMES sind Teil der Analyse von Lopion et al. (2018) [108] und werden bereits in der neuen Infrastrukturanalyse berücksichtigt. Aus der Nutzung dieser Modelle in diesen Studien ergibt sich eine notwendige Relevanz. Aus diesem Grund werden zusätzlich die Energiesystemmodelle DIMENSION [152, 153], Enertile [154, 155, 156, 157] und ISAaR [112, 158, 159, 160] in der folgenden Analyse ebenfalls berücksichtigt. Die Studien zu den Treibhausgasreduktionsstrategien Deutschlands werden in Kapitel 2.3 eingehend diskutiert. Daraus ergeben sich alle relevanten Modelle, welche für die weiteren Analysen herangezogen werden. In der Tabelle 2.1 sind diese berücksichtigten 31 Modelle einschließlich der behandelten Literatur für die weiteren Analysen zusammengefasst.

Tabelle 2.1: Modelle für die Analysen der Infrastrukturmodellierung.

Model	Balmorel	BESOM	Calliope-UK	CIMS
Quellen	[161, 162, 163, 164, 165]	[166, 167]	[149, 168, 169, 170]	[171, 172, 173, 174, 175, 176]
Modell	CRESOM	DIMENSION	DynEMo	E4Cast
Quellen	[177, 178]	[152, 153]	[179, 180, 181]	[182, 183, 184]
Modell	EnergyPLAN	Enertile	ENPEP	ESME
Quellen	[185, 186, 187, 188, 189]	[154, 155, 156, 157]	[190, 191, 192, 193, 194]	[195, 196, 197, 198]
Modell	IKARUS	ETHOS.Infrastructure	ISAaR	LEAP
Quellen	[199, 200, 201, 202, 203]	[17, 55, 204]	[112, 158, 159, 160]	[205, 206]
Modell	MARKAL-UK	MESSAGE	NEMS	ETHOS.NESTOR
Quellen	[207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214]	[215, 216, 217, 218, 219, 220]	[221, 222, 223, 224]	[92, 93, 225]
Modell	oemof	OSeMOSYS	PRIMES	PyPSA
Quellen	[226, 227, 228, 229, 230, 231]	[232, 233, 234, 235]	[133, 236, 237, 238]	[144, 145, 150, 151, 239]
Modell	REMIND-D	REMix	REMod-D	SCOPE
Quellen	[240, 241, 242, 243, 244, 245]	[246, 247, 248, 249, 250, 251]	[122, 252, 253, 254]	[255, 256, 257, 258]
Modell	Temoa	TESOM	TIMES-D	
Quellen	[259, 260, 261]	[262, 263]	[119, 146, 147, 264, 265, 266]	

In keiner der vorangegangenen Publikationen zur Erläuterung und Einordnung von Energiesystemmodellen gab es eine Charakterisierung anhand aller der im System abgebildeten Energieinfrastrukturen und wie diese im Modell beziehungsweise der modelltechnischen Formulierung berücksichtigt werden. Lediglich in den Analysen von in Ringkjøb et al. (2018) [111] und von Despres et al. (2015) [101] werden Modellierungsansätze erörtert, die exklusiv das modellierte Stromnetz betreffen. Die Arbeit von Groissböck (2019) [104] gibt nur Aufschlüsse darüber, dass kein Modell physikalische Attribute und Transportphänomene bei der Modellierung von Energieinfrastrukturen abbildet. Aus der Arbeit von Guelpa et al. (2019) [105] ging lediglich hervor, dass für eine nichtlineare integrierte Infrastrukturabbildung mit hoher technischer Tiefe ein Forschungsbedarf für neue Modellierungsmethoden besteht. Mit welchem Detail Infrastrukturen in aktuellen Energiesystemmodellen abgebildet werden, wird in keiner der Studien analysiert.

Zu diesem Zweck wird, aufbauend auf den beschriebenen Kriterien, ein eigener Charakterisierungsansatz von Energiesystemmodellen entwickelt, der einen besonderen Fokus auf die Abbildung von Infrastrukturen legt. Ausgehend von den vorherigen Ausführungen und den zur weiteren Analyse

herangezogen Modellen sollen mit Hilfe der entwickelten Kriterien folgende Fragen beantwortet werden:

- Um welche Art Modelltyp in Bezug auf die räumliche Auflösung handelt es sich (Ein-Knoten-, Mehr-Knotenmodell)?
- In welchem sektoralen Detail werden die verschiedenen Nachfragesektoren der ganzheitlichen Energiewirtschaft in den Modellen abgebildet?
- Welche Energieträger werden im Modell berücksichtigt und welche Infrastrukturen werden für diese abgebildet?
- Welche Methodik ist bei der Formulierung des Modells hinterlegt und wie wird diese bei der Abbildung von Infrastrukturen berücksichtigt?
- Welche Analyse des Transformationspfades des Energiesystems wird in den Modellen eingesetzt?
- Zwischen welchen generellen Arten der Infrastrukturabbildung kann in ganzheitlichen Energiesystemmodellen unterschieden werden?

Wie in Tabelle 2.2 zu dargestellt ist, werden die 31 Modelle insgesamt an fünf übergeordneten Kriterien gemessen. Eine quantitative Bewertung zum Vergleich der verschiedenen Modelle wird an dieser Stelle nicht herangezogen.

Tabelle 2.2: Vergleich verschiedener Ansätze zur Charakterisierung von Energiesystemmodellen

Charakteristik	Martínez-Gordon et al. [109]	Ringkjøb et al. [111]	Lopion et al. [108]	**Eigene Kriterien**
Energieträger				
Strom	x	x		x
Wasserstoff	x	x		x
Erdgas		x		x
Wärme	x	x		x
Flexibel		x		x
Sektorales Detail				
Industrie		x		x
Transport	x	x		x
Gebäude + GHD		x		x
Räumliche Auflösung				
Ein-Knoten			x	x
Mehr-Knoten			x	x
Flexibel	x		x	
Infrastrukturen				
Strom		x		x
Wasserstoff				x
Erdgas				x
Wärme				x
Methodik				
Integration				x
Modellkopplung				x

Nachfolgend werden die berücksichtigten 31 Modelle anhand der Charakteristik hinsichtlich ihrer Modelleigenschaften analysiert. Zunächst wird dafür auf die in den Modellen abgebildeten Energieträger eingegangen und welche davon bei den Berechnungen berücksichtigt werden. Dabei wird zwischen den Größen Strom, Wasserstoff, Erdgas und Wärme unterschieden. Wenn die Energieträger eines Modells frei definiert werden können, wird dies in der Abbildung als flexibel bezeichnet. Im zweiten Schritt werden die Modelle auf ihre räumliche Auflösung untersucht. In diesem Schritt wird ausschließlich analysiert, ob es sich bei den Modellen um Ein- oder Mehr-Knotenmodelle handelt. Auch bei diesem Aspekt kann es sich um eine flexible Abbildung handeln, wenn die Anzahl der Knoten/Region frei definierbar ist. Danach werden die Nachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr der Energiesystemmodelle auf das jeweilige sektorale Detail, also die technische Tiefe und Weite, untersucht. Dabei wird zwischen einer expliziten und aggregierten Abbildung der Techniken im betrachteten Sektor unterschieden. Als Beispiel wird der Verkehrssektor herangezogen. Wenn im Verkehrssektor verschiedene Fahrzeugtypen wie beispielsweise Verbrenner, Batteriefahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge oder Fahrzeugklassen wie PKW, LKW oder Busse berücksichtigt wer-

den, dann wird der Sektor als explizit beziehungsweise technologiescharf modelliert angenommen. Werden lediglich Energienachfragen über alle Fahrzeugtypen beziehungsweise Fahrzeugklassen angegeben, wird der Transportsektor als aggregiert modelliert klassifiziert. Mit dieser Unterscheidung zwischen explizit und aggregiert) werden in der folgenden Analyse die Nachfragesektoren aller Modelle differenziert. Als weiterer Schritt soll beleuchtet werden, wie in den berücksichtigten Modellen verschiedene Infrastrukturen für die Energieträger Strom, Erdgas und Wasserstoff abgebildet werden. Bei der Analyse dieses Aspekts soll untersucht werden, ob diese Abbildungsarten einem Schema entsprechen und somit generell eingeteilt werden können. Nach den Netzentwicklungsplänen von Strom und Gas werden Infrastrukturen über längere Zeiträume geplant und umgesetzt. Aus diesem Grund wird des Weiteren analysiert, mit welcher Methodik der Transformationspfad in den einzelnen Energiesystemmodellen berechnet wird. Im letzten Schritt der Analyse wird überprüft, ob es sich bei den berücksichtigten Modellen in Bezug auf die Abbildung von Infrastrukturen um integrierte Modelle oder Modellkopplungen handelt. Der Unterschied dieser Methodiken wurde bereits eingehend diskutiert. Aus den sich ergebenden Herausforderungen und Diskussionen hinsichtlich der Modellierung von Infrastrukturen soll am Ende dieser Analyse der Forschungsbedarf ermittelt und damit Forschungslücken aufgedeckt werden. Aus Abbildung 2.1 wird ersichtlich, dass nicht alle untersuchten Energieträger in gleichem Maße in den Modellen berücksichtigt und analysiert werden. Darunter fallen Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme.

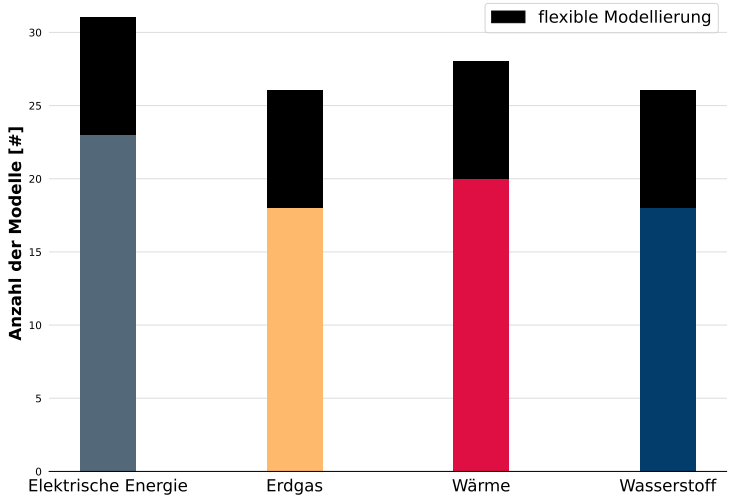

Abbildung 2.1: Abgebildete Energieträger in den untersuchten Modellen

Wie deutlich zu erkennen ist, kann elektrische Energie in allen 31 Modellen abgebildet werden. Dabei wird in 23 Modellen, entsprechend einem Anteil von 74 %, beschrieben, dass elektrische Energie einen expliziten Energieträger bei den Analysen des Energiesystems darstellt. Die Abbildung zeigt zudem, dass acht Modelle , entsprechend einem Anteil von 26 %, eine flexible Definition der Energieträger erlauben. Somit ist es von jeweiligem Nutzer des Modells abhängig, welche der hier betrachteten Energieträger im Energiesystemmodell berücksichtigt werden. Zudem ermöglicht

die flexible Modellierung die Berücksichtigung jedes anderen hier nicht weiter diskutieren Energieträgers. Wasserstoff wird hingegen in 58% der Modelle expliziter als Teil der Energiewirtschaft berücksichtigt. Dieser Wert ist im Verhältnis zu den anderen Energieträgern geringer, da einige der analysierten Modelle nach Lopion et. al. (2018) [108] bereits in früheren Dekaden stattfand, wo Wasserstoff beim Transformationsprozess des Energiesystems noch keine so tragende Rolle wie heute zugeschrieben wurde. Wie bereits erläutert können acht Modelle jeden Energieträger nutzerspezifisch abbilden, womit weitere 26 % aller Modelle Wasserstoff als Teil der Energiesystemanalyse betrachten können. Da diese Energieträger zur Deckung definierter sektoraler Nachfragen in den Modellen benötigt werden, werden als nächstes die Nachfragesektoren der Energiesystemmodelle betrachtet. Abbildung 2.2 zeigt, mit welchem technischen Detail die einzelnen Nachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr in den Modellen modelliert werden.

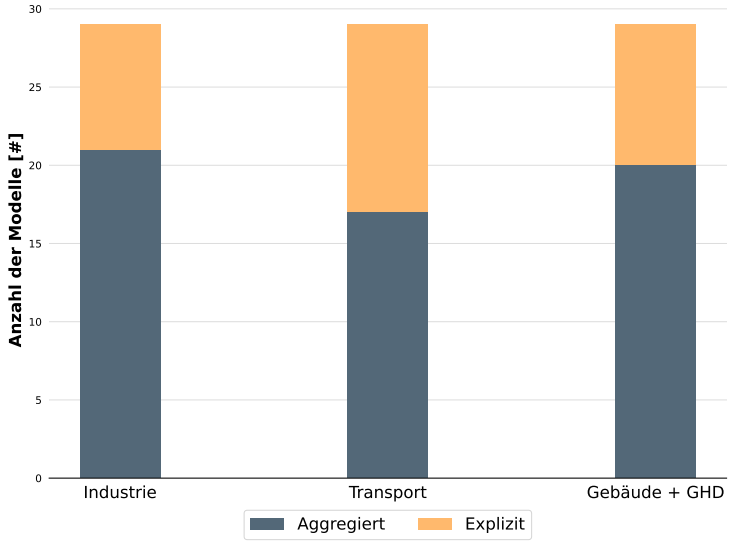

Abbildung 2.2: Modellierung der verschiedenen Endnachfragesektoren in den untersuchten Energiesystemmodellen

Aus der Abbildung ist zu erkennen, dass acht Modelle den Industriesektor technologieexplizit abbilden. Dagegen haben 21 Modelle eine aggregierte Abbildung. Der Transportsektor wird in zwölf Modellen explizit abgebildet und 17 Modellen aggregiert. Eine ähnliche Aufteilung findet sich auch im Gebäudesektor wieder. In den zwei Modellgeneratoren ist es von der jeweiligen definierten Fragestellung beziehungsweise vom Nutzer des Modells abhängig, inwieweit jeder der einzelnen Nachfragesektoren modelliert wird.

Diese Aufteilung steht direkt mit der Komplexität beziehungsweise der Rechenzeit der Modelle in Zusammenhang. Dieses Thema greift Kotzur et al. 2020 [267] auf und gibt an, dass die Komplexität von der Modellgröße, welche sich aus der zeitliche räumlichen Auflösung ergibt, dem Modellierungsansatz und der Konnektivität abhängt. Die Konnektivität ist zum einen ein Maß für das sektorale Detail des Modells und ist abhängig von der Anzahl verschiedener Techniken in einem Energiesystemmodell, die in Konkurrenz zueinanderstehen, um die gleiche Aufgabe zu erfüllen. Je höher

die Anzahl der Techniken, desto höher die Konnektivität und somit die Komplexität/Rechenzeit des Modells. Beispielsweise stehen Windenergieanlagen, PV-Systeme und konventionelle Kraftwerke im Umwandlungssektor im Wettbewerb zueinander, um eine Stromnachfrage zu decken. Dabei ist aber zusätzlich zu beachten, dass die Konnektivität in Abhängigkeit der jeweils zusätzlich modellierten Technik steigt. Zum anderen beschreibt die Konnektivität bei regional aufgelösten Modellen die Konkurrenz der Regionen untereinander und steigt, je mehr Regionen berücksichtigt werden. Anhand dieser Kriterien der Modellkomplexität wird Abbildung 2.3 erstellt und vergleicht die berücksichtigten Modelle hinsichtlich zeitlicher und räumlicher Auflösung sowie dem sektoralen Detail der einzelnen Nachfragesektoren. Zudem sind die Modelle nach ihrem implementierten Modellansatz gekennzeichnet.

Die zeitliche Auflösung wird qualitativ in drei Schritte unterteilt. Eine hohe zeitliche Auflösung wird Modellen zugeordnet, deren Zeitschritt innerhalb eines Optimierungsjahres eine Stunde oder weniger beträgt. Eine mittlere zeitliche Auflösung wird für alle Modelle definiert, deren Zeitschritt innerhalb dieses Zeitraums zwischen einer Stunde und einem Jahr liegt. Bei jedem anderen Wert außerhalb dieser Definition wird die zeitliche Auflösung als gering angenommen. Die räumliche Auflösung wird hingegen quantitativ an der Anzahl der im Modell berücksichtigen Regionen/Knoten gemessen. Dabei wird die geographische Abdeckung nicht berücksichtigt. Das sektorale Detail ist auf der Z-Achse der Abbildung dargestellt. Dabei wird in den Modellen unterschieden, ob die abgebildeten Energiesektoren Umwandlung, Industrie, Gebäude und Verkehr explizit/technologiescharf berücksichtigt werden oder deren Energieangebot beziehungsweise -verbrauch aggregiert und vereinfacht abgebildet wird. Das sektorale Detail wird in der Abbildung qualitativ abgebildet und kann einen Wert zwischen null und vier annehmen. Wenn in einem der betrachteten Modelle ein Sektor des Energiesystems explizit abgebildet wird, geht dieser mit eins in die Bewertung ein, ansonsten mit null.

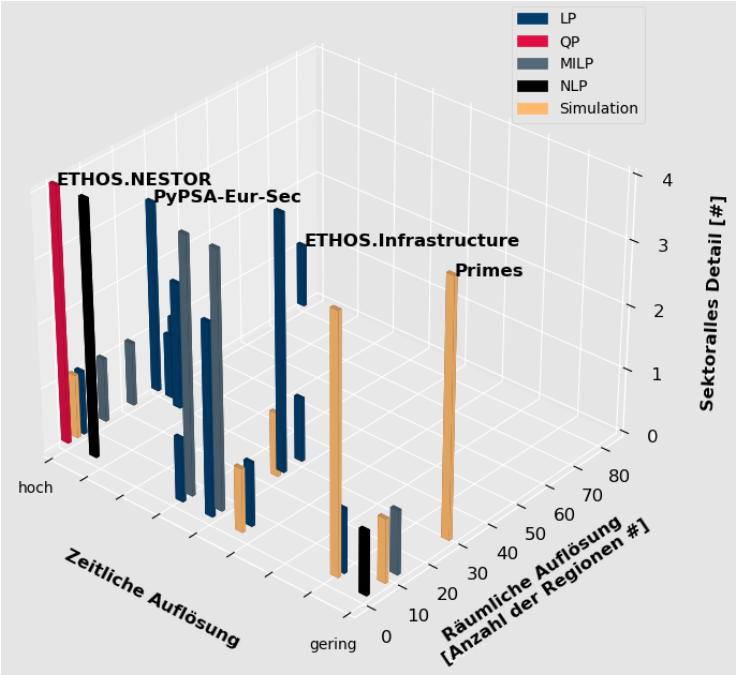

Abbildung 2.3: Sektorales Detail in Abhängigkeit der Modellgröße (LP: lineare Programmierung, QP: quadratische Programmierung, MILP: gemischt-ganzzahlige Programmierung, NLP: nicht-lineare Programmierung)

Wie aus Abbildung 2.3 hervorgeht, haben alle Modelle mindestens ein sektorales Detail mit dem Wert eins. Der Grund dafür ist, dass bei allen Modellen der Umwandlungssektor explizit abgebildet wird. Die Abbildung der Nachfragesektoren variiert je nach Modell. Bei Modellen mit einer expliziten Abbildung aller Nachfragesektoren handelt es sich entweder um Einknoten-Modelle oder um Modelle mit einer geringen/mittleren zeitlichen Auflösung. Modelle mit höherer räumlicher Auflösung haben entweder explizit abgebildete Nachfragesektoren oder hohe zeitliche Auflösungen. Es ist klar ein Kompromiss zwischen der Modellgröße und der Konnektivität zu erkennen. Entweder sind Modelle in den Nachfragesektoren explizit aufgebaut oder besitzen eine hohe zeitliche beziehungsweise räumliche Auflösungen. Zur näheren Analyse werden beispielhaft die Modelle ETHOS.NESTOR, Primes, PyPSA-Eur-Sec und ETHOS.Infrastructure herangezogen, da diese nach der Abbildung die Bandbreite der Bewertungskriterien darstellen. ETHOS.NESTOR ist ein Einknoten-Modell mit einer stündlichen Auflösung und expliziter Modellierung aller drei Nachfragesektoren. Diese werden endogen als Teil der Lösung des Optimierungsproblems mit optimiert. Somit besitzt das Modell ein hohes sektorales Detail und eine hohe zeitliche Auflösung. Die räumliche Auflösung ist dagegen mit nur einer Region gering. Im Vergleich zu ETHOS.NESTOR besitzt PyPSA-Eur-Sec ebenfalls eine hohe zeitliche Auflösung und bildet zusätzlich 30 europäische Regionen ab. Von den Nachfragesektoren des Energiesystems werden zudem zwei Sektoren explizit berücksichtigt. Der Kompromiss zwischen der Modellgröße und der Konnektivität befindet sich in der Modellierung der jeweiligen Nachfragesektoren. Diese werden in PyPSA-Eur-Sec zwar explizit modelliert, aber im Gegensatz

zu ETHOS.NESTOR sind die Endverbrauchssektoren nicht Teil der Lösung des Optimierungsproblems. Damit wird die Konnektivität und somit auch die Modellkomplexität nicht erhöht, da die Auslastung der expliziten Techniken exogen vorgegeben wird und diese ergeben jeweils die aggregierten Energienachfragen des Sektors. Primes bildet 28 Regionen der europäischen Union ab und besitzt auch eine explizite Modellierung des Industrie-, Gebäude- und Verkehrssektors. Im Vergleich zu ETHOS.NESTOR besitzt das Modell lediglich eine zeitliche Auflösung in fünf Jahresschritten, was eine geringe Auflösung darstellt. ETHOS.Infrastucture hat von allen betrachteten Modellen, mit 80 Regionen, die größte räumliche Auflösung aller betrachteten ganzheitlichen Energiesystemmodelle. Vergleichen mit ETHOS.NESTOR und Primes ist das sektorale Detail gering, da alle Nachfragesektoren aggregiert modelliert werden. Das Modell besitzt ähnlich wie ETHOS.NESTOR und PyPSA-Eur-Seceine stündliche zeitliche Auflösung, welche nach den definierten Kriterien als hoch bewertet wird. Die Modellgeneratoren können in diesem Vergleich in Abbildung 2.3 nicht berücksichtigt werden, da diese für jede der drei Komplexitätsbewertungskategorien flexibel sind.
Elf, entsprechend einem Anteil von 35 %, der berücksichtigten Modelle sind Einknoten-Modelle und 17 Modelle, entsprechend einem Anteil von 55 %, verfolgen einen Mehrknotenansatz. Außerdem werden drei Modellgeneratoren, entsprechend einem Anteil von 10 %, identifiziert. Einknoten-Modelle werden in der Literatur bei der Beschreibung Stromsektormodellen auch als Kupferplattenmodelle bezeichnet [268, 269]. Bei dieser Art Modelle gibt es keine räumliche Differenzierung zwischen Energieangebot und -nachfrage und das gesamte Energiesystem wird in einer Region/Knoten abgebildet. Zudem wird bei Kupferplattenmodellen angenommen, dass es keine bestehenden Netzeinschränkungen zwischen allen Quellen und Senken gibt [101]. Anders ist dies bei Mehrknoten-Modellen, wo für jeden einzelnen Knoten ein Energiesystem definiert wird. Bei diesen Modelltyp kann die Nachfrage eines Energieträgers in einem Knoten und das Angebot in einem anderen Knoten berechnet werden [270]. Die Übertragung des Energieträgers zwischen diesen beiden Knoten wird über Infrastrukturen sichergestellt. Der geographische Horizont der einzelnen im Modell abgebildeten Knoten kann flexibel gestattet werden. Allerdings werden in der Regel nationale Grenzen oder intranationale Gebietsaufteilungen verwendet, was mit der jeweiligen Datenverfügbarkeit in Verbindung steht [109, 271]. Beim Vergleich der räumlichen Auflösung und dem damit verbundenen Aufbau des Systems stellt sich die Frage, ob und wie in diesen Modellen die Übertragung der Energieträger zwischen den einzelnen Regionen des Angebots und der Nachfrage abgebildet wird. Bei den Analysen der 31 Modelle konnten drei generelle Methoden zu Modellierung beziehungsweise Berücksichtigung von Infrastrukturen und deren Auswirkungen in Energiesystemmodellen identifiziert werden: Aggregierte Modellierung, Import-Export-Modellierung, Explizite Modellierung. Somit können Übertragungsnetze für Strom, Fernleitungen und Erdgas und Wasserstoff sowie Fernwärmeleitungen jeweils einer dieser identifizierten Kategorien zugeordnet werden.

2.2.1 Aggregierte Modellierung

Beim aggregierten Modellierungsansatz findet keine räumliche Auflösung des Modells statt. Das bedeutet, dass es sich bei den Modellen entweder um Einknoten-Modelle oder um einzelne Knoten in Mehrknoten-Modellen handelt. Daher können keine Aussagen über die tatsächliche Länge oder die Streckenführung von Infrastrukturen gemacht werden. Lediglich aggregierte Effekte und Durchschnittsparameter können zur Berücksichtigung von Infrastrukturkomponenten zwischen Angebot und Nachfrage des jeweiligen Energieträgers abgebildet werden. Im Einknoten-Energiesystemmo-

dell ETHOS.NESTOR [92] werden Wasserstoff- und Erdgasinfrastrukturen auf diese Weise modelliert. In gleicher Weise werden Gas- und Strominfrastrukturen im Modell IKARUS [200] modelliert. Für die Betrachtung der Infrastruktur wird in diesen Energiesystemmodellen eine einzelne Systemkomponente verwendet, um das gesamte Netz eines bestimmten Energieträgers abzubilden. Diese Komponente verbindet das jeweilige Energieangebot mit der entsprechenden Energienachfrage im System. In diesen Modellen wird einerseits die Effizienz für den Transport von Energieträgern berücksichtigt, andererseits werden spezifische Kosten berücksichtigt, welche von dem übertragenen Energiefluss in der Komponente abhängen. Das Energiesystemmodell Markal-UK [148] beschreibt ebenfalls, dass das Modell durch eine Region repräsentiert wird. Aus diesem Grund können nur bedingt Aussagen über die Standortwahl von Übertragungsinfrastrukturen getroffen werden. Die Modellierung der Infrastruktur basiert auf aggregierten Parametern wie Transportverlusten, Investitions- und Betriebskosten sowie angenommenen Kapazitätsreserven der Netze. Im REMOD-Modell [253] für Deutschland werden Durchschnittskosten und Netzlängen verwendet, um die große Datenvielfalt von Infrastrukturen zu vereinfachen. In Abhängigkeit der installierten Technologie wird ein Netzkostenfaktor auf die Investitionskosten der jeweiligen Technologie aufgeschlagen. So werden beispielsweise beim Ausbau einer Offshore-Windenergieanlage die Kosten für zwei entsprechende Stromnetze berücksichtigt, eines für die Anbindung an das Onshore-Netz und ein zweites für die Berücksichtigung der Hochspannungsleitungen. Die gleiche Methode wird in REMOD beim Ausbau des Fernwärmenetzes angewendet. Die Effizienz des Stromnetzes basiert auf Berechnungen des internen Verbrauchs des Stromsektors und wird für das Netz mit einem Wirkungsgrad von 95 % angesetzt. Die Transportinfrastruktur im Modell BESOM [167] wird ebenfalls über Effizienzen und spezifische Übertragungskosten im Gesamtsystem berücksichtigt. Inwieweit dies über spezifisch modellierte Komponenten des Energiesystems erfolgt, geht aus den Modellbeschreibungen nicht hervor. Im Modell REMIND-D [241] wird zusätzlich ein aggregierter Infrastrukturausbau berücksichtigt. Je nach Ausbau einer Technologie in einem der betrachteten Nachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr wird ein Ausbau der Infrastruktur für diesen spezifischen Sektor angenommen. Dieser Ausbau ist mit spezifischen Investitionskosten in €/kW verbunden, die je nach Energieträger und Sektor variieren. Im Modell Energieplan [189] werden die jährlichen Kosten der Gas- und Stromnetze auf Basis der Daten des Jahres 2015 betrachtet. Die Basis dafür bildet die Annahme, dass sich die Gesamtnetzkosten über den zeitlichen Modellierungshorizont nicht verändern. Aus dem Vergleich der Modelle, die einen aggregierten Infrastrukturmodellierungsansatz verfolgen, wird deutlich, dass sich die Modellierung ausschließlich auf die Betrachtung der Kosten und der Effizienz dieser Netze beschränkt. Es gibt kein Modell, das seine Infrastrukturparameter aus einem räumlichen Modell ableitet.

2.2.2 Import-Export-Modellierung

Bei der Modellierung von Infrastrukturen mit dem Import-Export-Ansatz wird das System räumlich aufgelöst. Bei diesem Modellierungsansatz werden die Regionen der betrachteten geographischen Abdeckung jeweils als ein Knoten modelliert, um ein eigenes Energiesystem abzubilden. Jedes Energiesystem hat spezifische Anforderungen und regionale Energieversorgungspotenziale. Diese einzelnen Knoten werden zu einem vollständigen Graphen verknüpft [272]. Somit kann jeder Knoten/jede Region mit jedem anderen Knoten/jeder anderen Region im Gesamtenergiemodell Energieträger austauschen. Einerseits kann der Austausch durch maximale Austauschkapazitäten zwi-

schen den Knoten begrenzt werden. Andererseits ist es möglich, dass für den Transfer von Energieträgern Kosten anfallen. Diese Modellierung wird beispielsweise in Modellen wie OSeMOSYS [234] und MESSAGE [219] verwendet. Diese Modelle haben eine globale geographische Abdeckung. Im MESSAGE-Modell werden elf globale Regionen kontinentaler Größe betrachtet. Daraus lässt sich schließen, dass diese Art der Infrastrukturbetrachtung nicht ausschließlich die beschriebenen leitungsgebundenen Infrastrukturen für Strom und Gasnetze abbildet, sondern auch andere Transportarten von Energieträgern möglich sind, wie beispielsweise Schiffstransporte über die Ozeane. Im ISAaR-Modell [112], dessen geografischer Horizont Europa und somit insgesamt 30 Regionen umfasst, wird der Wasserstoffaustausch ebenfalls mit dem Import-Export-Ansatz modelliert. Es werden keine Kosten berücksichtigt, aber Transportverluste in Abhängigkeit von der Entfernung zwischen den Regionen. Im Modell E4Cast [182] wird der Transport von Elektrizität und Erdgas zwischen den sieben betrachteten Regionen Australiens mit Hilfe der Import-Export-Modellierung modelliert. Dieser endogen berechnete Transport wird in E4Cast durch Transportkosten und Transportkapazitäten begrenzt. Im Vergleich zur aggregierten Modellierung hat der Import-Export-Ansatz in allen verwendeten Modellen die gleiche Methodik. Der einzige Unterschied zwischen den Modellen ist der geografische Horizont und die betrachteten Restriktionen bezüglich Kosten und Effizienz für den Energietransport.

2.2.3 Explizite Modellierung

Das Energiesystem wird auch bei der expliziten Modellierung räumlich aufgelöst. Im Gegensatz zur Import-Export-Modellierung ist der Austausch von Energieträgern jedoch nur zwischen benachbarten und verbundenen Knoten möglich. Die jeweiligen Regionen müssen aneinander grenzen. In diesem Modellansatz können die Investitionskosten für den Ausbau der jeweiligen Infrastruktur entsprechend der expliziten Kapazität und der tatsächlichen Leitungslänge berücksichtigt werden. Darüber hinaus können spezifische Kosten für den Transport der Energieträger und den Betrieb der Infrastruktur modelliert werden. Zudem ergibt sich die Möglichkeit den Energietransport durch maximal mögliche Ausbaukapazitäten zwischen den einzelnen Regionen zu begrenzen. Schließlich können Verluste während des Übertragungsprozesses zwischen den Regionen berücksichtigt werden und Teil der Lösung des Energiesystemmodells sein. In Stromsektormodellen wird diese Art der Modellierung auch als Net-Transfer-Capacity-Ansatz (NTC) bezeichnet [101]. Diese Modellierung ermöglicht die Darstellung von Versorgungsketten innerhalb eines Energiesystems. Einerseits kann die Länge und die entsprechende Trajektorie der Infrastrukturen durch euklidische Längen und einen Zuschlagsfaktor zwischen den einzelnen Knoten des Systems bestimmt werden, andererseits ist es möglich, mit Geoinformationssystem-Methoden (GIS-Methoden) explizite Trajektorien mit geographischen Restriktionen zu modellieren, was eine Verbesserung gegenüber der Import-Export-Modellierung darstellt. Die explizite Modellierung ermöglicht es somit, Geländeeinschränkungen wie Berge, Seen oder andere Sperrgebiete bei der Kartierung der Infrastrukturtrassen zu berücksichtigen. Alle Energieinfrastrukturen der betrachteten Modelle (Tabelle 2.1), die mit expliziter Modellierung implementiert sind, werden mit dieser Methode modelliert.
Mit Hilfe dieser Unterscheidungen beziehungsweise Merkmale können die verschiedenen Infrastrukturen der betrachteten Energieträger aus den berücksichtigten Energiesystemmodellen jeweils einer dieser drei Kategorien zugeordnet werden. Wenn eine Infrastruktur eines Energieträgers nicht in einem Modell abgebildet beziehungsweise berücksichtigt wird, ist auch dies festgehalten. Die Analyse

der Modellierungsmethodik in Abbildung 2.4 zeigt, dass für die Infrastrukturen der berücksichtigen Energieträger unterschiedliche Ansätze hinterlegt sind.

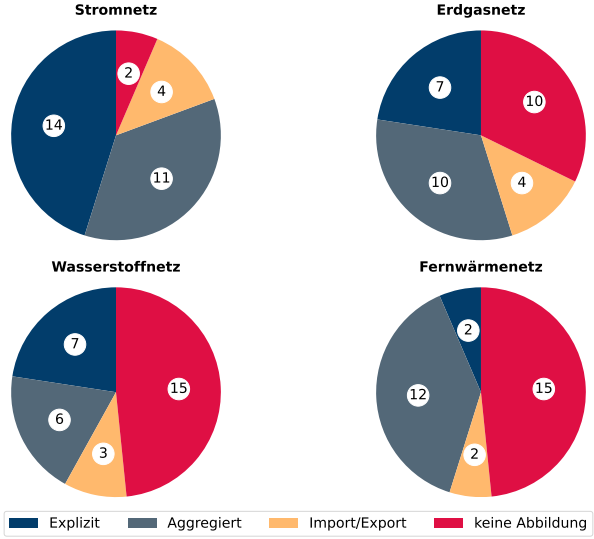

Abbildung 2.4: Infrastrukturabbildung zu verschiedenen Energieträgern in den berücksichtigten Modellen (Die Zahlen geben an, wie viele Modelle den jeweiligen Modellierungsansatz verwenden)

Wie aus der Abbildung zu erkennen ist, werden die elektrischen Übertragungsnetze in 94 % aller Modelle berücksichtigt, was mit der Abbildung von elektrischer Energie in den Modellen korreliert. In elf Modellen wird das Netz aggregiert abgebildet, was wiederum mit der Anzahl an Einknoten-Modellen in Zusammenhang steht. Lediglich die Modelle DynEMo und Temoa haben nach heutigem Stand keine Abbildung von elektrischen Netzen. Erdgasnetze werden in den Modellen in 68 % aller Fälle modelliert, davon sieben Mal explizit und zehn Mal aggregiert. Auch dies korreliert mit der Abbildung der Energieträger und der räumlichen Auflösung der Energiesystemmodelle. Das Wasserstoffnetz wird im Vergleich dazu nur in 52 % aller Modelle abgebildet. Dies ist zum einen auf den zeitlichen Horizont der berücksichtigten Modelle zurückzuführen. Bei Szenarien mit einem begrenzten zeitlichen Horizont von ein Jahr wird der Ausbau des Wasserstoffnetzes keine Rolle spielen. Zum anderen kann dies wiederum auf das Alter einiger analysierter Modelle zurückgeführt werden. Die Modelle wurden teilweise vor Dekaden entwickelt und die Fragestellungen der Energiesystemmodellierung waren andere als zum aktuellen Zeitpunkt. Auch das Fernwärmenetz wird nur in 52% der Modelle abgebildet. Der Grund dafür ist die räumliche Auflösung der Modelle beziehungsweise die Länge von Fernwärmenetzen. Fernwärmenetze sind im Vergleich zu Erdgas- oder elektrischen Übertragungsnetzen sehr kurz und sind von ihrer Struktur und Aufbau regional begrenzt [11, 12, 273]. Wo Erdgasnetze über internationale Grenzen hinweg mehrere hundert Kilometer überbrücken und die Fernleitungsbetreiber eine Gesamtnetzlänge von circa 38000 km betreiben [12], sind es bei Fernwärmenetzen maximal 60 Kilometer [273, 274]. Auch die Verteilung der Infrastrukturmodellierungskategorie in Abbildung 2.4 unterstützt dieses Argument. Im Vergleich

zu den anderen betrachteten Infrastrukturen überwiegt, wenn abgebildet, die aggregierte Form der Abbildung von Fernwärmenetzen. Somit werden Fernwärmenetze zu 39 % in aggregierter Form in Einknoten-Modellen oder einzelnen Knoten von Mehrknoten-Modellen berücksichtigt. Bei der Analyse des Transformationspfades zur zeitlichen Entwicklung von Energiesystemen und den abgebildeten Infrastrukturen kommt bei 10 von 31 Modellen, entsprechend einem Anteil von 32 %, ein Perfect-foresight-Ansatz zum Einsatz. Dagegen ist in 13 Modellen, entsprechend einem Anteil von 42 %, ein Myopic-foresight-Ansatz implementiert. Bei sechs Modellen, entsprechend einem Anteil von 19 %, werden lediglich einzelne Zeitpunkte der Entwicklung des Energiesystems betrachtet, weshalb bei in diesen Modellen kein Transformationspfad analysiert wird. Lediglich die Modelle ETHOS.NESTOR und Pypsa-Eur-Sec besitzen die Möglichkeit, den Transformationspfad der Optimierung sowohl als Myopic-foresight- als auch als Perfect-foresight-Ansatz zu berechnen.
Zuletzt bleibt noch zu beantworten, welche Methodik in den Energiesystemmodellen zur Abbildung der Infrastrukturen hinterlegt ist. Zu diesem Zweck wird zwischen zwei Arten von Modellen unterschieden. Es wird zwischen einem Integrationsansatz in den Modellen und einer Modellkopplung differenziert, um Infrastrukturen zu berechnen. Dabei wird berücksichtigt, wie die Systemarchitektur des jeweiligen Modells aufgebaut ist. Bei einer Integration ist die Abbildung der Infrastrukturen Teil der Lösung des Modellansatzes und wird zusammen mit allen anderen Parametern berechnet. Bei der Kopplung ist das Gesamtmodell in verschiedene Module aufgeteilt, die jeweils einen bestimmten Aspekt des Gesamtsystems abbilden. Die Kopplungsansätze werden im vorherigen Abschnitt hinreichend erläutert. Aus den Analysen des methodischen Modellansatzes geht deutlich hervor, dass bei 26 Modellen, entsprechend einem Anteil von 84 %, ein integrierter Modellansatz vorliegt. Die Infrastrukturen werden somit Teil der Lösung der Berechnungen und stehen in direktem Zusammenhang mit den Ergebnissen der abgebildeten Techniken in den Sektoren des ganzheitlichen Energiesystems. Die übrigen fünf Modelle verfolgen einen gekoppelten Modellansatz. Diese Modelle sind CIMS, Cresom, ENPEP-BALANCE, MARKAL-UK und NEMS. Bei diesen werden berechnete Ergebnisse innerhalb der Modellarchitektur ausgetauscht und für weitere Berechnungen genutzt. Der Ansatz ermöglicht es, Modelllimitierungen zu überwinden, ohne dabei die Modellkomplexität und damit die Rechenzeit in hohem Maße zu erhöhen. Das CIMS-Modell kann in drei Module aufgeteilt werden. Das Demand-Modul berechnet die Nachfragen für die Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr. Gekoppelt daran ist das Supply-Modul, um die Versorgung der bestehenden Nachfragen zu decken. Dazwischen liegt ein makroökonomisches Modell, das unter anderem auch für den Austausch von Energieträgern zwischen den zwei im Modell berücksichtigen Regionen verantwortlich ist [175]. Cresom wird in insgesamt sechs Module aufgeteilt. Zunächst berechnet das Demand-Modul die Nachfragen für die einzelnen Regionen. Danach wird im Electricity-Modul die Kraftwerks- und die Infrastrukturplanung optimiert. Mit den Modulen Coal, Gas, Oil und Hydrogen werden dann, abhängig von Electricity-Modul, die Infrastrukturen für die jeweiligen Energieträger mit Hilfe einer gemischt-ganzzahligen Optimierung berechnet [177]. ENPEP besteht aus insgesamt neun Teilmodulen, die jeweils einen bestimmten Aspekt des Energiesystems abbilden. Jedes Modul verfügt über automatisierte Verbindungen zu anderen ENPEP-Modulen. Somit sind die Module in ENPEP via Hard-Linking miteinander verbunden. Alle Module sind auch in der Lage als eigenständiges Modell zu agieren. Das BALANCE-Modul in ENPEP wird genutzt, um Infrastrukturen mit zu berücksichtigen [192, 193]. Das Modell MARKAL-UK greift einen Einknotenansatz auf und besitzt eine aggregierte Abbildung von Infrastrukturen. MARKAL-UK wird in den Analysen von Strachan et al.

[275] (2007) an ein räumlich aufgelöstes Infrastrukturmodell zur Abbildung eines Wasserstoffnetzes für das Vereinigte Königreich via Soft-Linking gekoppelt. Dadurch ist es möglich, die Modelllimitierung vom Einknoten-Model MARKAL-UK hinsichtlich der räumlichen Aspekte zu überwinden und für das berechnete System ein explizites Wasserstoffnetz zu modellieren. In NEMS bilden die gekoppelten Teilmodule die einzelnen Angebots-, Nachfrage- und Umwandlungssektoren der Energiemärkte ab und berücksichtigen auch Module zur Abbildung von internationalen und makroökonomischen Zusammenhängen. Im Strommarktmodul wird dabei nicht nur Berechnung der Kraftwerkskapazität eingesetzt, sondern auch die jeweiligen Übertragungskapazitäten zwischen den betrachteten Regionen bestimmt. Das Natural-Gas-Transmission-Distribution-Modul (NGTDM) bildet in NEMS die Erdgasinfrastruktur ab und greift dabei auf berechnete Werte der Endverbrauchsnachfrage sowie inländisch produziertem und importiertem Erdgas zu [136, 221].
Dieser neue Ansatz zur Charakterisierung von Energiesystemmodellen verdeutlicht, mit welchen Methoden Infrastrukturen in diesen aktuell abgebildet werden. Mit diesen Modellen wurden in den letzten Jahren immer wieder vielfältige Studien zu bestimmten Szenarien und Fragestellungen energiewirtschaftlicher Themen berechnet. Diese Szenarien haben immer einen Fokus, wobei dieser seit Anfang des 21. Jahrhunderts auf Treibhausgasneutralität liegt [202, 276]. Es bleibt somit zu klären, welche Rolle die betrachteten Modelle in den aktuellen Energieszenarien einnehmen und welche Aspekte des Transformationsprozesses mit ihnen berechnet werden. Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz vom Mai 2021 (KSG) [10] wurden diverse Studien für die Treibhausgasneutralität 2045 für Deutschland erstellt. Aus den hier diskutierten Kriterien für eine Modellierung von Infrastrukturen stellt sich die Frage, wie diese in den aktuellen Szenarien der Strategien zur Treibhausgasreduktion Infrastrukturen abgebildet und in den verwendeten Energiesystemmodellen berücksichtigt werden.

2.3 Aktuelle Energieszenarien für Deutschland

Aufgrund der steigenden Forderungen nach einem klimafreundlichen Energiesystem sind in jüngerer Zeit diverse Studien [91, 96, 97, 112, 277, 278] für Strategien zur Treibhausgasreduktion für Deutschland veröffentlicht worden. Diese Studien beinhalten sowohl das Ziel, den Treibhausgasausstoß Deutschlands bis 2050 um 95 % zu reduzieren als auch das nach dem im Klimaschutzgesetz [10] beschlossene Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045. Im folgenden Abschnitt werden dabei die Modelle und Kernaussagen dieser Studien miteinander verglichen. Der Fokus liegt dabei darauf, wie in diesen Studien der Infrastrukturausbau beschrieben und modelliert wird. Die Studien werden im Detail in Abschnitt 7 beschrieben. Als Struktur wird dabei für jede Studie zunächst beschrieben, welche Modelle für die Berechnungen genutzt werden und welchen Fokus der Modellierung diese aufweisen. Danach wird untersucht, wie die Modelle in den Studien zusammenhängen und ob diese über einen Modellkopplungsansatz verknüpft werden. Als letzter Punkt werden ausgewählte Ergebnisse der Studien beschreiben. Dabei wird zuerst beschrieben, wie groß der Ausbau von Infrastrukturen über den Transformationszeitraum ist und es wird vornehmlich auf Übertragungsleitungen für Wasserstoff und elektrische Energie eingegangen. Als weiterer Punkt werden die Wasserstoffnachfrage und das Wasserstoffangebot für Deutschland miteinander verglichen, da Wasserstoff nach [279] einen entscheidenden Faktor des Transformationsprozesses darstellt. In diesem Aspekt wird beschrieben, wie viel Kapazität Elektrolyseurleistung beziehungsweise Dampfreformerleistung zur inländischen Wasserstoffproduktion in Deutschland installiert wird und

wie viel Wasserstoff zusätzlich importiert werden muss, um die berechneten Nachfragen zu decken. Als letzter Punkt der Ergebnisanalyse wird auf den Ausbau von erneuerbaren Energien wie Wind und PV sowie installierte Rückverstromungsleistung und die berechnete Stromnachfrage eingegangen. Zum einen stellen erneuerbare Energien Anforderungen an den Stromnetzausbau [280] und zum anderen wird für die Erzeugung von grünem Wasserstoff eine entsprechende installierte Leistung von erneuerbaren Energien benötigt. Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Systemstudien miteinander verglichen, um eine Vergleichsbasis zur Validierung dieser Arbeit zu schaffen.

2.3.1 Vergleich der Transformationsstudien

Die beschriebenen Studien werden im nächsten Schritt miteinander verglichen. Dabei wird zunächst auf die verwendeten Modelle und deren Fokus eingegangen. Anschließend werden die Studien hinsichtlich ihrer Wasserstoffversorgung und Wasserstoffnachfrage verglichen. Danach werden die Aussagen, die in den einzelnen Studien in Bezug auf den Ausbau der Wasserstoff- beziehungsweise Strominfrastruktur getroffen werden, miteinander verglichen. Eine Zusammenfassung der verwendeten Modelle mitsamt Modellierungszweck findet sich in Abbildung 2.5. Die Studien sind dabei chronologisch nach dem Veröffentlichungsdatum sortiert. Die Modelle können dabei in vier Kategorien eingeteilt werden.

- Sektormodelle bilden ausschließlich einen Sektor ab
- Energiesystemmodelle sind Multi-Energieträger Modelle
- Infrastrukturmodelle sind Modelle zu Berücksichtigung von leitungsgebunden Transfertechniken
- Modelle für Pre- und Postsystemanalysen

Unter den Modellen für Pre- und Postsystemanalysen sind alle Modelle zusammengefasst, die jeweils Inputparameter für die Energiesystem- /Infrastrukturmodelle berechnen, beispielsweise Potenziale für erneuerbare Energien oder Outputparameter der Energiesystem- /Infrastrukturmodelle nutzen, um im Nachgang der Systemberechnungen weitere Fragestellungen zu beantworten wie beispielsweise Netzstabilität und Versorgungssicherheit. Abbildung 2.5 zeigt, dass sich das Modellportfolio der betrachteten Studien zum großen Teil aus sektoralen Simulationsmodellen zusammensetzt.

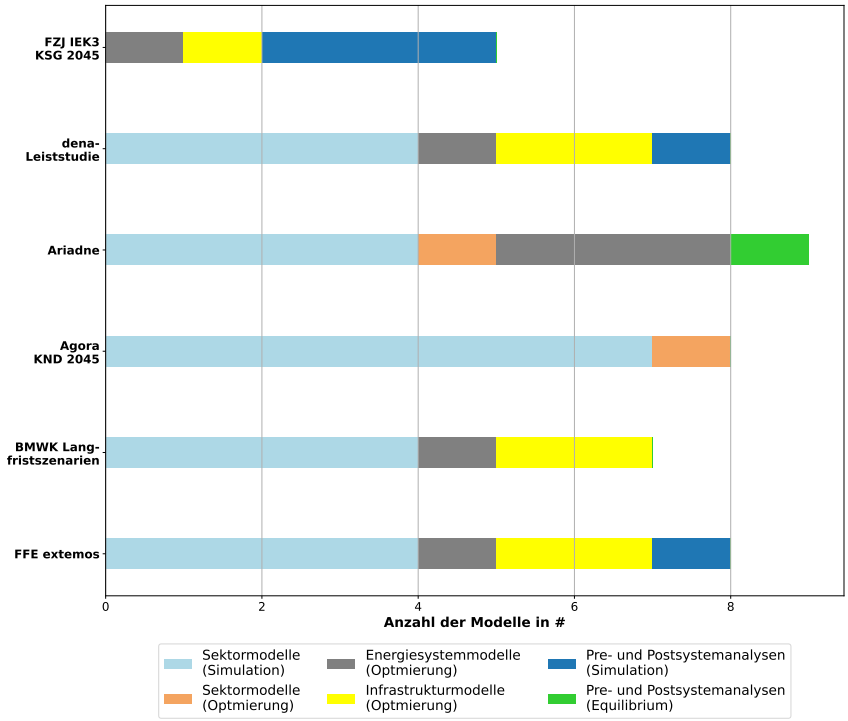

Abbildung 2.5: Modellportfoliovergleich der untersuchten Studien

Es werden je nach Studie zwischen fünf und neun Modelle für die jeweiligen Berechnungen eingesetzt. Dabei ist zu erkennen, dass fünf der sechs Studien mindestens vier Sektormodelle für ihre Berechnungen nutzen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in fünf Studien die Nachfragen für die einzelnen Sektoren unabhängig von den Modellen der Angebotsseite berechnet werden. Lediglich in der Studie des Forschungszentrums Jülich und im ReMod-Modell der Ariadne-Studie werden alle Energiesektoren gemeinsam in einem Energiesystemmodell berücksichtigt. Die Studie "Klimaneutrales Deutschland-nutzt ausschließlich Sektormodelle für ihre Berechnungen, wobei ein Modell ein Optimierungsmodell des Strommarkts darstellt. Bei den Energiesystemmodellen nutzten fünf Studien mindestens ein Modell zur expliziten Berechnung des Umwandlungssektors. Die Modelle des Forschungszentrums Jülich und das ReMod-Modell der Ariadne-Studie berücksichtigen dabei nicht ausschließlich den Umwandlungssektor. Zudem sticht die Ariadne-Studie mit drei unabhängigen Modellen mit jeweils unterschiedlicher regionaler Abdeckung heraus. In vier von sechs Studien werden nachgeschaltet zur Systemoptimierung Analysen zu Infrastrukturen berechnet. Dabei fällt auf, dass die Analysen zu Strom- und Gasnetzwerken unabhängig voneinander stattfinden. Auch in diesem Punkt sticht die Studie des Forschungszentrums Jülich heraus, wo eine integrierte Infrastrukturplanung mit einem Modell analysiert wird. Des Weiteren werden in vier der sechs Studien Pre- und Postsystemanalysen berechnet. Dies sind zum einen Berechnungen für Potenziale von erneuerbaren Energien (EE) und Importen, zum anderen Analysen zu volkswirtschaftlichen Auswirkungen und Versorgungssicherheit der Transformation des Energiesystems. Gemeinsam bei diesen Studien

ist der Trend einer unabhängigen Vorabberechnung der Nachfragesektoren und EE-Potenziale zu erkennen. Lediglich in der Studie des Forschungszentrums Jülich wird nur das EE-Potenzial vor den Systemberechnungen ermittelt. Mit diesen Werten wird nachfolgend das Energiesystem optimiert. Die Ergebnisse dieser Berechnungen werden disaggregiert und ein Infrastrukturbedarf anhand dieser abgeleitet. Dementsprechend lässt sich die Frage stellen, ob diese unabhängigen Simulation und Optimierungen in einem vernetzen sektorengekoppelten Energiesystem eine hinreichende Genauigkeit der Berechnungen liefern. Von dieser Herausforderung ist auch die nachgeschaltete Infrastrukturberechnung betroffen, da auch diese durch Sektorkopplungstechniken wie Wärmepumpen und Elektrolyseure nicht mehr unabhängig voneinander sind. Als weiteres Kriterium wird in Abbildung 2.6 die Wasserstoffwirtschaft des Zieljahres der analysierten Studien untersucht. Dabei wird zum einen die Menge an benötigtem Wasserstoff abgebildet und zum anderen wie diese von Importen beziehungsweise domestisch-nationaler Produktion gedeckt wird.

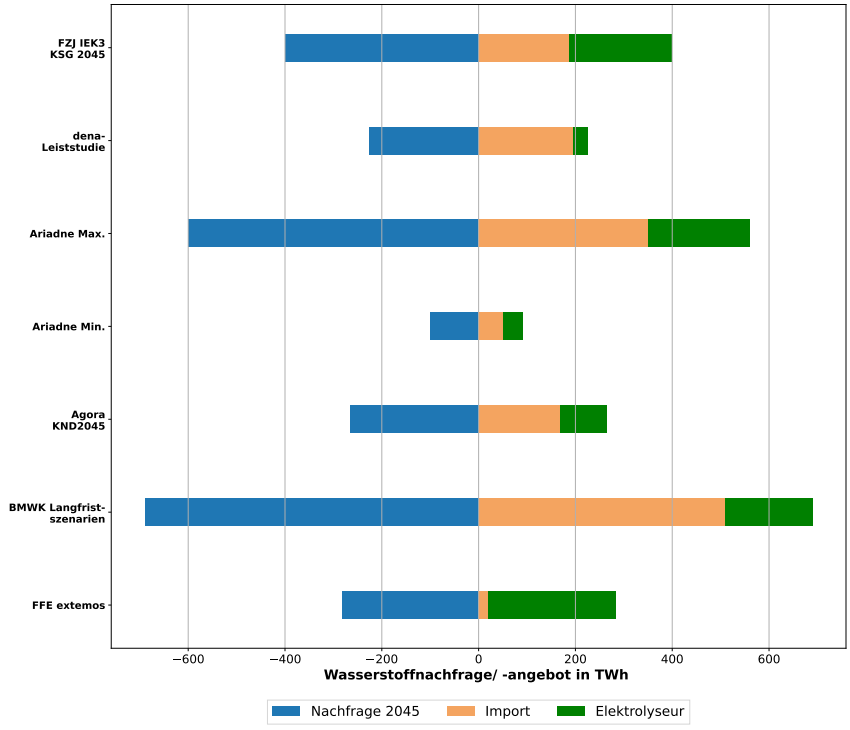

Abbildung 2.6: Wasserstoffnachfrage und -angebot der untersuchten Studien

Generell ist bei den Studien ein Trend zu einer steigenden Nachfrage von Wasserstoff und zum Ausbau der Elektrolyseurleistung bis zum Zieljahr zu erkennen. Je nach Studie werden für Deutschland Nachfragen von 100 TWh bis 690 TWh berechnet. Dahingegen divergiert die Art der Wasserstoffversorgung. Die Bandbreite des Wasserstoffimporte reicht dabei von 20 TWh in der extremos-Studie bis zu 510 TWh in den Langfristszenarien. Der Beitrag von Elektrolyse zur Deckung der Wasserstoffnachfrage liegt in den Studien zwischen 30 TWh in der dena-Studie und 263 TWh in

der extremos-Studie. Außerdem ist auffällig, dass der Nutzung von Dampfreformern oder Anlagen zur Methanpyrolyse zur Gewinnung von Wasserstoff in aktuellen Energiestudien keine Bedeutung zukommt. Als letztes Vergleichskriterium wird untersucht, welche Aussagen zu Netzentwicklungsmaßnahmen die untersuchten Studien bis zum Zieljahr treffen. Abbildung 2.7 bietet eine Übersicht, welche Netzlängen in den Studien für die Entwicklung der Wasserstoff- und Stromnetze angeben.

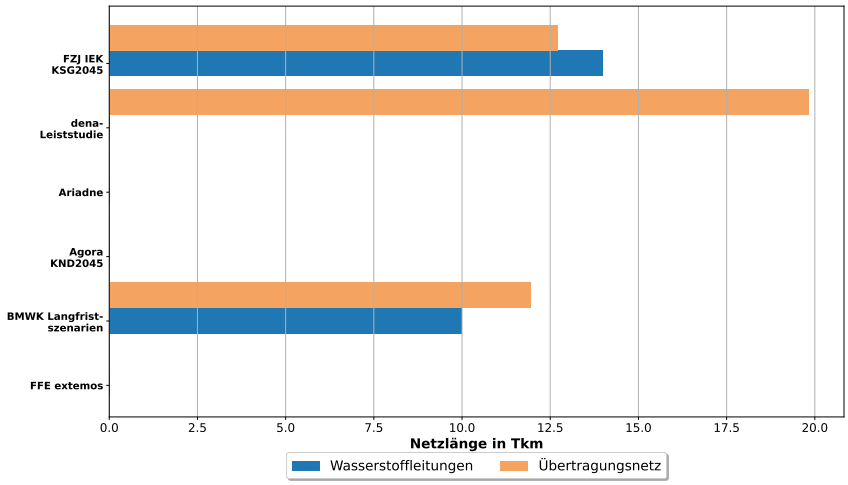

Abbildung 2.7: Netzlängen in den untersuchten Studien

Generell kann der Abbildung entnommen werden, dass der Netzentwicklung keine große Aufmerksamkeit in den aktuellen Systemstudien zugeschrieben wird. Nur zwei der sechs aktuellen Treibhausgasreduktionsstudien treffen explizite Aussagen zum Ausbau von Wasserstoffleitungen. Dabei werden für die Zieljahre 10.000 km in den Langfristszenarien und 14.000 km in der Studie des Forschungszentrum Jülich zugebaut. Für die Netzentwicklungsmaßnahmen variiert die Länge der betroffenen Trassen zwischen 12.000 km und 19.835 km. Für alle Studien wird der Ausbaubedarf an Infrastruktur lediglich am Zieljahr abgeleitet. Ein Hochlauf der Leitungen wird in keiner Studie abgebildet.

2.4 Zusammenfassung und Fazit

Dieses Kapitel gibt Aufschlüsse darüber, wie Transportinfrastrukturen des Energiesystems generell aufgebaut sind und wie diese in aktuellen Energiesystemmodellen abgebildet werden. Dabei wird zunächst analysiert, wie Energiesystemmodelle im Allgemeinen aufgebaut sind und mit welchen Aspekten diese in der Vergangenheit charakterisiert wurden. Aufbauend darauf wird eine neue Methodik zur Charakterisierung von Infrastrukturen in Energiesystemmodellen vorgestellt, die eine Einordnung zum aktuellen Stand der Forschung im Bereich der Infrastrukturmodellierung erlaubt. Außerdem werden aktuelle Energieszenarien für Deutschland zur Treibhausgasreduktion bis zum Jahr 2050 vorgestellt und miteinander verglichen. Die zentralen Ergebnisse dieser Analysen werden im Folgenden zusammengefasst und diskutiert, um daraus den aktuellen Forschungsbedarf

abzuleiten.

Im Kontext der Analysen zu Energiesystemmodellen werden in diversen Publikationen zahlreiche Modelle auf ihre spezifischen Eigenschaften untersucht. Dabei wird festgestellt, dass eine große Bandbreite an Modellen mit unterschiedlichem Fokus sowie verschiedener räumlicher und zeitlicher Auflösung existiert. Von detaillierten Sektormodellen bis zu integrierten Systemplanungsmodellen wird ein breites Spektrum verschiedener Modellierungsansätze beschrieben, die sich in ihrem technischen Detail und der Berücksichtigung ökonomischer Aspekte unterscheiden.

Aufbauend auf diesen Eigenschaften wird eine Methodik entwickelt, um die Modelle nach einem neuen Schema zu beschreiben und zu kategorisieren. Mit der entwickelten Charakterisierung von Energiesystemmodellen wurden insgesamt 31 Modelle auf ihre Fähigkeit untersucht, Infrastrukturen im Kontext eines Energiesystems abzubilden. Mit diesem Verfahren werden die berücksichtigten Modelle im jeweiligen Unterkapitel im Detail untersucht. Bei diesen Analysen liegt der Schwerpunkt auf der modelltechnischen Integration verschiedener Energieträger und der räumlichen Auflösung, da dies wichtige Aspekte bei der Abbildung von Infrastrukturen sind. Des Weiteren konnte ein Kompromiss zwischen der räumlichen und zeitlichen Auflösung sowie dem sektoralen Detail von Energiesystemmodellen festgestellt werden. Dies ist auf die Komplexität und damit verbundene Rechenzeit zurückzuführen, dass ein integrales Modell, welches all diese Punkte detailliert berücksichtigt, nicht in hinreichender Zeit gelöst werden kann. Als letzter Punkt wird die Möglichkeit eines Modells untersucht, bestimmte Infrastrukturen zur Übertragung von Energieträgern abzubilden. Bei dieser Analyse wird festgestellt, dass die generelle Modellierung von Infrastrukturen in ganzheitlichen Energiesystemmodellen in drei Kategorien unterteilt werden kann. Die Analyse der Energiesystemmodelle zeigt, dass eine explizite Modellierung der Infrastruktur nur in Mehrknoten-Modellen berücksichtigt wird. Der Grund hierfür liegt in der fehlenden räumlichen Auflösung der Einknoten-Modelle und der damit fehlenden Möglichkeit, zwischen regionaler Nachfrage und regionalem Angebot zu unterscheiden. Lediglich aggregierte Effekte wie Kosten oder Effizienzen können in diesen Modellen berücksichtigt werden. Dies stellt eine modelltechnische Herausforderung dar, da der Netzausbau der Infrastruktur die Ergebnisse des gesamten Transformationsprozesses beeinflusst. Daher muss dieser Aspekt in zukünftigen Modellen durch geeignete modelltechnische Methoden berücksichtigt werden.

An die Darstellung der relevanten Modelle erfolgt im Anschluss die Beschreibung der aktuellen Transformationsstudien. Dabei werden insgesamt sechs Studien vorgestellt, welche im Zeitraum 2020 bis 2021 veröffentlicht wurden und Treibhausgasminderungsstrategien von mindestens 95 % bis zum Jahr 2050 verfolgen. In den Analysen der Transformationsstudien wird zunächst die Methodik beschrieben, mit welcher Art Modell beziehungsweise Modellen das Energiesystem abgebildet wird. Dazu werden zunächst der Betrachtungsfokus und der Modellansatz jedes dieser Modelle beschrieben. Danach wird detailliert erläutert, inwiefern eine Modellkopplung in den Studien berücksichtigt wird und welche Daten zwischen Modellen ausgetauscht werden. Für jede Studie fließen spezifische Ergebnisse in eine Vergleichsbasis ein, um die neuen Berechnungen in Rahmen dieser Arbeit mit denen der Studien bewerten zu können. Der Fokus dabei liegt auf dem Ausbau von Energieinfrastrukturen wie Wasserstoff und Strom in den jeweiligen Studien. Aber auch die Treiber von Infrastrukturausbau wie erneuerbare Energien und Wasserstoffanlagen sind Teil dieser Vergleichsbasis. Aus den Analysen zur Modellkopplung geht hervor, dass die Infrastrukturentwicklung mit berechneten Ergebnissen aus den Energiesystemmodellen für das jeweilige Zieljahr abgeleitet

werden. Allerdings haben die Infrastrukturen und die damit verbundenen Kosten und Restriktionen keinen Einfluss auf die Optimierungsergebnisse der Energiesystemmodelle oder den generellen Transformationsprozess. In keiner Studie werden beidseitige Wechselwirkungen zwischen den Energiesystemmodellen und den Infrastrukturmodellen berücksichtigt.
Entsprechend der vorangegangenen Untersuchung der Infrastrukturmodellierung in Energiesystemmodellierung sowie der Analyse der aktuellen Energiesystemstudien für Deutschland lassen sich die folgenden Modelldefizite und Forschungslücken zusammenfassen.

Problemstellung 1: Wie können räumlich aufgelöste Infrastrukturen in Einknoten-Energiesystemmodellen berücksichtigt werden, um diese im Transformationspfad des integrierten Systems zu modellieren?
Da Energieinfrastrukturen einen wichtigen Anteil des Energiesystem darstellen, müssten diese ausreichend detailliert modelliert werden. Infrastrukturen werden in allem Einknoten-Energiesystemmodellen nur aggregiert modelliert, was keine hinreichende Grundlage ist, um Aussagen zur Infrastrukturentwicklung und Investitionsentscheidungen zu treffen. Bei dieser Weiterentwicklung ist zu beachten, dass die Grenzen der Komplexität nicht überschritten werden, dass das Modell weiterhin in annehmbarer Rechenzeit lösbar ist.

→ Zur Modellierung des Transformationspfades der Energieversorgung ist eine detaillierte Abbildung von Infrastrukturen in Einknoten-Energiesystemmodellen notwendig.

Problemstellung 2: Welche Auswirkungen auf die Transformation des Energiesystems haben die modellierten Infrastrukturen in diesem integrierten Modellansatz?
Infrastrukturentwicklungsmaßnahmen werden in aktuellen nationalen Energieszenarien lediglich im Nachgang der Systemmodellierung betrachtet. Auswirkungen dieser Netzentwicklungsmaßnahmen auf die Transformation des Systems und das schlussendliche Gesamtenergiesystemdesign werden aktuell nicht bewertet. Um eine ganzheitliche Analyse des zukünftigen Designs der Energieversorgung bewerten und damit potenzielle Handlungsempfehlungen für die Politik ableiten zu können, ist ein gemeinsame integrale Betrachtung von Energiesystem und Infrastruktur unerlässlich. Bei separaten Einzelanalysen kann spezifischer Handlungsbedarf unerkannt bleiben oder falsch bewertet werden, da Sektorkopplungseffekte außer Acht gelassen wurden, was zu einer einseitigen Entscheidungsfindung führt. Für die Forschung im Bereich Energiesystemanalyse ist die ganzheitliche Berücksichtigung des Energiesystems von entscheidender Bedeutung, um die Szenarien mit maximal möglicher Genauigkeit zu analysieren. Ein solches Vorgehen schafft nicht nur ein Vertrauen der politischen Entscheidungsträger in die Forschung, sondern ebnet auch die Wege für gesellschaftliche Akzeptanz der berechneten Maßnahmen.

→ Implementierung von explizit berechneten Infrastrukturrandbedingungen in ein integriertes Energiesystemmodell zur kostenoptimalen Analyse im Kontext der Transformation des Gesamtenergiesystems und die dafür notwendigen modelltechnischen Weiterentwicklungen der bestehenden Energiesystemmodelle werden im folgenden Kapitel beschrieben.

3 Methodik

In diesem Kapitel werden die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Modelle ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure vorgestellt, welche für die Analysen zu einem zukünftigen deutschen Energieversorgungssystem angewendet werden. Zudem gibt dieses Kapitel eine Übersicht der verschiedenen Möglichkeiten, die Vorteile beider Modelle miteinander zu verbinden. Dazu werden zum einen die entwickelten Modell-Schnittstellen für das Hard-Linking von ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure beschrieben, zum anderen werden die verschiedenen notwendigen Weiterentwicklungen der Modelle beschrieben. Den Abschluss des Kapitels bildet die Zusammenfassung.

3.1 Modellierungsumgebung ETHOS.FINE

ETHOS ist eine Abkürzung für **E**nergy **T**ransition pat**H**way **O**ptimization **S**uite und bezeichnet eine übergreifende Modellbibliothek zur Simulation und Optimierung von ganzheitlichen Fragestellungen im Bereich der energiewirtschaftlichen Technologie- und Systemanalyse. Dabei ist ETHOS.FINE (Framework for Integrated Energy Systems) ein Open-Source-Python-Package [281], welches als grundlegende Umgebung in der Modellierung, Optimierung und Bewertung von Energiesystemen verwendet wird. Dieser Modellgenerator bietet dabei die Möglichkeit, komplexe Energiesysteme abzubilden und im Anschluss die Auslegung und den Betrieb dieser Systeme anhand der minimalen jährlichen Gesamtkosten linear zu optimieren. Zudem ist FINE in der Lage, gemischt-ganzzahlige Randbedingen bei der Formulierung des Energiesystems abzubilden, wodurch der Ausbau von bestimmten Techniken im Energiesystem optional erfolgen kann. Das Framework ist in der Lage, multiregionale Modelle mit mehreren Knoten abzubilden. Jeder Knoten stellt dabei eine vordefinierte Region in Abhängigkeit einer gegebenen räumlichen Abdeckung dar. FINE berücksichtigt bei der Modellierung neben hohen räumlichen und zeitlichen Auflösungen technische und sozioökonomischer Parameter und definierte Güter, sowie umweltpolitische Vorgaben und Randbedingungen.
Generell stehen in FINE fünf Hauptkomponentenklassen als Möglichkeit der Abbildung von Energietechniken zur Verfügung. Diese sind:

- Quellen-Komponenten, Sources
- Senken-Komponenten, Sinks
- Umwandler-Komponenten, Transformer
- Speicher-Komponenten, Storages
- Überträger-Komponenten, Transmissions

Als Quellen-Komponenten werden Techniken abgebildet, die das System außerhalb der Systemgrenzen versorgen. Somit ist der Zweck dieser Komponenten die Bereitstellung von Gütern, die

zur Energieumwandlung eingesetzt werden. Beispiele für Quellen-Komponenten sind zum einen Importe fossiler Energieträger, wie Öl oder Erdgas und zum anderen Wind-, PV-Anlagen und Wasserkraftwerke, die erneuerbare elektrische Energie bereitstellen.
Senken-Komponenten modellieren hingegen energieverbrauchsrelevante Nachfragen nach definierten Gütern, die von dem modellierten System gedeckt werden müssen. Diese fungieren als Treiber der Wechselwirkungen des Optimierungsprozesses und bilden beispielsweise Nachfragen nach einer bestimmten Transportleistung, Nachfrage nach Industrieprodukten oder Nachfrage nach einem Stromverbrauch in Gebäuden ab. Die Parameter dieser Modellkomponenten werden exogen vorgegeben und sind somit nicht Teil der Optimierungsergebnisse.
Umwandler-Komponenten bilden Techniken zur Umwandlung der definierten Güter ab, wobei für jeden Umwandlungsprozess verschiedene technische Parameter hinterlegt sind. Jede Komponente hat verschiedene Inputs und Outputs, die jeweils ein Gut repräsentieren. Eine Komponente kann dabei beliebig viele Inputs und Outputs haben. Bei diesen Umwandlungsprozessen entstehen keine neuen Güter, sondern die vordefinierten Güter werden lediglich ineinander umgewandelt. Somit können zum einen konventionelle Kraftwerke oder Rückverstromungsanlagen abgebildet werden. Aber auch verschiedene Industrieprozesse mit unterschiedlicher technischer Tiefe und Detaillierungsgrad sind modellierbar.
Speicher-Komponenten stellen die zeitliche Flexibilität des Systems sicher, indem sie zu einem Zeitpunkt der Optimierungsberechnung Güter einspeichern und zu einem anderen diese Güter zeitversetzt dem System wieder zur Verfügung stellen. Beispielsweise können dabei sowohl kurzzeitige Schwankungen bei der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien mit Batteriespeichern als auch lange saisonale Fluktuationen von Angebot und Nachfrage von Gütern mit Kavernenspeichern ausgleichen werden.
Überträger-Komponenten kommen exklusiv bei multiregionalen Energiesystemmodellen zum Einsatz. Diese stellen die räumliche Flexibilität des Systems sicher und bilden die Übertragung der Güter zwischen den definierten Regionen/Knoten über einfache Bilanzgleichungen ab. Mit dieser Komponente werden außerdem explizit Infrastrukturen wie Übertragungsleitungen für elektrische Energie und Rohrleitungen für Fluide modelliert. Bei der Modellierung der Infrastrukturen werden sowohl die Länge der Leitung als auch Übertragungsverluste mit Hilfe eines linearen Verlustfaktors je nach Leitungslänge berücksichtigt. Zur Abbildung von nichtlinearen Wechselstromnetzen greift das FINE-Framework auf eine zusätzliche komplexere Unterklasse von Überträger-Komponenten zurück. Die Linear-Optimal-Power-Flow-Komponente (LOPF) enthält Parameter, die eine Linearisierung der nichtlinearen Zusammenhänge vom Wechselstromnetz ermöglicht. Dabei werden elektrische Blindwiderstände und Phasenwinkelverschiebungen berücksichtigt. Da die Blindwiderstände abhängig von der jeweiligen Leistung jeder einzelnen Übertragungsleitung sind, haben auch diese einen nichtlinearen Charakter, was einen endogenen Ausbau der Wechselstromnetze im Zuge der linearen Optimierung nicht möglich macht.
Detaillierte Beschreibungen der einzelnen Komponenten in Bezug auf die hinterlegten Randbedingungen und wie das definierte Energiesystem um jeweils eine Komponente erweitert wird, kann der Arbeit von Welder (2020) [55] entnommen werden. Mit dem FINE-Framework wurde eine Vielzahl von Modellen mit unterschiedlichem Fokus, unter anderem die Modelle ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure, entwickelt. Im Rahmen dieser Arbeit dient das FINE-Framework als Grundlage der Modellierung, um das Zusammenspiel von zwei verschieden räumlich und sektoral aufge-

lösten Energiesystemmodellen zu ermöglichen.

3.2 Energiesystemmodell ETHOS.NESTOR

NESTOR ist eine Abkürzung für **N**ational **E**nergy **S**ystem Model with Sec**TOR** Coupling und bezeichnet ein integriertes Energiesystemmodell, welches eine sektorübergreifende Darstellung und Optimierung des deutschen Energieversorgungssystems ermöglicht. Der grundlegende Aufbau des Modells wurde von Lopion (2020) [92] und Kotzur (2018) [282] entwickelt. Zudem erweiterten Kullmann (2022) [93] und Schöb (2024) [225] das Modell in ihren Arbeiten zum einen, um die Berücksichtigung von Recycling im Energiesystem und zum anderen, um die Möglichkeit von Netto-Null-Treibhausgasreduktionsstrategien der Bundesregierung bis zum Jahr 2045 zu berechnen.
Alle Komponenten des deutschen Energieversorgungssystems sind mitsamt ihrer jeweiligen techno-ökonomischen Parameter in einer Datenbank [283] hinterlegt. Die Techniken bilden dabei ein sektorübergreifendes integrales Netzwerk bestehend aus Knoten und Kanten ab. Die Kanten modellieren in diesem Netzwerk die Inputs und Outputs der verschiedenen Techniken und stellen dabei Energie- und Stoffströme, wie beispielsweise Strom- und Wärmeflüsse sowie Wasserstoff- und Gasflüsse dar. Die Netzwerkknoten bilden die einzelnen Energie- und Stoffquellen, Umwandlungstechniken, Energie- und Stoffspeicher sowie Energie- und Stoffsenken des Energiesystems ab. Als Modellgenerator wird das FINE-Framework verwendet und greift dabei auf die in der Datenbank hinterlegten Techniken zurück und transformiert diese mit allen Randbedingungen und Parametern zu Komponenten des Energiesystemmodells. Die jeweiligen Komponenten zur Abbildung der einzelnen Techniken wurden bereits im vorherigen Abschnitt hinreichend erläutert. Da der Fokus von ETHOS.NESTOR auf einer ganzheitlichen sektorübergreifenden Betrachtung des deutschen Energieversorgungssystems liegt, wird das Modell nicht räumlich aufgelöst als Einknoten-Modell modelliert, weshalb keine Überträger-Komponenten verwendet werden. Mit Hilfe der Kanten werden die berücksichtigten Techniken im Energiesystemmodell in Beziehung zueinander gesetzt und stellen die Wirkungsgrade der FINE-Komponenten dar.
Wie bereits erwähnt, beschreibt die Zielfunktion bei FINE-Modellen die Minimierung der jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems. Diese ist für das NESTOR-Modell in Gleichung 3.1 dargestellt.

$$\begin{aligned} \min f(P, \dot{P}) = \min \sum_{y \in Y} Invest_{0,y} \cdot (ANN_{n,i,y} + OPEX_{fix,y}) \cdot P_y + \\ \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T} OPEX_{var,y} \cdot \dot{P}_{y,t} \cdot \Delta t \end{aligned} \tag{3.1}$$

Die einzelnen Parameter des Optimierungsproblems beschreiben dabei die durchschnittlichen Investitionskosten ($Invest_{0,y}$) jeder hinterlegten Technik (y), den Annuitätenfaktor ($ANN_{n,i,y}$), welcher wiederum von der technischen Nutzungsdauer (n) und dem Kapitalkostensatz (i) abhängt, die fixen Betriebskosten $OPEX_{fix,y}$ und die installierte Leistung (P_y). Beim Annuitätenfaktor wird von einer flachen Zinsstruktur über die gesamte Nutzungsdauer ausgegangen.

$$ANN_{n,i,y} = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \tag{3.2}$$

Aufsummiert über alle hinterlegten Techniken ergeben sich die fixen jährlichen Systemkosten. Mit den variablen Betriebskosten ($OPEX_{var,y}$) jeder Technik und den zugehörigen spezifischen Energie- und Stoffflüssen ($\dot{P}_{y,t}$) werden für jeden Zeitpunkt (t) die variablen Systemkosten aufsummiert. Die beiden Teile der Zielfunktion ergeben gemeinsam die jährlichen zu minimierenden Systemkosten [284].

Ein Nachteil der linearen Optimierung ist der sogenannte Penny-Switching-Effekt. Dieser beschreibt die Priorisierung der kostengünstigsten Technik im System, obwohl diese lediglich geringfügig kleinere Kosten aufweist als die anderen in Konkurrenz stehenden Alternativen. Dieses Optimierungsverhalten erfolgt zwar streng nach der Logik der mathematischen kostenoptimalen Formulierung des Problems, allerdings führen die Ergebnisse zu einem unplausiblen Kontrast im Vergleich zum realen Markt. Des Weiteren kommt es für marginale Kostenänderungen der Systemtechniken zu signifikanten Änderungen der Optimierungsergebnisse, sodass die Robustheit der Modellergebnisse fallweise nicht mehr gegeben ist. Um dem Penny-Switching-Effekt entgegenzuwirken, erweiterten Lopion et al. (2019) [284] in ihrer Arbeit die Zielfunktion von ETHOS.NESTOR um einen quadratischen Anteil wie in Gleichung 3.3 dargestellt.

$$\begin{aligned} \min f(P,\dot{P}) = \min \sum_{y \in Y} [Invest_{0,y} \cdot (1 - s_y) \cdot P_y + \\ \frac{Invest_{0,y} \cdot s_y}{P_{ub,y} - P_{lb,y}} \cdot P_y^2] \cdot (ANN_{n,i,y} + OPEX_{fix,y}) + \sum_{y \in Y} \sum_{t \in T} OPEX_{var,y} \cdot \dot{P} \cdot \Delta t \end{aligned} \tag{3.3}$$

Aus dieser Gleichung geht hervor, dass die fixen jährlichen Systemkosten jeder Technik (y) nicht mehr ausschließlich von den durchschnittlichen Investitionskosten ($Invest_{0,y}$) bestimmt werden, sondern sich durch die Bandbreite des Produktes aus Investitionskosten und relativer maximaler Abweichung von den Durchschnittskosten (s_y) berechnen. Diese Modellerweiterung zieht darauf ab, ein realistischeres Systemverhalten bei der Optimierung abzubilden. Die variablen Systemkosten sind von dieser neuen Formulierung nicht beeinflusst. Die Herleitung und Validierung des Ansatzes findet sich in Lopion et al. (2019) [284].

Neben der beschriebenen Zielfunktion des Optimierungsproblems unterliegt das abgebildetete Energiesystem diversen weiteren Nebenbedingungen. Eine der wichtigsten Randbedingungen für die Generierung und Berechnung von Treibhausgasreduktionsszenarien ist die Limitierung der Treibhausgasemissionen des Gesamtsystems. Diese werden durch das Klimaschutzgesetz (KSG §3, Abschnitt 2) [10] bestimmt und schreiben vor, wie viele Emissionen für bestimmte Jahre emittiert werden dürfen. Diese Randbedingung ist in Gleichung 3.4 abgebildet.

$$\sum_{y \in Y} \sum_{t \in T} \omega_{y,t} \cdot \dot{P_{y,t}} \leq \Omega_{max} \tag{3.4}$$

Die Gleichung erklärt, dass die Summe der spezifischen Emissionen ($\omega_{y,t}$) multipliziert mit dem je-

weiligen spezifischen Energie- und Stoffflüssen jeder hinterlegten Technik (y) über alle Zeitschritte t zusammen die maximal zulässige Gesamtmenge an Treibhausgasemissionen (Ω_{max}) des Energiesystem nicht übersteigen darf. Die weiteren Nebenbedingungen zur Energie- und Stofferhaltung des Systems können in Lopion (2020) [92] nachgelesen werden.
ETHOS.NESTOR besitzt eine stündliche Auflösung, was zur Folge hat, dass für jede der 8760 Stunden des jeweiligen Optimierungsjahres die Techniken zur Erzeugung, Umwandlung, Speicherung und Nachfrage die oben beschriebenen Randbedingungen einhalten müssen. Das Modell umfasst dabei circa 1300 sektorübergreifende Techniken, 700 Hilfstechniken und technikabhängige Zeitreihen. Die Arbeit von Kullmann (2022) [93] erweitert das grundlegende NESTOR-Modell um circa 900 Modellkomponenten und stellt dabei den Industriesektor in einem höheren sektoralen Detail dar. Zusätzlich zur Abbildung verschiedener Industrien auf Prozessebene werden auch Recyclinganwendungen berücksichtigt. Schöb (2024) [225] bringt mit seiner Arbeit nochmals 100 neue Techniken in das Modell ein. Diese sind unter anderem Techniken zur Dekarbonisierung des Umwandlungs- und Industriesektors, wozu beispielsweise CCS- (Carbon Capture and Storage) und DAC-Anwendungen (Direkt Air Capture) zählen. In ETHOS.NESTOR erfolgt eine simultane Optimierung des Umwandlungssektors und der Nachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr, um die deutschlandweite Transformation aller Sektoren zu berechnen und zu analysieren. Zusätzlich bedingt das hohe sektorale Detail und die sich daraus ergebende Komplexität des Optimierungsproblems große Berechnungszeiten des Energiesystems. ETHOS.NESTOR bietet aus diesem Grund die Möglichkeit, bei der Formulierung des Optimierungsproblems Zeitreihen zu aggregieren, um die Rechenzeit zu reduzieren. In ETHOS.NESTOR wird die Methodik für diese Zeitreihenaggregation aus den Arbeiten von Kotzur et al. (2018) [285, 286] verwendet.
Im Rahmen der Methodik der Zeitreihenaggregation werden die Zeitreihen auf ähnliche Charakteristika untersucht und durch einen Datenpunkt zusammengefasst. Diese Datenpunkte werden als Typperiode bezeichnet. Diese Typperioden werden auch als sogenannte Typtage bezeichnet, wobei die Anzahl der betrachteten Typtage zwischen 1 und 365 variiert werden kann. Dementsprechend enthält diese neue Zeitreihe weniger Datenpunkte als die originale volle Zeitreihe. Bei den Optimierungen muss somit nur eine definierte Anzahl an Typperioden und nicht mehr alle repräsentierten Datenpunkte berücksichtigt werden [285]. Die Aggregation kongruenter Datenpunkte durch eine Typperiode ist mit Informationsverlusten und damit auch mit einem Berechnungsfehler verbunden. Da dieser Prozess in Verbindung mit Komplexitätsreduktion steht, wird dieser Fehler aber als ein Kompromiss zwischen Ergebnisgenauigkeit und Rechenzeit in Kauf genommen [287]. Lopion 2020 [92] berechnete in seiner Arbeit mit dem ursprünglichen NESTOR-Modell die optimale Anzahl an Typtagen, um ausreichende Genauigkeit mit reduzierter Rechenzeit zu erreichen. Als Kriterium für diese Berechnungen wurden die Systemkosten detailliert analysiert. Aufgrund von den Modellerweiterungen von Kullmann (2022) [93] und Schöb (2024) [225] beziehungsweise den starken Einflüssen von sensitiven Komponenten des Energiesystems wird in dieser Arbeit ohne Zeitreihenaggregation gerechnet. Wie bereits zu Anfang dieses Abschnitts beschrieben, ist ETHOS.NESTOR ein Einknoten-Modell, was zur Folge hat, dass Energieangebot und Energienachfrage am gleichen virtuellen Punkt liegen [288]. Dementsprechend ist es nicht möglich, explizit regionalisierte Infrastrukturen abzubilden. Lediglich aggregierte Effekte des Netzes werden modelltechnisch berücksichtigt. Diese Modellierung wird anhand des Strom-, Wasserstoff- und Erdgasnetzes in Abbildung 3.1, 3.2 und 3.3 verdeutlicht.

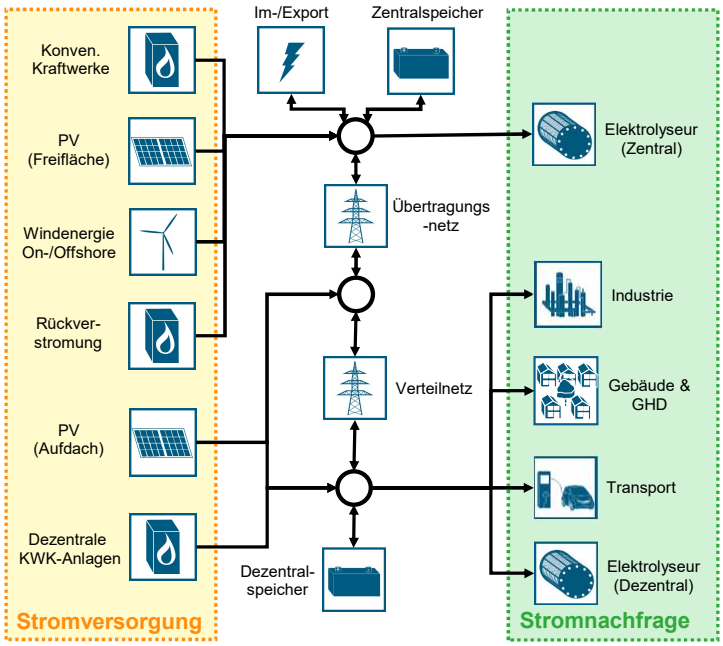

Abbildung 3.1: Status Quo der Stromnetzabbildung in ETHOS.NESTOR

Der Stromsektor in ETHOS.NESTOR lässt sich vereinfacht in drei Ebenen unterteilen. Für jede dieser Ebenen wird jeweils ein Einspeisepunkt und ein Ausspeisepunkt für die jeweiligen Techniken des Energiesystems definiert. Zwischen den Ebenen werden die Netze des Stromsektors modelliert. Dabei handelt es sich um eine aggregierte Modellierung des Übertragungs- und Verteilnetzes. Je nach Leistungsklasse einer Versorgungstechnik des Stromsektors wird diese an eine der Netzebenen angeschlossen. Dabei werden zentrale Techniken wie Kohle- oder Kernkraftwerke an die Übertragungsnetzebene angeschlossen und dezentrale Techniken wie PV-Dachanlagen oder Blockheizkraftwerke an die Verteilnetzebene angeschlossen. Bedingt durch den überwiegenden Ausbau von On- und Offshore-Windenergieanlagen im Norden Deutschlands und dem daraus resultierenden Energiegefälle zu den Verbrauchsschwerpunkten im Westen und Süden wird diese Technik mit dem Übertragungsnetz gekoppelt. Mit Ausnahme von zentralen, leistungsstarken Elektrolyseuren zur Wasserstoffproduktion werden die jeweiligen Verbraucher der verschiedenen Endnachfragesektoren des Energiesystems ausschließlich auf der untersten Netzebene angeschlossen. Importe und Exporte von elektrischer Energie finden vollständig auf der Übertragungsnetzebene statt. Weiterhin sind auf jeder Netzebene elektrische Speicher wie beispielsweise Pumpspeicher oder Batterien angeschlossen. Diese sind zur zeitlichen Flexibilität des Stromsystems dienlich. Aus diesem Grund werden die Netze nicht unidirektional, nach dem Top-down-Prinzip von der oberen zur unteren Netzebene betrieben. Vielmehr wird die bidirektionale Verbindung der Netze in ETHOS.NESTOR modelliert, um elektrische Energie zwischen den Spannungsebenen übertragen zu können. Somit ist es möglich, dass der produzierte Strom dezentraler Anlagen entweder auf den höheren Netzebenen verbraucht oder in Zentralspeichern eingespeichert werden kann. Die Netzkomponenten des Strom-

sektors werden als Umwandler-Komponenten des FINE-Frameworks abgebildet. Für diese werden in der Modellierung von ETHOS.NESTOR Betriebskosten und Netzverluste berücksichtigt. Die dafür notwendigen Parameter wurden aus dem Monitoringbericht 2017 [289] bestimmt. Aus diesem Daten ergeben sich Kosten für das Übertragungsnetz von 5,7 €/MWh und Übertragungsverluste von 1,5%. Auf der Verteilnetzebene fallen Kosten von 13 €/MWh und Übertragungsverluste von 3,5% an. Diese Einflussgrößen werden über den gesamten zeitlichen Horizont der Modellierung als konstant angenommen.

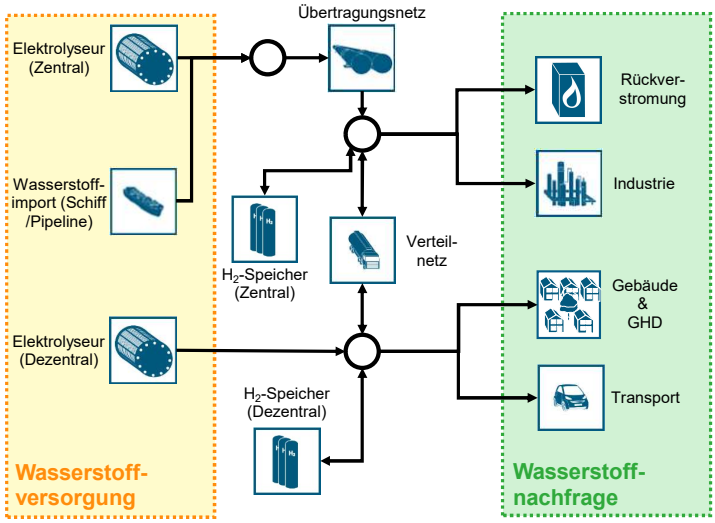

Abbildung 3.2: Status Quo der Wasserstoffinfrastruktur in ETHOS.NESTOR

In ETHOS.NESTOR wird bei der Abbildung einer Wasserstoffinfrastruktur ebenfalls zwischen einem Übertragungs- und Verteilnetz unterschieden. Dabei werden drei Ein- und Ausspeisepunkte definiert, die jeweils von den Netzabschnitten getrennt werden. Das Übertragungsnetz wird dabei über Wasserstoffimporte oder zentrale Elektrolyseure gespeist. Beim Import wird dabei zwischen grünem und blauem Schiffsimport sowie grünem Import per Rohrleitung unterschieden. Das Übertragungsnetz versorgt direkt die Großverbraucher von Wasserstoff im Umwandlungs- und Industriesektor. Das Verteilnetz leitet den Wasserstoff zu den weiteren Nachfragen in Gebäude- und Verkehrssektor. Da die Elektrolyseure auch dezentral organisiert werden können, ist auch der Wasserstofftransport von diesen kleinen Erzeugungsanlagen hin zum Umwandlungs- und Industriesektor möglich. Somit ist das Verteilnetz im Gegensatz zum Übertragungsnetz bidirektional nutzbar. Zum Schluss stehen bei der Modellierung der beiden Netzstufen auch Speicher für die zeitliche Flexibilität zur Verfügung. Die Netzkomponenten in ETHOS.NESTOR werden als Umwandler-Komponenten des FINE-Frameworks abgebildet. Dabei wird ausschließlich der Neubau von Wasserstoffinfrastrukturen modelliert, eine Umstellung von Erdgasleitungen ist nicht berücksichtigt [92]. Die Kosten werden in den beiden Netzabschnitten über den jeweiligen Wasserstoffdurchsatz bestimmt. Dabei handelt es sich bei der Netzberücksichtigung um eine aggregierte Modellierung. Je mehr Wasserstoff von der Netzkomponente übertragen wird, desto höher die Kosten. Damit wird der Ausbau des Netzes

implizit über den maximalen Wasserstoffdurchsatz bestimmt. Die Kosten orientieren sich dabei an den Arbeiten von Robinius (2015 und 2018) [58, 290], wobei dieser lediglich eine Wasserstoffinfrastruktur für den Verkehrssektor berechnet. In den Ergebnissen dieser Studien ergeben sich Kosten von 20 €/MWh für das Übertragungsnetz und 18 €/MWh für das Verteilnetz.

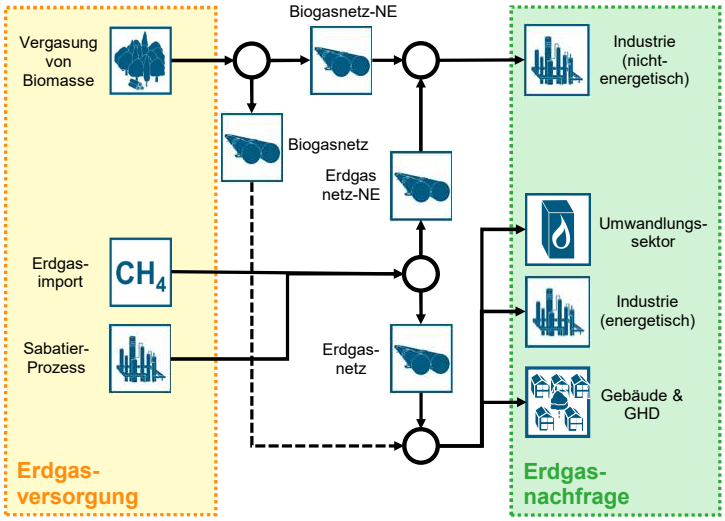

Abbildung 3.3: Status Quo der Erdgasinfrastruktur in ETHOS.NESTOR

Im Vergleich zur Strom- und Wasserstoffinfrastruktur wird das Erdgasnetz nicht in Übertragungs- und Verteilnetz differenziert, sondern zwischen energetischem Verbrauch und nicht-energetischen Industrienachfragen sowie fossilem Erdgas und Bio-Methan unterschieden. Es werden bei der Modellierung des Gasnetzes zwei Einspeisepunkte definiert, welche entweder mit fossilem Erdgas oder Biogas versorgt werden. Des Weiteren sind für die Nachfragen ebenfalls zwei Ausspeisepunkte im Modell hinterlegt. Diese stellen Gas zum einen für die nicht-energetischen Industrienachfragen und zum anderen für den energetischem Verbrauch der Nachfragesektoren zur Verfügung. Die Ein- und Ausspeisepunkte sind jeweils über das Netz für fossiles Erdgas und Biogas miteinander verbunden. Die beiden Gastypen können damit beide für energetische und nicht-energetische Nachfragen genutzt werden. Zwischen den Ein- und Ausspeisepunkten ist das Erdgasnetz durch vier Umwandler-Komponenten des FINE-Frameworks im Modell abgebildet. Es handelt sich bei diesen vier Modellelementen um eine vereinfachte Abbildung des gleichen realen Gasnetzes in Deutschland. Dementsprechend sind auch die spezifischen Kosten dieser Komponenten identisch. Genau wie bei der Wasserstoffnetzbetrachtung wird der Ausbau dieses Netzes implizit über jeweiligen maximalen Durchsatz an Gas bestimmt. Die Kosten dafür stammen von Fernleitungs- und Verteilnetzbetreibern des Monitoringberichts (2017) [289] und setzen sich mit 3,46 Mrd.€ aus jährlichen Investitionen und Aufwendungen für das Jahr 2013 zusammen. Zusammen mit dem Erdgasverbrauch desselben Jahres aus Daten der AG Energiebilanzen [291] belaufen sich die spezifischen Kosten auf einem Wert von 5,9 €/MWh [92].

Des Weiteren werden auch die einzelnen hinterlegten Techniken im NESTOR-Modell vereinfachend zu einer Komponente zusammengefasst, die repräsentativ für alle installierten Techniken dieses Typs in Deutschland stehen. Dadurch sind beispielsweise nicht die einzelnen Stahlwerke aus dem statistischen Jahrbuch der Stahlindustrie [292] im Modell hinterlegt, sondern nur ein Stahlwerk samt Hochofenprozess, welches die gesamte Stahlproduktion der Route in Deutschland abbildet. Problematisch wird dieser Ansatz bei der Modellierung von erneuerbaren Energien, da für die Techniken in Deutschland regional unterschiedliche Einspeisezeitreihen vorliegen. Zur Lösung dieser Problematik werden in ETHOS.NESTOR für die Abbildung von den erneuerbaren Energien Wind und PV sogenannte Pseudo-Regionen nach Palzer (2016) [122] verwendet. Der pseudo-regionale Modellierungsansatz berücksichtigt räumliche Charakteristika ausschließlich für volatile erneuerbare Energien wie beispielsweise unterschiedliche Volllaststunden von Windenergieanlagen im Norden und Süden Deutschlands. Aus Gründen der Komplexität und der Rechenzeit bleiben alle anderen Komponenten des Energiesystems von diesem Ansatz unverändert [92].
Zur Berechnung des Transformationspfades wird in ETHOS.NESTOR ein myopischer backcasting Ansatz verwendet. Dieser wurde bereits in Kapitel 2 eingehend beschrieben. Weiterhin wird myopische Transformationspfadanalyse des NESTOR-Modells in der Arbeit von Lopion [92] im Detail beschrieben.
Das Modell ETHOS.NESTOR mit seiner detaillierten Modellierung aller relevanten Sektoren des ganzheitlichen Energiesystems wurde bereits zur Berechnung zahlreicher Studien eingesetzt, dabei unter anderem Robinius et al. (2020) [293] und Stolten et al. (2021) [91].

3.3 Energiesystemmodell ETHOS.Infrastucture

ETHOS.Infrastucture ist ein Energiesystemmodell, welches eine multiregionale Abbildung und anschließende Optimierung des deutschen Umwandlungssektors ermöglicht. Dabei setzt das Modell auf eine integrierte Infrastrukturplanung, die gleichzeitig alle Energieinfrastrukturen in den Blick nimmt. Der grundlegende Aufbau des Modells wurden von Welder (2020) [55] und Groß (2022) [17] entwickelt.
Auch ETHOS.Infrastructure ist, ebenfalls wie ETHOS.NESTOR, ein Modell, das mit Hilfe des FINE-Frameworks erstellt wird. Das lineare Optimierungsmodell berechnet dabei den Ausbau und den Betrieb der verschiedenen hinterlegten Techniken für das deutsche Energiesystem. Dabei werden ebenfalls für ETHOS.Infrastructure alle Komponenten zur Abbildung des Umwandlungssektors der deutschen Energieversorgung inklusive ihrer techno-ökonomischen und regionalspezifischen Parameter in einer Datenbank hinterlegt. Zu diesen Techniken zählen unter anderem konventionelle Kraftwerke, verschiedene Arten von Speichern, erneuerbare Energien und Transportinfrastrukturen. Die Zielfunktion legt wie auch bei ETHOS.NESTOR das System hinsichtlich der Minimierung der jährlichen Gesamtsystemkosten aus. Durch die Berücksichtigung eines multiregionalen Aufbaus des Modells ändert sich im Vergleich zu ETHOS.NESTOR die Zielfunktion um einen regionalen Index ($l \in L$), und die Berücksichtigung von interregionalen Übertragungstechniken ($z \in Z$) wie in Gleichung 3.5 dargestellt.

$$\begin{aligned}\min f(P,\dot{P}) = \min \sum_{l\in L}\sum_{y\in Y} Invest_{0,y}\cdot(ANN_{n,i,y}+OPEX_{fix,y})\cdot P_{y,l}+\\ \sum_{l\in L}\sum_{y\in Y}\sum_{t\in T} OPEX_{var,y}\cdot \dot{P}_{y,l,t}\cdot\Delta t+\\ \frac{1}{2}\cdot\sum_{l\in L}\sum_{l'\in L}\sum_{z\in Z} Invest_{0,z}\cdot(ANN_{n,i,z}+OPEX_{fix,z})\cdot P_{y,l,l'}+\\ \sum_{l\in L}\sum_{l'\in L}\sum_{z\in Z}\sum_{t\in T} OPEX_{var,y}\cdot\dot{P}_{y,l,l,t}\cdot\Delta t\end{aligned} \tag{3.5}$$

Somit werden die jährlichen Gesamtsystemkosten des Energiesystemmodells nicht nur über alle Techniken und Zeitschritte minimiert, sondern auch über alle berücksichtigten Regionen. Durch die Modellierung aller relevanten Transportinfrastrukturen sind in ETHOS.Infrastructure Analysen und Auswertung hinsichtlich Sektorenkopplungseffekten möglich.
Anders als ETHOS.NESTOR stellt ETHOS.Infrastructure ein räumlich aufgelöstes Modell von Deutschland dar. Dabei wird die Anzahl der Regionen variabel an die jeweilige Fragestellung angepasst. Die größtmögliche Auflösung wird dabei durch die 475 Knoten des deutschen Höchstspannungsstromnetzes gegeben, wobei als Ausgangspunkt das Netz des Netzentwicklungsplans 2030 in der Version des Jahres 2019 [294, 295] verwendet wird. Da die Komplexität des Optimierungsproblems und die Rechenzeit abhängig von der Anzahl der berücksichtigten Regionen ist, können die Regionen zu einer jeweils definierten regionalen Auflösung zusammengefasst werden, um damit die Modellgröße zu reduzieren. Die Netzknoten und dementsprechend das Stromnetz werden bei der Generierung des Modells entsprechend der gewählten regionalen Auflösung eingegliedert. Dazu sind in Abbildung 3.4 verschiedene regionale Auflösungen, welche sich aus der Zusammenfassung des Stromnetzes von ETHOS.Infrastructure ergeben.

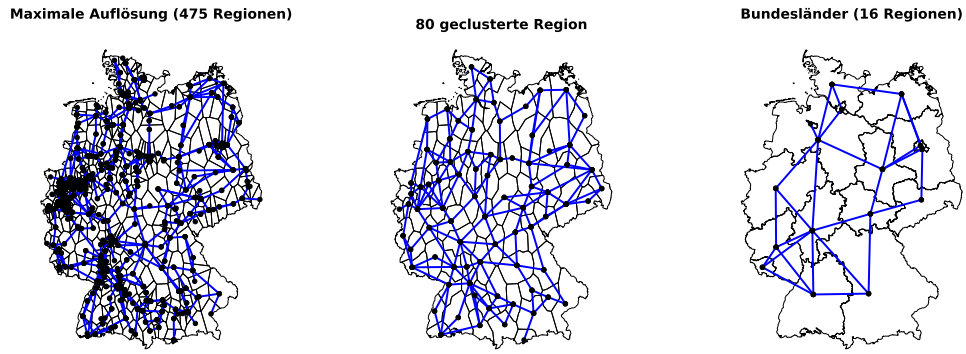

Abbildung 3.4: Stromnetzmodellierung in ETHOS.Infrastructure bei verschiedenen räumlichen Auflösungen

Zusätzlich werden die Eingangsdaten der abgebildeten Techniken ebenfalls an die jeweilige räumliche Auflösung angepasst. Dazu zählen unter anderem die theoretisch maximalen Potenziale von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, Speicherpotenziale oder Umrüstungspotenziale von Was-

serstoffinfrastrukturen zwischen den Regionen.
ETHOS.Infrastructure rechnet keine Transformationspfade über definierte Zeiträume. Stattdessen werden einzelne Zeitpunkte optimiert, um dann Aussagen zu der jeweiligen Entwicklung des Energiesystems zu treffen. Beispielsweise berechnet Groß (2022) [17] ETHOS.Infrastructure mit 80 definierten Regionen und optimiert jeweils die Jahre 2030 und 2050. Bei diesen Analysen werden Aussagen über die kurzfristige und die langfristige Entwicklung des Systems getroffen. Nachteilig bei dieser Betrachtung ist jedoch, dass die beiden optimierten Jahre 2030 und 2050 keinen Bezug zueinander haben und nicht aufeinander aufbauen. Somit wird der Ausbau von Techniken im Jahr 2030 nicht bei der Optimierung des Jahrs 2050 berücksichtigt. Besonders um den Hochlauf und phasenweisen Ausbau von neuen Techniken wie einer Wasserstoffleitungsinfrastruktur oder Wasserstoffgasturbinen zu analysieren, ist diese Methodik unvorteilhaft. ETHOS.Infrastructure hat genau wie ETHOS.NESTOR eine stündliche Auflösung mit 8760 Zeitschritten pro Jahr. Die räumliche und zeitliche Auflösung sowie das sektorale Detail führen, wie bereits in Kapitel 2 beschrieben, zu einer großen Konnektivität und Größe des Modells und damit zu einer einhergehenden hohen Modellkomplexität. Damit ist es je nach räumlicher Auflösung erforderlich, die zeitliche Auflösung mit der Methode der Zeitreihenaggregation von Kotzur et al. (2018) [285, 286] als Typperioden zu approximieren, um die Rechenzeit des Optimierungsproblems von ETHOS.Infrastructure zu verringern.
Im Vergleich mit ETHOS.NESTOR handelt es sich bei ETHOS.Infrastructure um ein reduziertes Energiesystemmodell, welches nur einen Teil der deutschen Energieversorgung in den Fokus nimmt. Dabei wird ausschließlich der Umwandlungssektor explizit abgebildet und ist entsprechend Teil der Lösung durch die Optimierung des Ausbaus und Betriebs des Energiesystems. Somit werden exklusiv für diesen Sektor Strategien zur Treibhausgasreduktion berechnet. Die Endenergienachfragen Strom, Erdgas und Wasserstoff der Verbrauchssektoren Industrie, Gebäude und Verkehr werden dem Modell als exogene zeitabhängige Parameter vorgegeben. Die einzelnen Endenergienachfragen werden als Nachfrageprofile für jede Modellregion aus den Optimierungsergebnissen der Endverbrauchssektoren von ETHOS.NESTOR abgeleitet. Die Methodik dieser Modellschnittstelle wird nochmals detailliert in Abschnitt 3.4.3 beschrieben. Alle Nachfragen in den berücksichtigten Regionen werden über Senken-Komponenten des FINE-Frameworks im System abgebildet.
In ETHOS.Infrastructure werden alle relevanten Transportinfrastrukturen einer ganzheitlichen Energiewirtschaft abgebildet. Dabei werden das Übertragungsnetz für den Transfer von elektrischer Energie und Rohrleitungsnetze für den Transport von Erdgas beziehungsweise Wasserstoff berücksichtigt. Dabei ist es wichtig zu beachten, dass eine höhere räumliche Auflösung des Energiesystemmodells zu einer genaueren Modellierung von Infrastrukturen führt. Innerhalb der einzelnen Regionen von ETHOS.Infrastructure werden keine zusätzlichen Verteilinfrastrukturen modelliert, was zur Folge hat, dass in jeder Region ein verlustfreier Transport der Energieträger erfolgt. Für Strom bedeutet dies, dass jede einzelne Region des Modells als Kupferplatte abgebildet ist.
Das Stromnetz bildet, wie bereits beschrieben, die Basis der maximalen räumlichen Auflösung von ETHOS.Infrastructure. Dabei wird dies grundlegend in ein Gleichstrom- und ein Wechselstromnetz eingeteilt. Im Rahmen dieser Arbeit wird exklusiv das Höchstspannungsnetz zu Übertragung von elektrischer Energie betrachtet. Bei der Modellierung des Wechselstromnetzes kommt die LOPF-Komponente des FINE-Frameworks zum Einsatz. Die Aggregation des Wechselstromnetzes zu einer definierten räumlichen Auflösung erfolgt nach der Methodik von Hörsch und Brown (2017) [296].

Dabei werden die jeweiligen Übertragungsleistungen der einzelnen Trassen, die zwei Regionen miteinander verbinden, zu einer gemeinsamen Ersatzübertragungsleistung aufsummiert. Die modellierten Blindwiderstände der betrachteten Trassen werden als parallel verschaltet angesehen, womit sich ebenfalls ein totaler Ersatzblindwiderstand bildet. Mit diesen Werten werden dann die aggregierten Wechselstromleitungen abgebildet. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im System wird das (n-1)-Kriterium approximiert modelliert, indem maximal 70 % der nominalen Übertragungsleistung der einzelnen Verbindungen genutzt wird [55, 297]. Das Gleichstromnetz wird modelliert, um den erzeugungsstarken Norden mit den verbrauchsintensiven Süden und Westen Deutschlands zu verbinden. Bei diesen Komponenten kann die volle Übertragungskapazität genutzt werden und es werden zudem keine Übertragungsverluste zwischen den Regionen abgebildet. Die Gleichstromübertragungsleitungen werden als Überträger-Komponenten in ETHOS.Infrastructure modelliert, was einen endogenen Ausbau ermöglicht und diese Komponenten somit zum Teil der Optimierungslösung macht.
Auch bei maximaler Auflösung des Modells mit 475 Regionen wird nicht die exakte Trassenführung abgebildet, da die Entfernungen zwischen den Netzkonten lediglich als euklidische Punkt-zu-Punkt-Verbindungen vorliegen. Aus diesem Grund, um eine realistischere Trassenführung zu berücksichtigen, wird die Länge der Leitungen um einen Umwegefaktor von 25 % erhöht [17, 55, 298].
Die Abbildung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen wird in ETHOS.Infrastructure auf das Hochdrucknetz limitiert. Wie bereits erläutert werden exklusiv Rohrleitungstransporte für die Übertragung von Erdgas und Wasserstoff berücksichtigt. In das Modell wird dabei der Datensatz des VGE-Netzes [299] implementiert, welcher Informationen über das existierende Erdgasnetz beinhaltet. Dabei sind unter anderem Leistungslänge, Streckenführung und Rohrleistungsdurchmesser im Datensatz enthalten [299]. Zur Ermittlung der jeweiligen Übertragungskapazitäten wird das VGE-Netz mit der jeweiligen räumlichen Auflösung Deutschlands überlagert. Die Summe der Rohrleitungen, die eine Grenze zwischen den Regionen schneiden, ergeben die maximale Übertragungskapazität des existierenden Netzes. Bei dieser Übertragungskapazität muss zwischen Erdgas und Wasserstoff unterschieden werden, da für diese jeweils unterschiedliche thermodynamische und fluiddynamische Parameter als Annahmen hinterlegt sind. Für die Übertragung von Erdgas wird angenommen, dass die durchschnittliche Fließgeschwindigkeit im deutschen Hochdrucknetz 10 m/s beträgt. Die Dichte von 55,35 kg/m3 wird von einen angenommen Betriebsdruck von 70 bar und einer Temperatur von 10 °C abgeleitet. Als unterer Heizwert werden 10 kWh/kg angenommen [17, 55]. Für Wasserstoff wird nach Baufume et al. (2013) [59] eine durchschnittliche Fließgeschwindigkeit von Wasserstoff im Hochdrucknetz von 15 m/s festgesetzt. Die Dichte des Wasserstoffes wird analog zu Erdgas von einem angenommen Betriebsdruck von 70 bar und einer Temperatur von 10 °C zu 5,7 kg/m3 abgeleitet. Der untere Heizwert von gasförmigem Wasserstoff beträgt 33,33 kWh/kg [17, 55]. Für jede Verbindungsleitung zwischen den Regionen wird mit diesen Werten und dem hinterlegten Rohrleitungsdurchmesser des VGE-Datensatzes die jeweilige Übertragungskapazität der Verbindung, wie in Gleichung 3.6 dargestellt, berechnet.

$$P_{l,l',type} = \sum_{l \in L} \sum_{l' \in L} \frac{d_{l,l'}^2 \cdot \pi}{4} \cdot \nu_{type} \cdot \rho_{type} \cdot H_{low,type} \tag{3.6}$$

Diese maximale Übertragungsleistung ist bei der Umwidmung von Erdgas- zu Wasserstoffnetzen

zu beachten und spielt keine Rolle bei neuen Netzerweiterungen. Neben der Nutzung bestehender Erdgasleitungen für Transport von Erdgas oder Wasserstoff ist auch eine Erweiterung des Netzes in ETHOS.Infrastructure in Form von Neubau als Teil des optimalen Energiesystems möglich. Dabei ist die Routenplanung und die sich daraus ergebende Leitungslänge dieser neuen Verbindungen ein essenzieller Punkt für die Optimierung des Systems. Die neuen potenziellen Leistungen sind, wie in der Arbeit von Baufume et al. (2013) [59], an die existierende Gastransportinfrastruktur angelehnt. Die Streckenführung wird nach der Methodik von Welder (2020) [55] berechnet. Dabei wird das Hochdruckgasnetz, hier das hinterlegte VGE-Netz, als Kandidatennetz für den potenziellen Neubau vorgegeben. Die Flächenschwerpunkte der modellierten Regionen dienen als Ausgangpunkte der Berechnung der neuen Verbindungsleitungen.
Die neuen Leitungsrouten werden über die der kürzesten Verbindungswege auf dem Kandidatennetz zwischen den betrachteten Regionen ermittelt. Zusätzlich wird diese Leitungslänge mit einem Umwegefaktor von 1,4 multipliziert [60]. Somit werden ETHOS.Infrastructure drei Optionen gegeben für die Modellierung der Netze für Erdgas und Wasserstoff:

Wasserstoffnetz Neubau: Neue Verbindungen zwischen den Regionen für den Transport von Wasserstoff werden ausgebaut.

Erdgasnetz Neubau: Neue Verbindungen zwischen den Regionen für den Transport von Erdgas werden installiert.

Umwidmung von Erdgasnetz zu Wasserstoffnetz: Bestehende Rohrleitungen, die bisher für Erdgastransport verwendet werden, können auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden. Die Übertragungsleistung für Erdgas steht danach nicht mehr zu Verfügung.

Neben dem Transport durch Deutschland spielt der Import der Energieträger besonders im Bereich Wasserstoff eine wichtige Rolle für die Berechnung des zukünftigen Energiesystems. Dabei wird beim Wasserstoff zwischen flüssigem Import via Schiff und gasförmigem Import über Rohrleitungen unterschieden. In der aktuellen Modellierung von ETHOS.Infrastructure sind für den flüssigen Import die drei potenziellen Standorte für LNG-Terminals in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshafen implementiert. Gasförmiger Wasserstoff kann über drei weitere Grenzübergänge des Netzes aus den Niederlanden importiert werden. Geografisch gesehen liegen diese Punkte in den Gemeinderegionen Aachen und Südlohn in Nordrhein-Westfalen und Bunde in Niedersachsen. Die potenziellen Importkapazitäten sind im Modell als Koordinatenpunkte hinterlegt und werden je nach räumlicher Auflösung der jeweiligen Region zugeordnet, in welcher die Koordinatenpunkte liegen. In dieser Region wird der Import als eine Quellen-Komponente des FINE-Frameworks berücksichtigt.
Das Modell ETHOS.Infrastructure wurde bereits mit seinem flexiblen regionalen Modellierungsansatz zur Berechnung von zahlreichen Studien und Projekten eingesetzt, darunter Cerniaus et al. (2021) [54], Stolten et al. (2021) [91] und Robinius et al. (2022) [300].

3.4 Erweiterung der Modellierung

Aus den Analysen zu Transportinfrastrukturen in relevanten Energiesystemmodellen geht aus Kapitel 2 hervor, dass drei verschiedene Arten der Infrastrukturabbildung für die Modellierung verwendet werden. Des Weiteren wird in diesen Analysen festgestellt, dass die betrachteten Energiesystemmodelle neben einen integrierten Ansatz zur Infrastrukturabbildung auch auf Modellkopplungen zugreifen, um den Transformationspfad der jeweiligen Fragestellung zu berechnen. Im ersten Schritt der Weiterentwicklung ist somit zu klären, welche Art der Abbildung in den weiteren Analysen zur Anwendung kommt und welche Auswirkungen dies auf das integrierte Energiesystemmodell ETHOS.NESTOR und das ETHOS.Infrastructure-Modell hat. Somit wird zuerst bei der Weiterentwicklung zur genaueren Abbildung von Infrastrukturen zwischen Modellintegration und Modellkopplung unterschieden. Im Folgenden werden diese beiden Ansätze beschrieben sowie Vor- und Nachteile für die beschriebenen Modelle erörtert.

Modellintegration: Bei der Modellintegration ist es lediglich notwendig, eines der beiden beschriebenen Modelle zu verwenden, da dieses dann alle relevanten Aspekte eines Energiesystems integriert und in dessen modelltechnischen Ansatz vereint. Bei ETHOS.NESTOR müssen dafür explizite Infrastrukturen via Überträger-Komponenten in das System eingebunden werden. Dies führt zu einer regionalen Auflösung des gesamten Modells. Neben den verschiedenen Längen, Routen und Übertragungskapazitäten der Infrastrukturen lassen sich mit diesem Ansatz auch weitere regionale Randbedingungen wie erneuerbare Potenziale oder lokale Nachfragen betrachten. Mit einer Modellintegration lässt sich eine ganzheitliche sektorengekoppelte Berücksichtigung des Energiesystems mit einer integrierten Infrastrukturplanung realisieren, um damit potenzielle Handlungsempfehlungen für die Politik abzuleiten. Die regionale Auflösung von ETHOS.NESTOR bedingt allerdings auch, dass die Sektoren des Energiesystems regional aufgelöst werden müssen. Dies stellt das Datenmanagement vor neue Herausforderungen, da die aktuelle Datenbank von ETHOS.NESTOR ausschließlich Deutschland als Gesamtsystem betrachtet und keine regionalen Aspekte berücksichtigt. Daraus folgt, dass eine regionale Auslösung des Modells zu Nachteilen in der Datenverfügbarkeit führt, da diese Größen zum aktuellen Zeitpunkt nicht vorhanden sind. Des Weiteren ist, sollten die beschriebenen Herausforderungen überwunden werden, nicht sichergestellt, dass dieses regional aufgelöste ETHOS.NESTOR mit seiner aktuellen Modellierung dazu im Stande ist, den Transformationspfad in hinreichender Zeit zu lösen. Grund dafür ist die beschriebene Modellkomplexität von Kotzur et al. (2020) [267] und der analysierte Trade-Off zwischen der zeitlichen und räumlichen Auflösung, sowie dem sektoralen Detail. Zudem ist es auch möglich, in das bereits räumlich aufgelöste Modell ETHOS.Infrastructure ein höheres sektorales Detail der Nachfragesektoren zu modellieren. Letztendlich für dies aber zu den gleichen Nachteilen und Herausforderungen wie eine Regionalisierung von ETHOS.NESTOR.

Modellkopplung: Bei der Modellkopplung von Infrastrukturen wird von vornherein von der Nutzung beider Modelle ausgegangen, um die jeweiligen Vorteile nutzen zu können, ohne dabei die Grenzen der Komplexität zu verletzen. Jedoch ergeben sich auch bei einer Modellkopplung von zwei Energiesystemmodellen diverse Herausforderungen. Dabei ist es zum einen notwendig, die hinterlegten Daten und Techniken beider Modelle aufeinander anzupassen, dass diese mit einem

kompatiblen Rahmendatensatz arbeiten und somit in der Lage sind, konsistent abgestimmte Ergebnisse zu berechnen. Zum anderen ist die Entwicklung von Modellschnittstellen zwischen diesen Systemen notwendig, da die Modelle ihre Optimierungsergebnisse als exogene Parameter dem jeweils anderen Modell zur Verfügung stellen müssen. Dabei ist vor allem die unterschiedliche räumliche Auflösung zu beachten. Daraus ergibt sich, dass berechnete Ergebnisse aus ETHOS.NESTOR jeweils räumlich disaggregiert werden müssen und für die Ergebnisse aus ETHOS.Infrastructure ein Aggregationsverfahren für räumlich aufgelöste Transportinfrastrukturen entwickelt werden muss. Für die Berücksichtigung der explizit berechneten Infrastrukturen, die in ETHOS.Infrastructure mit Überträger-Komponenten modelliert werden, stellt dieses Verfahren sicher, dass der Ausbau konsistent in der Umwandler-Komponente abgebildet wird, mit der in ETHOS.NESTOR Infrastrukturen modelliert werden. Vorteilhaft bei dieser Modellierung ist, dass in beiden Modellen die grundsätzliche Modellierung nicht verändert wird und somit das Datenmanagement vor keine Herausforderungen gestellt ist. Zudem ist in Betrachtung des Komplexitätsaspekts sichergestellt, dass die Kopplung der Modelle den Transformationspfad des Energiesystems in hinreichender Zeit löst, da die Modelle jeweils einzeln eine hinreichend kurze Rechenzeit aufweisen, die sich bei der Kopplung lediglich addieren. Mit der Modellkopplung ist im Vergleich zur Modellintegration ein ganzheitlicher sektorengekoppelter Transformationspfad mit integrierter Infrastrukturplanung zu realisieren. Auch mit diesem Ansatz lassen sich potenzielle Handlungsempfehlungen für Politik, Wirtschaft und andere Interessensgruppen ableiten.

Mit der Realisierung von beiden Ansätzen entsteht ein System zur ganzheitlichen Modellierung der deutschen Energieversorgung mit integrierter Infrastrukturplanung. Die Modelle haben sowohl Vorteile als auch Nachteile hinsichtlich ihrer Modellierung, um gegebene Fragestellungen zu beantworten und Aspekte eines Energiesystems zu analysieren. Aus den Beschreibungen des jeweiligen Modellierungsansatzes geht hervor, dass die Symbiose der detaillierten räumlichen, zeitlichen und sektoralen Aspekte in einem integrierten Modell aus Komplexitätsgründen nicht möglich ist. Dabei ist der primäre Komplexitätsvorteil einer Modellkopplung zu beachten, welcher in der Lösbarkeit des Modells in akzeptabler Zeit liegt. Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Arbeit die Modellkopplung beider Systeme einer Modellintegration vorgezogen, um die jeweiligen Vorteile von beiden Modellen in einem Transformationspfad abzubilden. Daraus ergibt sich dementsprechend die Frage, welche Art der Modellkopplung bei der Verbindung von zwei verschiedenen Energiesystemmodellen zur Anwendung kommt. In Kapitel 2 wird dazu zwischen Ansätzen zum Soft-Linking und Hard-Linking unterschieden. Groß [17] beschreibt in ihrer Arbeit bereits eine modelltechnische Methodik zum Soft-Linking zwischen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure. Dabei werden die Optimierungsergebnisse der Arbeit von Kullmann [93] als Eingangsdaten für das auf 80 Regionen aufgelöste ETHOS.Infrastructure-Modell exogen vorgegeben. Dieser Soft-Linking-Ansatz ist dabei insoweit von Vorteil, da Groß in ihrer Arbeit mit den Jahren 2030 und 2050 lediglich zwei Zeitpunkte betrachtet, die jeweils unabhängig voneinander berechnet werden. Außerdem wird keine Rückkopplung in diesem Modellkopplungsansatz berücksichtigt. Für die Berechnung des Transformationspfades kommt in ETHOS.NESTOR ein Myopic-foresight-Ansatz zum Einsatz, bei dem jedes Stützjahr sequenziell berechnet wird. Für diesem Ansatz bietet sich ein Hard-Linking zwischen den Modellen an, da nach jedem dieser optimierten Stützjahre eine Berechnung der Infrastrukturen dieses Zeitschritts in ETHOS.Infrastructure erfolgen kann. Dies ermöglicht Analysen und Bewertungen des Hochlaufs

von Infrastrukturen sowohl in ETHOS.Infrastructure als auch abgeleitet in ETHOS.NESTOR. Das Hard-Linking zwischen den Stützjahren hat zudem den Vorteil, dass die berechneten Infrastrukturen direkt aggregiert an ETHOS.NESTOR übertragen werden können, so dass eine Berücksichtigung noch im selben Zeitschritt der Transformation möglich ist. Im Vergleich dazu wird bei einem Soft-Linking-Ansatz zuerst die Transformation des Energiesystems in ETHOS.NESTOR berechnet und im zweiten Schritt die zugehörige Infrastrukturentwicklung mit ETHOS.Infrastructure. Die Einflüsse des Infrastrukturhochlaufs auf das NESTOR-Modell sind bei diesem Ansatz nicht möglich. Eine Perspektive besteht darin, den Transformationsprozess von ETHOS.NESTOR nochmals nachgeschaltet zur Infrastrukturmodellierung zu berechnen. Das Hard-Linking ist des Weiteren vorteilhaft, um eine Iteration zwischen den Modellen in jedem Zeitschritt zu berechnen. Grund für ein solches Verfahren ist die gegenseitige Abhängigkeit der beiden Modelle zueinander. Der Infrastrukturausbau in ETHOS.Infrastructure ist abhängig vom gesamten optimierten Systemdesign in ETHOS.NESTOR. Dieses ist wiederum abhängig von dem jeweilig optimierten Infrastrukturausbau in ETHOS.Infrastructure. Somit ist es für jeden Zeitschritt erforderlich, beide Systeme konsistent unter Einbeziehung eines geeigneten Abbruchkriteriums des Residuums zu berechnen. Im Vergleich dazu ist bei einem Perfect-foresight-Ansatz ein Soft-Linking-Ansatz unvermeidbar, da alle betrachteten Stützjahre des Energiesystemmodells über den gesamten zeitlichen Horizont simultan berechnet werden und keine Optimierung des Infrastrukturausbaus zwischen den Zeitschritten berechnet werden kann. Aus diesem Grund wird für diese Arbeit ein iterativer Hard-Linking-Ansatz mit Rückkopplung für die modelltechnische Kopplung der Energiesystemmodelle ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure gewählt. Zur besseren Verdeutlichung des Hard-Linking-Ansatzes ist in Abbildung 3.5 die schematische Kopplungsmethodik des Transformationspfades dargestellt.

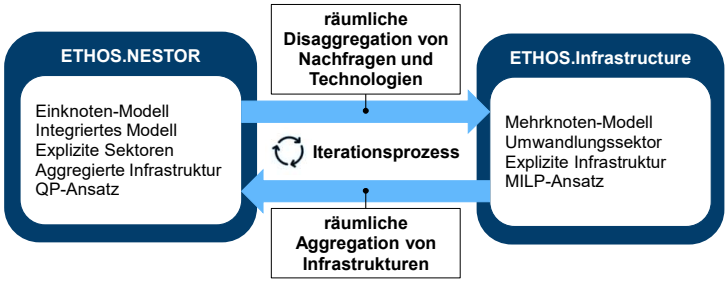

Abbildung 3.5: Modellkopplungsansatz ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure

Für die Realisierung dieser Modellkopplung ist es notwendig, die beschriebenen Energiesystemmodelle ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure weiterzuentwickeln und die sich daraus ergebenden Herausforderungen und Probleme zu lösen. Ein entscheidender Punkt ist dabei konsistente Annahmen und Randbedingungen für beide Modell zu verwenden. Dies ist vor allem bei den Austauschparametern zu beachten. Für diesen Austausch gilt es Modellkopplungsschnittstellen zu entwickeln, die automatisch im iterativen Transformationsprozess die jeweilig definierten Modellergebnisse als exogene Parameter erfassen, bearbeiten und den Modellen bereitstellen.

3.4.1 Weiterentwicklungen ETHOS.NESTOR

Die Herausforderungen im Ein-Knotenenergiesystemmodell ETHOS.NESTOR bestehen primär darin, die Auswirkungen von regional aufgelösten Infrastrukturen konsistent aus dem Mehr-Knotenmodell ETHOS.Infrastructure zu berücksichtigen. Ziel bei der Weiterentwicklung des NESTOR-Modells ist es, die Infrastrukturberücksichtigung zu verbessern, um damit eine genauere Analyse des Transformationspfades des Energiesystems für Deutschland zu berechnen. Dabei muss im ersten Schritt die Abbildung der Strom-, Wasserstoff- und Erdgasinfrastrukturen vervollständigt werden. Die Modellierung der Stromnetze erfolgt im aktuellen Modell lediglich auf der Übertragungs- und Verteilnetz-ebene. Weiterhin wird bisher lediglich ein Neubau von Wasserstoffnetzen berücksichtigt und das Erdgasnetz ist nicht in ein Übertragungs- und ein Verteilnetz aufgeteilt. Zur Lösung dieser Vereinfachungen werden in den folgenden Unterkapiteln die Erweiterungen der relevanten Infrastrukturen sowie die Modellkopplung mit ETHOS.Infrastructure diskutiert und erläutert.

Erweiterung des Stromnetzes

Die Modellierung des Stromnetzes erfolgt aktuell lediglich auf Übertragungs- und Verteilnetzebene [92]. In der weiteren Modellierung sollen diese Netzebenen weiter aufgeschlüsselt werden, um die realen Spannungsebenen abzubilden. Diese Aufteilung orientiert sich dabei an Kattelmann (2023) [301], welcher Erdgasnetze anhand der verschiedenen Nachfragesektoren unterteilt. Daraus ergibt sich, dass je nach betrachtetem Sektor unterschiedliche Kosten für den Transport gezahlt werden müssen. Dementsprechend ist es erforderlich, dass die Versorgungs- und Nachfragetechniken in ETHOS.NESTOR auf diese neuen Spannungsebenen angepasst werden. Die Remodellierung des Stromsektors im Zusammenhang mit der jeweiligen Versorgung und Nachfrage ist in Abbildung 3.6 dargestellt.

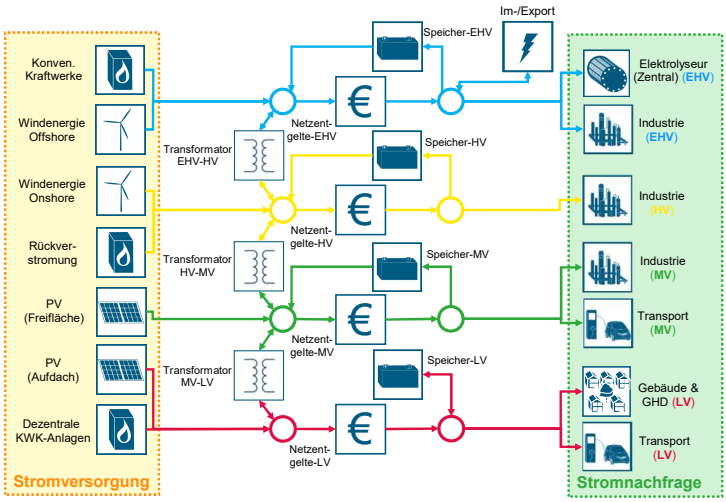

Abbildung 3.6: Erweiterung der Modellierung von Stromnetzen (Höchst-(220/380kV), Hoch-(110kV), Mittel-(220/380kV), und Niederspannung (400V)

Die neuen Spannungsebenen richten sich nach den ausführlichen Erläuterungen des Stromnetzes in Kapitel 2.1.1. Dementsprechend wird das Modell um die Ebenen von Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung erweitert. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden diese Spannungsebenen zu EHV (Extra High Voltage), HV (High Voltage), MV (Medium Voltage) und LV (Low Voltage) abgekürzt. Für jede Spannungsebene werden außerdem ein Einspeise- und ein Ausspeisepunkt definiert, welche genutzt werden, um die jeweiligen Versorgungs- und Nachfragetechniken aus ETHOS.NESTOR mit der neuen Modellierung des Stromsektors zu koppeln. Zwischen dem Einspeisepunkt und dem Ausspeisepunkt werden die Netzkosten als Netzentgelte zur Nutzung der jeweiligen Spannungsebene abgebildet. Somit fallen nur Netzkosten an, wenn Endverbraucher elektrische Energie aus dem Netz für den Betrieb ziehen. Weiterhin werden die elektrischen Energiespeicher den verschiedenen Spannungsebenen zugeordnet. Dabei werden zentrale Speicher wie Pumpspeicher der EHV- und HV-Ebene und dezentrale Speicher wie batterieelektrische Fahrzeuge der LV-Ebene zugeordnet. Schließlich werden zur Verbindung der Spannungsebenen bidirektionale Transformatoren verwendet, um die Umspannung der einzelnen Spannungen untereinander und die damit verbundenen Verluste zu modellieren.

Um die sektoralen Nachfragetechniken den jeweiligen Spannungsebenen zuzuordnen, werden verschiedene Methoden verwendet. Für Techniken, die nur an einzelnen Standorten in Deutschland vorkommen, werden die Netzanschlüsse dieser Standorte überprüft und diese Techniken daraus folgend dem Ausspeiseknoten der jeweiligen Spannungsebene zugeordnet. Die relevanten Stahlwerke in Deutschland befinden sich beispielsweise in Duisburg, Dillingen/Saar und Salzgitter. Diese Produktionsstandorte sind alle mit einer Spannung von 220 kV an das Höchstspannungsnetz angeschlossen [302, 303] und sind dementsprechend der EHV-Ebene zuzuordnen. Dieses Vorgehen wird zu einer Herausforderung, wenn Produktionsstandorte einer bestimmten Nachfragetechnik real an unterschiedlichen Spannungsebenen angeschlossen sind. In diesem Fall ist es notwendig, zusätzlich den Stromverbrauch oder die Menge der produzierten Güter zu überprüfen, um zu bestimmen, welcher Spannungsebene die Technik zuzuordnen ist. So sind zum Beispiel die Aluminiumhütten in Norf, Essen und Voerde an das 220 kV-Höchstspannungsnetz angeschlossen, während die Hütte in Hamburg nur an das 110 kV-Hochspannungsnetz angeschlossen ist [303]. Da die jährliche Aluminiumproduktion von 479 kt in den Hütten mit 220 kV-Anschluss deutlich höher ist als die 130 kt in der Hütte mit 110 kV-Anschluss, werden die modellierten Techniken der Aluminiumproduktion der EHV-Ebene zugeordnet [304]. Für Unternehmen des Mittelstandes, bei denen eine exakte Erfassung des Stromverbrauchs oder der produzierten Gütermenge aufgrund der Vielzahl der am Markt agierenden Unternehmen nicht möglich ist, wird von einer Stromversorgung auf der MV-Ebene ausgegangen. Für Techniken, die bisher in Deutschland noch nicht zum Einsatz gekommen sind, wird eine Annahme für die entsprechende Spannungsebene über die jeweils zu erwartende Leistungsklasse getroffen. So werden beispielsweise für Quartierwärmepumpen Leistungen von mehreren hundert Kilowatt erwartet [305]. Eine solche Leistung kann zum einen nicht mit Niederspannung bereitgestellt werden, zum anderen sind Anschlüsse mit Höchst- und Hochspannung selten in Ballungszentren vorhanden. Es wird daher davon ausgegangen, dass Quartierswärmepumpen der MV-Ebene zuzuordnen sind. Alle Techniken, die dem Gebäudesektor angehören, werden auf der LV-Ebene angeschlossen. Eine ausführliche Zuordnung jeder Technik in ETHOS.NESTOR mit der jeweiligen Spannungsebene und der dahinterstehenden Annahme ist in Tabelle 7.3 im Anhang dargestellt.

Neben den Nachfragetechniken werden auch die Versorgungstechniken auf die neuen Spannungs-

ebenen verteilt. Die konventionellen Kraftwerke werden dabei mit Hilfe der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [2] zugeordnet. Diese Kraftwerke werden dabei anhand ihrer jeweiligen Technologie und zugehörigen Einspeisespannung aufgeteilt und den Komponenten in ETHOS.NESTOR zugeordnet. Speist dabei eine Kraftwerkstechnik in mehrere reale Spannungsebenen ein, wird die installierte Kraftwerksleistung als Kriterium der Zuordnung hinzugezogen. Dabei wird die Spannungsebene mit der höchsten angeschlossenen Leistung im Modell als Einspeisepunkt angenommen. Die erneuerbaren Energien werden mit Hilfe des Marktstammdatenregisters [3] auf die modellierten Spannungsebenen aufgeteilt. Diese Aufteilung erfolgt, bedingt durch den hohen Einfluss dieser Techniken auf das Gesamtsystem, kleinschrittiger als bei den konventionellen Kraftwerken der BNetzA-Kraftwerksliste. Dabei wird die jeweilige Versorgungsleistung der Anlagen in jeder Spannungsebene aufsummiert und der Quotient über die gesamte installierte Leistung gebildet. Damit ergibt sich die prozentuale Einspeisung der erneuerbaren Energien in die jeweiligen Spannungsebenen. Daraus ergibt sich, dass Offshore- Windenergieanlagen zu 100% in die EHV-Ebene einspeisen, Onshore-Windenergieanlagen zu 55% in die HV-Ebene und zu 45% in die MV-Ebene einspeisen, PV-Freiflächenanlagen zu 27% in die HV-Ebene und zu 73% in die MV-Ebene einspeisen und PV-Dachanlagen 100% in die LV-Ebene einspeisen. In der bisherigen Modellierung von ETHOS.NESTOR wurden 40% der Einspeisung von PV-Dachanlagen als Eigenverbrauch des Gebäudesektors angenommen. Diese Energie wird dementsprechend nicht ins öffentliche Stromnetz eingespeist und nutzt nicht die Stromleitungen. Aus diesem Grund entfällt dabei die Zahlung der Netzentgelte, weshalb 40% der eingespeisten PV-Dachleistung in den Ausspeisepunkt der LV-Ebene übertragen werden. Die dahinterliegende Annahme ist, dass diese Aufteilung der erneuerbaren Energien auf die Spannungsebenen über den gesamten zeitlichen Horizont konstant bleibt. Für Techniken, die in Deutschland noch nicht zum Einsatz kommen, wie Wasserstoffgasturbinen oder stationäre Brennstoffzellensysteme, werden die konventionellen Pendants aus der Kraftwerksliste der BNetzA als Referenz herangezogen. Die ausführliche Zuordnung für jede Versorgungstechnik an die Spannungsebenen ist in Tabelle 7.2 einzusehen.

Netzentgelte sind Preise, die von den Verbrauchern für die Nutzung eines Netzanschlusses an die Netzbetreiber zu entrichten sind. Die Netzbetreiber finanzieren mit diesen Zahlungen den Betrieb und den Ausbau des Netzes. Weiterhin sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, ihre Netzentgelte zu veröffentlichen [23]. Dabei können Netzentgelte in Arbeitspreise und Leistungspreise eingeteilt werden. Arbeitspreise werden pro übertragene Kilowattstunde in €/kWh berechnet und stellen somit die Kosten für die Nutzung des Stromnetzes dar. Dem gegenüber stehen die Netzleistungspreise, welche pro angeschlossenem Kilowatt Versorgungsleistung in €/kW gezahlt werden müssen. Das ausschlaggebende Kriterium für die Berechnung des Leistungspreises ist die im Jahr maximal anliegende Last der Verbraucher. Netzentgelte können dabei nochmals in zwei Tarifgruppen in Abhängigkeit der Jahresvolllaststunden von mehr oder weniger als 2500 Stunden eingeteilt werden. Dementsprechend ändern sich Arbeits- und Leistungspreise [306]. Im Rahmen dieser Arbeit und des damit verbundenen Szenarios wird angenommen, dass alle Nachfragetechniken des NESTOR-Modells mehr als 2500 Volllaststunden im Jahr aufweisen. Bedingt durch die Modellierung als Einknoten-Modell müssen für die Netzentgelte einheitliche Werte berechnet werden, da die jeweiligen Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber nicht modelliert sind. Dementsprechend werden gewichtete Netzentgelte aus den veröffentlichten Preisen der Netzbetreiber und deren bezogener Jahresarbeit ermittelt. Die ermittelten Leistungs- und Arbeitspreise für die modellierten Spannungsebenen kön-

nen der Tabelle 3.1 entnommen werden.

Tabelle 3.1: Berechnete Arbeits- und Leistungspreise der modellierten Spannungsebenen

Netzebene	Leistungspreis [€/kW]	Arbeitspreis [€ct/kWh]
Höchstspannungsebene	72,49	0,53
Hochspannungsebene	105,19	0,47
Mittelspannungsebene	120,91	1,37
Niederspannungsebene	101,39	3,28

Für die Berechnung der Netzentgelte der EHV-Ebene werden die vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hz, Amprion, TenneT und TransnetBW in Deutschland herangezogen. Die jeweiligen Leistungs- und Arbeitspreise sowie die Jahresarbeit dieser Unternehmen sind im Anhang in Tabelle 7.5 ablesbar. Bei der Berechnung der gewichteten Netzentgelte auf der Verteilnetzebene bestand die Herausforderung darin, dass in Deutschland insgesamt 865 verschiedene Verteilnetzbetreiber ansässig sind. Daher wurde zunächst eine Näherungslösung mit den 23 größten Verteilnetzbetreibern berechnet (Tabelle 7.6). Anschließend wurden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse 20 weitere Verteilnetzbetreiber in die Berechnung einbezogen. Ziel dieser Analyse war es, die Sensitivität weiterer Gewichte auf die Ergebnisse der Leistungs- und Arbeitspreise (Tabelle 7.7) zu untersuchen. Da sich die Ergebnisse trotz einer Verdopplung der Verteilnetzbetreiber nicht signifikant verändert haben (Tabelle 7.8), wird dies als hinreichend genaue Heuristik gewertet. Die berücksichtigten Netzbetreiber der HV-, MV und LV-Ebene können der Tabelle 7.4 im Anhang entnommen werden. Die berücksichtigten Netzentgelte der 43 Verteilnetzbetreiber, bezogen auf das Kalenderjahr 2022, sind öffentlich einzusehen. Die Berücksichtigung von Investitionen und variablen Kosten wird somit lediglich indirekt durch die Zahlung von explizit abgeleiteten Netzentgelten dargestellt. Grund dafür ist im Allgemeinen die Limitierung der Modellierung in ETHOS.Infrastructure, da in diesem Modell das Stromnetz exogen anhand des Netzentwicklungsplans 2037 vorgegeben und keine endogene Netzerweiterung berücksichtigt wird. Somit ist eine gekoppelte Modellierung von Stromnetzen zwischen den Modellen nicht möglich. Dies ist auch im Einklang mit den aktuellen Methoden der realen Netzentwicklung, da bei diesen Lastflüsse und Überlastungen der Leitungen berechnet werden, welche dann exogen mit dem NOVA-Prinzip in einem iterativen Verfahren gelöst werden.
Durch die Remodellierung des Stromsektors ist auch die Neuzuordnung der Speichertechniken notwendig, da diese bisher lediglich mit der Übertragungs- und Verteilnetzebene verbunden waren. Der prinzipielle Aufbau ist in Abbildung 3.6 dargestellt, wobei zu erkennen ist, dass jede Spannungsebene über eigene Speichersysteme verfügt. Es ist auch zu beachten, dass Speichersysteme Netzentgelte zahlen müssen, sowohl wenn diese Energie aus dem Netz einspeichern als auch wenn sie die gespeicherte Energie zu einem späteren Zeitpunkt wieder über das Netz an andere Verbraucher zurückspeisen. Dieser Umstand ergibt sich aus dem Urteil des Bundesgerichtshofes aus dem Jahr 2009. Das Urteil besagt sinngemäß ([307] §6,§7), dass Stromspeicher bei der Entnahme von elektrischer Energie aus dem Netz als Letztverbraucher anzusehen sind. Auch die spätere Rückspeisung der elektrischen Energie ist nach diesem Urteil unerheblich und getrennt von der entsprechenden Energieentnahme zu betrachten. Die Pumpspeicher und deren korrespondierende Techniken sind in Deutschland sowohl der EHV- als auch der HV-Ebene zuzuordnen. Die Pumpspeicher, welche sich

direkt in Deutschland befinden, werden dabei mit Hilfe der BNetzA-Kraftwerksliste [2] zugeordnet. Pumpspeicher, welche sich im Ausland, beispielsweise in Österreich, befinden, aber das deutsche Regelgebiet bedienen, können zusätzlich mithilfe der Publikation von Schäfer et al. (2020) [4] zugeordnet werden. Die Zuordnung der Pumpspeicher auf die Spannungsebenen ist im Anhang in Tabelle 7.9 ablesbar.
Stationäre batterieelektrische Speicher wurden bisher auch nur auf der Übertragungs- und Verteilnetzebene berücksichtigt. Dabei stellt diese Abbildung den Zubau von zentralen und dezentralen Speichern dar. In der neuen Modellierung werden stationäre batterieelektrische Speicher auf allen Spannungsebenen berücksichtigt. Die jeweiligen Investitionen dieser Techniken werden wie bei der vorherigen Modellierung aus den Veröffentlichungen [308, 309] abgeleitet. Dabei ist zu beachten, dass Speicher auf der LV-Ebene dezentrale Heimspeicher in Haushalten und Nichtwohngebäuden modellieren. Da dezentrale Heimspeicher die Energie nicht zurück in das öffentliche Netz speisen, werden diese für die Ein- und Ausspeicherung des Stroms direkt mit dem LV-Ausspeiseknoten verbunden. Dementsprechend müssen die LV-Speicher nur beim Einspeichern Netzentgelte zahlen. Auch Speicher von batterieelektrischen Fahrzeugen werden auf Basis desselben Prinzips der LV-Ebene zugeordnet.

Erweiterung des Wasserstoffnetzes

Das derzeit in ETHOS.NESTOR modellierte Wasserstoffnetz umfasst ausschließlich die Modellierung des Neubaus von Rohrleitungen. Dementsprechend wird die Möglichkeit der Umrüstung von bestehenden Erdgasleitungen in direkter Konkurrenz zum bisherigen Wasserstoffnetz in das Modell implementiert. Das umgerüstete Wasserstoffnetz wird dabei, genau wie der Neubau, als eine Umwandler-Komponente des FINE-Frameworks modelliert. Die neue Modellierung dieser Netze in Zusammenhang mit den verschiedenen sektoralen Nachfragen ist in Abbildung 3.7 dargestellt.

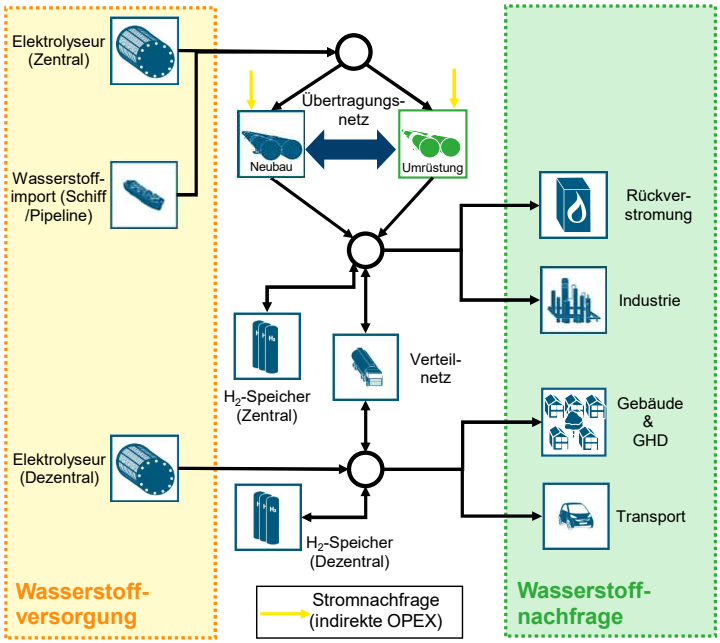

Abbildung 3.7: Erweiterung der Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen

Ein Vorteil der Abbildung als Umwandler-Komponente ist, dass damit nicht nur der Durchfluss, sondern auch die notwendigen Stromnachfragen der Rekompression des Wasserstoffs im System abgebildet werden können. Nach Cerniauskas (2020) [45] macht diese Energienachfrage die variablen Betriebskosten der Wasserstoffinfrastruktur aus. Auch Yang und Ogden (2007) [310] kommen in Ihrer Arbeit zu demselben Schluss und schreiben, dass zusätzlich zu den Netzinvestitionen, fixe Betriebskosten und Energiekosten für die Verdichtung des Wasserstoffs anfallen. Dabei besteht eine elektrische Verdichtungsnachfrage von 0,02 bis 0,03 $\frac{kWh_{Elek}}{kWh_{H2}}$ (0,7 bis 1.0 $\frac{kWh_{Elek}}{kg_{H2}}$). Damit wird zunächst für ETHOS.NESTOR im Rahmen dieser Arbeit vereinfacht angenommen, dass jedes Wasserstoffmolekül, das mit dem zukünftigen Wasserstoffnetz in Deutschland transportiert wird, mindestens einmal wieder neu verdichtet wird. Diese Annahme ist allerdings von der jeweiligen Leitungslänge abhängig, was im Zuge der Modellkopplung im Aggregationswerkzeug weiter diskutiert wird. Außerdem werden in Yang und Ogden (2007) [310] die fixen Betriebskosten mit 5 % der totalen Kosten für die Investition angegeben. Die Investitionen werden im Zuge der Modellkopplung mit dem explizit optimierten Wasserstoffnetzwerk aus ETHOS.Infrastructure abgeleitet. Die konsistente Berechnung dieser Kosten wird in der Beschreibung der Modellschnittstelle Rohrleitungsaggregation von ETHOS.Infrastructure zu ETHOS.NESTOR in Abschnitt 3.4.4 eingehend erläutert. Das gleiche Vorgehen wird auch für die im Energiesystem modellierten neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen angewendet. Damit wird die Abbildung von Wasserstoffinfrastrukturen in ETHOS.NESTOR nicht nur um die Umschreibung von bisher für den Erdgastransport genutzten Rohrleitungen, sondern auch um explizite Kosten in Form von Investitionen sowie fixen und variablen Betriebskosten erweitert. Zusätzlich ergibt sich durch die Verknüpfung des Wasserstoffnetzes mit dem Stromsektor eine wei-

tere Sektorenkopplung im Modell, um die jeweiligen systematischen Abhängigkeiten der Techniken untereinander zu modellieren.

Erweiterung des Erdgasnetzes

Für eine verbesserte Modellierung des Erdgasnetzes wird die aggregierte Netzkomponente für fossiles Erdgas des energetischen Verbrauchs in zwei Teile aufgeteilt, welche jeweils eines der beiden Netzelemente Übertragungs- und Verteilnetz als Umwandler-Komponente abbilden. Die neue Abbildung der Erdgasinfrastruktur von ETHOS.NESTOR wird in Abbildung 3.8 dargestellt.

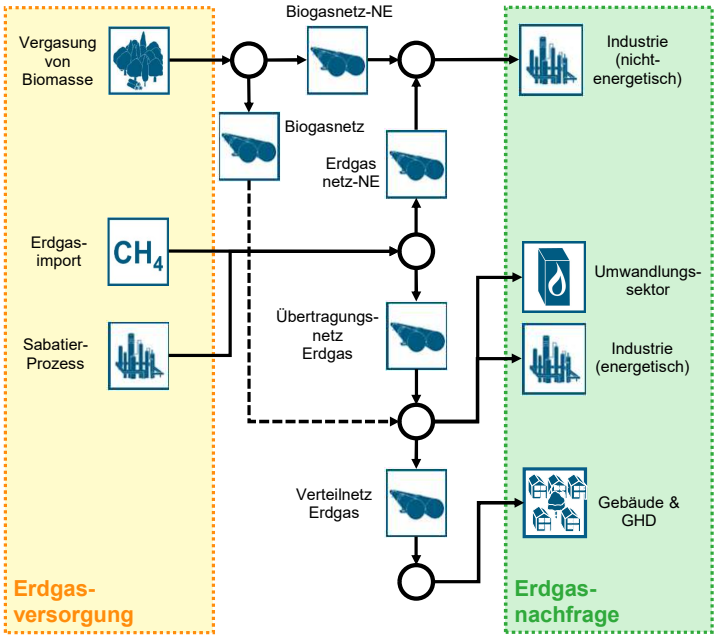

Abbildung 3.8: Erweiterung der Modellierung von Erdgasinfrastrukturen

Die Aufteilung der Verbraucher der Netzteile erfolgt analog zum Wasserstoffnetz, wobei das Übertragungsnetz den Umwandlungs- und Industriesektor speist und das neue Verteilnetz ausschließlich für die Versorgung des Gebäude- und Verkehrssektors verwendet wird. Die anderen Netzkomponenten bleiben von dieser Änderung unberührt, werden in der neuen Modellierung aber als Teil des Übertragungsnetzes angesehen, da die nicht-energetischen Nachfragen ausschließlich den Industriesektor betreffen. Zusätzlich zu dieser neuen Aufteilung des Gasnetzes werden die spezifischen Kosten des Übertragungs- und Verteilnetzes neu berechnet. Dafür wird der Monitoringbericht 2021 [39] herangezogen. In diesem geben die Fernleitungsbetreiber Kosten von insgesamt 11,08 Mrd.€ an, die zwischen den Jahren 2013 und 2021 als Investitionen und Aufwendungen angefallen sind. Die Verteilnetzbetreiber geben für den Zeitraum von 2009 bis 2021 Investitionen und Aufwendungen in Höhe von 29,31 Mrd.€ an. Für die ökonomische Lebensdauer der Gasnetze wird angenommen, dass diese 40 Jahre beträgt. Somit sind Investitionen und Aufwendungen der Gasnetzbetreiber der

letzten 40 Jahre erforderlich, um zu analysieren, wie hoch die spezifischen Kosten des heutigen Gasnetzes sind. Da die Werte aufgrund der Datenlage nicht verfügbar sind, wird die Annahme getroffen, dass die Durchschnittskosten des Übertragungs- und Verteilnetzes über den betrachteten Zeitraum konstant sind. Dementsprechend werden die Investitionen und Aufwendungen der Fernleitungsbetreiber mit dem Faktor 40/9 zu 49,03 Mrd.€ skaliert. Für die Verteilnetzbetreiber fallen Kosten mit einem Faktor von 40/13 zu 90,18 Mrd.€ an. Mit dem Annuitätenfaktor aus der Finanzwirtschaft [311] werden getroffene Investitionen und Aufwendungen gleichermaßen auf die jeweilige ökonomische Lebensdauer des Investitionsobjekts verteilt. Dementsprechend ergeben sich bei einem angenommenen flachen Kapitalkostensatz von 8 % für das Jahr 2021 annuitätische Netzkosten in Höhe von 4,13 Mrd.€ für die Fernleitungsbetreiber und 6,09 Mrd.€ für die Verteilnetzbetreiber. Der Monitoringbericht 2021 [39] gibt weiterhin Aufschluss über den Import von 1674 TWh und den Verbrauch von 941 TWh Erdgas in Deutschland für das Jahr 2021. Da Deutschland nicht nur ein Verbraucher von Erdgas ist, sondern auch als Transitland für andere europäische Nachbarländer agiert, ist der Import um 814 TWh höher als der nationale Erdgasverbrauch. Dieser Transit von Erdgas wird in die Berechnungen der spezifischen Kosten mit einkalkuliert. Somit ergeben sich für ETHOS.NESTOR spezifische Kosten von 2,5 €/MWh für die Erdgasübertragungsnetze und 6,5 €/MWh für das Erdgasverteilnetz. Eine explizite Kostenabbildung von Investitionen sowie fixen und variablen Betriebskosten für die Erdgasleitungen wird im Vergleich zu den Wasserstoffinfrastrukturen nicht herangezogen, da für diese im Zuge der Transformation des Energiesystems erwartet wird, dass keine weiteren Maßnahmen für den Ausbau dieses Netzwerkes erforderlich sind [17]. Grund dafür ist Defossilisierung des Energiesystems und die damit einhergehende rückläufige Nachfrage nach fossilem Erdgas. Dementsprechend werden bei der Modellkopplung keine expliziten Infrastrukturparameter, die das Erdgasnetz betreffen, an ETHOS.NESTOR übergeben.

Erweiterung der Modellkopplung

Den letzten essenziellen Punkt der Weiterentwicklung von ETHOS.NESTOR stellt die Implementierung der iterativen Modellkopplung in den myopischen Backcasting-Transformationsansatz dar. Durch die sequenzielle Optimierung der einzelnen Stützjahre des Transformationsprozesses findet die Modellkoppelung jeweils zwischen diesen statt. Dabei werden die Modellschnittstellen zur Aggregation und Disaggregation der relevanten Parameter und das räumlich aufgelöste Energiesystemmodell ETHOS.Infrastucture in den Berechnungsprozess von ETHOS.NESTOR integriert. ETHOS.NESTOR wird damit als Primärmodell der Modellkopplung angesehen. Die Erweiterungen und spezifischen Vorgänge dieser Kopplungswerkzeuge und Modelle werden in den jeweiligen Abschnitten (Kapitel 3.4.3 und 3.4.4) dieser Arbeit detailliert erläutert. In Abbildung 3.9 ist die iterative Methodik der Modellkopplung dargestellt.

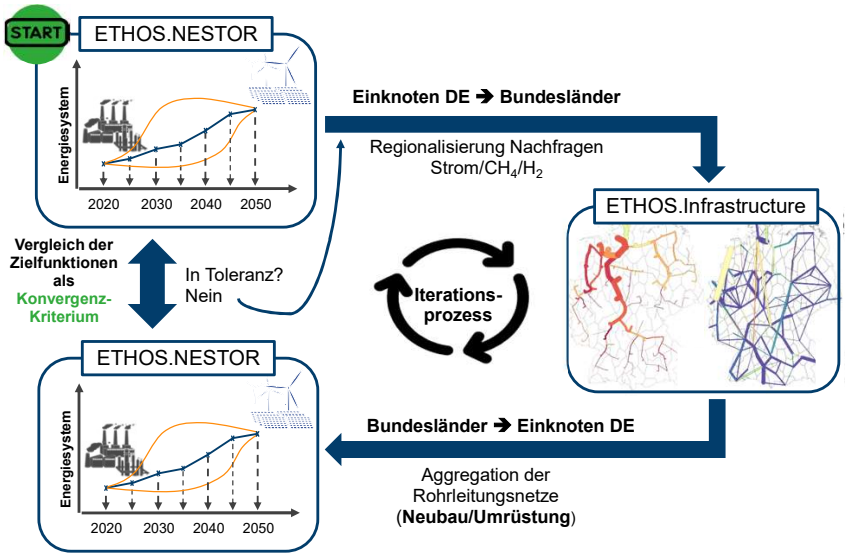

Abbildung 3.9: Entwicklung der iterativen Modellkopplung (Hardlinking)

Im ersten Schritt des gekoppeltes Transformationsprozesses wird ETHOS.NESTOR für jeden Zeitschritt mit den bisher angenommen rein spezifischen Kosten für die Infrastrukturen berechnet. Die optimierten Ergebnisse der einzelnen Nachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr werden im zweiten Schnitt anhand von spezifischen Schlüssen disaggregiert und somit als zeitlich abhängige Größen dem Modell ETHOS.Infrastructure exogen vorgegeben. Die Disaggregation ist dabei an die räumliche Auflösung von ETHOS.Infrastructure angepasst. Da ETHOS.Infrastructure den Umwandlungssektor endogen berechnet, ist auch dort sicherzustellen, dass die Modelle mit einheitlichen Randbedingungen rechnen. Dementsprechend wird der optimierte Ausbau des Umwandlungssektors von ETHOS.NESTOR als untere und obere Optimierungsgrenzen für die Techniken in ETHOS.Infrastructure vorgegeben. Damit ist gewährleistet, dass beispielsweise der Ausbau aller Windenergieanlagen, Kraftwerke oder Batteriespeicher aufsummiert über alle Regionen von ETHOS.Infrastructure denselben Wert wie im Ein-Knotenmodell ETHOS.NESTOR annehmen. Im nächsten Schnitt der Transformation wird ETHOS.Infrastructure berechnet. Dabei wird im Modell eine integrierte Infrastrukturplanung berechnet unter Berücksichtigung aller relevanten Transportinfrastrukturen. Als Treiber dieses Netzausbaus agieren dabei die exogenen Energienachfragen aus ETHOS.NESTOR. Die Investitionsentscheidungen zum Ausbau der Transportnetze werden aber für jeden Zeitschritt des Transformationspfades endogen in ETHOS.Infrastructure optimiert. Danach werden im Aggregationswerkzeug die summierten Investitionen für die explizit optimierten Wasserstoffinfrastrukturen berechnet. Kosten werden dabei anhand einzelner Rohrleitungsdurchmesser und Längen des Netzes gewichtet. Diese Investitionen zusammen mit den fixen Betriebskosten und den Energienachfragen für die Verdichtung werden an ETHOS.NESTOR übergeben. Mit diesen neuen abgeleiteten Infrastrukturkosten wird derselbe Zeitschritt ein weiteres Mal berechnet. Die beiden Optimierungen von ETHOS.NESTOR vor und nach der Modellkopplung müssen im weiteren Verlauf

des Berechnungsprozesses miteinander verglichen werden. Dazu werden die totalen annualisierten Kosten (TAC) des Energiesystems, welche in der Zielfunktion von ETHOS.NESTOR berechnet werden, als Vergleichs- beziehungsweise Abbruchkriterium herangezogen. Wenn diese Werte relativ um nicht mehr als 1 % voneinander abweichen, wird davon ausgegangen, dass das gesamte optimierte Systemdesign dieses Transformationszeitschritts nicht signifikant verändert wurde. Ist dies gegeben, werden die Ergebnisse von ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure jeweils in den Bestand der Techniken übernommen und der nächste Zeitschritt wird mit dem gleichen Verfahren berechnet. Ist das Abbruchkriterium nicht erfüllt, muss die Modellkopplung wiederholt werden, da zu diesem Iterationsschritt das in ETHOS.NESTOR optimierte Systemdesign inkonsistent zu den berechneten Infrastrukturen von ETHOS.Infrastructure ist. Die Kopplungsschritte werden wiederholt und die TAC des Energiesystems werden nochmals miteinander verglichen. Dieses Verfahren wiederholt sich, bis das Abbruchkriterium erfüllt und eine Konsistenz zwischen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure hergestellt ist.

3.4.2 Weiterentwicklungen ETHOS.Infrastructure

Aus den Beschreibungen das aktuellen Stands von ETHOS.Infrastructure geht hervor, dass dieses System aktuell ausschließlich einzelne Zeitpunkte optimiert, um kurzfristige und langfristige Entwicklungen des Energiesystems zu analysieren [17]. Die wesentliche Herausforderung für die Modellkopplung besteht darin, das Energiesystemmodell entsprechend zu erweitern, sodass dieses im Stande ist, aufeinander aufbauende Stützjahre eines Transformationspfades zu berechnen. Primäres Ziel dieser Weiterentwicklung ist es, ETHOS.Infrastructure so zu erweitern, dass auf Basis der exogenen Parameter von ETHOS.NESTOR der Auf- und Umbau von Infrastrukturen in Deutschland analysiert und berechnet werden kann. Die Weiterentwicklungen im Zuge eines gekoppelten Transformationspfades lassen sich dabei in drei Segmente aufteilen. Dafür werden in den nächsten drei Unterkapiteln die regionale Auflösung, der zeitliche Systemtransformation und die Erweiterung der Modellierung diskutiert.

Regionale Auflösung

Im ersten Schritt ist dabei zu diskutieren, mit welchem Detaillierungsgrad die regionale Auflösung des Modells abgebildet wird. Dabei ist zum einen die maximal mögliche Auflösung von 475 Regionen anhand der Netzknoten des Übertragungsnetzes und zum anderen die Komplexitätsgrenzen der Optimierung zu beachten. Ziel der Modellkopplung ist die Berechnung ganzheitlicher sektorengekoppelter Transformationspfade mit integrierter Infrastrukturplanung. Dabei liegt der Fokus in der Abbildung der Gesamtheit der deutschen Energiewirtschaft, wobei ausschließlich explizite Übertragungsinfrastrukturen modelliert werden. Aufgrund der Ein-Knotenmodellierung von ETHOS.NESTOR ist es nicht möglich, zwischen regionalen Unterschieden in der Energieversorgung, beispielsweise dem erzeugungsstarken Norden und dem verbrauchsintensiven Süden und Westen Deutschlands, zu differenzieren. Somit bietet sich eine regionale Auflösung von vier Regionen die jeweils Nord-, West-, Ost- und Süddeutschland repräsentieren an. Allerdings ergeben sich bei dieser Betrachtung regionale Überlappungen, wo eine klare Abgrenzung nicht möglich ist. Eine weitere Möglichkeit ist die Verwendung von politischen Grenzen innerhalb Deutschlands. Die regionale Auflösung von 16 Bundesländern ist nicht nur ausreichend, um regionale Energiedifferenzen abzubil-

den, sondern zeigt auch klare Zuständigkeitsbereiche auf. Ein weiteres Argument für die Auflösung von ETHOS.Infrastructure ist das föderale System in Deutschland. Politische Entscheidungen, die das Energiesystem und die Energiewirtschaft betreffen, werden nicht ausschließlich zentral bei den Entscheidungsträgern in Berlin getroffen, sondern zusätzlich dezentral in jeder der 16 Landeshauptstädte der Bundesrepublik Deutschland. Die Studien der Wasserstoff-Roadmap NRW [54] und des Rheinland-Pfalz-Projektes [300] sind Beispiele für solch auf Landesebene berechnete Szenarien und Strategien. Bundeslandspezifische Handlungsempfehlungen für die Entscheidungsträger in Politik, eingebettet in die Analysen der nationalen Transformationsstrategie, sind von Vorteil, da diese Analysen und Bewertungen eine Koordination der Transformationsprozesse auf beiden Entscheidungsebenen ermöglichen. Die Betrachtung von 80 Region anhand der Stromnetzknoten oder mehr, wie in der Arbeit von Groß (2022) [17], wird ausgeschlossen, da eine stündliche zeitliche Auflösung ohne Typperiodenaggregation angestrebt wird. Groß (2022) [17] schreibt dazu, dass die Anzahl der Typtage nur einen geringen Einfluss auf die totalen Kosten der Zielfunktion des Energiesystem haben, jedoch starke Kapazitätsunterschiede besonders im Bereich des Speichertechniken zu verzeichnen sind. Aus diesen Argumenten wird festgelegt, dass im Hard-Linking-Ansatz der Modellkopplung für ETHOS.Infrastructure eine räumliche Auflösung von 16 Regionen auf Bundeslandebene gewählt wird.

Im nächsten Schritt sind die Auswirkungen dieser räumlichen Auflösung auf die Modellierung der Wasserstoffinfrastrukturen, insbesondere der Streckenführung zu analysieren. Mit einer regionalen Auflösung auf NUTS-1-Ebene von 16 Bundesländern und dem in ETHOS.Infrastructure hinterlegten VGE-Daten des Erdgasnetzes ergibt sich ein aggregiertes Ersatznetz (Abbildung 3.10), welches im Zuge des Transformationsprozesses für die Umrüstung auf Wasserstoffleitungen genutzt werden kann.

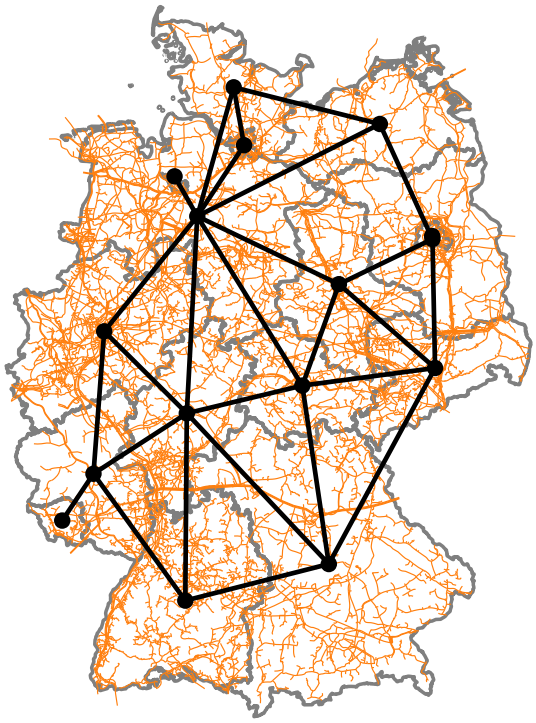

Abbildung 3.10: Wasserstoffnetze in ETHOS.Infrastructure mit 16 Bundesländern

Aus Abbildung 3.10 ist zum einen das reale hinterlegte Netz des VGE-Datensatzes in orange dargestellt und zum anderen zeigt die Abbildung die mit der regionalen Auflösung von 16 Regionen ergebende vereinfachte aggregierte Netzstruktur in schwarz zum Transport von Erdgas und potenziell Wasserstoff in ETHOS.Infrastructure. Die Knoten der Netzstruktur stellen dabei die Flächenschwerpunkte der Bundesländer dar und die Kanten die berechneten Verbindungen zwischen diesen. Dabei wird deutlich, dass das aggregierte Netz nicht bis zu den Grenzen Deutschlands reicht. Bei einer Optimierung des Energiesystemmodells wird bei einer solchen Abbildung davon ausgegangen, dass die Importe der Energieträger, wie Wasserstoff, im Flächenschwerpunkt und nicht an den Grenzen der berichteten der Regionen getätigt werden. Diese vereinfachte Modellierung ist aus realwirtschaftlicher Sicht nicht tragbar, da ein großer Teil des Netzes beim Import und Transport des jeweiligen Energieträgers unberücksichtigt bleibt. Zur Verbesserung dieses Zusammenhangs werden im Modell vier weitere sogenannte Pseudoregionen implementiert. Die einzige Aufgabe dieser Knoten in der Netzstruktur besteht darin, den Import von Energieträgern wie Wasserstoff an den Grenzen Deutschlands zu berücksichtigten. Diese Pseudoregionen werden in zwei Typen unterteilt. Zum einen bilden diese den Wasserstoffimport aus Norwegen ab, welcher an der Küste von Niedersachsen modelliert wird, zum anderen werden potenzielle Kapazitäten für Importe

per Rohrleitung aus den Nachbarländern Frankreich, Österreich und der Schweiz aus Südeuropa berücksichtigt. Die Pseudoregionen werden dabei auf Gemeindeebene modelliert und schließen die jeweiligen Importpunkte ein. Sie haben weiterhin keinen Einfluss auf die Parameter der abgebildeten 16 Bundesländer. Mit diesen 20 berücksichtigten Regionen ergibt sich für ETHOS.Infrastructure eine Erweiterung der vereinfachten aggregierten Netzstruktur, die für den Transport von Erdgas und potenziell Wasserstoff verwendet wird. Die Pseudoregionen und die damit einhergehenden Netzerweiterungen sind in Abbildung 3.11 dargestellt.

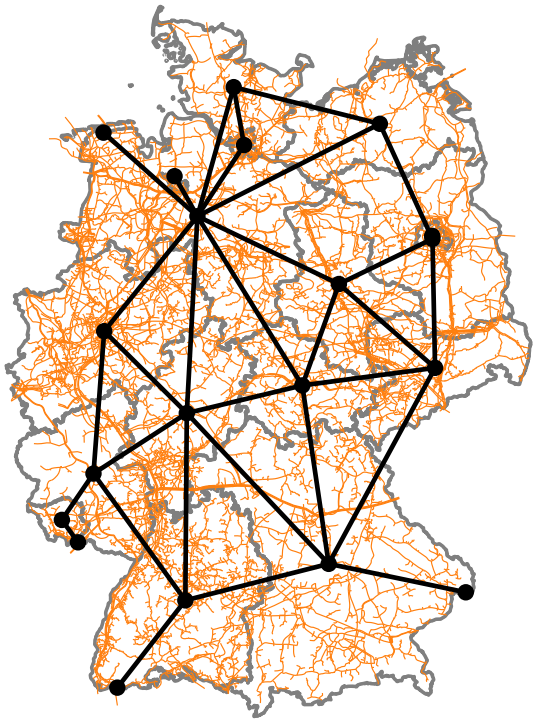

Abbildung 3.11: Wasserstoffnetze in ETHOS.Infrastructure mit 16 Bundesländern und Importregionen

Dabei werden, wie bereits in Kapitel 3.1 beschrieben, der Import in jeder Pseudoregion als Quellen-Komponente des FINE-Frameworks berücksichtigt. Bisher wird ausschließlich gasförmiger Import aus den Niederlanden in den Gemeinderegionen Aachen und Südlohn in Nordrhein-Westfalen und Bunde in Niedersachsen bei der Modellierung von ETHOS.Infrastructure berücksichtigt. Für die Häfen des Flüssigimports werden als Pseudoregion die Städte Stade und Wilhelmshaven in Niedersachsen und die Stadt Brunsbüttel in Schleswig-Holstein modelliert. Für die neuen Szenarien wird ausschließlich gasförmiger Wasserstoffimport aus Norwegen, Nordafrika und Südeuropa berücksichtigt. Dementsprechend wird ein Importpunkt für eine Wasserstoffleitung aus Norwegen an der Küste

von Niedersachsen in der Gemeinde Dornum modelliert. Zusätzlich zu dieser Importregion kommen weitere Grenzübergänge des Wasserstoffnetzes für gasförmigen Import aus Frankreich, Österreich und der Schweiz hinzu. Diese Importe stellen dem Modell gasförmigen grünen Wasserstoff zu Verfügung, welcher in Südeuropa oder Nordafrika per Elektrolyseur gewonnen wird. Dementsprechend wird das Modell um die Gemeinderegionen Untersgrießbach in Bayern Bad-Säckingen in Baden-Württemberg und Gersheim im Saarland erweitert. Auch diese Importkapazitäten sind im Modell als Koordinatenpunkte hinterlegt.
Im Kontext der Diskussion der räumlichen Auflösung ist die Berücksichtigung von Pseudoregion ausschließlich bei Modellen mit niedriger oder mittlerer räumlicher Auflösung zu beachten, wo die großen Regionen zu einer Unterrepräsentation der Transportinfrastrukturen führen. Bei hohen regionalen Auflösungen mit entsprechend kleinen Regionen, wie NUTS-3-Ebene oder 80 Regionen in den Arbeiten von Welder (2020) [55] und Groß (2022) [17], kann auf die Implementierung von Pseudoregionen verzichtet werden.

Zeitliche Transformation

Für die zeitliche Entwicklung des Transformationspfades von Energiesystemmodellen werden in aktuellen Studien entweder Perfect-foresight- und Myopic-foresight-Ansätze verwendet. Diese und deren Unterschiede werden eingehend in Kapitel 2 erläutert. Dementsprechend ist im Zuge der Weiterentwicklung von ETHOS.Infrastructure zu diskutieren, wie Investitionsentscheidungen der vorherig optimierten Stützjahre im aktuellen Zeitschritt berücksichtigt werden. Dabei kann von vornherein die Perfect-foresight-Methodik ausgeschlossen werden, da das Modell in den myopischen backcasting Transformationsansatz von ETHOS.NESTOR integriert wird und dementsprechend nicht alle notwendigen Informationen und Randbedingungen zu Beginn der Optimierung vorliegen. Wie im Abschnitt zur Weiterentwicklung von ETHOS.NESTOR (Kapitel 3.4.1) beschrieben, wird das Modell ETHOS.Infrastructure sequenziell nach jedem Zeitschritt der NESTOR-Myopie für die Berechnung der Transportinfrastrukturen verwendet. Dabei werden zum einen die Endenergiebedarfe der Nachfragesektoren und zum anderen die Ausbaukapazitäten der relevanten Techniken des Umwandlungssektors an das Modell übertragen. Diese Kapazitäten bilden somit die oberen und unteren Schranken des Lösungsraumes der Optimierung im entsprechenden Zeitschritt. Diese Ausbaukorridore der jeweiligen Techniken erlauben dabei eine Abweichung der installierten Kapazität von 5%. Dabei ist die räumliche Auflösung der beiden Modelle zu berücksichtigen. Da die Techniken im Einkontenmodell ETHOS.NESTOR nur als aggregierte Ersatzkomponenten abgebildet werden, muss sichergestellt werden, dass die Summe der regionalen Kapazitäten in ETHOS.Infrastructure maximal dieser installierten Kapazität plus erlaubte Abweichung entspricht. Die genaue Herleitung und Implementierung dieser Randbedingung in ETHOS.Infrastructure kann dabei aus [17] entnommen werden. Dieser generelle Zusammenhang der Modelle ist in Abbildung 3.12 dargestellt.

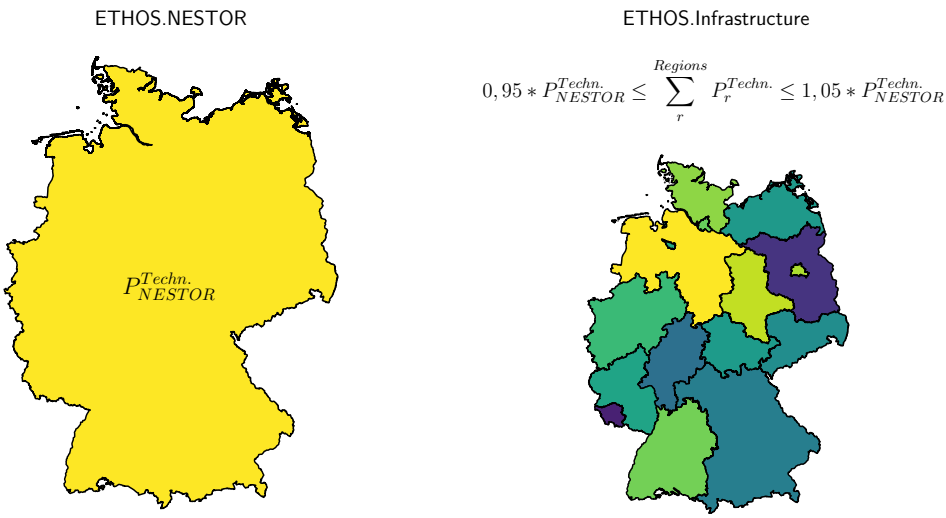

Abbildung 3.12: Übertragung der Ausbaukorridore von ETHOS.NESTOR an ETHOS.Infrastructure

Daraus folgt, dass ETHOS.Infrastructure zu einen Energiesystemmodell mit einen myopischen forecasting Transformationsansatz entwickelt wird, da die Ausbaukorridore des Lösungsraumes unabhängig voneinander für das jeweils nächste Intervall definiert werden. Dieses forecasting Modell ist, aber wie bereits beschrieben, Teil des backcasting Transformationsansatzes von ETHOS.NESTOR und ist somit indirekt abhängig von dessen Ausbaugrenzen des gesamten Planungszeitraums. Damit ist es für die Weiterentwicklung von ETHOS.Infrastructure erforderlich, dass diese Schranken dem Modell in jedem Iterationsschritt jedes zeitlichen Transformationsschritts automatisch übertragen werden.
Das aktuelle Modell optimiert ausschließlich unabhängig voneinander die Jahre 2030 und 2050 im einen sogenannten Greenfield-Ansatz. Dieser beschreibt, dass Beschränkungen des aktuell bestehenden Systems vernachlässigt werden. Das neue Systemdesign wird von Grund auf neu entworfen. Mit dieser Methodik ist es möglich, ein optimales Systemdesign zu finden, welches möglicherweise hinter den heutigen bestehenden Strukturen des Energiesystems verborgen ist [312]. Für den im Rahmen dieser Arbeit zu berechnenden gekoppelten Transformationspfad ist es erforderlich, dass ETHOS.Infrastructure Bestände und Außerbetriebnahmen der vorangegangenen Zeitschritte im System berücksichtigt. Somit werden alle weiter ausgebauten Techniken in den 16 Regionen und 4 Pseudoregionen nach dem jeweiligen Optimierungsschritt als minimale auszubauende Kapazität für den nächsten Zeitschritt hinterlegt. Eine Herausforderung besteht darin, die Stilllegung bestehender Techniken in ETHOS.Infrastructure zu implementieren, da das Modell in indirekter Abhängigkeit zu dem myopischen Ansatz von ETHOS.NESTOR steht, wo nach jedem Zeitschritt eine Berechnung des Bestandsrückgang aller Techniken erfolgt, deren technische Lebensdauer überschritten ist. Als Unterscheidungskriterium, ob eine spezifische Technik im aktuellen Zeitschritt im Modell als Bestand oder zur Außerbetriebnahme geführt wird, hängt von der übergebenen installierten Kapazität von ETHOS.NESTOR ab. Dies Vorgehen ist in Abbildung 3.13 schematisch dargestellt. Wichtig

zu beachten ist dabei, dass dieses Verfahren nicht im Startjahr der Optimierung 2020 angewendet wird, da bei dieser Analyse leidlich eine Optimierung des Betriebs berechnet wird. Der Ausbau der jeweiligen Techniken ist in beiden Modellen im Jahr 2020 exogen aufeinander abgestimmt.

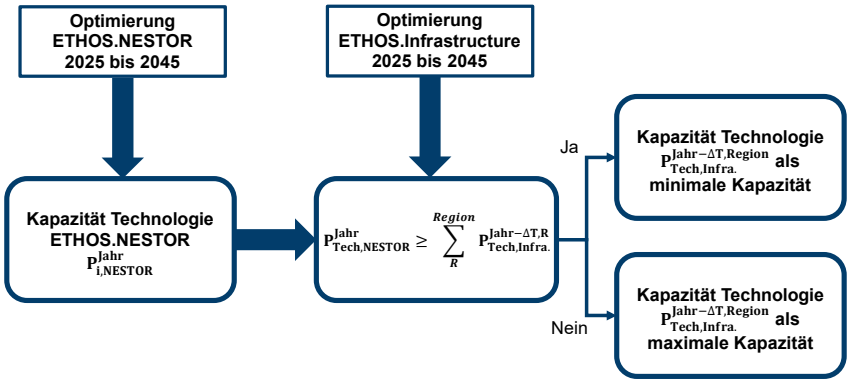

Abbildung 3.13: Berücksichtigung von Beständen und Stilllegungen in ETHOS.Infrastructure

Dabei wird unterschieden, ob die aktuelle maximal installierbare Kapazität der spezifischen Technik P^{Jahr}_{NESTOR} aus ETHOS.NESTOR größer oder kleiner ist als deren maximal installierte Kapazität in vorherigen Zeitschritt in ETHOS.Infrastructure. Ist die neue Kapazität größer $P^{Jahr}_{NESTOR} > P^{Jahr-\Delta T}_{Infrastr.}$, wird die ausgebaute Kapazität des vorherigen Zeitschritts $P^{Jahr-\Delta T}_{Infrastr.}$ für jede Region als Bestand hinterlegt. Damit wird die entsprechende Technik im Energiesystemmodell mit einer minimalen Kapazität für jede Region als ausgebaut angenommen. Als Beispiel für diesen Fall werden Elektrolyseure herangezogen. Diese werden im aktuellen Energiesystem noch nicht zur Gewinnung von grünem Wasserstoff genutzt. Werden diese das erste Mal zur Deckung der Wasserstoffnachfrage eingesetzt wird deren regionaler Ausbau für den nächsten Zeitschritt als minimale zu installierende Kapazität vorgegeben.
Wenn die neue maximale Kapazität P^{Jahr}_{NESTOR} kleiner als die Kapazität des vorherigen Zeitschritts $P^{Jahr-\Delta T}_{Infrastr.}$ ist, wird die regional ausgebaute Kapazität des vorherigen Zeitschritts $P^{Jahr-\Delta T}_{Infrastr.}$ als maximale Ausbaugrenze für jede Region hinterlegt. Damit ist es nur möglich, diese vorherige Kapazität maximal pro Region auszubauen. Da die neue maximale installierbare Kapazität kleiner ist, wird in den einzelnen Regionen die spezifische Technik als Teil der Optimierung außer Betrieb genommen, was bedeutet, dass der Ausbau summiert über alle Regionen abnimmt. Als Beispiel für den Fall der intermittierenden Stilllegung werden konventionelle Kohlekraftwerke betrachtet. Die Nutzung von Kohlekraftwerken zur Strom- und Wärmebereitstellung nimmt im Zuge der Transformation aufgrund der immer weiter sinkenden Treibhausgas-Emissionsgrenzwerte ab. Zudem erreicht in ETHOS.NESTOR eine bestimmte installierte Kapazität dieser Kraftwerke ihre technische Lebensdauer und stehen damit dem Energiesystemmodell nicht mehr zur Verfügung. Diese Kapazität der nicht stillgelegten Techniken wird dem Modell im nächsten Zeitschritt als regional maximal möglicher Ausbau bereitgestellt. Dieser Ansatz führt zu weiteren Randbedingungen für jeden individuellen Zeitschritt des Transformationsansatzes. Dies führt weiterhin zu einer Änderung der Ausbaukorridore der Optimierung und somit zu veränderten Grenzen des Lösungsraums, was wiederum die

myopische forecasting Methodik beeinflusst. Die Modellierung des Bestands und der Außerbetriebnahmen in ETHOS.Infrastructure zeigen aber auch die starke Abhängigkeit der Modelle untereinander. Dies ist im iterativen Hard-Linking-Kopplungsansatz auch so vorgesehen, verdeutlicht aber, dass die Übertragungsparameter bei der zeitlichen Transformation der Energiesystemmodelle mit hoher Genauigkeit übertragen werden müssen, um eine konsistente Berechnung zu gewährleisten.

Methodische Erweiterung

Bisher verfolgt ETHOS.Infrastructure einen linearen Modellierungsansatz zur optimalen integrierten Infrastrukturplanung unter Berücksichtig aller relevanten Transportinfrastrukturen eines ganzheitlichen Energiesystems. Dabei ist besonders die Umschreibung des heutigen Erdgasnetzes zu Wasserstoffrohrleitungen zu beachten. Das heutige Erdgasnetz, was potenziell in Zukunft zum Transport von gasförmigem Wasserstoff genutzt werden soll, besteht aus einer endlichen Anzahl an Rohrleitungen mit definierten Durchmessern und einer sich daraus ergebenden Übertragungskapazität. Um eine Ersatzkapazität bei gegebener räumlicher Auflösung zu bestimmen, werden die Regionen mit dem Datensatz des VGE-Netzes überlagert. Aus der Summe an Rohrleitungen, die jeweils zwei Regionen schneiden, wird die jeweilige interregionale Übertragungskapazität für alle Knoten des Energiesystemmodells berechnet. Im Zuge der Optimierung stellt dieser Wert die maximal mögliche Übertragungskapazität dar, also wie viel Wasserstoff übertragen werden kann, wenn alle Rohrleitungen zwischen zwei Regionen umgerüstet werden. Wird die maximale Kapazität nicht voll ausgeschöpft, wird nur ein Teil des Netzwerks auf Wasserstoff umgestellt. Physisch ist dies jedoch problematisch, da bei dieser Art der Modellierung unterstellt wird, dass Erdgasleitungen auch zu einem bestimmten Anteil zu Wasserstoffleitungen umgerüstet werden können. In der Realität ist dies in Form der Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz möglich [313]. Dieses Verfahren wird aber in ETHOS.Infrastructure nicht berücksichtigt. Diese Modelldiskrepanz tritt insbesondere in den ersten Jahren des Transformationsprozesses auf, wenn nur sehr geringe Mengen an Wasserstoff im transformierten Energiesystem nachgefragt und genutzt sind. Bei der Betrachtung einzelner Zeitpunkte, wie in den Arbeiten von Welder (2020) [55] oder Groß (2022) [17], wo lediglich eine unabhängige kurzfristige und langfristige Entwicklung des Energiesystems untersucht wird, kann dieses Problem vernachlässigt werden, da es sich um den optimalen Greenfield-Ausbau des Systems für jenen Zeitpunkt handelt. Bei einem zeitlichen Transformationspfad zum Hochlauf eines Energiesystems mit hohem Anteil erneuerbarer Energien und integrierter umgerüsteter Wasserstoffinfrastruktur ist diese Vereinfachung hingegen nicht sinnvoll.
Zur Lösung dieses Problems muss zunächst der Datensatz des VGE-Netzes auf die jeweiligen Leitungen analysiert werden, welche zwischen den Bundesländern liegen. Die Tabelle der sich damit ergebenden Rohrleitungsdurchmesser und deren Übertragungskapazitäten sind im Anhang 7.1 einsehbar. Aus diesem Datensatz ist ersichtlich, dass sich eine Vielzahl von Rohrleitungsdurchmessern zwischen den Bundesländern befindet. Die Bandbreite der Rohrleitungen variiert dabei zwischen Durchmessern von 100 mm und 1200 mm. Diese endlichen Übertragungskapazitäten jeder einzelnen Leitung können für jede Verbindung in einer Liste zusammengefasst werden, die dem Modell exogen vorgegeben wird. Jedes Element dieser Liste repräsentiert dabei eine mögliche Kombination der vorhandenen Übertragungskapazitäten der Rohrleistungen. Diese werden in der Liste aufsteigend bis zur maximalen Kapazität geordnet. Aus dieser Liste resultiert eine endliche Anzahl möglicher Lösungen der Übertragungskapazität zwischen zwei benachbarten Regionen, welche jeweils

konsistent zu definierten Rohrleitungsdurchmessern ist. Die maximale Kapazität repräsentiert dabei alle Leitungen einer Verbindung zwischen zwei Modellregionen. Damit ergeben sich in der Modellierung binäre Entscheidungen, die bei der Optimierung des Energiesystems getroffen werden können, wobei jedes Element der Liste eine dieser Binäroption darstellt. Entsprechend wird der lineare Modellierungsansatz von ETHOS.Infrastructure zu einem gemischt-ganzzahligen linearen Ansatz (MILP) erweitert, um diese Entscheidungsmöglichkeiten der endlichen Rohrleitungsdurchmesser zu berücksichtigen. Dabei muss zunächst berechnet werden, wie viele binäre Entscheidungsmöglichkeiten sich pro regionaler Verbindung mit definierter Anzahl von Rohrleitungen ergeben. Die Anzahl der Binärentscheidungsmöglichkeiten kann nach der folgenden Gleichung 3.7 der Summe der Binomialkoeffizienten berechnet werden [314].

$$n = \sum_{l=1}^{L} \binom{L}{l} = 2^n - 1 \tag{3.7}$$

Der Binomialkoeffizient gibt an, wie viele verschiedene Kombinationen einer definierten Menge von L Elementen möglich sind, wenn von dieser insgesamt l Objekte ausgewählt werden. Dabei wird die Reihenfolge dieser Elemente vernachlässigt und ein einmalig gewähltes Element kann nicht ein weiteres Mal ausgewählt werden [314]. Dies entspricht genau den Anforderungen, da eine einmalig umgerüstete Erdgasleitung nicht nochmals umgerüstet werden kann. Dabei beschreibt L die Anzahl der einzelnen Elemente in der Liste der Rohrleitungen und l wie viele Rohrleitungen dieser Liste ausgewählt beziehungsweise umgerüstet werden sollen. Mit diesem Zusammenhang ergeben beispielsweise sich für nur 10 Rohrleistungen zwischen zwei benachbarten Regionen 1023 binäre Entscheidungsvariablen für eine Verbindung. Insgesamt werden bei der gewählten räumlichen Auflösung von 20 Regionen 16 Bundesländer und 4 Pseudoregionen 32 Kanten zwischen diesen Regionen als Überträger-Komponenten modelliert. Wie bereits ausführlich in Kapitel 2 erläutert, ist nach Kotzur et al. (2018) [267] einer der limitierenden Faktoren zur Lösung von Energiesystemmodellen die Problemkasse. Dabei unterscheidet der Autor unter anderem zwischen linearen (LP) und gemischt-ganzzahlig linearen (MILP) Optimierungsproblem. Außerdem wird beschrieben, dass MILP-Probleme komplexer sind als LP-Probleme und dementsprechend mehr Rechenzeit benötigen. Aufbauend auf dieses Thema führt Kallrath (2013) [315] an, dass lineare Probleme in polynomialer Laufzeit gelöst werden. Diese Aussage beruht auf den Nachweisen von Khachian (1980) [316]. Zudem beschreiben Kallrath (2013) [315] und Kotzur et al. (2018) [267] , dass für die gemischt ganzzahlige Optimierung ein exponentielles Wachstum der Komplexität mit steigender Anzahl der binären Entscheidungsvariablen beobachtet wird. Daraus lässt sich für diese Arbeit ableiten, dass die Anzahl der Binärvariablen, die für die Umrüstung bestehender Erdgasleitungen erforderlich sind, begrenzt werden muss. Ein räumlich aufgelöstes Energiesystemmodell mit insgesamt 36 Infrastrukturverbindungen, von denen jede Verbindung bis zu 1023 binäre Entscheidungsvariablen besitzt, ist daher nicht in hinreichend kurzer Rechenzeit lösbar. Um die Komplexität zu reduzieren, wird daher zunächst vereinfachend nur der erste Eintrag der Liste der Transportkapazitäten für jede Verbindung dem Modell zur binären Entscheidung vorgegeben. Diese erste Vereinfachung wird allerdings den bisherigen realen Planungen der Fernleitungsbetreiber für die Errichtung einer deutschlandweiten Wasserstoffinfrastruktur nicht gerecht. Mit dem im Jahr 2023 veröffentlichten Wasserstoff-Kernnetz besteht das Ziel eines schnellen und möglichst kosteneffizienten Hochlaufs einer realen binnen-

wirtschaftlichen Wasserstoffinfrastruktur bis zum Jahr 2032 [1]. Dem Szenariorahmen und den dazugehörigen Datensätzen dieser Planungsstudie konnten die real umzurüstenden Rohrleitungen entnommen werden. Diese Daten bilden somit eine hinreichende Grundlage für die umrüstbaren Verbindungen bis zum Jahr 2030 des Transformationspfades von ETHOS.Infrastructure. Die jeweiligen geplanten Verbindungen zwischen den Bundesländern mit entsprechenden Durchmessern und Übertragungsleistungen sind dabei in Tabelle 3.2 abgebildet.

Tabelle 3.2: Umrüstbare Erdgasleitungen zwischen den Bundesländern im Wasserstoff-Kernnetz [1]

Leistungsverbindung	**Durchmesser [mm]**	**Übertragungsleistung [GW]**
Brandenburg-Sachsen	1400	15,5
Brandenburg-Sachsen-Anhalt	600	2,9
Hessen-Bayern	1100	9,6
Mecklenburg-Vorpommern-Brandenburg	1400	15,5
Niedersachsen-Nordrhein-Westfalen	400	1,2
Nordrhein-Westfalen-Hessen	900	6,5
Rheinland-Pfalz-Hessen	1100	9,6
Saarland-Rheinland-Pfalz	900	6,5
Sachsen-Anhalt-Sachsen	600	2,9
Sachsen-Anhalt-Thüringen	600	2,9
Thüringen-Hessen	800	5

Diese Daten wurden mit den jeweiligen Ausprägungen des VGE-Netzes überlagert und verglichen, um sicherzustellen, dass die real geplanten Leitungen auch im hinterlegten Kandidatennetz von ETHOS.Infrastructure vorhanden sind. Dabei ist anzumerken, dass ist ein zeitlicher Planungsunterschied zwischen der Modellierung von ETHOS.Infrastructure und dem realen Wasserstoff-Kernnetz vorliegt. Das Wasserstoff-Kernnetz wird dabei über einen zeitlichen Horizont von 10 Jahren geplant. Im Vergleich dazu ist ETHOS.Infrastructure im Rahmen dieser Arbeit zu einem myopischen Energiesystemmodell mit einem Planungshorizont von 5 Jahren erweitert worden. Aus diesem Grund werden lediglich die umrüstbaren Verbindungen zwischen den Bundesländern im Zuge der Optimierung eingeschränkt, jedoch nicht die Übertragungsleistungen des Wasserstoff-Kernnetzes als minimale Kapazität vorgegeben. Für die weitere Entwicklung ab dem Jahr 2033 sind noch keine weiteren Pläne der Fernleitungsbetreiber zur Erweiterung des Wasserstoff-Kernnetzes bekannt. Somit wird für den Transformationspfad ab dem Jahr 2035 angenommen, dass jede Leitung des hinterlegten Kandidatennetzes, in dieser Arbeit das VGE-Netz, potentiell umgerüstet werden kann. Dementsprechend wird im Rahmen dieser Arbeit ab dem Jahr 2035 der kleinste Rohrleitungsdurchmesser jeder benachbarten Region als minimaler Ausbau angenommen, wenn das Optimierungsmodell im Zuge der Berechnung die Entscheidung zur Umrüstung der Erdgasleitung trifft. Weiter ist zu beachten das für den gesamten Transformationszeitraum jeder Wert zwischen der minimalen und maximalen Übertragungskapazität dem Modell frei zur Verfügung steht. Somit werden bei der Berechnung des optimalen Energiesystemdesigns in ETHOS.Infrastructure maximal

36 binäre Variablen verwendet, um die potenzielle Umschreibung von Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen zu modellieren. Um die Auswirkungen verschiedener Minimalkapazitäten auf die Ergebnisse dieser Optimierungen zu analysieren werden im weiteren Verlauf Sensitivitäten anhand des minimal vorgegebenen Rohrleitungsdurchmessers berechnet.

Um die Komplexität und damit die Rechenzeit des Transformationsprozesses weiter zu reduzieren, wird ein zweistufiger Optimierungsansatz nach Kannengießer et al. (2019) [317] für die Berechnungen von ETHOS.Infrastructure verwendet Dieser Ansatz wurde dabei speziell für MILP-Energiesystemmodelle entwickelt, wobei das optimale System durch eine Kombination aus kontinuierlichen ($\in \mathbb{R}$) und diskreten ($\in \mathbb{Z}$) Entscheidungen bestimmt wird. Zur Berechnung der ersten Stufe wird die Methodik der Zeitreihenaggregation aus den Arbeiten von Kotzur et al. (2018) [285, 286] eingesetzt, um die Modellgröße zu reduzieren. Diese Stufe hat exklusiv das Ziel, die binären Designentscheidungen in einem vereinfachten Lösungsraum zu berechnen. Nach der Berechnung der binären Designvariablen des Energiesystems wird die zweite Stufe der Optimierung berechnet. Auf dieser Stufe werden die berechneten Entscheidungsvariablen dann jeweils exogen für die auszubauenden Techniken des Energiesystems vorgegeben. Das heißt, wenn die Variable eins ist, wird mindestens die Minimalkapazität der jeweiligen Komponente ausgebaut, wenn die Variable null ist, wird die Komponente nicht ausgebaut. Durch die Festsetzung der Binärvariablen wird aus dem komplexen MILP-Problem ein einfacher lösbares LP-Problem. Dieses Optimierungsproblem wird dann ohne Zeitreihenaggregation berechnet, um die kontinuierliche Skalierung der gewählten Techniken zu berechnen. Dieser neue zwei-Stufen-Ansatz wird in der Arbeit von Kannengießer et al. (2019) [317] anhand eines städtischen Energiesystems mit sechs Gebäuden und einem Inselsystem mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien bewertet. Die Autoren kommen dabei zu dem Schluss, dass die Komplexität und die damit verbundene Rechenzeit um mehr als eine Größenordnung reduziert und dabei gleichzeitig eine hohe Genauigkeit des berechneten Systems erzielt wird.

Dieses Verfahren eignet sich im Rahmen dieser Arbeit zur Berechnung der binären Variablen der Transformation von Erdgas- zu Wasserstoffnetzen in ETHOS.Infrastructure, um die endliche Anzahl von Rohrleitungen zu modellieren. Das prinzipielle Vorgehen ist dabei in Abbildung 3.14 dargestellt.

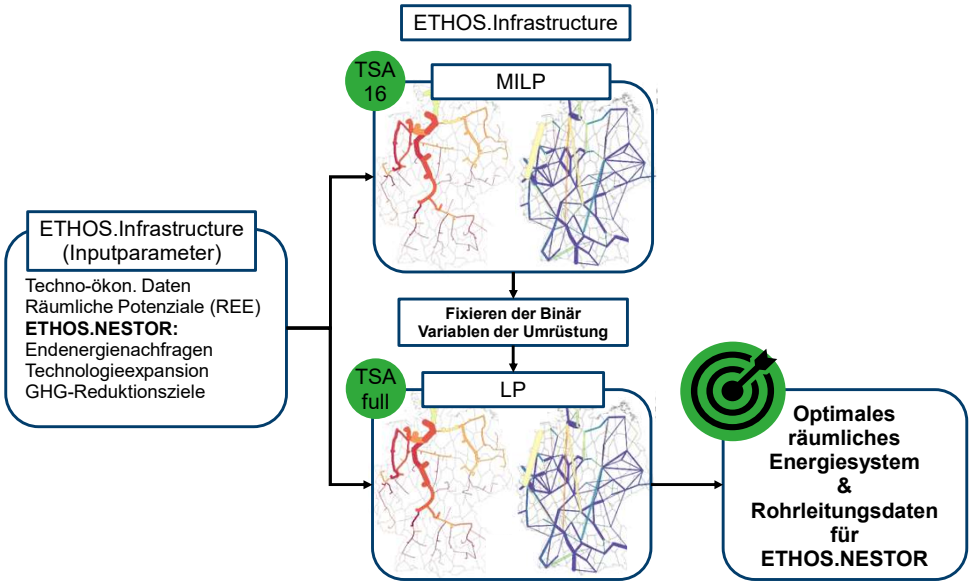

Abbildung 3.14: Zwei-Stufen-Optimierungsansatz in ETHOS.Infrastructure (LP: lineare Programmierung, MILP: gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung, REE: Erneuerbare Energien, TSA: Zeitreihenaggregation)

Dabei wird ETHOS.Infrastructure zweimal mit den gleichen Randbedingungen und techno-ökonomischen Parametern initialisiert, einmal als MILP in Stufe 1 und einmal als LP in Stufe 2. Im ersten Schritt wird das Energiesystemmodell mit 16 typischen Perioden, auch Typtage genannt, der Zeitreihenaggregation optimiert. Die Wahl von 16 Typtagen als temporale Vereinfachung der ersten Stufe des Modellierungsansatzes ist durch zwei Gründe fundiert. Zum einen trifft Kannegießer et al. (2019) [317] in der Publikation die Aussage, dass für ein Energiesystem mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energietechniken 20 typische Tage, die am besten geeignete Anzahl für die Optimierung sind. Andererseits haben erste Tests dieses Ansatzes mit ETHOS.Infrastructure, bei denen mit 4, 8, 12, 16, 20 und 24 typischen Perioden gerechnet wurde, gezeigt, dass bei 16, 20 und 24 typischen Tagen die gleichen binären Variablen berechnet werden. Daraus ergibt sich, dass die Anzahl und auch die jeweils referenzierten umgestellten Erdgasleitungen in allen drei Testrechnungen gleich waren.

Das Ergebnis dieses ersten Schrittes ist ausschließlich, welche Erdgasleitungen zwischen den 24 betrachteten Regionen bei dem minimal berücksichtigtem Rohrleitungsdurchmesser von Erdgas auf Wasserstoff umgerüstet werden. Mit diesem Ergebnis wird die Umrüstung der Wasserstoffleitungen im Modell exogen vorgegeben und der Rest des betrachteten Energiesystems wird mit stündlicher Auflösung ohne temporale Komplexitätsreduktion berechnet. Damit ergibt sich für jeden einzelnen Zeitschritt das optimale Systemdesign für die integrierte Infrastrukturplanung in ETHOS.Infrastructure. Mit diesem zweistufigen Verfahren ist ETHOS.Infrastructure in den iterativen myopischen hartgekoppelten Transformationsprozess von ETHOS.NESTOR eingebunden. Dies wird nochmals in Abbindung 3.15 verdeutlicht.

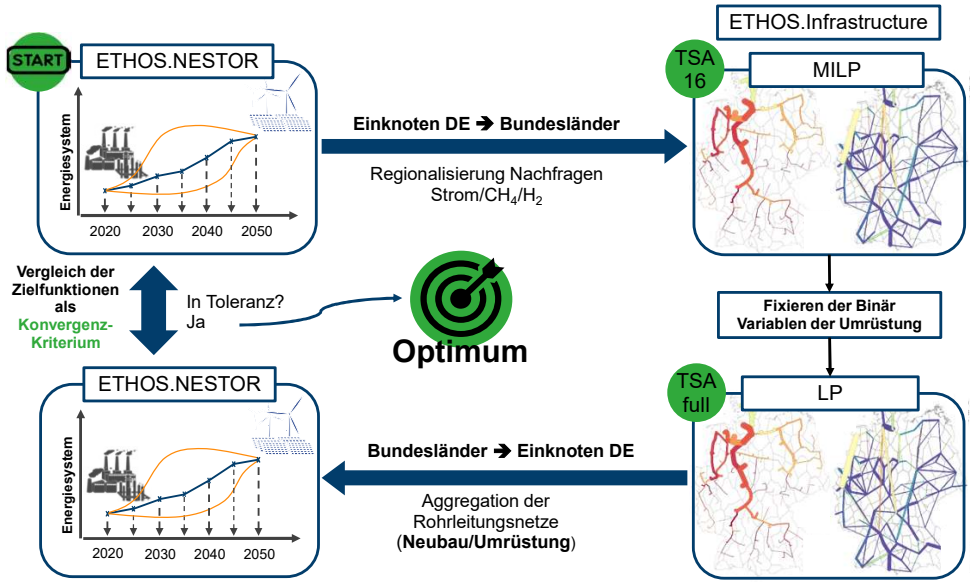

Abbildung 3.15: Zwei-Stufen-Optimierungsansatz in der Modellkopplung (LP: lineare Programmierung, MILP: gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung, TSA: Zeitreihenaggregation)

Mit diesen Erweiterungen ist ETHOS.Infrastructure zu einem myopischen forcasting Modell mit gemischt ganzzahliger Optimierung entwickelt worden. Dabei wird das Modell räumlich auf die 16 Bundesländer Deutschlands aufgelöst, um eine Koordination der nationalen Treibhausgasreduktionsstrategien auf Landesebene zu koordinieren. Zusätzlich werden im Modell vier Pseudoregionen berücksichtigt, welche den Import von Wasserstoff aus Norwegen und Südeuropa an den Grenzen Deutschlands modellieren. Die Erweiterung des Modells beschreibt schließlich die Integration in einen ganzheitlichen, sektoral gekoppelten Transformationspfad unter Berücksichtigung einer integralen Infrastrukturplanung.

3.4.3 Weiterentwicklung Regionalisierungswerkzeug

Das Werkzeug zur räumlichen Disaggregation wird aufbauend mit den sektoralen Ergebnissen aus ETHOS.NESTOR entwickelt und dient als Schnittstelle zwischen den gekoppelten Energiesystemmodellen. Es wurde bereits in der Wasserstoff-Roadmap-NRW (2021) [54] sowie in den Arbeiten von Groß (2022) [17] und Busch (2024) [318] für die Verteilung der Endenergienachfragen von Strom, Erdgas und Wasserstoff mit verschiedenen regionalen Auflösungen eingesetzt. Dabei wird auf einen räumlichen Top-Down-Ansatz auf Basis der territorialen Verwaltungsebenen von Deutschland in NUTS-Ebene zurückgegriffen. Die berechneten Nachfragen für Strom, Erdgas und Wasserstoff von ETHOS.NESTOR werden zunächst auf die Verwaltungsebene Landkreise, entsprechend NUTS-3-Ebene, durch definierte nachfragespezifische Verteilschlüssel extrahiert. Für diese Regionalisierung der aggregierten Endenergienachfragen für Deutschland wurden die sektoralen Verteil-

schlüssel in den Analysen des DemandRegio-Projekts [5] und in Busch (2023) [6] berechnet. Im ersten Schritt der Regionalisierung erfolgt eine sektorale Zuordnung der berechneten Nachfrageprofile des betrachteten Zeitschritts im Transformationspfad. Damit ergeben sich für die Sektoren Industrie, Gebäude und Transport dedizierte zeitliche Profile, die mit den Daten der Verteilschlüssel nach statistischen und räumlichen Kriterien auf die einzelnen Landkreise Deutschlands aufgeteilt werden. Dabei wird unter anderem und je nach Sektor die Entwicklung der Bevölkerung, der Fahrzeugbestände und der Beschäftigungsgrad in den Wirtschaftszweigen über den betrachteten zeitlichen Horizont bis zum Jahr 2045 betrachtet. Dazu sind in Tabelle 7.10 in Anschnitt 7 die einzelnen Regionalisierungskriterien dieser Sektoren zusammengefasst. Mit Anwendung dieser sektorspezifischen Verteilschlüssel ergeben sich die Nachfrageprofile der einzelnen Landkreise für die Energieträger Strom, Erdgas und Wasserstoff. Im letzten Schritt der Regionalisierung sind die 401 Landkreise der NUTS-3-Ebene auf die jeweils betrachtete regionale Auflösung der Energiesystemoptimierung in ETHOS.Infrastrukture anzupassen. Dabei werden zuerst die 401 Landkreise mit der jeweilig definierten Regionalisierung überlagert. Im Anschluss daran erfolgt eine anteilige Zuordnung der Nachfrageprofile an die gewählten Regionen, wobei die Profile je nach Energieträger flächenmäßig aufgeteilt werden. In Abbildung 3.16 ist das Regionalisierungsverfahren für eine Aufteilung auf die 16 Bundesländer Deutschland schematisch dargestellt.

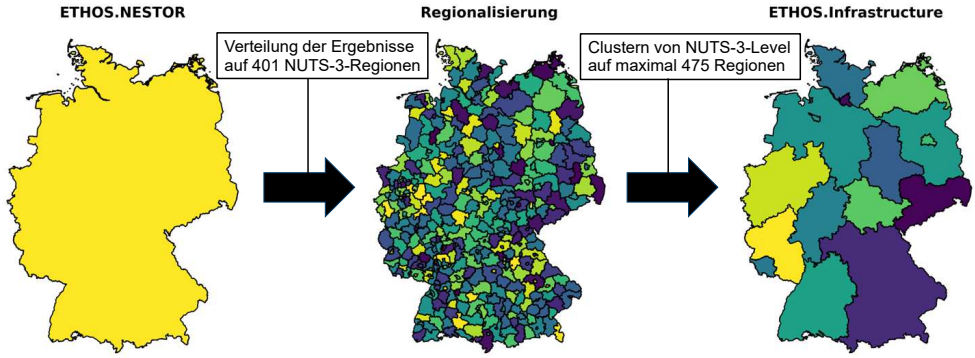

Abbildung 3.16: Schematische Anwendung des Regionalisierungswerkzeugs für die 16 Bundesländer Deutschlands

Mit diesem Verfahren erhält jede Region des Modells ETHOS.Infrastrukture ein eigenes Nachfrageprofil für die Energieträger Strom, Erdgas und Wasserstoff. Diese Nachfragen werden für jede Region der Optimierungsproblems als Senken-Komponenten des FINE-Framworks im Modell hinterlegt [54]. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Landkreise zur territorialen Verwaltungsebene der Bundesländer, entsprechend NUTS-1-Ebene, für Deutschland zusammengefasst. Somit ist eine flächenmäßige Überlagerung der Regionen und anschließende Zuordnung der Nachfrageprofile nicht erforderlich, da die Bundesländer sich aus den Landkreisen ergeben. Der wichtigste Punkt bei der Weiterentwicklung zur Regionalisierung ist, dass diese Schnittstelle im Zuge des myopischen Transformationspfads nicht mehr nachgeschaltet zur Gesamtoptimierung von ETHOS.NESTOR mit Soft-Linking berechnet wird, sondern sequenziell und automatisiert nach jedem Stützjahr mit Hard-Linking die regionalen Endenergienachfragen für ETHOS.Infrastructure bestimmt.

3.4.4 Entwicklung Aggregationswerkzeug

Das Aggregationswerkzeug wird aufbauend aus den Optimierungsergebnissen des regionalen Modells ETHOS.Infrastructure entwickelt. Ziel ist es die explizit ausgebauten regionalisierten Infrastrukturen zu regional unabhängigen Investitions- und Ausbaufaktoren zusammenzufassen, welche das gesamte Infrastrukturnetz in ETHOS.NESTOR repräsentieren kann. Dabei wird im ersten Schritt analysiert und bewertet, welche Parameter als Ergebnisse und Annahmen hinsichtlich der Modellierung von Infrastrukturen aus dem Infrastructure-Modell vorliegen. Es folgt die Klassifizierung dieser Größen und das Verfahren, mit dem diese räumlich aufgelösten Werte zu Faktoren aggregiert werden, die im Einknoten-Modell berücksichtigt werden. Abschließend wird beschrieben, wie die Konsistenz zwischen dem NESTOR-Modell und dem Infrastructure-Modell sichergestellt wird.
Für den ersten Schritt werden in Tabelle 3.3 die wesentlichen Ergebnisse und Annahmen der Infrastrukturoptimierung für Wasserstoffrohrleitungen aus ETHOS.Infrastructure dargestellt.

Tabelle 3.3: Ergebnisse und Randbedingungen aus ETHOS.Infrastructure

Parameter	Einheit	Abkürzung	Definition
Installierte Kapazität Wasserstoffleitung	GW	$P_{z,H2}$	Optimaler Ausbau der Rohrleitungen zwischen den Regionen
Summierter Wasserstoffdurchfluss über die Rohrleitungen pro Jahr	GWh/a	$\dot{P}_{z,H2}$	Optimaler Energiefluss der Rohrleitungen zwischen den Regionen
Investition Wasserstoffleitung (Neubau)	$144\ /GW_{H_2}m$	$Invest_{H2}$	Linearisierte Neubauinvestitionen nach [57, 319]
Investition Wasserstoffleitung (Umrüstung)	$20\ /GW_{H_2}m$	$Invest_{H2}$	Linearisierte Umrüstungsinvestitionen nach [17, 45]
Leitungslängen	m	l_z	Kürzeste Verbindungswege auf dem Kandidatennetz zwischen den Regionen
Rekompressionsdistanz (fix)	$250\ km$	L_R	durchschnittlichen Distanz für die Rekompression von Wasserstoff [320, 321]
Dichte Wasserstoff (fix)	$5,7\ kg/m^3$	ρ_{H2}	Dichte nach angenommen Betriebsdruck und Temperatur ($70\ bar$, $10°C$)
Fließgeschwindigkeit Wasserstoff (fix)	$15\ m/s$	v_{H2}	durchschnittliche Fließgeschwindigkeit von Wasserstoff im Hochdrucknetz nach Baufume et al. [59]
Unterer Heizwert (fix)	$33,3\ kWh/kg$	$H_{low,H2}$	

Aus der Tabelle ist die hinterlegte modelltechnische explizite Modellierung von Transportinfrastrukturen zu erkennen, bei der den Ausbau nach installierter Kapazität und Leitungslänge berücksichtigt wird. Als Ergebnisse der Optimierung von ETHOS.Infrastructure sind dementsprechend die installierte Kapazität (P_z) von umschriebenen und neugebauten Wasserstoffleitungen sowie deren jeweilige Energiefluss ($\dot{P}_z$) über den stündlich aufgelösten Optimierungszeitraum abgebildet. Ein weiterer Parameter ist die Leitungslänge (l_z), welche dem Modell exogen über das hinterlege Kandidatennetz vorgegeben wird. Die Kostenparameter ($Invest_{H2}$) sind auf die Rohrleistungskapazität bezogene linearisierte Faktoren, welche aus den folgenden Gleichungen nach von Mischner (2015) [319] für Neubau und Cerniauskas (2020) [45] für Umrüstung abgeleitet werden.

$$Invest_{z,Neubau} = 1,05 \cdot 278,24 \cdot e^{1,6 \cdot d_z}[/m] \tag{3.8}$$

$$Invest_{z,Umrstung} = (1,67 \cdot 10^{-4}) \cdot d_z^2 + (-2 \cdot 10^{-13}) \cdot d_z + (-7,8 \cdot 10^{-10}) \tag{3.9}$$

Gleichung 3.8 beschreibt dabei die Investitionen, die beim Neubau von einem Meter Wasserstoffleistung mit einem spezifischen Durchmesser anfallen. In den daraus entstehenden Kosten werden dabei nach Reuß (2019) [57] sowohl Ausgaben für Material als auch für das Verlegen der Rohrleitung berücksichtigt. Die Kosten basieren auf empirischen Projektdaten zum Neubau von Erdgasleistungen mit einer Länge von mindestens 15 km aus [319]. Für Erdgasleitungen mit einem Nenndruck von 100 bar wurden die empirischen Parameter 278,24 und 1,6 abgeleitet, welche in Abhängigkeit des Durchmessers die jeweils längenbezogenen Leitungskosten bestimmen. Um die Kompatibilität der Rohrleitungen mit Wasserstoff zu berücksichtigen, werden in Reuß (2019) [57] die Kosten mit einem Faktor von 1,05 multipliziert, welcher einen Kostenaufschlag von 5 % repräsentiert. Der Zusammenhang zwischen dem Durchmesser und den Investitionen der Rohrleitung ist nicht-linear. Wird diese Beziehung zusätzlich auf die spezifische Kapazität der Rohrleitung bezogen, kann die Korrelation nach Welder (2020) [55] mit geringen Abweichungen als ein Polynom ersten Grades approximiert werden, was einem längen- und kapazitätsspezifischem Investitionsfaktor von circa 144 €$/GW_{H_2}m$ entspricht. Gleichung 3.9 beschreibt analog die Investitionen, die Umrüstung von einem Meter Erdgasleitung mit einem spezifischen Durchmesser verursachen. Diese Investitionsfunktion zur Umrüstung von Erdgasleitungen wird in der Arbeit von Cerniauskas et al. [45] berechnet. Es wird angenommen, dass Umstellung ohne weitere Modifikationen an der Rohrleitung erfolgt. Dabei werden ausschließlich die Anpassung von Verdichterstationen und Elementen zur Gasdruckregulierung berücksichtigt. Bezogen auf die spezifische Rohrleitungskapazität ergibt sich ein längen- und kapazitätsspezifischer Investitionsfaktor von 20 €$/GW_{H_2}m$. Zur Verdeutlichung dieser Zusammenhänge ist Linearisierung der Investitionsfunktionen anhand der Leitungskapazität in Abbildung 3.17 dargestellt.

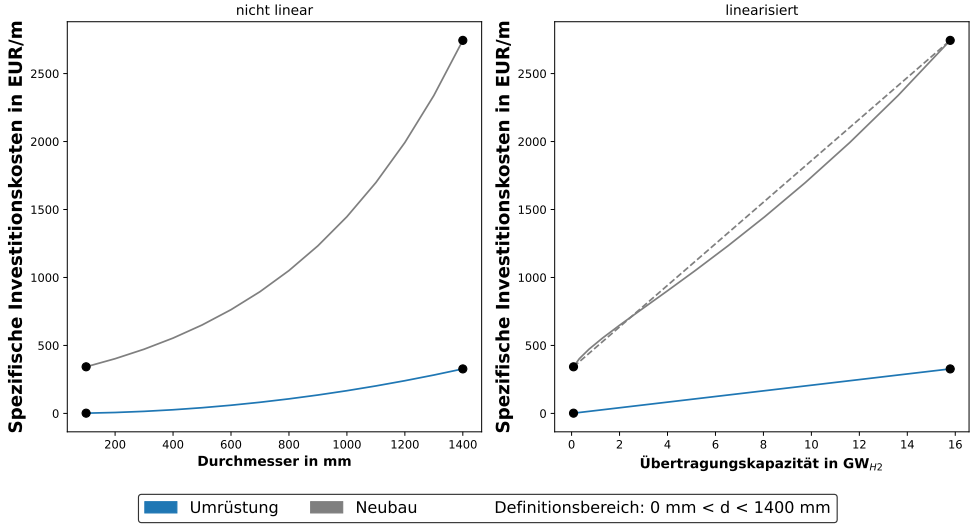

Abbildung 3.17: Linearisierung von Rohrleitungsinvestitionen (Neubau und Umrüstung)

Da die investitionsspezifischen Zusammenhänge jeweils abhängig vom Durchmesser der Rohrleitung sind, ist es erforderlich, die jeweils installierte Kapazität jeder Überträger-Komponente in einen Ersatzdurchmesser umzurechnen. Zusammen mit den thermodynamischen Annahmen für Wasserstoff aus ETHOS.Infrastructure, welche in Tabelle 3.3 abgebildet sind, ist dies in Gleichung 3.10 dargestellt.

$$d_z = \sqrt{\frac{P_z \cdot 10^6}{H_{low} \cdot \rho_{H2} \cdot v} \cdot \frac{4}{\pi}} \tag{3.10}$$

Mit diesem Durchmesser und den Investitionsfunktionen aus den Gleichungen 3.8 und 3.9 lassen sich spezifische auf die Länge der Rohrleitung bezogene Investitionen berechnen. Dabei wird jeweils zwischen Neubau von Wasserstoffleitungen und Umrüstung aus vorhandenen Erdgasleitungen unterschieden. Diese längenspezifischen Investitionen werden zuletzt mit der Leitungslänge zwischen den Regionen multipliziert, um die Gesamtinvestition des jeweiligen Stranges und schlussendlich des gesamten Netzes zu berechnen. Des Weiteren ergibt die Addition aller installierter Kapazitäten die Gesamtkapazität der Wasserstoffinfrastruktur für neugebaute Wasserstoffnetze und umgerüstete Erdgasleitungen.

$$P_{Netz,Typ} = \sum_{z \in Z} P_z \tag{3.11}$$

Die spezifischen aggregierten Investitionen für die gesamte ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur wird durch die Division der Gesamtinvestition und Gesamtkapazität des Netzes bestimmt.

$$Invest_{Agg,Typ} = \frac{\sum_{z \in Z} Invest_z \cdot l_z}{P_{Netz,Typ}} \tag{3.12}$$

Damit ergeben sich die kapazitätsspezifischen Investitionen in €/kW für das Gesamtnetz von sowohl Neubauten als auch Umrüstungen für Wasserstofftransportinfrastrukturen. Diese Parameter werden im Zuge der iterativen Modellkopplung an die definierten Umwandler-Komponenten zur Abbildung dieser Netze in ETHOS.NESTOR übertragen. Durch die Linearisierung der Investitionsfunktionen, welches eine explizite Kostenmodellierung der Investitionsfunktionen in ETHOS.Infrastructure erlaubt, ist eine konsistente Kostenberechnung der Wasserstoffinfrastrukturen zwischen in beiden Modellen sichergestellt.

Zusätzlich zu den aggregierten Investitionen in €/kW ist ein gemeinsamer Kostenfaktor für die variablen Kosten der jeweiligen Wasserstoffnetze in ETHOS.NESTOR zu ermitteln. Wie bereits beschrieben, sind die variablen Kosten von Wasserstoffinfrastrukturen nach Cerniauskas et al. (2020) [45] beziehungsweise Yang und Ogden (2007) [310] auf die elektrische Energienachfrage der Verdichterstationen im Leitungsnetzwerk zurückzuführen. Darauf aufbauend beschreibt Krieg (2012) [320] in seiner Arbeit, dass eine Rekompression von Wasserstoff im Netzwerk notwendig ist, um die Druckverluste beim Transport über Lange Strecken zu kompensieren. Der Autor stützt seine Aussagen auf die Arbeit von Ball (2006) [322], der die variablen Kosten von Wasserstoffnetzen auf den Rekompressionsaufwand mit einem Wert von 0,006 bis 0,044 $\frac{kWh_{elek.}}{kWh_{H_2}}$ (0,2 bis 1,4 $\frac{kWh_{elek.}}{kg_{H_2}}$ beziffert. Krieg (2012) [320] nutzt in seiner Arbeit einen Wert von 0,018 $\frac{kWh_{elek.}}{kWh_{H_2}}$ (0,6 $\frac{kWh_{elek.}}{kg_{H_2}}$) als Aufwandsfaktor für die Verdichterarbeit. Die Werte für den Rekompressionsaufwand von Yang und Ogden (2007) [310] und Krieg (2012) [320] liegen beide in der Bandbreite der Werte von Ball (2006) [322]. Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Arbeit ein mittlerer Wert von 0,03 $\frac{kWh_{elek.}}{kWh_{H_2}}$ (C) für die elektrische Energienachfrage der Wasserstoffverdichtung angenommen.

Weiter zum Thema der Kompression von Wasserstoff beschreibt Krieg (2012) [320], dass Wasserstoff, welcher in einer Rohrleitungen transportiert wird, im Median alle 250 km neu verdichtet werden muss. Ball (2006) [322] geht in seiner Arbeit einer durchschnittlichen Distanz von 300 km aus. Auch Di Lullo et al. (2022) [321] vergleicht in seiner Arbeit die verschiedenen Transportmöglichkeiten von Wasserstoff. Dabei geht der Autor davon aus, dass Ammoniak alle 200 km und Wasserstoff alle 250 km neu verdichtet wird. Dies stimmt mit der Aussage von Krieg (2012) [320] überein. Dementsprechend wird auch in dieser Arbeit angenommen, dass Wasserstoff, der in Rohrleitungen transportiert wird, alle 250 km (L_R) neu verdichtet werden muss.

Der aggregierte Rekompressionsaufwand wird im Aggregationswerkzeug, ähnlich wie die Investitionen, aus dem explizit berechneten Wasserstoffnetz von ETHOS.Infrastructure abgeleitet. Durch die Überlagerung der gewählten räumlichen Auflösung Bundesländer mit dem VGE-Netz, welches auch für den Neubau von Wasserstoffinfrastrukturen als Kandidatennetz dient, ergibt sich durch Streckenführung für jeden Strang des berechneten Ersatznetzes eine explizite Leitungslänge. Diese Längen betragen dabei zwischen den Bundesländern und den berücksichtigten Pseudoimportregionen zwischen 5 km und 382 km auf. Da aus diesen Transportentfernungen von mehr 250 km als hervorgeht, dass der Wasserstoff in Teilen des Netzes mehr als einmal verdichtet wird, muss ein gewichteter, aggregierter Aufwandsfaktor für die Verdichterarbeit berechnet werden. So ist zunächst zu bestimmen, wie viele Verdichterstationen im Rohrleitungsnetz zwischen den jeweiligen Regionen

in ETHOS.Infrastructure notwendig sind. Es wird vereinfachend angenommen, dass Leitungen, die eine Länge von bis zu 250 km besitzen von einer Verdichterstation betrieben werden. Leitungen, deren Länge größer als 250 km ist, werden von zwei Verdichterstationen betrieben. Damit lässt sich nach Gleichung 3.13 für jede Verbindung ein Verdichterfaktor (η_z) bestimmen.

$$\begin{aligned} \eta_z &= 1 : 0 < l_z \leq L_R \\ \eta_z &= 2 : L_R < l_z \leq 2 \cdot L_R \\ \eta_z &= 3 : 2 \cdot L_R < l_z \leq 3 \cdot L_R \end{aligned} \tag{3.13}$$

Diese Faktoren werden im Zuge der Aggregierung anhand des Wasserstoffenergieflusses ($\dot{P}_z$) durch die jeweilige Verbindung gewichtet. Damit ist sichergestellt, dass die Leitungen, welche einen hohen Anteil Wasserstoff transportieren, den größten Anteil am aggregierten Verdichterfaktor ausmachen. Bedingt durch die räumliche Auflösung und die damit verbundenen Leitungslängen beträgt der Wert dieses aggregierten Rekompressionsfaktors zwischen eins und zwei, da keiner der Leitungen eine Länge von mehr als 500 km ausweist. Bei der Berechnung des aggregierten Verdichteraufwands wird weiterhin zwischen neugebauten und umgerüsteten Wasserstoffleitungen unterschieden, da für diese jeweils andere Leitungsverläufe und somit Leitungslängen in ETHOS.Infrastructure hinterlegt sind. Der aggregierte Rekompressionsfaktor (ARF) berechnet sich somit nach Gleichung 3.14.

$$ARF_{Agg,Typ} = \frac{\sum_{z \in Z} \eta_z \cdot \dot{P}_z}{\sum_{z \in Z} \dot{P}_z} \tag{3.14}$$

Dieser Faktor wird im Anschluss mit der elektrischen Energienachfrage für Wasserstoffverdichtung (C) multipliziert.

$$EDemand_{Agg,Typ} = ARF_{Agg,Typ} \cdot C \tag{3.15}$$

Damit ergibt sich eine aggregierte elektrische Nachfrage für das jeweilige Wasserstoffnetz, welche sowohl die Leitungslänge als auch den jeweiligen Wasserstoffdurchsatz jeder explizit ausgebauten Wasserstoffrohleitung berücksichtigt. Die beiden berechneten Faktoren werden im Zuge der Modellkopplung als Input-Parameter an die Umwandler-Komponenten des FINE-Frameworks Wasserstoffnetz in ETHOS.NESTOR übertragen und stellt damit die Sektorenkopplung zum der Wasserstoffleitungen zum Stromsektor her. Die variablen Kosten für die Verdichtung werden damit dem Modell nicht exogen vorgegeben, sondern ergeben sich indirekt aus den Schattenpreisen der elektrischen Energie im Stromsektor im Zuge der Optimierung von ETHOS.NESTOR.
Als letzter Faktor der Aggregation von räumlichen Wasserstoffrohrleitungen ist der Netzneubaufaktor (β) der beiden ausgebauten Wasserstoffnetze zueinander zu berechnen. Grund dafür ist, dass die beiden aggregierten Netzersatzkomponenten in ETHOS.NESTOR parallel verschaltet sind und somit in direkter Konkurrenz zueinanderstehen. Ohne einen Netzneubaufaktor, welcher den Ausbau der beiden Komponenten miteinander verknüpft, würde exklusiv das umgerüstete Wasserstoffnetz ausgebaut werden, da es im Vergleich zum Neubau deutlich günstiger ist. Im Einknoten-Modell ist

dieses Ergebnis rein mathematisch gesehen richtig, führt aber zu einer Inkonsistenz im Vergleich mit ETHOS.Infrastructure. Um diesen inkonstanten Fehler bei der Modellkopplung zu vermeiden, ist es zunächst erforderlich, die Kapazitätslängen ($PLen$) der in ETHOS.Infrastructure endogen optimierten Wasserstoffnetze zu berechnen. Dabei ist es erforderlich, wie in Gleichung 3.16 beschrieben, das Produkt aus Rohrleitungskapazität und Leitungslänge für die ausgebauten Stränge des Ersatznetzes aufzusummieren.

$$PLen_{Typ} = \sum_{z \in Z} l_z \cdot P_z \tag{3.16}$$

Die Summe der Kapazitäten oder der Leitungslängen ist allein unzureichend, da es sich bei einem Rohrleitungsnetz um ein räumliches System handelt, welches sich je nach Leitung in installierter Kapazität und Leitungslänge variiert. Mit den Kapazitätslängen für das umgerüstete und das neugebaute Wasserstoffnetz kann der dimensionslose Netzneubaufaktor (β) bestimmt werden. Dieser berechnet sich nach Gleichung 3.17 aus dem Quotierten der Kapazitätslänge für den Leitungsneubau und der Leitungsumrüstung.

$$\beta = \frac{PLen_{Neubau}}{PLen_{Retrofit}} \tag{3.17}$$

Der Netzneubaufaktor ermöglicht es den aggregierten Kapazitätsausbau des Wasserstoffleitungsnetzes in ETHOS.NESTOR konsistent zum räumlich aufgelösten Netzausbau in ETHOS.Infrastructure zu setzen. Dabei wird eine weitere Randbedingung in das aufgestellte Optimierungsproblem des Energiesystems eingefügt. Diese Randbedingung ist in Gleichung 3.18 dargestellt und gibt an, dass bei einer Umrüstung des Erdgasnetzes zu einem Wasserstoffnetz gleichzeitig eine faktorabhängige Kapazität an neuem Wasserstoffnetz installiert werden muss.

$$PNeubau = \beta \cdot PRetrofit \tag{3.18}$$

Neben der Berechnung von aggregierten Kosten- und Kapazitätsfaktoren von Wasserstoffinfrastrukturen, ist auch die Berechnung von neugebauten Erdgasleitungen möglich. Wie bereits beschrieben, ist ein Erweiterung des Fernleitungsnetzes von Erdgas im Zuge der Systemtransformation zu einem nachhaltigen Energiesystem nicht zu erwarten. Aus diesem Grund wird der Neubau dieser Leitungen nicht berücksichtigt und das Aggregationswerkzeug beschränkt sich im Rahmen der Modellkopplung ausschließlich auf Rohrleitungen für Wasserstoff. Mit Hilfe der hier beschriebenen abgeleiteten Faktoren ist es möglich, ein räumlich explizit ausgebautes Rohrleitungsnetz eines Mehrknoten-Modells zu aggregieren und konsistent in einem Einknoten-Modell zu approximieren, wo lediglich ein aggregierter Ansatz zur Abbildung von Infrastrukturen angewendet wird.

3.4.5 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird grundlegende Methodik zur iterativen Kopplung der Energiesystemmodelle ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure erläutert. Dieses Verfahren wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit zur Generierung der Ergebnisse eingesetzt. Dazu wird zunächst der verwendete Modellgenerator ETHOS.FINE und dessen verschiedene Hauptkomponenten zur Optimierung eines Energiesystems beschrieben. Aufbauend auf dem FINE-Framework werden die grundlegenden modelltechnischen Charakteristika der Modelle ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure dargestellt. Im Zuge der Weiterentwicklung wird zunächst der Vorteil einer Modellkopplung vor einer Modellintegration diskutiert. Danach werden die notwendigen Erweiterungen von ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure für einen integrierten Transformationspfad erläutert. Im letzten Schritt werden die Schnittstellen der Modelle diskutiert und beschrieben.
Bei den verwendeten Modellen des FINE-Frameworks handelt es sich um lineare Optimierungsmodelle mit dem Ziel der Minimierung der jährlichen Gesamtkosten des Systems. Dabei gilt als zentrale Nebenbedingung die Limitierung der jährlichen Treibhausgasemission in Deutschland. Diese Randbedingungen zwingen das Optimierungsmodell das vorhandene Energiesystem einem radikalen Transformationsprozess zu unterziehen. Dabei werden zum einen in ETHOS.NESTOR ein integraler, stündlich aufgelöster Transformationspfad aller Sektoren des Energiesystems und zum anderen nachgeschaltet in ETHOS.Infrastructure eine integrale Infrastrukturplanung aufbauend zu den Endergebnissen von ETHOS.NESTOR berechnet. Die Modifizierung der Grundmodelle zur Berücksichtigung von expliziten Infrastrukturen im Transformationsprozess von ETHOS.NESTOR ist durch die gegenseitige Abhängigkeit der beiden Modelle untereinander bedingt. Der anschließend vorgestellte Modellkopplungsansatz bezieht erstmalig diese Abhängigkeit über die Formulierung von Modellschnittstellen innerhalb des myopischen Ansatzes mit ein. Über diese Schnittstellen werden die relevanten berechneten Parameter automatisch an das jeweils andere Modell übertragen. Darüber hinaus ermöglicht dieses Verfahren die Berechnung der ersten ganzheitlichen Energieszenarien für Deutschland, die sowohl alle Sektoren des Energiesystems als auch die relevanten Transportinfrastrukturen berücksichtigen.
Dafür ist ETHOS.NESTOR um die Möglichkeit der Umrüstung von bestehenden Erdgas- zu Wasserstoffleitungen, sowie um die Einbettung des Kopplungsverfahrens innerhalb des myopischen Backcasting-Ansatzes, zu erweitern. Nach der Beschreibung der Modifikationen am NESTOR-Modell werden die Modellerweiterungen von ETHOS.Infrastructure erläutert. Dazu wird zuerst im Detail erläutert mit welcher räumlichen Auflösung das Modell berechnet wird. Danach wird der Ansatz zur Berechnung eines zeitlichen Transformationspfades des Modells vorgestellt. Dabei handelt sich um einen myopischen forecasting-Ansatz zur sequenziellen Ermittlung der minimalen Kosten jedes Stützjahres bis zum Zielsystem im Jahr 2045. Die Schranken in jedem Optimierungsschritt werden von exogen durch die Ergebnisse von ETHOS.NESTOR vorgegeben. Ergänzend zur Modellentwicklung wird zudem ein methodischer Aspekt bei der Umrüstung von Erdgasrohrleitungen aufgezeigt. Da das Netz zur Umschreibung aus einer endlichen Anzahl von Leitungsstängen besteht ist immer ein Mindestdurchmesser zwischen den betrachteten Regionen im Zuge der Transformation umzurüsten. Ansonsten werden beim Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur Rohrleitungen umgeschrieben, die so nicht im hinterlegen Kandidatennetz existieren. Zu diesem Zweck wird ein zweistufiger gemischt-ganzzahlig-linearer Modellierungsansatz entwickelt. Mit dem beschriebenen Verfahren wird die Ergebnisqualität hinsichtlich der Berücksichtigung von Wasserstoffinfrastruktu-

ren deutlich verbessert. Nachteilig bei diesem Ansatz ist allerdings die erhöhte Komplexität von ETHOS.Infrastructure.

Nach den Weiterentwicklungen der Energiesystemmodell werden die entwickelten Modellschnittstellen beschrieben. Dabei wird zum einen beim Regionalisierungswerkzeug die automatisierte räumliche Disaggregation der Nachprofile des Industrie-, Gebäude-, GHD- und Verkehrssektors nach definierten Verteilschlüsseln erläutert, zum anderen wird in der Schnittstelle zur Kostenaggregation von Rohrleistungsnetzen beschrieben, wie ein Investitionskostenfaktor aus einem explizit berechneten Leitungsnetz abgeleitet wird. Die Auswirkungen dieser Modellkopplung sowie die angewendeten Methodiken auf die Ergebnisse des Transformationspfades werden in den folgenden Kapiteln analysiert und bewertet.

4 Referenzszenario (Szenario REF)

Das nachfolgende Kapitel beinhaltet den aktuellen Stand der Modellierung von ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure. Die vorgestellten Ergebnisse dieses Abschnitts dienen als Referenzszenario (REF) der Energiesystemmodelle, welche in diesem Abschnitt sequentiell berechnet werden. Dabei wird zunächst auf die Berechnungen von ETHOS.NESTOR eingegangen, sowohl auf das Gesamtsystem als auch auf die einzelnen Sektoren. Aufbauend auf diesen Ergebnissen werden die regionalen Sekundärenergienachfragen der Endenergiesektoren für ETHOS.Infrastructure berechnet. Nachfolgend werden die Ergebnisse der Stützjahre 2030 und 2045 des Infrastructure-Modells berechnet und erläutert. Weiterhin werden die beiden Stützjahre von ETHOS.Infrastructure als Einjahresoptimierungen berechnet und bauen nicht als Transformationspfad aufeinander auf. Obwohl die Ergebnisse dieser ersten Untersuchung auch für sich genommen einen ersten Einblick zu Strategien eines zukünftigen kostenoptimalen Energiesystems geben, besteht das übergeordnete Ziel dieses Referenzszenarios jedoch darin, eine Basis zu schaffen, um die Effekte der Erweiterung der iterativen Modellkopplung und die damit verbundene Infrastrukturaggregation zwischen den beiden Energiesystemmodellen auf das daraus resultierende integrale Gesamtenergiesystem einordnen zu können.

4.1 Ergebnisse des Energiesystemmodells ETHOS.NESTOR

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des Energiesystemmodells ETHOS.NESTOR vorgestellt. Diese dienen der Identifikation der wesentlichen Veränderung des Gesamtsystems, um die Reduktionsziele der Politik einzuhalten. Dabei werden in einzelnen Treibhausgas-Emissionen, die Primär- und Endenergienachfragen, die installierten Strom-, Wasserstoff- und Erdgasversorgungskapazitäten sowie deren jeweilige sektorale Nachfragen analysiert.

4.1.1 Treibhausgas-Emissionen

Bei der Transformation des Energiesystem werden die maximal möglichen Emissionen dem System in den Stützjahren exogen vorgegeben. Dabei handelt es sich bei den sektoralen Reduktionen jedoch um ein Ergebnis der Optimierungsrechnung. In Abbildung 4.1 ist zu erkennen, dass eine Nullreduktion in allen Sektoren nicht möglich ist. Aus diesem Grund kommen ab dem Jahr 2040 Technologien für die Erzeugung von negativen Emissionen zum Einsatz, um die gesetzliche Nettonullvorgaben zu erfüllen. Die prozessbedingten Restemissionen im Industrie- und Landwirtschaftssektor können durch eine geologische Speicherung ausgeglichen werden. Alle Technologien des Modells stehen bei der Kostenoptimierung in Konkurrenz zueinander. Aus dieser Logik heraus ergibt sich, dass zu Beginn der Transformation die Sektoren dekarbonisiert werden, welche die geringsten CO_2-Vermeidungskosten aufweisen.

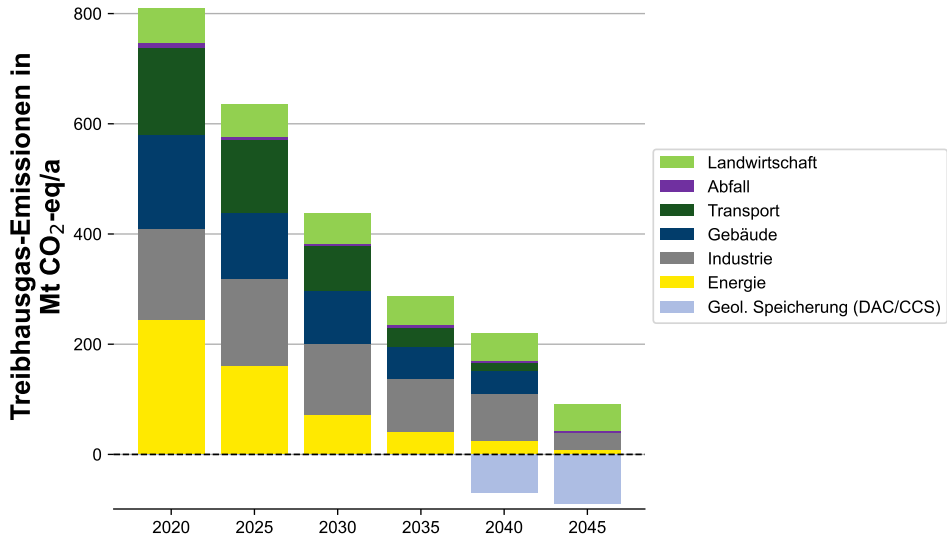

Abbildung 4.1: Entwicklung der sektoralen Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2045

Dabei ist zu beobachten, dass zunächst der Umwandlungssektor Dekarbonisierung und im Anschluss ein Rückgang der Emissionen in den übrigen Sektoren zu verzeichnen ist. Bereits im Jahr 2030 werden im Umwandlungssektor nur noch 71 Mt CO_2 emittiert, was einer Reduktion von 71% im Vergleich mit dem Jahr 2020 entspricht. Im Vergleich dazu werden die Emissionen im Industriesektor um 22% und in der Landwirtschaft um 12% reduziert. Im Zieljahr 2045 entfallen in diesen Sektoren Gesamtemissionen von 90 Mt. Daraus lässt sich schließen, dass die CO_2-Vermeidungskosten im Umwandlungssektor am geringsten und im Industrie- und Landwirtschaftssektor am höchsten sind. Dabei ist zusätzlich zu erwähnen, dass im Landwirtschaftssektor unvermeidbare Prozessemissionen existieren, welche durch die geologische Speicherung von negativen Emissionen ausgeglichen werden müssen.

4.1.2 Primärenergienachfrage

Im Jahr 2020 ist der Primärenergieverbrauch von konventionellen fossilen Energieträgern geprägt. Lediglich 11% des Gesamtverbrauchs basiert auf erneuerbaren Energien, wie in Abbildung 4.2 zu erkennen ist. Im Zuge der Transformation sinkt der Gesamtverbrauch von Primärenergie bis zum Jahr 2045 um 32%. Diese Entwicklung ist vor allem auf die Elektrifizierung und Effizienzverbesserungen der Technologien in den Endverbrauchssektoren zurückzuführen.

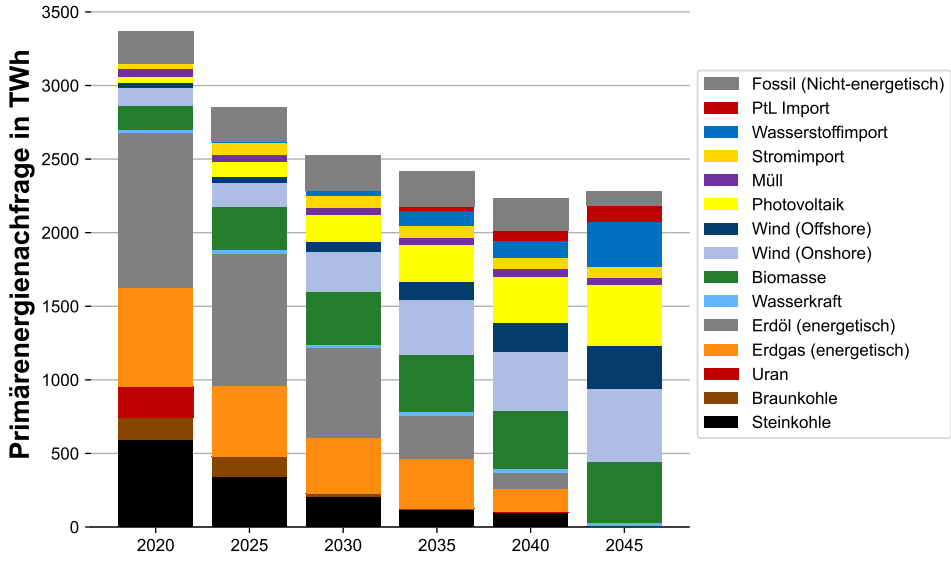

Abbildung 4.2: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2045

Im Jahr 2045 beträgt der Anteil der genutzten fossilen Primärenergieträger lediglich 6,5% bei den nicht-energetischen Bedarfen des Energiesystems. Dahingegen ist eine Steigerung der erneuerbaren Energien zu verzeichnen. Die Energieversorgung durch Wind, Photovoltaik und Biomasse beträgt zusammen 1620 TWh, was 71% der Gesamtnachfrage ausmacht. Neben dieser Entwicklung spielt der Import von grünem Wasserstoff mit 300 TWh eine entscheidende Rolle bei der Energieversorgung im Jahr 2045. Zusätzlich zum Anstieg der regenerativen Energienachfrage sinkt die Importabhängigkeit des Energiesystems von 83% im Jahr 2020 auf 26% im Jahr 2045.

4.1.3 Endenergienachfrage

Wie aus der Rückläufigkeit des Primärenergieverbrauch abzuleiten ist, kommt es auch beim sektoralen Endenergieverbrauch zu einer Reduktion. Wie in Abbildung 4.3 dargestellt ist, erfolgt diese Reduktion nicht exklusiv in einem Sektor, sondern in allen Nachfragesektoren sind forcierte und übergreifende Energieeinsparmaßnahmen erforderlich. Dabei kommt es im GHD-Sektor zu einer sukzessiven Reduktion der Energienachfrage um ca. 42% auf 276 TWh. Im Transport- und Gebäudesektor reduziert sich der Endenergiebedarf auf 266 TWh, entsprechend einem Anteil von 57%, und 276 TWh, entsprechend einem Anteil von 71%. Primär wird diese Einsparung über Sanierungsmaßnahmen sowie Einsatz von Wärmepumpen erreicht. Auch im Transportsektor trägt die Elektrifizierung mit dem Einsatz von Batterie- und Brennstoffzellenfahrzeugen zu diesen Einsparpotenzialen bei.

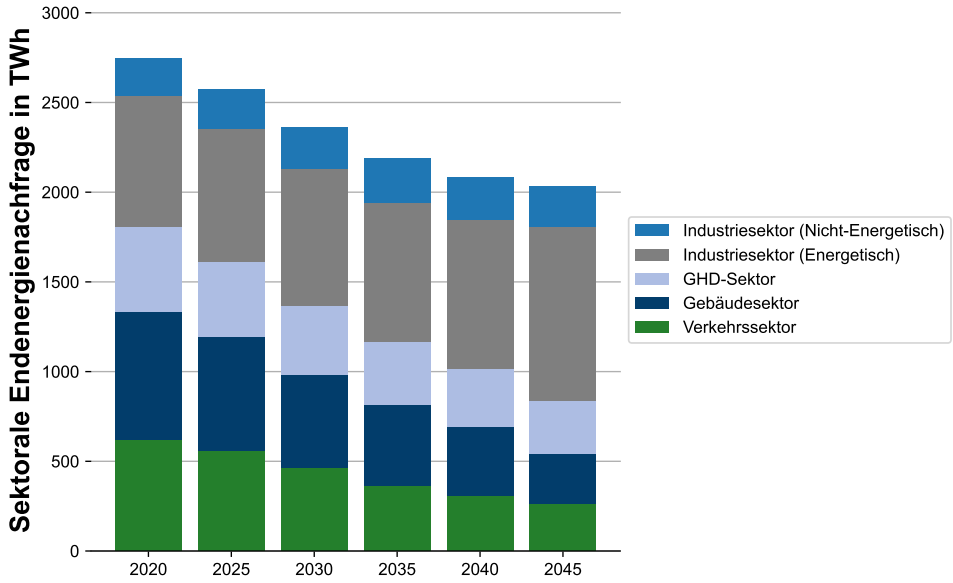

Abbildung 4.3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs bis zum Jahr 2045

Kombiniert über alle Sektoren sinkt der Endenergiebedarf von 2739 TWh im Jahr 2020 um 27% auf 1942 TWh im Jahr 2045.

4.1.4 Stromversorgung

Wie bereits beschrieben, ist die Elektrifizierung ein entscheidender Faktor bei der Realisierung der Transformationsstrategie. Dabei ist auch die Defossilisierung und der Ausbau von erneuerbaren Energien ein wichtiger Baustein des Stromsektors. Der Anteil von erneuerbaren Energien zur Stromversorgung beträgt im Jahr 2020 nur etwa 50%, während dies bis zum Jahr 2045 auf 99% ansteigt. Durch Elektrifizierung steigt die Gesamtstromversorgung von 494 TWh im Jahr 2020 auf 1316 TWh im Jahr 2045, wie in Abbildung 4.4 dargestellt.

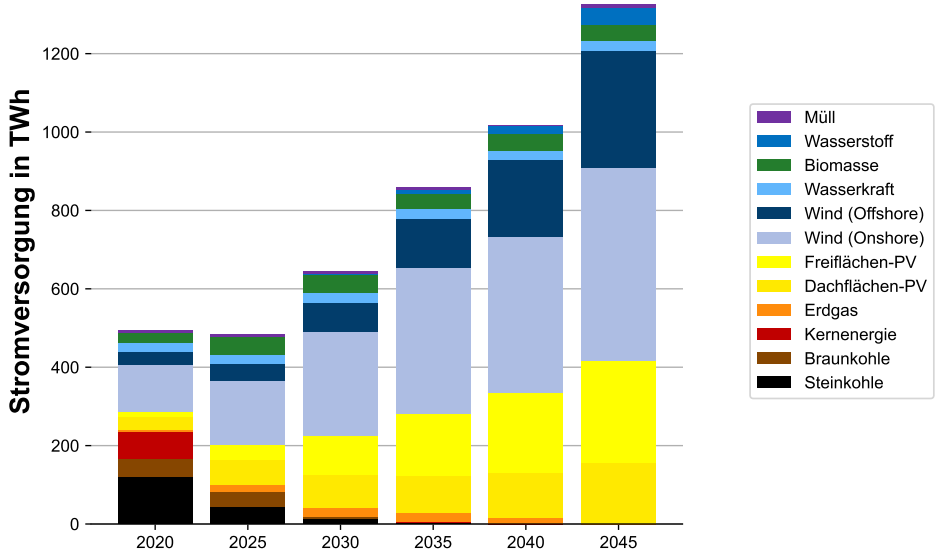

Abbildung 4.4: Entwicklung der Stromversorgung bis zum Jahr 2045

Den größten Anteil an der Stromversorgung im Jahr 2045 haben Windenergieanlangen. Diese stellen insgesamt 60% der Erzeugung im Stromsektor bereit, wobei sie lediglich 34% der installierten Kapazität ausmachen (Abbildung 4.5). Dem gegenüber stehen die Dach- und Freiflächen Photovoltaikanalgen, welche 31% des gesamten Stroms erzeugen, aber 49% an der installierten Kapazität des Stromsektors ausmachen. Grund dafür sind die unterschiedlichen Volllaststunden (FLH) der Versorgungstechnologien. Diese betragen durchschnittlich für PV-Dachanlagen 858 FLH und für PV-Freiflächenanlagen 1085 FLH. Bei Windstrom ist dieser Wert mit 2661 FLH für Onshore-Windenergieanlagen und 4960 FLH für Offhore-Windenergieanlagen deutlich höher.

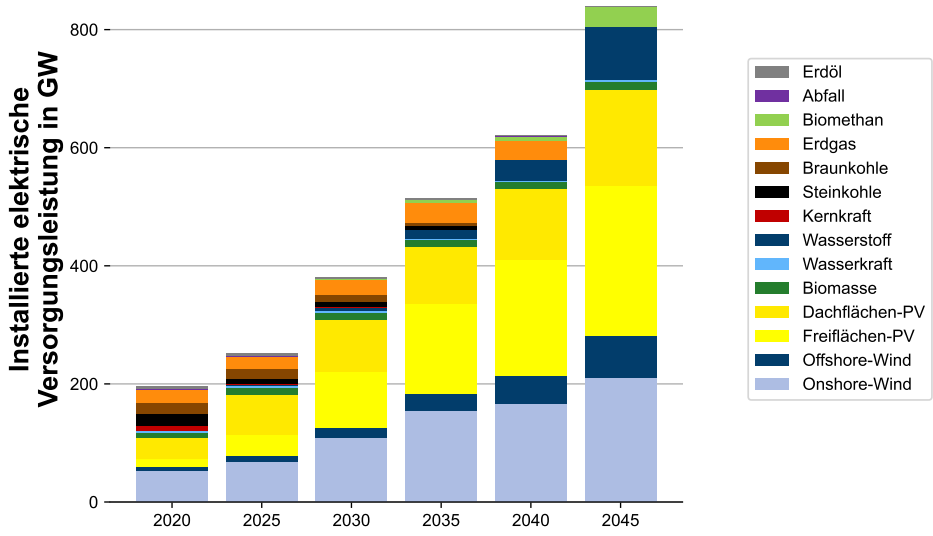

Abbildung 4.5: Entwicklung der installierten Versorgungskapazitäten bis zum Jahr 2045

Konventionelle, regelbare Kraftwerke verlieren während der Transformation immer mehr an Bedeutung. Mit dem endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie in Jahr 2023 werden insgesamt 8 GW Erzeugungsleistung und 69 TWh, entsprechend 14% der Gesamterzeugung im Jahr 2020, aus der Versorgung stillgelegt. Der Kohleausstieg ist für 2038 vorgesehen. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass Kohle bereits im Jahr 2035 keine Rolle mehr in der Stromversorgung spielt. Dies ist insbesondere auf die Brennstoffpreise und die Personalkosten für den Betrieb der Kraftwerke zurückzuführen. Lediglich Erdgas ist bis zum Jahr 2040 als Übergangstechnologie systemrelevant. Dieser Energieträger dient in den späteren Jahren der Transformation, jedoch ausschließlich zur Deckung der Spitzenlasten mit ca. 500 FLH. Neben den konventionellen wird auch Wasserstoff als regelbare Kraftwerksoption zur Deckung der Spitzenlasten mit 550 FLH ab dem Jahr 2030 eingesetzt. Diese Kraftwerke übernehmen ab dem Jahr 2045 dann auch die Aufgabe der verbliebenen Erdgaskraftwerke. Im Jahr 2045 steht dafür eine installierte Kapazität von 89 GW bereit.

4.1.5 Wasserstoffversorgung

In den Ergebnissen stellt Wasserstoff einen entscheidenden Baustein des Transformationsprozess dar. Bei der Versorgung mit Wasserstoff kommen primär zwei Optionen zum Einsatz. Zum einen ist es möglich Wasserstoff per Rohrleitung zu importieren, zum anderen wird grüner Wasserstoff im Elektrolyseur inländisch erzeugt. Die Entwicklung dieser installierten Kapazitäten zur Wasserstoffversorgung ist in Abbildung 4.7 dargestellt. Insgesamt werden im Jahr 2045 ca. 481 TWh am Wasserstoff dem Energiesystem bereitgestellt. Der Hochlauf und die entsprechende Marktdurchdringung von Wasserstoff ist in Abbildung 4.6 dargestellt.

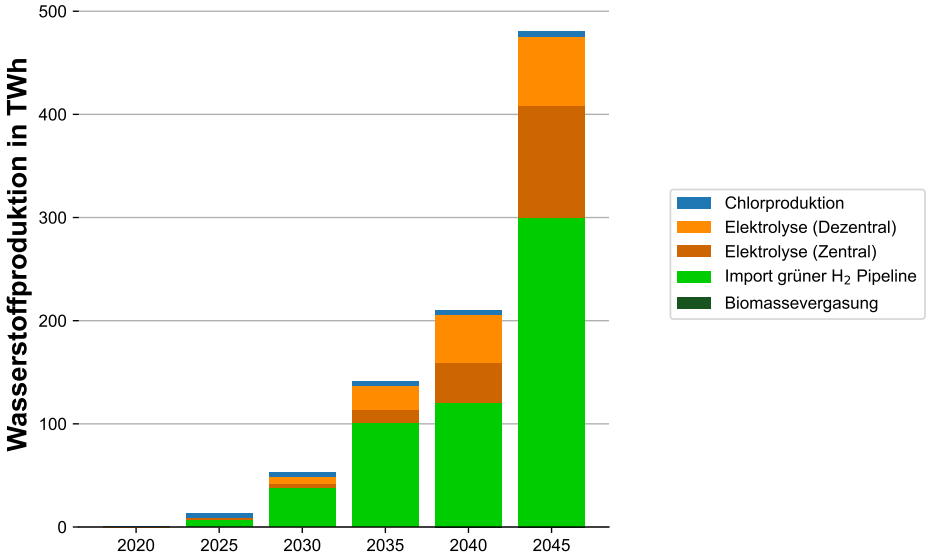

Abbildung 4.6: Entwicklung der Wasserstoffversorgung bis zum Jahr 2045

Im Jahr 2020 sind noch keine Wasserstoffkapazitäten installiert. Im Zuge des Transformationsprozess steigen diese aber bis zum Jahr 2045 auf 93 GW an. Davon sind 62% Elektrolyseure, welche mit Hilfe von erneuerbaren Energien grünen Wasserstoff herstellen. Mit 2350 Volllaststunden stellen die Elektrolyseure insgesamt 176 TWh Wasserstoff bereit, was im Vergleich nur 36% der Gesamtversorgung ausmacht. Der übrige Wasserstoff wird per Rohrleitung importiert. Dafür muss insgesamt eine Importkapazität von 34 GW, entsprechend 37% der Gesamtkapazität, aufgebaut werden. Der Grund dafür, dass 37% der installierten Versorgungskapazität 62% der Gesamtversorgung ausmachen, liegt in der Modellannahme, dass die Importkapazitäten fest mit 8760 Volllaststunden betrieben werden.

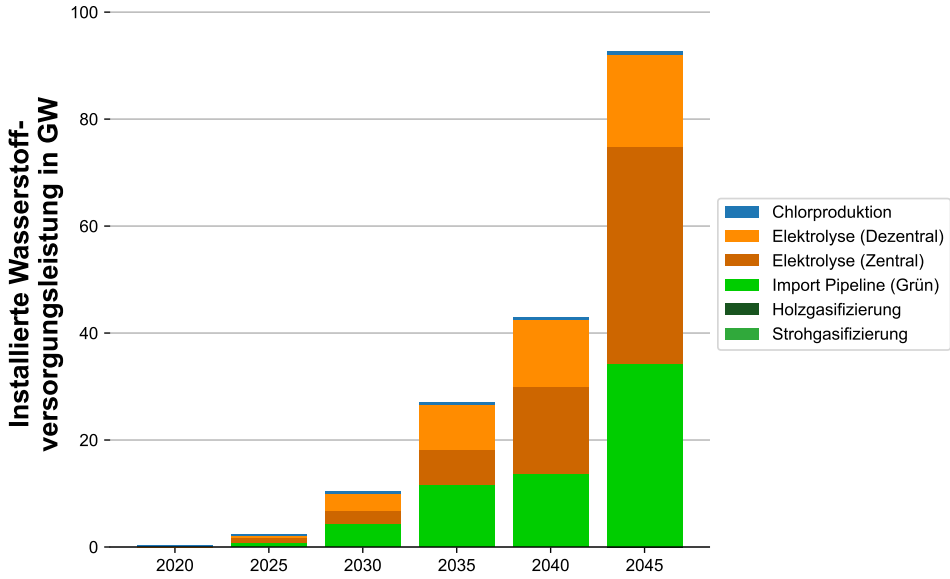

Abbildung 4.7: Entwicklung der installierten Versorgungsleistung bis zum Jahr 2045

Werden Import und Elektrolyseurversorgung miteinander verglichen, ergibt sich der Anteil der inländischen Wasserstoffproduktion zu ca. 36%. Daraus resultiert eine Importquote von ca. 64%.

4.1.6 Erdgasversorgung

Erdgas ist heutzutage ein zentraler Energieträger bei der Energieversorgung. Aus dem Primärenergieverbrauch geht im Jahr 2020 eine Nachfrage von ca. 695 TWh hervor. Diese Nachfrage wird ausschließlich durch den Import von fossilem Erdgas gedeckt, wie in Abbildung 4.8 dargestellt. Es wird aber auch der Rückgang der Erdgasimporte bis zum Jahr 2045 deutlich. Im Jahr 2030 werden im Vergleich nur noch ca. 401 TWh fossiles Erdgas importiert, was einer Reduktion von 42% entspricht. Im Jahr 2045 wird kein Erdgas mehr in Deutschland importiert.

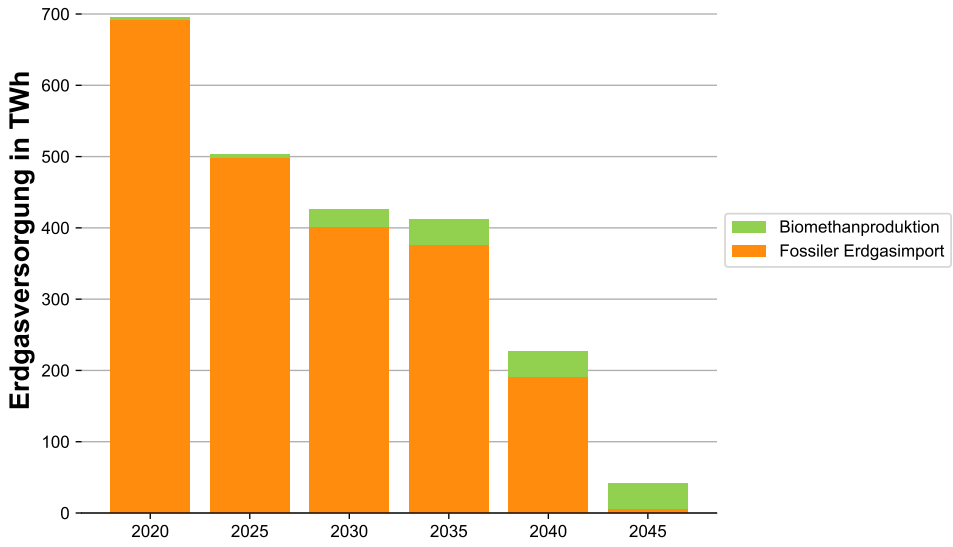

Abbildung 4.8: Entwicklung der Erdgasversorgung bis zum Jahr 2045

Neben Reduktion des fossilen Erdgases ist ein Hochlauf von Biomethanproduktion zu erkennen. Der Hochlauf erfolgt ab dem Jahr 2030, wobei der Anteil Biomethan an der Gesamtversorgung nur 6% beträgt. Ab dem Jahr 2045 erfolgt die Umstellung des Energiesystems auf Biomethan. Zur Deckung der letzten prozessbedingten Methannachfragen werden insgesamt 36 TWh Biomethan benötigt, um die Treibhausgasreduktionsziele zu erfüllen.

4.1.7 Sektorale Stromnachfrage

Wie bereits beschrieben, steigt die Gesamtstromversorgung von 493 TWh im Jahr 2020 auf 1364 TWh im Jahr 2045. Dies ist auf die sektorübergreifende Elektrifizierung des Energiesystems bis zum Jahr 2045 zurückzuführen, welche in Abbildung 4.9 dargestellt wird. Während der Stromverbrauch im Jahr 2020 noch bei 484 TWh liegt, erhöht sich dieser bis zum Jahr 2045 auf 1276 TWh. Das entspricht einer Steigerung von um 163%. Es ist klar zu erkennen, dass dieser Anstieg primär auf die Technologien der Sektorenkopplung, wie Elektrolyse, Wärmepumpen und Power-to-Heat zurückzuführen ist. Der Anteil dieser Technologien liegt im Jahr 2045 mit 613 TWh bei 48%.

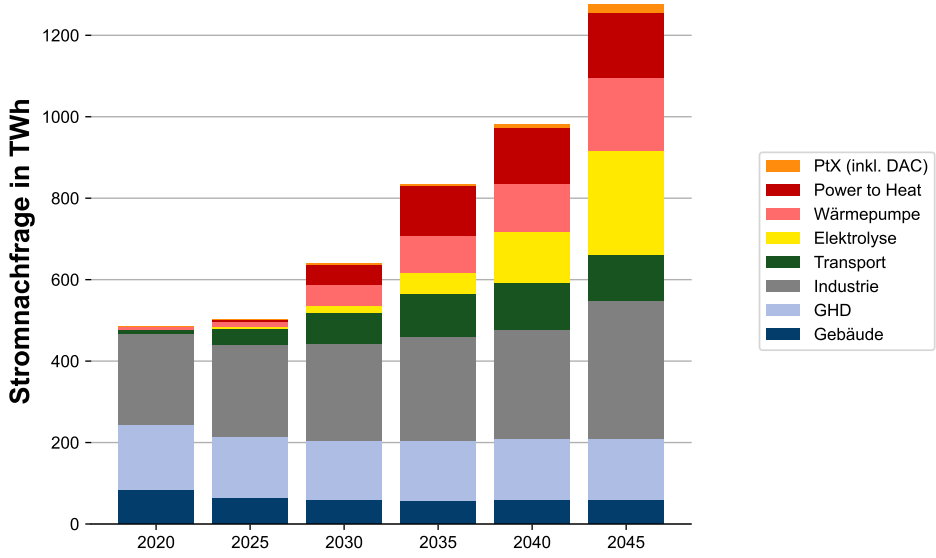

Abbildung 4.9: Entwicklung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2045

Durch den zunehmenden Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen in sämtlichen Segmenten des Transportsektors verzehnfacht sich die Stromnachfrage von 11 TWh im Jahr 2020 zu 114 TWh im Jahr 2045. Der Industriesektor stellt aktuell mit einer Stromnachfrage von 223 TWh den größten Stromverbraucher dar. Im Zuge der Transformation und der Elektrifizierung erhöht sich die industrielle Stromnachfrage bis zum Jahr 2045 auf 338 TWh. Diese Entwicklung ist auf die Substitution fossil basierter Prozesse durch neue, zukünftig verfügbare Prozesse zurückzuführen. Die Analyse zeigt, dass die Reduktion des Stromverbrauchs in den Sektoren Gebäude und GHD durch den Einsatz stromeffizienterer Anwendungen erreicht wird. Im Vergleich zu anderen Maßnahmen stellen diese Anwendungen eine kosteneffiziente Option dar und werden im Zuge der Transformation größtenteils im Jahr 2025 umgesetzt. Im Gebäude- und GHD-Sektor können damit bis zum Jahr 2045 eine Verbrauchsreduktionen von 31% beziehungsweise 5% realisiert werden.

4.1.8 Sektorale Wasserstoffnachfrage

Die Gesamtnachfrage an Wasserstoff im Jahr 2045 setzt sich aus den jeweiligen Nachfragen des Energie-, Industrie- und Transportsektors mit Anteilen von jeweils 17%, 59% und 24% zusammen. Im Umwandlungssektor werden 84 TWh Wasserstoff benötigt, um die Spitzenlasten des Stromsektors im Jahr 2045 zu decken. Diese Rückverstromung findet dabei ausschließlich in Gasturbinenkraftwerken statt. Der Industriesektor ist im Jahr 2045 mit 285 TWh der größte Verbraucher von Wasserstoff in Energiesystem. Der Wasserstoff im Industriesektor wird dabei primär nicht-energetisch für die Ammoniak- und Methanol-Synthese und energetisch in der Stahlproduktion eingesetzt. Ein weiteres Anwendungsfeld in der Industrie ist die technische Verbrennung für die Bereitstellung von

Prozesswärme. Es ist ein Sprung zwischen den Jahren 2040 und 2045 zu erkennen. In diesen Jahren gewinnt Wasserstoff im Industriesektor weiter an Bedeutung, was wieder auf die hohen CO_2-Vermeidungskosten des Sektors und dem Netto-Null-Ziel im Jahr 2045 zurückzuführen ist.

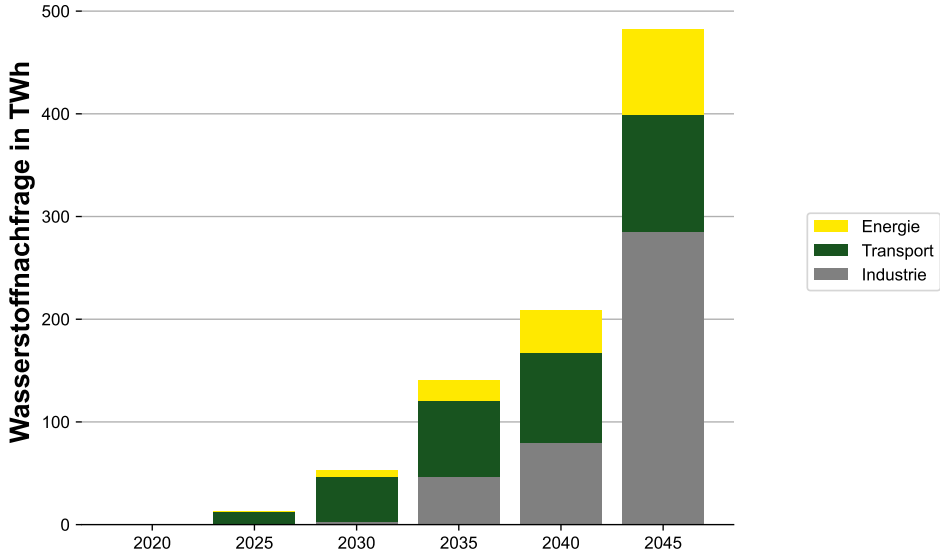

Abbildung 4.10: Entwicklung der Wasserstoffnachfrage bis zum Jahr 2045

Die im Transportsektor benötigte Wasserstoffmenge beträgt im Jahr 2045 115 TWh. Dabei kommt der Großteil der Nachfrage von Lkws zum Frachttransport. Die übrige Nachfrage ist auf Pkw, Busse, Zuge und Kleintransporter verteilt. Bis zum Jahr 2040 dominiert der Transportsektor die Nachfrage nach grünem Wasserstoff. Bereits im Jahr 2030 werden 44 TWh Wasserstoff benötigt. Daraus lässt sich ableiten, dass der Transportsektor einen entscheidenden Anteil an der Marktpenetration und dem Erfolg der Wasserstoffwirtschaft hat. Im Gebäude- und GHD-Sektor wird kein Wasserstoff benötigt. Daraus lässt sich schließen, dass im Modell andere Optionen zur Bereitstellung zur Raumwärme und Warmwasser favorisiert werden. Es werden keine Wasserstoffheizungen gebaut.

4.1.9 Sektorale Erdgasnachfrage

Im heutigen Energiesystem macht Erdgas besonders im Gebäude und GHD-Sektor einen signifikanten Anteil aus. Der Grund dafür liegt primär in der Nutzung von Erdgas zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Im Jahr 2020 beträgt der Anteil des Erdgasverbrauchs im Gebäude und GHD-Sektor, mit 464 TWh, 68%. Bis zum Jahr 2045 ist dieser dominierende Anteil durch den Einsatz von effizienteren Technologen, wie Wärmepumpen vollständig substituiert. Die sektorale Verteilung des Erdgasverbrauchs ist in Abbildung 4.11 dargestellt.

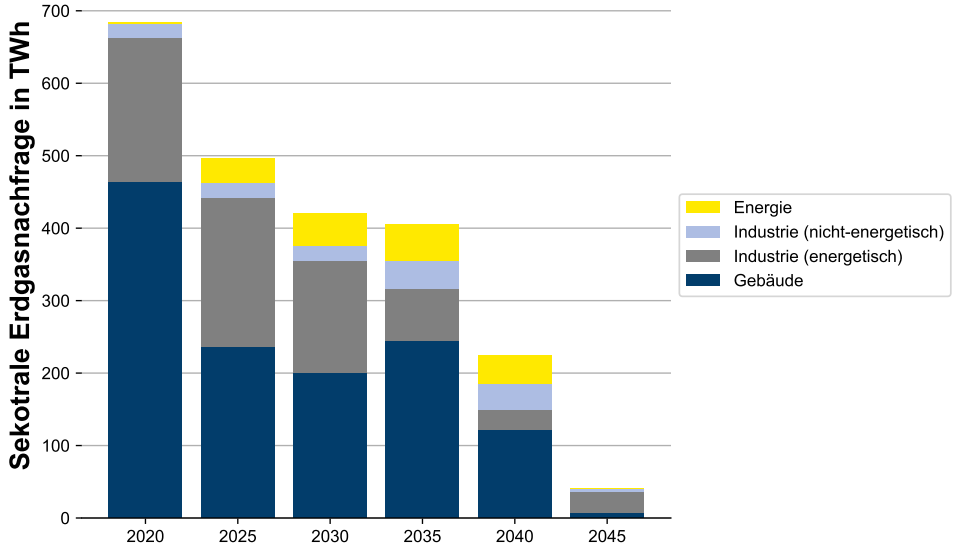

Abbildung 4.11: Entwicklung der Erdgasnachfrage bis zum Jahr 2045

Bedingt durch den Kohle- und Atomausstieg stellt Erdgas eine Brückentechnologie zwischen den Jahren 2025 mit 34 TWh und 2040 38 TWh im Umwandlungssektor dar. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Treibhausgasreduktionsziele spielt Erdgas im Jahr 2045 im Umwandlungssektor keine Rolle mehr. Im Industriesektor bleibt der Erdgasverbrauch bis zum Jahr 2025 mit 220 TWh nahezu konstant. Ab dem Jahr 2030 wird der Verbrauch von Erdgas durch den Einsatz von neuen Technologien, besonders Hochtemperatur-Prozesswärmepumpen und Elektrokesseln, substituiert. Im Jahr 2045 ist der Industriesektor der letzte verbleibende Sektor mit einer Erdnachfrage von 33 TWh. Diese wird allerdings vollständig durch Biomethan (vgl. Abbildung 4.8) gedeckt.

4.1.10 Zusammenfassung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des REF aus Sicht von ETHOS.NESTOR beschrieben, welche in weiteren Kapiteln dieser Arbeit als Vergleichsbasis der Szenarien dienen. Das REF beschreibt den kostenoptimalen Transformationspfad des Energiesystems bis zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2045. Zunächst werden die Ergebnisse für das gesamte Energiesystem beschrieben, wo besonders auf die sektoralen Emissionen und bereitgestellte Primärenergie eingegangen wird. Danach werden Versorgung und Verbrauch der relevanten Energieträger Strom, Wasserstoff und Erdgas diskutiert und die Frage erörtert, inwieweit sich deren Nachfragen in den Endverbrauchssektoren des Energiesystems über den Transformationspfad entwickeln. Als letzter Punkt wird die Entwicklung des aggregierten Wasserstoffnetzes von ETHOS.NESTOR erläutert. Mit den Ergebnissen des REF von ETHOS.NESTOR zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 für Deutschland ist es im Folgenden möglich, regionalisierte Nachfragen für die Endverbrauchssektoren Industrie,

Gebäude und Transport zu berechnen.

4.2 Referenzszenario Regionalisierung

Für die kurzfristige und langfristige Entwicklung bis zum Jahr 2030 beziehungsweise 2045 werden im nächsten Schritt die Nachfragen an Strom, Wasserstoff und Erdgas an die regionale Auflösung von 16 Bundesländer in ETHOS.Infrastructure angepasst. In diesem Abschnitt werden Ergebnisse der Regionalisierung erläutert. Bei diesen wird besonders auf die relevanten Faktoren eingegangen, welche zu den regionalen Ergebnissen führen.

4.2.1 Regionale Stromnachfrage

Im Jahr 2030 sind die größten Stromverbraucher der Industriesektor mit 238 TWh und der Gebäudesektor mit 205 TWh, wie in Abbildung 4.9 dargestellt. Außerdem ist die Nachfrage der Power-to-Heat-Techniken mit 49 TWh auch dem Industriesektor zuzuordnen. Die Stromnachfrage des Gebäudesektors ist zum einen auf die Bevölkerungsdichte zurückzuführen, was den Wohngebäudesektor betrifft. Dementsprechend haben bevölkerungsreiche Bundesländer, wie Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen einen hohen Stromverbrauch im Wohngebäudesektor. Die Stromnachfrage der dezentralen Wärmepumpen mit 28 TWh werden ebenfalls anhand dieser Terminologie auf die Bundesländer aufgeteilt. Zum anderen wird der GHD-Sektor anhand der Beschäftigungszahlen regionalisiert, wo neben den bevölkerungsreichen Bundesländern auch Berlin und Hamburg im Verhältnis zur territorialen Größe hohe Stromnachfragen aufweisen. In Abbildung 4.12 sind die regionalen Stromnachfragen der Bundesländer in Deutschland zusammengefasst. Außerdem zeigt die Abbildung die temporale deutschlandweite Stromnachfrage in stündlicher Auflösung, woran insbesondere die Nachfragespitzen zu erkennen sind.

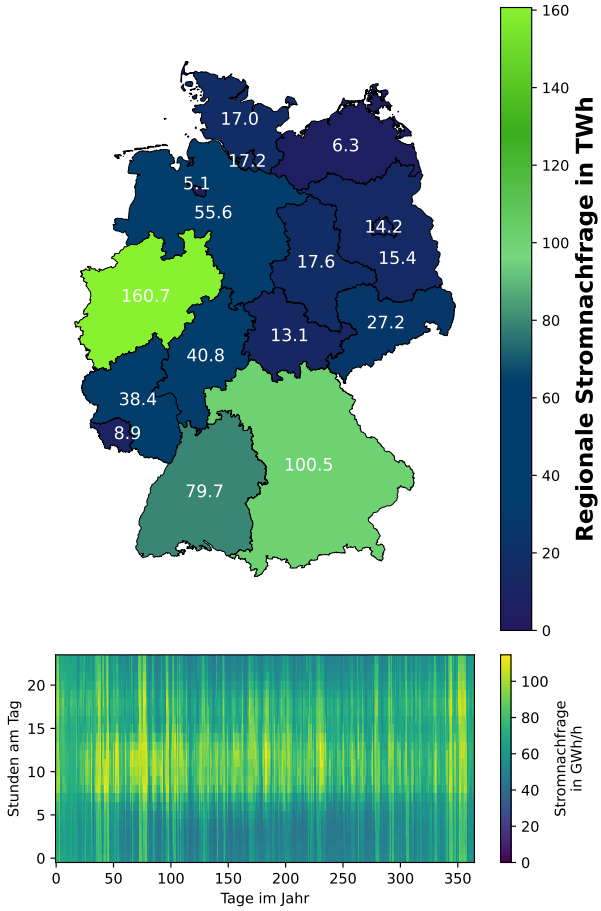

Abbildung 4.12: Regionale Stromnachfrage im Jahr 2030

Auf den Transportsektor entfallen im Jahr 2030 75 TWh, was 12% der Gesamtnachfrage ausmacht. Dabei fallen 50 TWh, mit einem Anteil von 67%, an die Nachfrage der batterieelektrischen Fahrzeuge, wobei diese anhand der gefahrenen regionalen PKW-Kilometer verteilt werden. Somit entfällt der größte Anteil auf urbane Gebiete, wie Berlin, Hamburg, Stuttgart und das Ruhrgebiet. Weiterhin werden 12 TWh für den Betrieb der batterieelektrischen LKW benötigt. Diese werden anhand der Flottengröße und des Frachtvolumens aufgeteilt, was besonders auf Hamburg zutrifft. In der Industrie wird die Stromnachfrage im Jahr 2030 von elektrischen Industrieöfen dominiert, gefolgt von dem Strombedarf der chemischen Industrie in Bereich Grundchemikalien und der Fahrzeugproduktion. Diese haben mit 78 TWh einen gemeinsamen Anteil von 33% am Gesamtstrombedarf des Industriesektors. Industrieöfen werden zur Bereitstellung von Hochtemperaturprozesswärme eingesetzt. Diese Temperaturniveaus werden in der Industrie in der Regel für die Verarbeitung von Metallen benötigt. Die Stromnachfrage wird anhand des Beschäftigungsniveaus der metallverarbeitenden Betriebe verteilt, was dazu führt, dass im Jahr 2030 der größte Anteil in Nordrhein-Westfalen ver-

braucht wird, gefolgt von Baden-Württemberg und dem Saarland. Die Stromnachfrage für die Produktion von Fahrzeugen richtet sich ebenfalls nach den Beschäftigungszahlen dieser Branche. Entsprechend verteilt sich diese Nachfrage primär auf die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern und Niedersachsen. Der Industriesektor ist mit einem hohen Detaillierungsgrad explizit modelliert. Daraus ergibt sich eine Vielzahl von Branchen und spezifische Verteilschlüssel. Im Kapitel 3.4.3 dieser Arbeit können diese Verteilschlüssel für jede der verschiedenen Branchen des Industriesektors entnommen werden. Die Stromnachfrage von zentralen Großwärmepumpen mit 23 TWh werden ebenfalls dem Industriesektor zugeordnet und anhand der allgemeinen Beschäftigungsverhältnisse auf die Bundesländer aufgeteilt. Die stündliche Stromnachfrage, welche sich über das Jahr verteilt, folgt einem dedizierten Muster. So steigt der Stromverbrauch zu den Arbeits-/ und Geschäftszeiten in der Mitte jeden Tages an. Zudem steigt der Stromverbrauch des Systems gegen Ende des Jahres an, was auf die kürzeren Sonnenstunden in der entsprechenden Jahresperiode zurückzuführen ist. Im Jahr 2045 ist bei weitem der größte Stromverbraucher der Industriesektor mit 338 TWh. Der Strombedarf des Gebäudesektors ist mit 210 TWh in Vergleich zum Jahr 2030 konstant geblieben. Des Weiteren ist der Anteil von Wärmepumpen mit 14% und Power-to-Heat-Technologien mit 12% am Stromverbrauch angestiegen. Als letzter Punkt besitzen auch die Power-to-X-Technologien eine Stromnachfrage von 21 TWh, was zum einen auf CCS-Technologen und zum anderen auf Direct-Air-Capture für die Bereitstellung von negativen Emissionen zurückzuführen ist. Die Verteilung der Stromnachfragen im Gebäudesektor ist, wie schon für das Jahr 2030 beschreiben, auf die Bevölkerungsdichte zurückzuführen. Der Strombedarf für die Power-to-X-Technologien ergibt sich hauptsächlich aus einem Bedarf von 16 TWh für Direct-Air-Capture. Die Verteilung dieser Nachfrage erfolgt anhand der dafür potenziell geeigneten On- und Offshore-Speichern für verpresstes CO_2. Der Strombedarf für die Offshore-Speicher erfolgt an den Küsten in Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Weiterhin werden Onshore-Speicher in Brandenburg berücksichtigt. Die gesamte Verteilung der Stromnachfrage für das Jahr 2045 ist in Abbildung 4.13 zu erkennen.

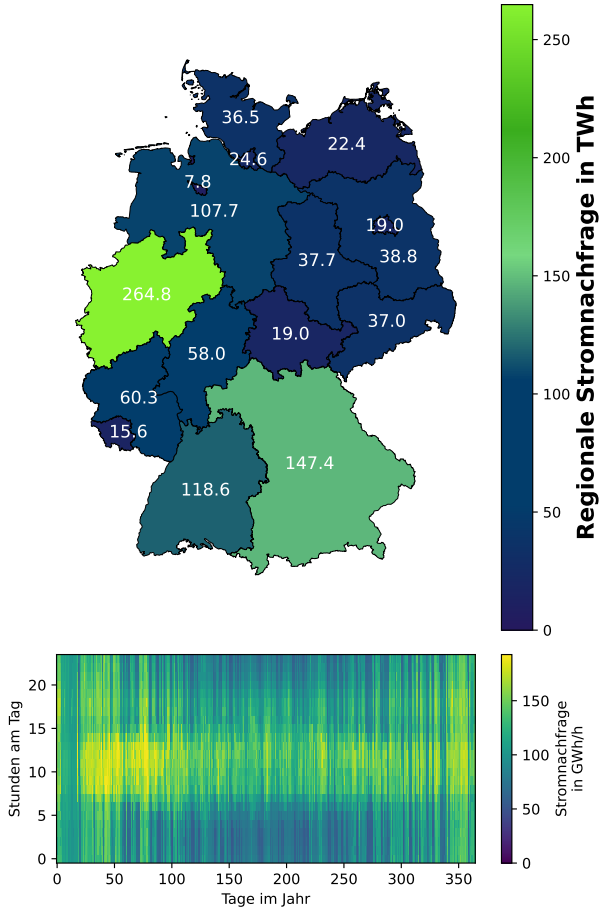

Abbildung 4.13: Regionale Stromnachfrage im Jahr 2045

Die Stromnachfrage der dezentralen Wärmepumpen mit 93 TWh wird wie schon im Jahr 2030 exklusiv anhand der Bevölkerungsdichte auf die entsprechenden Regionen aufgeteilt. Die zentralen Großwärmepumpen werden im Jahr 2045 in zwei Kategorien aufgeteilt. Zum einen werden 43 TWh dieser Stromnachfrage wieder anhand der Beschäftigungszahlen im Industriesektor zugeteilt. Zum anderen ergibt sich für die Direct Air Dapture Technologie eine Wärmenachfrage, welche ausschließlich über Großwärmepumpen bereitgestellt wird. Dementsprechend werden 45 TWh anhand der dafür potenziell geeigneten On- und Offshorespeicher für verpresstes CO_2 verteilt. Von den 114 TWh Strombedarf entfallen 66% für batterieelektrische PKW und 22% für batterieelektrische LKW. Die Verteilung erfolgt ebenfalls nach dem gleichen Verteilprinzip wie im Jahr 2030. Der Strombedarf der Elektrolyseure (Abbildung 4.9) wird nicht exogen regionalisiert, da es sich um eine Technologie des Umwandlungssektors handelt, deren Stromnachfrage endogen in ETHOS.Infrastructure optimiert wird. Für die stündliche Stromnachfrage im Jahr 2045 ist ebenfalls ein dediziertes Muster zu erkenne. Wie bereits für das Jahr 2030 beschrieben, steigt der Stromverbrauch zu den Arbeits- und

Geschäftszeiten in der Mitte eines jeden Tages an. Darüber hinaus steigt der Stromverbrauch des Systems zu Beginn und gegen Ende des Jahres an, was auf den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme zurückgeführt werden kann.

4.2.2 Regionale Wasserstoffnachfrage

Im Jahr 2030 wird die Wasserstoffnachfrage mit 44 TWh vom Transportsektor mit einem Anteil von 82% dominiert, wie schon in Abbildung 4.10 abzulesen war. Dabei sind mit einem Anteil von 70% LKWs der größte Verbraucher, gefolgt von Kleintransportern und PKW mit einem kombinierten Anteil von 27% am Wasserstoffverbrauch. Die Verteilschlüssel für die Regionalisierung des Transportsektors richten sich für Kleintransporter und PKW nach den Fahrzeugdichten und der Bevölkerung. Für LKW werden die Wasserstoffnachfragen nach den gemeldeten Flottengrößen und der verladenen Fracht regionalisiert. Dies erklärt, wieso Hamburg in Vergleich zu Berlin trotz geringerer Bevölkerung einen höheren Wasserstoffbedarf aufweist.

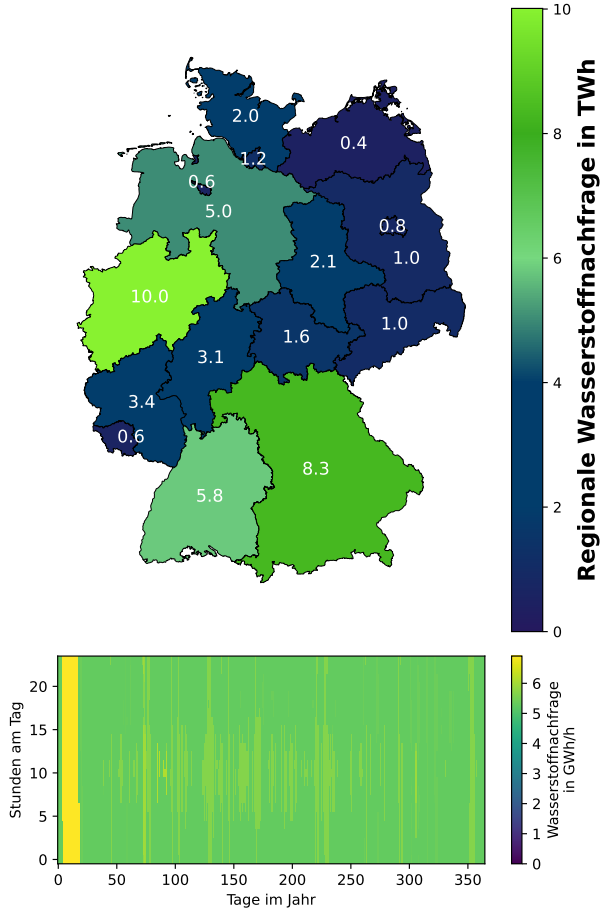

Abbildung 4.14: Regionale Wasserstoffnachfrage im Jahr 2030

Auf Grund der hohen Bevölkerungszahlen und der angesiedelten Industrie in Nordrhein-Westfalen werden diesem Bundesland 19% der insgesamt 44 TWh im Jahr 2030 zugeordnet. Die restliche Wasserstoffnachfrage von 3 TWh im Jahr 2030 kann mit der Prozesswärmenachfrage des Industriesektors erklärt werden. Im unteren Teil der Abbildung ist, wie bereits bei der Stromnachfrage, die stündliche Nachfrage an Wasserstoff für Deutschland dargestellt. Dabei ist besonders der Anstieg zu Beginn der Optimierung auf wasserstoffbefeuerte Industrieöfen zurückzuführen, welche während der exogen vorgegebenen Dunkelflaute des Jahres Wasserstoff in Wärme umwandeln. Die Industrieöfen werden anhand der industriellen Bruttowertschöpfung verteilt und sind nur während dieser Dunkelflaute im Einsatz. Neben dem Anstieg der Wasserstoffnachfrage aufgrund der Dunkelflaute gibt es keine weiteren Anstiege oder Abfälle der Nachfrage. Somit ist die Nachfrage an den restlichen Zeitpunkten im Jahr 2030 konstant. Im Jahr 2045 dominiert nicht mehr der Transportsektor sondern der Industriesektor mit einem Anteil von 59%, insgesamt 285 TWh, die Nachfrage an Wasserstoff im Energiesystem. Der Transportsektor benötigt zudem eine Wasserstoffmenge von 115 TWh. Dieser ist auch im Jahr 2045 wieder vom Bedarf für LKW dominiert. Somit wird die Wasserstoffnachfrage im Transportsektor wie im Jahr 2030 auf die Bundesländer aufgeteilt.

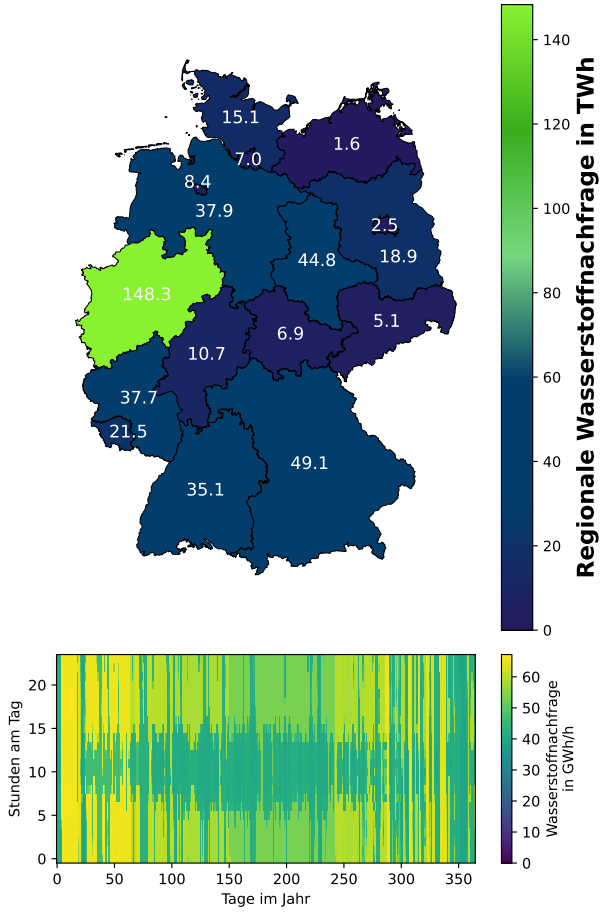

Abbildung 4.15: Regionale Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045

Die Wasserstoffnachfrage im Industriesektor wird im Jahr 2045 primär von den Bereichen Methanol-, Stahl-, und Prozesswärmeproduktion mit jeweils 112 TWh, 80 TWh und 47 TWh dominiert. Diese Prozesse machen gemeinsam 85% der gesamten Industrienachfrage aus. Die Prozesswärme wird wieder über die wasserstoffbefeuerten Industrieöfen bereitgestellt. Die Wasserstoffnachfrage der Stahlindustrie ist anhand der Stahlwerke in Deutschland verteilt. Diese Stahlwerke befinden sich in Bremen, Brandenburg, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und dem Saarland, wobei 56% des Bedarfs auf Nordrhein-Westfalen entfallen. Die Regionalisierung der Methanolproduktion richtet sich neben den Standorten und potenziellen zukünftigen Standorten von Raffinerien in Deutschland auch nach deren jeweiligen prognostizierten Produktionsvolumen für das Jahr 2045. Die größten Standorte sind aber die Raffineriestandorte in Nordrhein-Westfalen mit 37 TWh, Rheinland-Pfalz mit 14 TWh und Sachsen-Anhalt mit 26 TWh entsprechend einem Anteil von 69% an der Nachfrage. Im Jahr 2045 ist der Anstieg des Wasserstoffbedarfs in der Dunkelflaute nicht nur exklusiv durch die Prozesswärmenachfrage zu erklären. Auch die Nachfrage in der Stahlindustrie steigt, da in die-

ser Zeitspanne kein Strom für die Lichtbogenschmelzöfen vorhanden ist. Neben der Dunkelflaute kommt es zu saisonalen Schwankungen des Wasserstoffbedarfs, vor allem in den Frühlings- und Herbstmonaten. Dies ist zum einen wieder auf den Betrieb der Wasserstoffindustrieöfen und zum anderen auf die Fischer-Tropsch-Synthese der chemischen Industrie zurückzuführen. Jedoch hat dieser Prozess im Jahr 2045 lediglich einen Anteil von 2% am Industriebedarf von Wasserstoff. Die Schwankung ist über die Prozesskette allerdings auf den Transportsektor zurückzuführen. Dieser Sektor hat im Jahr 2045 noch einen Bedarf an Dieselkraftstoff zum Betrieb der LKW und Busse. In den Sommermonaten ist die solare Einstrahlung der PV-Anlagen allerdings sehr hoch, sodass dieser Mobilitätsbedarf in dieser Zeitperiode nicht mit Dieselfahrzeugen gedeckt werden muss. Ansonsten ist auch im Jahr 2045 eine stetige Grundlast der Nachfrage in allen Bundesländern zu erkennen.

4.2.3 Regionale Erdgasnachfrage

Abbildung 4.11 zeigt, dass das Erdgas im Transformationsprozess auch im Jahr 2030 noch eine signifikante Rolle für die Energieversorgung Deutschlands einnimmt. Dabei wird Erdgas primär im Gebäude- und Industriesektor mit jeweils 200 TWh und 175 TWh eingesetzt. Im Industriesektor entfallen dabei 11% auf die nicht-energetische Nachfrage nach Erdgas. In Abbildung 4.16 ist die regionale Verteilung der Erdgasnachfrage für das Jahr 2030 dargestellt, wobei die Nachfrage eine starke Korrelation mit dem regionalen Bevölkerungsanteil aufweist. Zudem ist in der Abbildung die stündliche Nachfrage an Erdgas abgebildet.

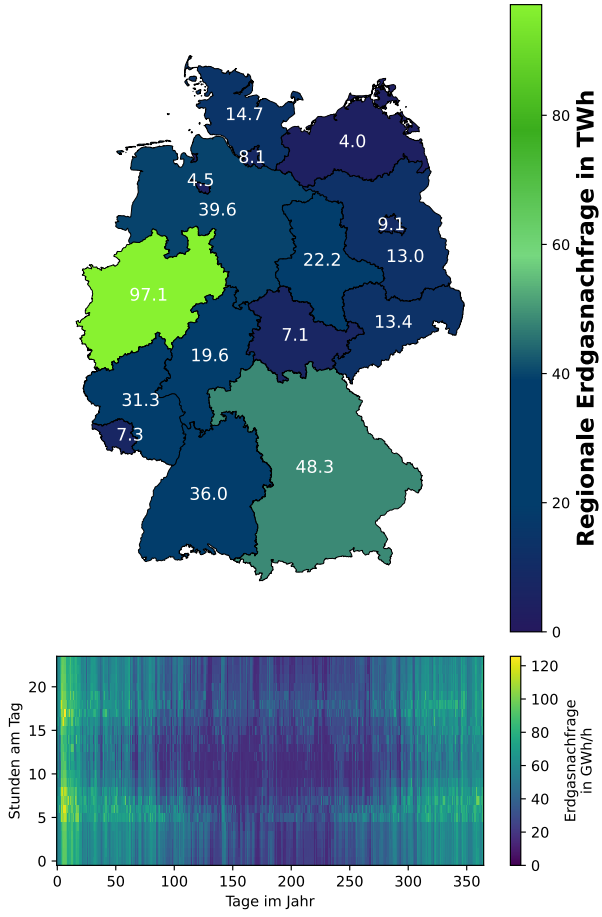

Abbildung 4.16: Regionale Erdgasnachfrage im Jahr 2030

Im Gebäudesektor werden 178 TWh des benötigten Erdgases in Gasbrennwertkesseln für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser verwendet. Zudem werden weitere 19 TWh in Gasherden verwendet. Diese Technologien werden im Rahmen der Regionalisierung anhand der Bevölkerungen in den einzelnen Bundesländern zugeordnet. Auch im Industriesektor wird Erdgas primär für die Erzeugung von Wärme benötigt. Die erdgasbefeuerten Industrieöfen verbrauchen insgesamt 137 TWh, entsprechend einem Anteil von 78%, der Industrienachfrage an Erdgas. Die Industrieöfen werden wie auch die Wasserstofföfen anhand der regionalen industriellen Bruttowertschöpfung verteilt. Mit weiteren 8 TWh folgt der Glassektor als zweitgrößter Erdgasverbraucher. Dabei wird diese Nachfrage aufgrund der ansässigen Glasindustrie primär auf die Bundesländer Bayern, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt verteilt. Im Bereich der nicht-energetischen Industrienachfrage werden 15 TWh zur Ammoniakproduktion mit dem Haber-Bosch-Verfahren benötigt. Diese Nachfrage wird anhand der Standorte der Chemieindustrie regionalisiert. Für die Ammoniakproduktion sind dies Rheinland-Pfalz, Schleswig-Holstein und Sachsen-Anhalt. Für die stündliche Auflösung von

der Erdgasnachfrage ist für das Jahr 2030 ein deutlicher saisonaler Verlauf zu erkennen. In der warmen Periode in der Mitte des Jahres sinkt der Erdgasverbrauch ab, und zu Beginn und gegen Ende sind die maximalen Anstiege zu erkennen. Besonders während der exogenen Dunkelflaute in den ersten Wochen des Jahres ist die Nachfrage nach Erdgas überdurchschnittlich hoch.
Im Jahr 2045 hat sich die Gesamtnachfrage nach Erdgas auf 41 TWh reduziert. Dabei fallen 80% Prozent auf die sektorale Nachfrage der Industrie. Die regionale Verteilung der verbliebenen Erdgasnachfrage des Energiesystems ist in Abbildung 4.17 dargestellt.

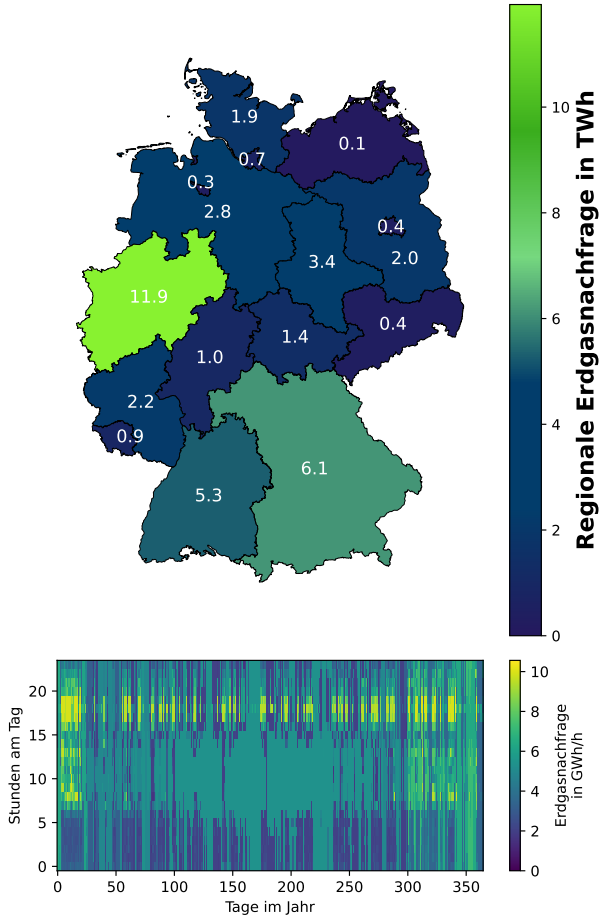

Abbildung 4.17: Regionale Erdgasnachfrage im Jahr 2045

Im nicht-energetischen Industriebedarf nach Erdgas fallen insgesamt 5 TWh an, welche primär für den Herstellungsprozess von Methanol eingesetzt werden. Die regionale Verteilung dieser Nachfrage wird anhand der Raffineriestandorte und deren potenziellem Produktionsvolumen im Jahr 2045 in Deutschland verteilt. Die größten Standorte sind in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Sachsen-Anhalt. Der Großteil des energetisch verwerteten Erdgases entfällt mit 23 TWh auf die

Prozesswärmeerzeugung der Zementindustrie. Die Verteilung dieser Branche richtet sich nach den Herstellungsstandorten von Zementklinker. Diese sind räumlich in allen Bundesländern zu finden, wobei der größte Anteil der Nachfrage Nordrhein-Westfalen zugeschrieben wird. Ein weiterer Punkt, der sich aus diesen Ergebnissen ableiten lässt, ist, dass die CO_2-Vermeidungskosten in der Zementindustrie von allen Industrien am höchsten sind. Zuletzt ist zu erwähnen, dass diese gesamte Nachfrage über Biomethan bereitgestellt wird, wie in Abbildung 4.11 abzulesen. Stündlich gesehen ergeben sich Restnachfragen nach diesem Biomethan während der exogenen Dunkelflaute zu Beginn des Jahres und in den Abendstunden. Im Vergleich zur Strom- und Wasserstoffnachfrage ist die Nachfrage nach Erdgas beziehungsweise Biomethan aber keine signifikante Größe des transformierten Energiesystems im Jahr 2045.

4.2.4 Zusammenfassung

In diesem Abschnitt wurde detailliert beschrieben, wie im Referenzszenario der endogen berechnete Endenergiebedarf aus ETHOS.NESTOR auf die gewählte Regionalisierung der Bundesländer übertragen wird und welche Verbräuche dabei den signifikanten Anteil und Einfluss ausmachen. Diese regionalen Nachfragen werden als zeitliche abhängige Parameter exogen an das Energiesystemmodell ETHOS.Infrastructure übergeben. Diese sind dabei inelastisch und werden in jeder Region des Modells als Senken-Komponenten des FINE-Frameworks modelliert. Dementsprechend können die Nachfragen für Strom, Wasserstoff und Erdgas nicht substituiert werden und müssen für jeden Zeitschritt der Optimierung entsprechend gedeckt sein. Dies ist erforderlich, um die Konsistenz zwischen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure zu gewährleisten. Als weiterer Punkt müssen die räumlichen Top-Down-Bedingungen für den endogenen Technologieausbau aus Kapitel 3 erfüllt werden. Die jeweiligen Ausbaukorridore der relevanten Technologien sind für die Stützjahre 2030 und 2045 in den Tabellen 7.11 und 7.12 im Anhang zusammengefasst.

4.3 Referenzszenario ETHOS.Infrastructure

Anhand der Endenergienachfrage für Strom, Erdgas und Wasserstoff werden in den Referenzanalysen in ETHOS.Infrastructure die regionalen Auswirkungen von Treibhausgasminderungsstrategien auf die zukünftige Auslegung des Energiesystems untersucht. Im Mittelpunkt dieses Abschnitts stehen dabei die räumliche Verteilung der einzelnen Technologien zur Bereitstellung der Endenergienachfragen sowie die Auslastung der Nutzung der leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur. Dabei werden in ETHOS.Infrastructure zwei Szenarien untersucht, welche die kurzfristige und langfristige Entwicklung der Jahre 2030 und 2045 des Energiesystems zeigen. Zu beachten ist dabei, dass diese Berechnungen nicht aufeinander aufbauen und keine Altlasten und Bestände des heutigen Energiesystems berücksichtigen. Der Fokus der Ergebnisauswertung liegt insbesondere auf der Analyse der Wasserstoffinfrastruktur und der entsprechenden Einflussfaktoren auf deren Entwicklung. Dabei wird unter anderem die Allokation der Elektrolyseure und der Ausbau der erneuerbaren Energien wie Wind- und PV-Anlagen analysiert. Die Nachteile und Limitationen dieses Ansatzes werden am Ende des Abschnitts diskutiert.

4.3.1 Optimierungsjahr 2030 (kurzfristige Entwicklung)

Die Referenzberechnung von ETHOS.Infrastructure einer kurzfristigen Entwicklung der deutschen Energieversorgung erfolgt auf Basis einer Optimierung für das Jahr 2030. Die Nachfragen und Ausbaugrenzen der Technologen des Umwandlungssektors ergeben sich aus dem REF der zuvor beschriebenen Optimierung von ETHOS.NESTOR (vgl. Tabelle 7.11). Als Emissions-Grenzwert für das Stützjahr 2030 ergibt sich nach den Optimierungen des NESTOR-Modells für den Umwandlungssektor eine maximale Emission von 71 Mt.

Wasserstoffnetz

Im Jahr 2030 werden insgesamt 1537 GW*km an Rohrleitungsverbindungen durch Deutschland benötigt, um die Nachfrage der Bundesländer zu decken. Die Gesamtlänge dieses Netzes beträgt dabei ca. 2900 km. Dabei wird ausschließlich ein umgerüstetes Netz als Übertragungstechnologie für Wasserstoff eingesetzt. Die ist dabei nicht nur auf die deutlich geringen Kosten des umgerüsteten Netzes zurückzuführen, sondern auch auf die berücksichtigte räumliche Auflösung von ETHOS.Infrastructure. Da im Referenzszenario im Modell noch keine Binärvariablen berücksichtigt werden, ist eine Umstellung der Rohrleitungsverbindungen auch in Teilen erlaubt. Daraus ergibt sich ein Penny-Switching zwischen dem Neubau und der Umrüstung des Wasserstoffnetzes. Durch die lineare Modellierung ergibt sich dadurch das kostenminimale Übertragungsnetz, welches zur Versorgung der Nachfrage erforderlich ist. Aufgrund des deutschlandweiten, umfassend entwickelten Erdgasnetzes und dem Rückgang der Erdgasnachfrage in den Endnachfragesektoren bis zum Jahr 2030 ergibt sich ausreichend Potenzial für eine Umrüstung des Wasserstoffnetzes. Bei einer feineren Auflösung, beispielsweise auf NUTS-3-Ebene mit 401 Regionen, sind Engpässe möglich, was zu einem Neubau von Wasserstoffnetzen führen würde. Für die Wasserstoffversorgung der Bundesländer ist es zum einen möglich, Wasserstoff im Inland per Elektrolyseur zu produzieren oder gasförmigen Wasserstoff per Rohrleitung aus dem Ausland zu importieren. Dabei wird der Import aus Norwegen sowie Südeuropa im Modell berücksichtigt. Da Wasserstoff ausgehend von den Grenzübergängen importiert wird, wurden zur verbesserten Darstellung Importpunkte im Modell implementiert. In Abbildung 4.18 ist dabei zu erkennen, dass sich das umgerüstete Netz ausgehend von diesen Importpunkten entwickelt.

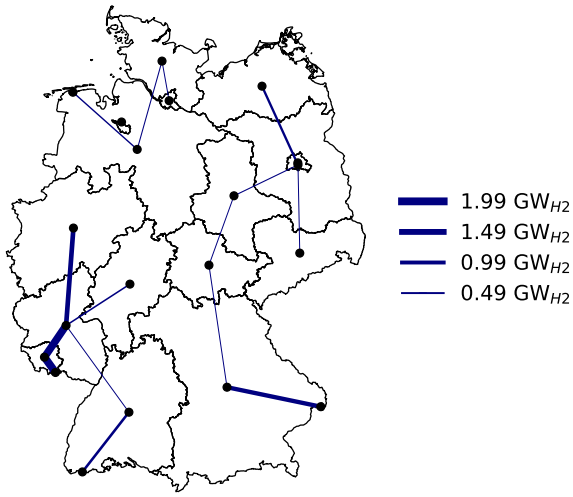

Abbildung 4.18: Expansion des Wasserstoffnetzes im Jahr 2030

Zudem werden Rohrleitungen benötigt, um den inländisch produzierten Wasserstoff in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern abzutransportieren. Dabei wird ausgehend von Mecklenburg-Vorpommern eine Leitung Richtung Sachsen-Anhalt expandiert, um dort die Nachfrage von 2,1 TWh Wasserstoff zu decken. Diese besitzt dabei eine Kapazität von 0,6 GW, somit einem Durchmesser von 270 mm. Die größte Leitung im Jahr 2030 hat eine Kapazität von ca. 2 GW, was einem Rohrleitungsdurchmesser von ca. 500 mm entspricht. Diese Leitung befindet sich zwischen dem Importpunkt Gersheim, an welchem Wasserstoff aus Frankreich importiert wird, und dem Saarland. Diese Leitung wird primär zur Versorgung von Nordrhein-Westfalen eingesetzt. Zudem ist in der Abbildung der Hochlauf von drei Teilnetzen zu erkennen, welche sich ausgehend von den Wasserquellen unabhängig voneinander entwickeln. Der Ausbau aller umgerüsteten Leitungen ist im Anhang in Tabelle 7.17 abgebildet.

Elektrolyseur Allokation

Wie bereits beschrieben, werden die Elektrolyseure primär in den Bundesländern Schleswig-Holstein mit 3,5 GW und Mecklenburg-Vorpommern mit 4,3 GW expandiert. Der Gesamtausbau beträgt dabei 8,3 GW. Wie aus Abbildung 4.19 zu erkennen, werden Elektrolyseure zentral und versorgungsnah ausgebaut. Dabei ist eine hohe Korrelation zur Expansion von Windenergieanlagen zu erkennen (Abbildung 4.19). Somit werden Elektrolyseure an Standorten mit einer hohen Verfügbarkeit von elektrischer Energie expandiert. Die genaue Allokation ist dabei auf das Verhältnis zwischen Wasserstoffnachfrage, Energieverfügbarkeit von Strom, sowie Transportentfernung des Wasserstoffs zurückzuführen. Im Osten Deutschlands gibt es keine Möglichkeit, Wasserstoff aus dem Ausland zu importieren. Dementsprechend muss die Versorgung mit inländischem Wasserstoff sichergestellt werden. Der Grund, dass Mecklenburg-Vorpommern als optimaler Standort für Elek-

trolyseure berechnet wird, ist auf das hohe Potenzial von erneuerbarem Strom aus Windenergie zurückzuführen. Neben der installierten Leistung von 12 GW Onshore-Wind mit 3284 FLH, werden zusätzlich Anlagen mit 1 GW Offshore-Wind mit 4689 FLH in der Ostsee ausgebaut. Im Vergleich dazu wird in Niedersachsen Wasserstoff aus Nordwegen importiert und über das Wasserstoffnetz nach Nordrhein-Westfalen transportiert. Aus diesem Grund werden die Elektrolyseure kostenoptimal und netzdienlich vorrangig in Mecklenburg-Vorpommern installiert.

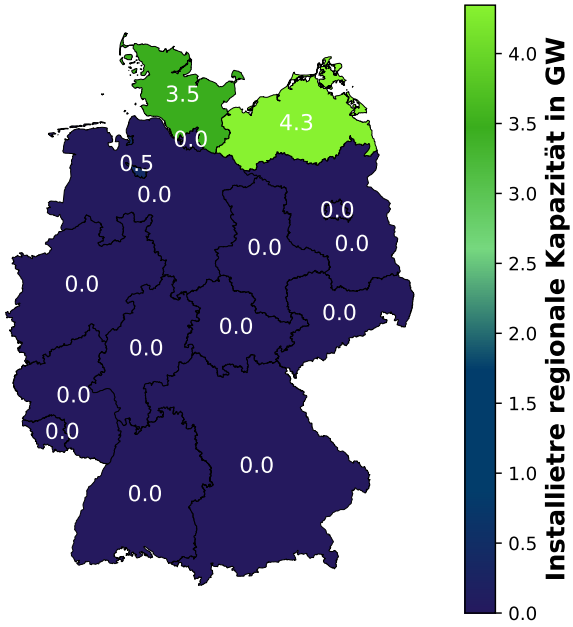

Abbildung 4.19: Expansion der installierten Elektrolyseanlagen im Jahr 2030

Die Nachfrage nach 4,9 TWh der Bundesländer Berlin, Brandenburg und Sachsen und Sachsen-Anhalt wird mit inländischem Wasserstoff aus Mecklenburg-Vorpommern gedeckt. Die zugehörige Wasserstoffleitung transportiert im Jahr 2030 ca. 5 TWh.

Erneuerbare Energien (Wind und PV)

Wie bereits beschrieben existiert eine Korrelation zwischen der Allokation von Elektrolyseuren und dem Ausbau von Windenergieanlagen in Deutschland. Dementsprechend wird der größte Teil der Windturbinen im Norden Deutschlands platziert. Zusätzlich ist die Allokation der Windenergieanlagen auf die besseren Wetterbedingungen und den daraus resultierenden höhere Volllaststunden in Norddeutschland zurückzuführen. Abbildung 4.20 zeigt dazu den Ausbau von Windturbinen in den einzelnen Bundländern sowie in Offshore-Regionen Nord- und Ostsee.

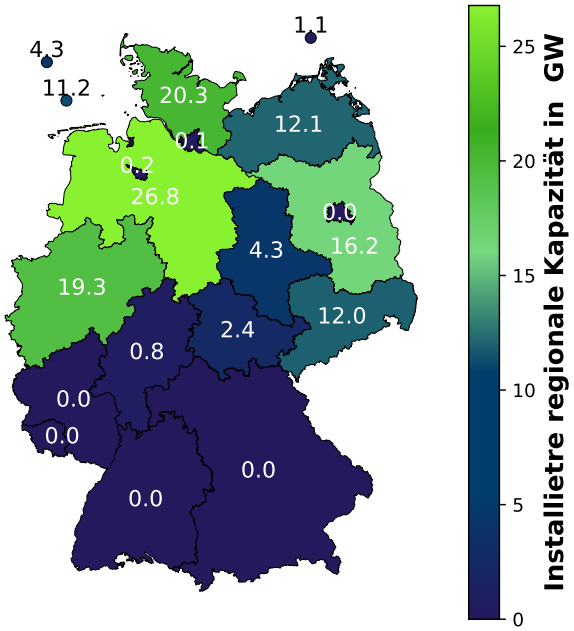

Abbildung 4.20: Expansion der installierten Windenergieanlagen im Jahr 2030

Der größte Ausbau von Windenergieanlagen findet in den Bundesländern Schleswig-Holstein mit 20 GW und Niedersachen mit 27 GW statt. Weiterhin wird in Schwesig-Holstein bereits im Jahr 2030 die Potenzialgrenze des maximal möglichen Ausbaus erreicht. In diesen Bundesländern werden jeweils 69 TWh und 74 TWh elektrische Energie produziert. Werden diese Erzeugungsleistung mit den exogenen Endnachfragen (Abbildung 4.12) verglichen, ergibt sich eine lokale Überproduktion. Über das exogen modellierte Stromnetz des Models wird dieser Überschluss an die südlicheren Bundesländer übertragen. Im Vergleich dazu deckt Nordrhein-Westfalen mit einer lokalen Stromproduktion aus Windenergieanlagen lediglich 32% seines Strombedarfs. Weiterhin wird Nordrhein-Westfalen über Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee versorgt. Insgesamt werden im Jahr 2030 42 TWh per HGÜ von den Offshore-Regionen in der Nordsee übertragen. Insgesamt werden im Jahr 2030 in Deutschland 131 GW Leistung an Windenergieanlagen installiert. Bei verteilen sich 114 GW auf Onshore- und auf 17 GW Offshore-Windenergieanlagen . Diese versorgen das System insgesamt mit 389 TWh erneuerbarem Strom. Neben der Windenergieanlagen werden auch PV-Systeme zur Stromversorgung installiert. In Abbildung 4.21 sind dazu der Ausbau von PV-Systemen in den jeweiligen Bundesländern dargestellt. Dabei ist ein Trend zur Installation dieser Anlagen in den südlichen Bundesländern und den Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen zu erkennen.

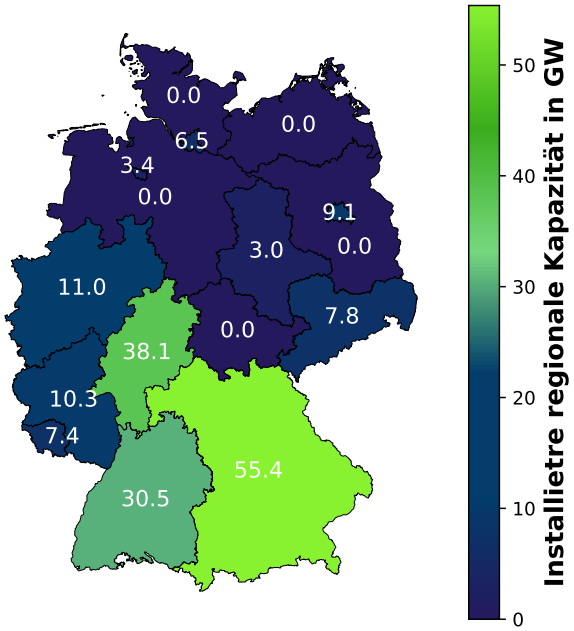

Abbildung 4.21: Expansion der installierten PV-Leistung im Jahr 2030

Dabei ist im Jahr 2030 insgesamt eine Kapazität von 99 GW Freiflächen-PV-Anlangen und 84 GW PV-Dachanlagen in Deutschland installiert. Der Trend der Installation in den südlichen Bundesländern kann auf die höheren Sonnenstunden dieser Regionen zurückgeführt werden. Somit sind in den Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg und Hessen jeweils 55 GW, 30 GW und 38 GW. Weiterhin sind 11 GW PV-Kapazität im Bundesland Nordrhein-Westfalen installiert. Dabei handelt es sich ausschließlich um PV-Dachanlagen, da aufgrund der dichten Bebauung im Ruhrgebiet ein hohes Potenzial besteht. Zudem besteht in Nordrhein-Westfalen, wie bereits beschrieben, mit 160 Terawattstunden der größte Strombedarf. Dementsprechend ist auch beim Ausbau der PV-Anlagen, wie bereits bei den Windenergieanlagen, ein Kompromiss zwischen den Installationskosten der Anlagen mit entsprechenden Volllaststunden und den Transportkosten der elektrischen Energie zu erkennen. Die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen liegen zwar im Norden Deutschlands, haben aber aufgrund der bebauten Fläche nur sehr geringe Potenziale für Windenergieanlagen. Dagegen ist das Potenzial für PV-Dachanlagen aufgrund der hohen Gebäudeanzahl und der damit verbundenen Dachflächen sehr hoch. Da auch die Stadtstaaten ihre jeweiligen Treibhausgas-Emissionen reduzieren müssen, bietet sich die Installation von PV-Anlagen entsprechend an. Insgesamt werden im Jahr 2030 des Referenzszenarios 178 TWh elektrische Energie über den Einsatz mit PV-Anlagen erzeugt.

Rückverstromung durch Wasserstoffkraftwerke

Neben dem exogen inelastischen Wasserstoffverbrauch der Endnachfragesektoren Industrie und Transport ergibt sich eine weitere endogene Nachfrage aus dem Umwandlungssektor. Zur Deckung von Residuallasten im Stromsystem werden neben den Batteriespeichern auch treibhausgasneutrale regelbare Wasserstoffkraftwerke eingesetzt. Diese Wasserstoffgasturbinen basieren dabei auf dem Joule-Prozess und somit demselben thermodynamischen Kreisprozess wie heutige Erdgasturbinen. Dabei ist sowohl die Expansion reiner Gasturbinen als auch von Gas-und-Dampfkombikraftwerken möglich. Die entsprechende optimale Allokation von Wasserstoffkraftwerken ist in Abbildung 4.22 dargestellt.

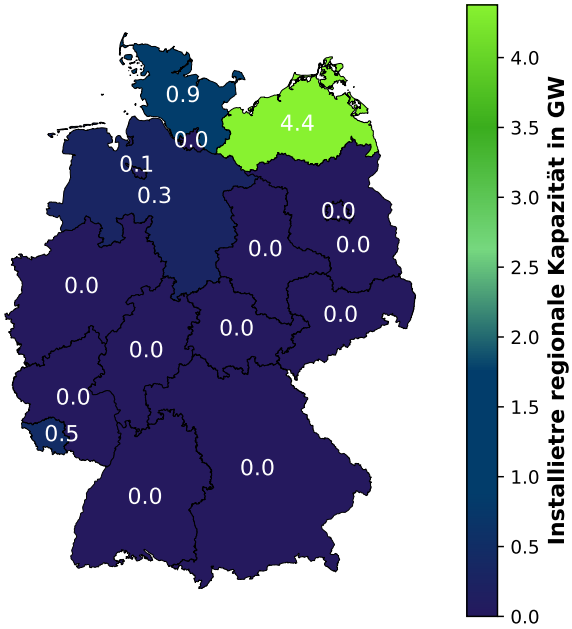

Abbildung 4.22: Expansion der installierten Wasserstoffkraftwerke im Jahr 2030

Wie aus der Abbildung hervorgeht, werden deutschlandweit insgesamt 6,2 GW Wasserstoffkraftwerke installiert. Dabei werden 71% dieser regelbaren Kraftwerksleitung in Mecklenburg-Vorpommern expandiert. Grund dafür sind zum einen die günstigen Bedingungen zur Herstellung von grünem Wasserstoff per Elektrolyse, zum anderen besteht in diesem Bundesland zusätzlich die Möglichkeit, Wasserstoff in Salzkavernen zu speichern. Da diese Techniken alle in einer Region, in diesem Fall Mecklenburg-Vorpommern, expandiert werden können, fallen keine weiteren Kosten oder Verluste für den Transport des Wasserstoffs an. Daher ist es systemoptimal, die Wasserstoffkraftwerke in den Regionen der installieren Wasserstoffspeicher zu expandieren und den produzierten Strom anschließend über das Übertragungsnetz zu transportieren. In Mecklenburg-Vorpommern werden 1,3 TWh Strom aus Wasserstoff generiert, was die Wasserstoffnachfrage dieser Region um 2,2 TWh erhöht. Der Einsatz dieser Turbinen ist im Bereich von 300 FLH und dient somit nur der Deckung

der Residuallasten. Dabei werden die Anlagen nur zu Beginn des Jahres während der exogen implementierten Dunkelflute betrieben. Insgesamt werden im Jahr 2030 lediglich 1,7 TWh elektrische Energie aus Wasserstoff umgewandelt. Daraus lässt sich schließen, dass diese Technologie keinen signifikanten Beitrag zur Stromversorgung im Jahr 2030 stellt.

Regionale Stromversorgung

Neben den erneuerbaren Energien werden im Jahr 2030 auch weiterhin konventionelle Kraftwerke unter Nachfrage fossiler Energieträger eingesetzt. Da der Fokus dieser Arbeit primär auf dem Ausbau und den Einflussfaktoren der Wasserstoffinfrastruktur liegt, wird an dieser Stelle nur ein Überblick über die lokale Verteilung der Stromversorgung in den berücksichtigten Regionen des Modells gegeben. Abbildung 4.23 zeigt dafür die anteilige Stromerzeugung in den einzelnen Bundesländern.

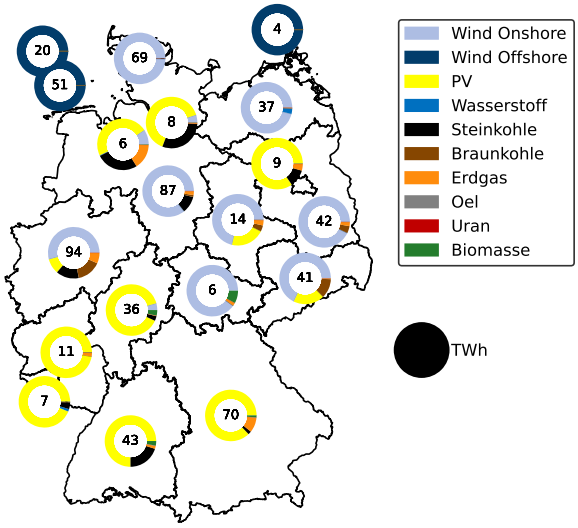

Abbildung 4.23: Generelle regionale Stromversorgung im Jahr 2030

Dabei wird deutlich, dass insbesondere in den Bundesländern mit hohem Strombedarf auch im Jahr 2030 nicht auf fossile Energieträger wie Kohle und Erdgas verzichtet werden kann. Die spezifische Expansion und der jeweilig räumliche Beitrag zur Energieversorgung der modellierten Technologien ist im Anhang (vgl. Tabelle 7.13 und Tabelle 7.15) zusammengefasst. Im nachfolgenden Abschnitt wird die langfristige Entwicklung des Energiesystems im Jahr 2045 analysiert und diskutiert.

4.3.2 Optimierungsjahr 2045 (langfristige Entwicklung)

Die langfristige Entwicklung des Energiesystems in ETHOS.Infrastructure basiert auf den Ergebnissen der Optimierung des Jahres 2045 von ETHOS.NESTOR. Wie bereits beschrieben wird in ETHOS.NESTOR das Ziel der Netto-Null-Emissionen für das Jahr 2045 erreicht. Ab dem Jahr 2040

werden im NESTOR-Modell Technologien zur Erzeugung negativer Emissionen eingesetzt, die während des Prozesses CO_2 unterirdisch speichern. Auch im Umwandlungssektor verbleiben Restemissionen in Höhe von 8 Mt, die als maximale Emissionsgrenze für die endogene Entwicklung des Energiesektors im Stützjahr 2045 exogen vorgegeben werden.

Wasserstoffnetz

Durch den Anstieg der Wasserstoffnachfrage von 47 TWh im Jahr 2030 auf 399 TWh im Jahr 2045 werden resultiert eine signifikantere Weiterentwicklung des Wasserstoffnetzes. Langfristig werden insgesamt 22500 GW*km an Rohrleitungsverbindungen durch Deutschland benötigt, um exogene Nachfrage der Bundesländer zu decken. Im Jahr 2045 wird nicht nur ein umgerüstetes Netz als Übertragungstechnologie für Wasserstoff eingesetzt. Ein Teil des in Abbildung 4.24 dargestellten Netzes wird auch neu gebaut. Dabei beträgt die Länge dieses Netz mit einer Gesamtlänge 6000 km und der Neubauanteil am Gesamtnetz beträgt 1%.

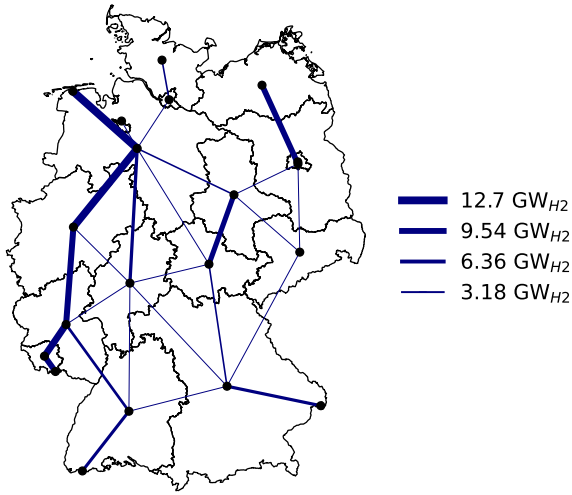

Abbildung 4.24: Expansion des Wasserstoffnetzes im Jahr 2045

Aus der Abbildung geht ein deutschlandweites verbundenes Netz hervor. Lediglich Hamburg und Schleswig-Holstein bilden gemeinsam ein Inselnetz, ohne Verbindung zum restlichen Übertragungsnetz. Dementsprechend sind diese Bundesländer auch vom Wasserstoffimport abgeschnitten, weshalb diese rein aus inländischer Produktion von grünem Wasserstoff versorgt werden. Die Rohrleitung zwischen Hamburg und Schleswig-Holstein besitzt eine Übertragungskapazität von 2,6 GW, was einem Rohrleitungsdurchmesser von ca. 570 mm entspricht. Mit dieser Leitung werden insgesamt 3 TWh Wasserstoff von Schleswig-Holstein nach Hamburg transportiert, was circa 56% der Gesamtnachfrage Hamburgs entspricht. Da Schleswig-Holstein neben der inländischen Elektrolyse auch über ein Potenzial zur Speicherung des Wasserstoffs in Salzkavernen verfügt, kann von einer wasserstoffseitigen Autarkie des Bundeslandes ausgegangen werden. Im restlichen Netz ent-

wickeln sich die Leitungen ausgehend von den Importregionen für Wasserstoff und der Allokation der Elektrolyseure. Dabei sind primäre Routen von den Importpunkten Gersheim im Saarland für Importe aus Frankreich und Dornum in Niedersachen für Importe Norwegen) zu erkennen. Über diese Leitungen werden im Jahr 2045 insgesamt 194 TWh Wasserstoff nach Deutschland importiert. Ziel dieser Importe ist primär das nachfragestarke Nordrhein-Westfalen. Aber auch süd-westlichen Bundesländer werden durch den Wasserstoffimport aus Frankreich versorgt. Die Verbindung Gersheim-Saarland ist auch jene Verbindung, wo neben der Umrüstung eine neue Wasserstoffleitung ausgebaut wird. Diese Leitung besitzt eine Kapazität von 3,6 GW, entsprechend einem Durchmesser 670 mm, und transportiert insgesamt 32 TWh Wasserstoff. Niedersachen selbst verfügt über eine hohe installierte Elektrolysekapazität mit einer Produktionsleistung von ca. 52 TWh im Jahr 2045. Dementsprechend können keine Aussagen zur anteiligen Versorgung von Niedersachsen getroffen werden. Weiterhin werden über Niedersachsen aber die Bundesländer Hessen mit 2,7 TWh und Sachsen-Anhalt mit 22 TWh versorgt. Die Rohrleitungskapazitäten von Dornum und Gersheim in Richtung Nordrhein-Westfalen haben dabei alle einen Wert größer 10 GW, entsprechend einem Durchmesser von DN 1100 mm. Alle optimierten Rohrleitungskapazitäten und die daraus resultierenden Durchmessener können im Anhang in den Tabellen 7.22 und 7.23 abgelesen werden. Die maximale Kapazität im umgerüsteten Netz beträgt ca. 12,7 GW und ist damit im Vergleich zum Jahr 2030 sechs Mal höher im Jahr 2045. Aus der Abbildung geht weiter hervor, dass die Wasserstoffnachfrage in Bayern primär durch den Import aus Österreich gedeckt wird. Der Wasserstoff im Osten Deutschlands wird zum einen wieder, wie bereits im Jahr 2030 in Mecklenburg-Vorpommern, produziert. Zum anderen, da es in Ostdeutschland keine Möglichkeit besteht Wasserstoff aus dem Ausland zu importieren sind in diesen Bundesländern zudem entsprechende Kapazitäten an Elektrolyseuren vorhanden. Durch den exogenen Bedarf der Endnachfragesektoren und die installierte Kapazität der Wasserstoffkraftwerke ergibt sich für Mecklenburg-Vorpommern im Jahr 2045 eine Wasserstoffnachfrage von 4,6 TWh. Die Rohrleitung, ausgehend von Mecklenburg-Vorpommern, besitzt eine Kapazität von 9,4 GW, entsprechend einem Durchmesser 1080 mm, und transportiert circa 21 TWh Wasserstoff im Jahr 2045. Die übertragene Menge Wasserstoff wird über weitere Leitungen an die benachbarten Bundesländer verteilt. Als letzter Aspekt in Abbildung 4.24 fällt die Verbindung zwischen Sachsen-Anhalt und Thüringen auf. Diese Rohrleitung besitzt eine Kapazität von 8,3 GW, entsprechend einem Durchmesser 1015 mm, und transportiert 3,3 TWh im Jahr 2045. Dabei fällt insbesondere auf, dass die Menge des transportierten Wasserstoffs im Verhältnis zum Leitungsdurchmesser sehr gering ist. Dies ist auf die exogen implementierte Dunkelflaute der erneuerbaren Energien zurückzuführen. In diesen Zeitraum zu Anfang der Optimierungsperiode deckt Thüringen seinen Strombedarf durch die Rückverstromung von Wasserstoff. In Sachsen-Anhalt besteht hingegen das Potential der Speicherung von Wasserstoff. In der Zeit zu Anfang des Jahres wird Thüringen dementsprechend über die installierten Salzkavernenspeicher in Sachsen-Anhalt versorgt. Da Deutschland im Jahr 2045 über hohe Elektrolysekapazitäten verfügt, spielt die Allokation dieser Technologie bei der Entwicklung des Wasserstoffnetzes eine entscheidende Rolle.

Elektrolyseur Allokation

Im Jahr 2045 wird insgesamt eine Menge von 163 TWh Wasserstoff in Deutschland inländisch per Elektrolyseur produziert. Dieser Anteil entspricht ca. 34% der Gesamtversorgung. In Abbildung 4.25 ist dazu die räumliche Verteilung der Elektrolyseur Kapazitäten in den einzelnen Bundesländern

dargestellt.

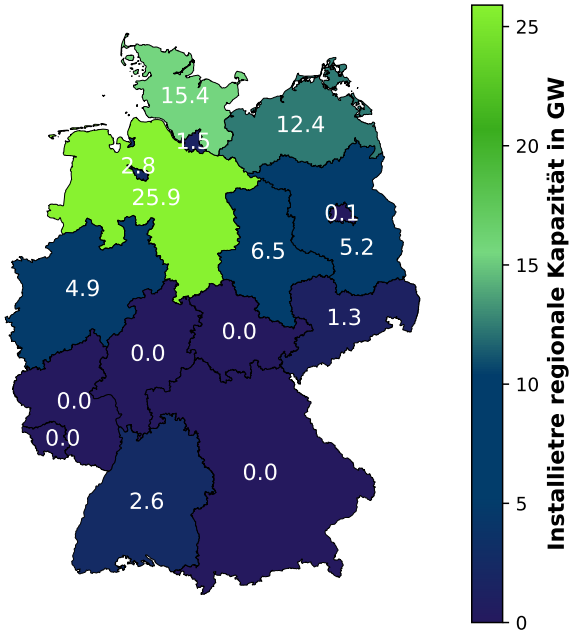

Abbildung 4.25: Expansion der installierten Elektrolyseanlagen im Jahr 2045

Aus der Abbildung geht klar eine versorgungsseitige Allokation von Elektrolysekapazität hervor. Im Vergleich zum Stützjahr 2030, wo ausschließlich Elektrolyse in Bundesländern mit entsprechend vorteilhaften Wetterbedingungen für Windenergieanlagen errichtet wurden, verschiebt sich im Jahr 2045 die Elektrolysekapazität weiter südlich in Richtung der nachfrageintensiven Bundesländer wie Nordrhein-Westfalen mit 4,9 GW oder Sachsen-Anhalt mit 6,5 GW. Weiterhin wird der Großteil von 68% der Elektrolysekapazität wieder im Norden Deutschlands installiert. Die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein verfügen zusammen über eine Kapazität von 53,7 GW. Der starke Ausbau in Norddeutschland ist dabei auch auf die Expansion von Offshore-Windenergieanlagen in Nord- und Ostsee zurückzuführen. Grundlegend ist die verbrauchsnahe Produktion von Wasserstoff in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt primär auf den Kompromiss der Kosten für die lokale Erzeugung des Wasserstoffs und den Transport des Wasserstoffs zurückzuführen. Da in diesen beiden Bundesländern die Nachfrage nach Wasserstoff am höchsten ist, bietet es sich aus Gründen der Kostenoptimalität an, den Wasserstoff entsprechend direkt in diesen Bundesländern zu erzeugen. Darüber hinaus bestehen in diesen Bundesländern Potenziale für Salzkavernenspeicher, die eine direkte lokale Speicherung zum Ausgleich von Volatilitäten im Stromsektor während der Dunkelflaute ermöglichen. Als letzter Punkt sind in diesen Bundesländern neben Windenergieanlagen auch PV-Systeme expandiert, welche bei Überproduktion Wasserstoff produzieren können. Neben der Expansion von Elektrolyseuren in den zwei nachfragestärksten Regionen Deutschlands werden auch 2,6 GW Elektrolyseurkapazi-

tät in Baden-Württemberg installiert. Die Installation dieser Leistung ist wieder auf den Ausbau der Windenergieanlagen zurückzuführen, da im Vergleich zum Stützjahr 2030 auch im Süden Deutschland Windenergieanlagen expandiert werden.

Erneuerbare Energien (Wind und PV)

Im Vergleich zum Stützjahr 2030 hat sich auch die Expansion der Windenergieanlagen in Deutschland nochmals deutlich erhöht. Dabei wird der größte Teil der Anlagen wieder im Norden Deutschlands installiert. Dies ist wie schon im Jahr 2030 auf die besseren Wetterbedingungen zurückzuführen. Des Weiteren werden keine Unterschiede in Bezug auf Investitionen angenommen, ob eine Windenergieanlage im Norden oder im Süden Deutschlands expandiert wird. Somit ist der ausschlaggebende Faktor bei der Optimierung die Volllaststunden in der jeweiligen Region. In Abbildung 4.26 ist zu diesem Zweck der regionale Ausbau der On- und Offshore-Windenergieanlagen dargestellt.

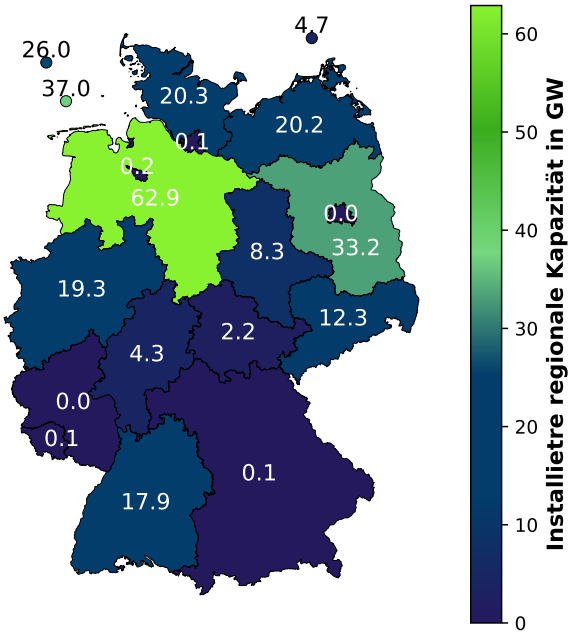

Abbildung 4.26: Expansion der installierten Windenergieanlagen im Jahr 2045

Aus der Abbildung geht klar ein starker Ausbau von Windenergieanlagen in den nördlichen Bundesländern hervor. Besonders in Niedersachsen mit 63 GW und Schleswig-Holstein mit 20 GW sind die jeweiligen Wetterbedingungen zur Errichtung von Windenergieanlagen attraktiv, da diese Bundesländer ihre jeweiligen Potentialgrenzen voll ausgeschöpft haben. Auch in Mecklenburg-Vorpommern werden insgesamt 20 GW Windenergieanlagen installiert. Da Mecklenburg-Vorpommern allerdings eine sehr geringe Nachfrage nach Elektrizität aufweist, wird die Ausbaugrenze nicht erreicht. Durch die Ausschöpfung der Potentialgrenze von Niedersachsen verlagert sich der Ausbau

weiter Richtung Süden. Nordrhein-Westfalen ist mit 265 TWh mit Abstand der größte Verbraucher von elektrischer Energie in Deutschland. Dementsprechend werden auch in Nordrhein-Westfalen ca. 19 GW an Windenergieanlagen installiert. Schließlich ist eine hohe installierte Leistung von 33 GW von Windenergieanlagen in Brandenburg zu beobachten. Dies kann zum einen durch den Strombedarf des Bundeslandes Berlin erklärt werden, welches ein geringes Potenzial für Windenergieanlagen aufweist ,zum anderen werden in Brandenburg selbst Elektrolyseure installiert, welche, wie bereits beschrieben, eine hohe Korrelation mit der Installation von Windenergieanlagen aufweisen. Durch die generelle starke Elektrifizierung des Energiesystems steigt auch die Stromnachfrage in den südlichen Bundesländern stark an. Da das AC-Stromnetz in der Modellierung von ETHOS.Infrastructure exogen vorgegeben ist und die HGÜ-Leitungen laut Netzentwicklungsplan 2037 nicht bis nach Baden-Württemberg oder Bayern reichen, entstehen Versorgungsengpässe, die einen Ausbau der Windenergie in Süddeutschland notwendig machen. Dementsprechend besitzt Baden-Württemberg im Jahr 2045 eine installierte Kapazität von ca. 18 GW. Auch die Offshore-Windenergieanlagen werden bis zum Jahr 2045 stark ausgebaut. So werden in der Nordsee insgesamt 63 GW und in der Ostsee 4,7 GW Versorgungsleistung installiert. In der der Ostsee werden mit dieser installierten Kapazität insgesamt 18 TWh elektrische Energie erzeugt. Davon werden 10 TWh nach Schleswig-Holstein und 8 TWh nach Mecklenburg-Vorpommern zur Deckung des lokalen Bedarfs und zur Wasserstoffproduktion übertragen. In der Nordsee werden insgesamt 278 TWh elektrische Energie erzeugt. Diese Energie wird zu 76%, ingesamt 212 TWh, zur Deckung der Stromnachfrage in Nordrhein-Westfalen genutzt. Dafür wird insgesamt eine Kapazität von 37 GW DC-Stromleitungen zur Übertragung der Energie benötigt. Die restliche Energie aus den Offshore-Windenergieanlagen der Nordsee wird ebenfalls per Stromleitung an die angrenzenden Bundesländer Bremen, Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein zur Deckung der lokalen Nachfrage übertragen. Insgesamt werden in Deutschland im Jahr 2045 832 TWh elektrische Energie durch Windenergieanlagen produziert. Neben dem starken Ausbau der Windenergieanlagen spielen auch PV-Systeme im Stützjahr 2045 eine entscheidende Rolle zur Versorgung der Stromnachfrage in Deutschland. Dabei sind insgesamt 394 GW an PV-Leistung installiert. Diese setzen sich aus 240 GW für PV-Freiflächenanlagen und 154 GW PV-Dachanlagen zusammen. Abbildung 4.27 zeigt dafür den lokalen Ausbau der PV-Anlagen in den jeweiligen Bundesländern.

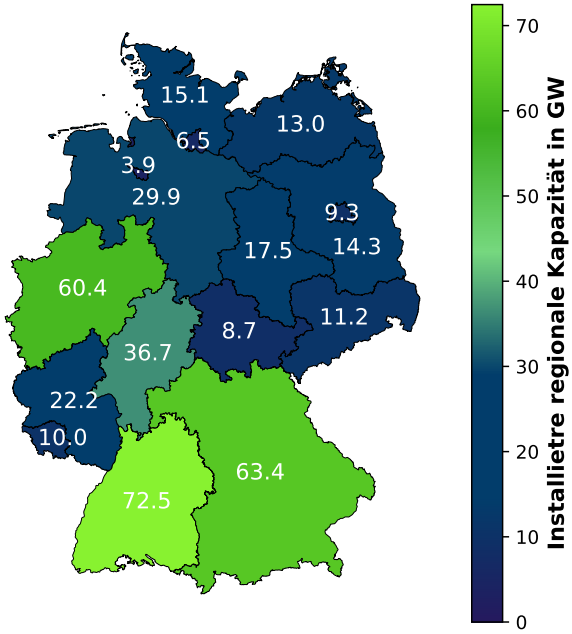

Abbildung 4.27: Expansion der installierten PV-Leistung im Jahr 2045

Wie bereits im Jahr 2030 verlagert sich der größte Teil der Installation auf den Süd-Westen Deutschlands, was auf die höheren Sonnenstunden und daraus resultierenden Vollaststunden der Anlagen zurückzuführen ist. Es ist aber auch eine Entwicklung der PV-Anlagen in Richtung Norden zu beobachten, was daraus resultiert, dass für die PV-Freiflächenanlagen das maximal mögliche Potenzial in Süddeutschland voll ausgeschöpft wird. Dabei sind vor allem im Bundesland Bayern ca. 63 GW PV-Freiflächenanlagen installiert. Neben Süddeutschland ist auch in Nordrhein-Westfalen aufgrund des hohen Strombedarfs das Potenzial für PV-Freiflächenanlagen von 28 GW voll ausgeschöpft. Dass beim Ausbau der PV-Freiflächenanlagen kein klarer Trend erkennbar ist, kann auch darauf zurückgeführt werden, dass im Stützjahr 2045 insgesamt 66% des Gesamtpotenzials in Deutschland ausgeschöpft werden. Im Bereich der PV-Dachanlagen ist wieder ein deutlicher Trend erkennbar. In den Bundesländern Baden-Württemberg, Hessen und Nordrhein-Westfalen sind mit einem Anteil von 77% insgesamt 119 GW PV-Leistung installiert. Dies ist besonders auf die hohe Nachfrage und die Bevölkerungsdichte in diesen Bundesländern zurückzuführen. Darüber hinaus erreichen die Stadtstaaten im Bereich der PV-Aufdachanlagen ihre jeweilige Potenzialgrenze, was auf die begrenzten Möglichkeiten der Installation anderer erneuerbarer Energiequellen zurückzuführen ist. Im Jahr 2045 werden insgesamt 25% des Gesamtpotenzials für PV-Dachanlagen in Deutschland ausgeschöpft. Der genaue regionale Ausbau von PV-Dach- und PV-Freiflächenanlagen ist im Anhang (vgl. Tabelle 7.20) nochmals gesondert aufgeschlüsselt. Insgesamt werden in Deutschland im Stützjahr 2045 378 TWh elektrische Energie durch PV-Anlagen erzeugt, was einen signifikanten Anteil an der Stromversorgung darstellt.

Rückverstromung durch Wasserstoffkraftwerke

Bedingt durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien steigt auch die Volatilität der Stromversorgung im Energiesystem. Aus diesem Grund spielt neben der direkten Speicherung von elektrischer Energie auch die flexible und regelbare Rückverstromung Wasserstoff eine entscheidende Rolle für die Versorgungssicherheit in Deutschland. Wie bereits beschrieben werden die Wasserstoffkraftwerke besonders während der Dunkelflaute zu Beginn das Optimierungszeitraums genutzt. Dafür ist in Abbildung 4.28 der Regionale Ausbau der Wasserstoffgasturbinenkraftwerken in Deutschland dargestellt.

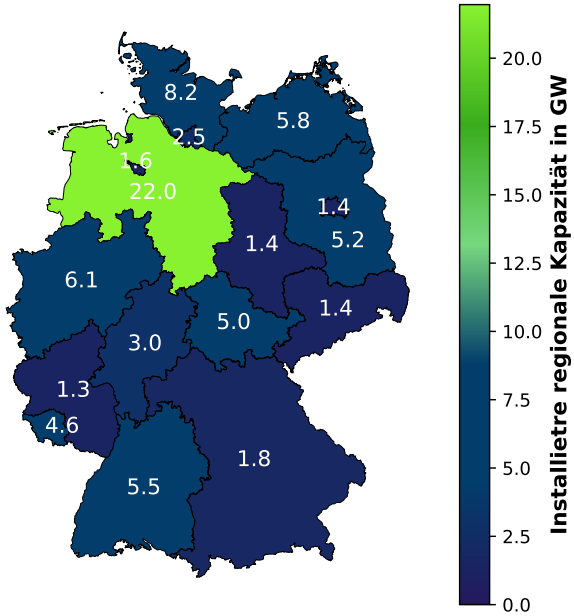

Abbildung 4.28: Expansion der installierten Wasserstoffkraftwerke im Jahr 2045

Aus der Abbildung geht deutlich hervor, dass regelbare Wasserstoffrückverstromung in allen Bundesländern benötigt wird. Insgesamt wird eine Kapazität von 85 GW in Deutschland expandiert. Wasserstoffkombikraftwerke machen dabei 65% der installierten Kraftwerksleistung aus. Bei der Expansion der Kraftwerke ist deutschlandweit kein klarer Trend ersichtlich. Die Anlagen konzentrieren aber sich insbesondere auf das Bundesland Niedersachsen, in welchem 26% der gesamten Kraftwerksleistung installiert ist. Ein Grund dafür ist die hohe Konzentration an Elektrolyseuren und auch die Möglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff. Niedersachsen besitzt deutschlandweit den größten Salzkavernenspeicher mit einer Speicherkapazität von 21,6 TWh. Die deutschlandweite Verteilung von Wasserstoffspeichern kann im Anhang in Abbildung 7.2 eingesehen werden. Da diese Technologien alle in derselben Region installiert werden, entfallen die Kosten für den Transport von Wasserstoff. Dementsprechend ist die hohe Installationsdichte von Wasserstoffgasturbinen auf die Kostenoptimalität zurückzuführen. Insgesamt werden mit Wasserstoffgasturbinen im Jahr 2045

54 TWh an elektrischer Energie produziert. Dies resultiert in einer weiteren endogenen Wasserstoffnachfrage von 92 TWh im Umwandlungssektor des Systems. Daraus lässt sich schließen, dass der Wasserstoff im Stützjahr 2045 einen signifikanten Beitrag zur Stromversorgung und zur Versorgungssicherheit leistet.

Regionale Stromversorgung

In Abbildung 4.29 ist die anteilige Stromproduktion der installierten Technologien für die jeweiligen Bundesländer dargestellt. Dabei geht deutlich hervor, dass im Jahr 2045 keine Kohleverstromung zur Sicherstellung der Energieversorgung notwendig ist. Dies deckt sich mit dem Kohleausstiegsplan für Deutschland bis zum Jahr 2038. Weiterhin ist allerdings die Nutzung von Erdgaskapazitäten in Ostdeutschland sowie in Bayern und Nordrhein-Westfalen aus der Abbildung erkennbar.

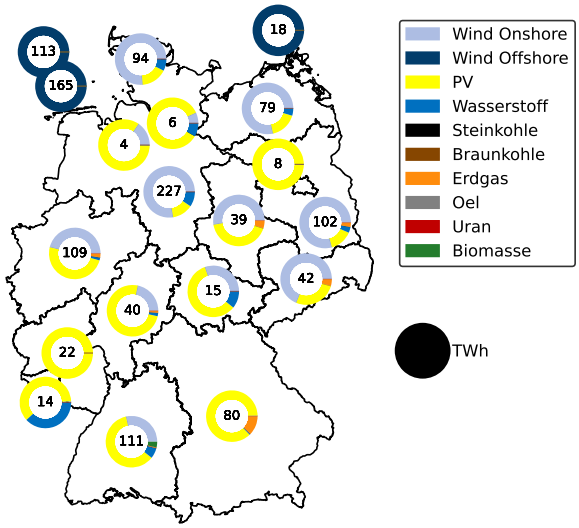

Abbildung 4.29: Generelle regionale Stromversorgung im Jahr 2045

Dabei ist anzumerken, dass die Stromversorgung aus Erdgas ausschließlich mit neu errichteten Kraftwerken stattfindet. Der Einsatz dieser Kraftwerke beschränkt sich dabei besonders die exogene Dunkelflaute zu Beginn des Jahres und auf Zeitpunkte gegen Ende des Jahres, wenn die Sonnenstunden für die PV-Anlagen abnehmen. Somit werden diese regelbaren Kraftwerke ausschließlich zur Deckung von Residuallasten eingesetzt. Die spezifische regionale Expansion und der jeweilig räumliche Beitrag zur Energieversorgung der modellierten Technologien ist im Anhang in den Tabellen 7.18 und 7.20 zusammengefasst. Darüber hinaus zeigt die Abbildung die starke Elektrifizierung des Energiesystems mit einer deutlich höheren Elektrizitätsbereitstellung in den einzelnen Bundesländern im Vergleich zum Stützjahr 2030.

4.3.3 Diskussion

Aus dem Ansatz zur Betrachtung einer kurzfristigen und langfristigen Entwicklung des Energiesystems und der daraus resultierenden Infrastrukturen können erste Handlungsempfehlungen für Politik, Industrie und Gesellschaft abgeleitet werden. Das Modell gibt erste Hinweise darauf, wie sich die Wasserstoffinfrastruktur, die erneuerbaren Energien und die regelbaren Kraftwerke entwickeln müssen, um den vorgegebenen exogenen Endenergiebedarf zu decken. Jedoch sind mit diesem reinen Greenfield-Ansatz zur Berechnung optimalen Energiesystems auch Limitationen verbunden. Zum einen werden Bestände und Altlasten aus dem heutigen Energiesystem vernachlässigt, zum anderen werden die beiden Stützjahre unabhängig voneinander betrachtet, was dazu führt, dass sich im Laufe der Transformation die Randbedingungen des Systems verändern und daraus installierte Kapazitäten aus dem Stützjahr 2030 im Jahr 2045 nicht mehr im gleichen Maße installiert werden. Als Beispiel für die Nichtberücksichtigung des aktuellen Bestandes soll der Ausbau der Windenergieanlagen dienen. In Abbildung 4.30 ist dazu auf der linken Seite der Ausbau der Onshore-Windenergieanlagen für das Stützjahr 2030 dargestellt. Auf der rechten Seite der Abbildung ist die Veränderung des Zubaus gegenüber dem heutigen Energiesystem abgebildet.

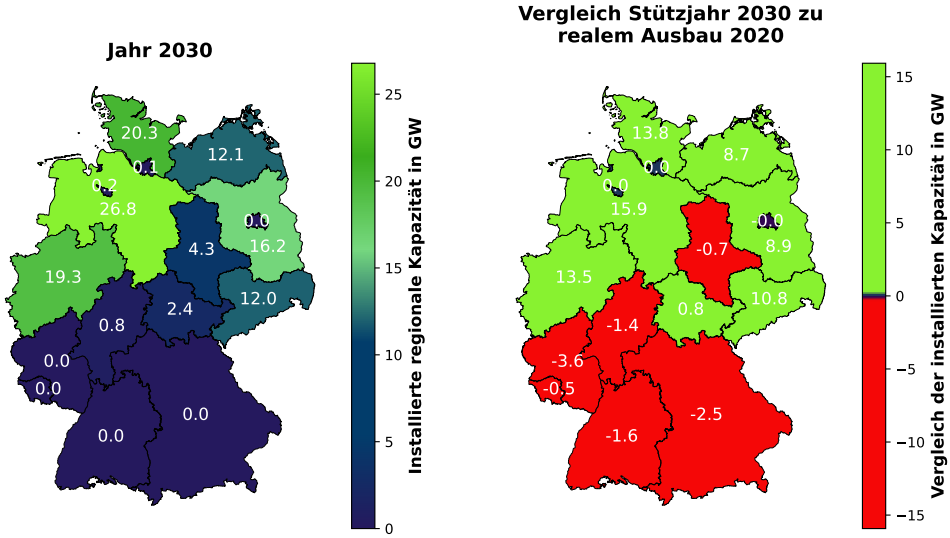

Abbildung 4.30: Expansion der Windenergieanlagen im Jahr 2030 im Vergleich zum realen Ausbau im Jahr 2020 (links: Optimierter Ausbau für das Jahr 2030, rechts: Optimierter Ausbau 2030 minus realer Ausbau 2020)

Daraus wird klar eine Vernachlässigung der heutigen Bestände von Windenergieanlagen sichtbar, gerade in Süddeutschland ist im Vergleich zum aktuellen Stand der Entwicklung ein negativer Trend zu sehen ist. In diesem werden ca. 10 GW aus heutiger Sicht vernachlässigt. Unter dem Gesichtspunkt der Kostenoptimierung ist ein Ausbau der Windenergie im Norden Deutschlands mit den höheren Volllaststunden sicherlich sinnvoll, zeigt aber auch die Unsicherheiten, die mit einer solchen Berechnung verbunden sind. Das Stützjahr 2030 gibt daher für die kurzfristige Entwicklung

des Energiesystems lediglich Aufschluss darüber, welche Maßnahmen und Entwicklungsschritte im heutigen System ergriffen werden müssen, um die Treibhausgasminderungsziele im Jahr 2030 erreichen zu können. Als Beispiel für die Inkonsistenz werden die PV-Dachanlagen herangezogen. In Abbildung 4.30 ist dazu auf der linken Seite der Ausbau der PV-Dachanlagen für das Stützjahr 2045 dargestellt. Auf der rechten Seite der Abbildung ist die Veränderung des Zubaus gegenüber Energiesystem des Stützjahr 2030 abgebildet.

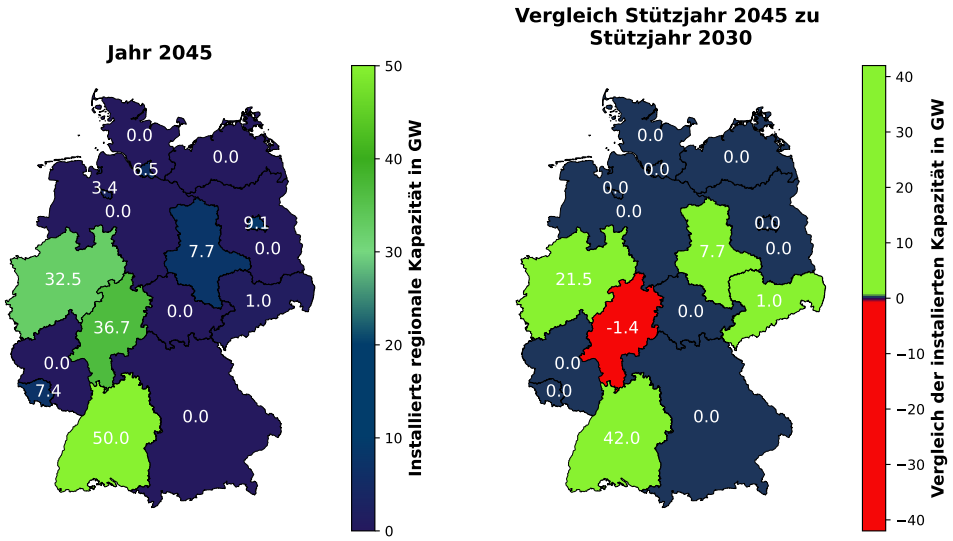

Abbildung 4.31: Expansion der PV-Dachsysteme im Jahr 2045 im Vergleich zum Ausbau im Jahr 2030 (links: Optimierter Ausbau für das Jahr 2045, rechts: Optimierter Ausbau 2045 minus optimierter Ausbau 2030)

Im deutschlandweiten Vergleich der PV-Dachanlagen zeigt sich in fast allen Bundesländern ein positiver Trend. Lediglich im Bundesland Hessen ist ein negativer Ausbautrend zu beobachten. Die Abweichung in Hessen beträgt zwar nur 1,4 GW, was im Vergleich zum Gesamtausbau jedoch sehr gering ist. Für die Ableitung von Handlungsempfehlungen für Politik, Industrie und Gesellschaft ist dieses Verhaltensmuster jedoch kontraproduktiv. Damit verbunden ist vor allem Lebensdauer für PV-Dachanlagen von 25 Jahren. Da es sich bei den Technologien, die in den Vergleichszeiträumen ausgebaut wurden, um langfristige Investitionen mit nicht unerheblichen Kosten handelt, ist ein Ergebnis, bei dem diese Technologien in einem Zeitraum von nur 15 Jahren wieder stillgelegt werden, fragwürdig. Generell gibt die kostenoptimale Zwei-Zeitpunkte-Betrachtung Hinweise darauf, welches kostenoptimale Energiesystem unter Vorgabe von exogen berechneten Endenergienachfragen sich hinter den aktuellen Beständen und Altlasten verbirgt. Weitere Beispiele für die inkonsistente Modellierung des im Referenzszenario gewählten Ansatzes von ETHOS.Infrastructure sind im Anhang (vgl. Kapitel 7) dieser Arbeit abgebildet. Aus diesen Limitationen und den sich daraus ergebenden inkonsistenten Modellierungsergebnissen resultiert der Bedarf eines zeitlichen Transformationspfades für das Modell ETHOS.Infrastructure welcher die Bestände aus den vorherigen

Optimierungs- beziehungsweise Investitionsperioden berücksichtigt. Dieser Transformationsansatz und weitere Entwicklungen des Modells werden eingehend in Kapitel 3 erläutert.

4.3.4 Zusammenfassung

In Kapitel 4 werden Ergebnisse des Szenarios REF analysiert und evaluiert. Die Ergebnisse dieses Szenarios stellen den Referenzfall für alle weiteren Berechnungen mit ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure da und dienen in den nachfolgenden Kapiteln als Vergleichsbasis. Das Szenario REF stellt dabei einen kostenoptimalen Transformationspfad des deutschen Energiesystems bis zum Jahr 2045 unter Berücksichtigung von Treibhausgasneutralität dar. Dabei werden im ersten Schritt die Ergebnisse des Energiesystemmodells ETHOS.NESTOR beschrieben. Zum einen ist festzustellen, dass Treibhausgasneutralität mit dem Ziel Nettonull bis 2045 ohne den Einsatz von Technologien, die negative Emissionen erzeugen, wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, zum anderen zeigt diese kostenoptimale Analyse, dass die Emissionsminderungen in den einzelnen Sektoren im Rahmen der Strategie unterschiedlich schnell voranschreiten. Dies ist allgemein auf die verschiedenen Treibhausgasvermeidungskosten der jeweiligen Sektoren zurückzuführen. Weiterhin zeigt sich, dass im Zuge der Transformation der Primärenergieeinsatz bis zum Zieljahr 2045 um 32% sinkt. Dabei ist eine Substitution von fossilen durch erneuerbare Energieträger zu beobachten. Weiterhin zeigt der Primärenergieverbrauch die starke Elektrifizierung der jeweiligen Sektoren des Gesamtsystems, welche sich durch einen deutlichen Ausbau von Windkraft mit 282 GW und Photovoltaik mit 416 GW bis zum Jahr 2045 ausdrückt. Als letztes Kernergebnis der Analyse mit ETHOS.NESTOR zeigt sich die Signifikanz von Wasserstoff für die Realisierung der Treibhausgasminderungsziele. Im Zielsystem werden insgesamt 482 TWh dieses Energieträgers benötigt, die insbesondere in den Sektoren Industrie und Transport eingesetzt werden. Die Versorgung mit Wasserstoff wird dabei zu 74% durch Importe aus Südeuropa und Norwegen und durch einen inländischen Ausbau von 58 GW Elektrolyseurleistung bis 2045 realisiert. Zusätzlich zu dieser Transformation wird, aufbauend auf den Ergebnissen von ETHOS.NESTOR, die räumlich aufgelöste Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur in ETHOS.Infrastructure berechnet. Der Modellansatz folgt einer Zwei-Zeitpunkte-Betrachtung, um die kurz- und langfristige Entwicklung der Jahre 2030 und 2045 des Systems abzubilden. Dazu werden die endogen berechneten Bedarfe für Strom, Erdgas und Wasserstoff der Endenergiesektoren aus ETHOS.NESTOR auf Bundeslandebene regionalisiert. Als Kernergebnis der kurzfristigen Entwicklung ergab sich eine Expansion der Wasserstoffinfrastruktur von 1537 GW*km. Dabei wird das Netz ausschließlich aus Gasleitungen umgerüstet und besitzt eine Gesamtlänge von circa 2900 km. Die Ergebnisse zeigen weiterhin, dass die wirtschaftlich optimale Option für den Ausbau von Elektrolyseuren im Norden Deutschlands liegt. Dies ist insbesondere auf die günstigen meteorologischen Bedingungen für die Errichtung von Windkraftanlagen in diesem Regionen zurückzuführen. PV-Anlagen werden vor allem in Süddeutschland ausgebaut und dienen dort der Deckung der Stromnachfrage. Bereits im Jahr 2030 wird in Deutschland eine Rückverstromungsleistung von 6,2 GW Wasserstoffgasturbinen errichtet. Diese produzieren über den Optimierungszeitraum aber lediglich 1,7 TWh und tragen somit nicht signifikant zur Stromversorgung in Deutschland bei. Als letztes Kernergebnis für das Stützjahr 2030 zeigt sich, dass trotz eines starken Zubaus erneuerbarer Energien mit 131 GW Wind und 182 GW PV das Energiesystem noch nicht vollständig ohne den Einsatz fossiler Energieträger betrieben werden kann. Im Zuge der langfristigen Entwicklung berechnete sich die kostenoptimale Wasserstoffinfrastruktur auf eine Größe

von 22500 GW*km. Dabei wird das Netz zu 99% aus Gasleitungen umgerüstet. Da Gesamtnetz besitzt dabei eine Gesamtlänge von circa 6000 km. Neben der zentralen Elektrolyse an den Küsten Deutschlands werden auch Elektrolyseure dezentral expandiert. Weiterhin ist eine hohe Korrelation der Allokation von Elektrolyseuren mit dem Ausbau der Windenergieanlagen zu beobachten. Im Bereich der Windenergieanlagen werden in Deutschland bis zum Jahr 2045 55% des Gesamtpotenzials ausgebaut. Auch PV-Freiflächenanlagen werden deutschlandweit zu 67% des Gesamtpotenzials ausgebaut. Das Potenzial von PV-Dachanlagen wird dagegen nur zu 25% ausgeschöpft. Zur Sicherstellung der Energieversorgung werden neben den erneuerbaren Energien auch Technologien zur Wasserstoffrückverstromung benötigt. Dabei werden deutschlandweit insgesamt 85 GW Wasserstoffgasturbinenkapazität zur Deckung der Residuallast, insbesondere im Bereich der exogenen Dunkelflaute, installiert. Daraus lässt sich schließen, dass Wasserstoff im Jahr 2045 einen signifikanten Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland liefert. Im letzten Schritt werden noch die Inkonsistenz bis Zweizeitpunkte-Ansatzes und die Vernachlässigung von Beständen und Altlasten des heutigen Energiesystems in ETHOS.Infrastructure analysiert und diskutiert. Schlussfolgernd konnte daraus die Notwendigkeit eines Transformationspfades für eine konsistente Berechnung des Modells abgeleitet werden. Für sich genommen lassen sich zwar aus den Ergebnissen beider Modelle erste Handlungsempfehlungen für Politik und Industrie ableiten, jedoch dient diese Analyse lediglich als Bezugspunkt für die weiteren gekoppelten und konsistenten Analysen dieser Arbeit.
Im hierauf folgenden Abschnitt werden diese Szenarien mit der beschriebenen Modellkopplung und den Modellerweiterungen aus Kapitel 3 berechnet und im Anschluss mit den Referenzergebnissen verglichen.

5 Analysen zur Modellierung von Infrastrukturen im Kontext der Entwicklung des Gesamtenergiesystems

In diesem Abschnitt werden die jeweiligen Effekte auf den Transformationsprozess und das Energiesystem bis zum Zieljahr 2045 untersucht, welche auf eine Berücksichtigung von aggregierten Infrastrukturen in der Modellierung von ETHOS.NESTOR zurückzuführen sind. Als Untersuchungsgegenstand werden dafür zwei unabhängige Szenarien berechnet, um die systemischen Effekte einer Infrastruktur zu beleuchten und Überlagerungen der jeweils spezifischen Effekte zu vermeiden. Zum einen wird dabei ein gekoppeltes iteratives Szenario (MKP) mit den Modellen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure zur Berücksichtigung einer expliziten Wasserstoffinfrastruktur berechnet, zum anderen wird ein Szenario (NNG) berechnet, in dem ausschließlich das Modell ETHOS.NESTOR verwendet wird, um die Systemänderungen bei der Berücksichtigung von Spannungsebenen und Stromnetzen zu analysieren. In Tabelle 5.1 sind diese Szenarien gemeinsam mit dem Referenzszenario (REF) zusammengefasst.

Tabelle 5.1: Energieszenarien für die Analysen

Szenario	Modelle	Fokus der Analyse
REF	ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure	Analyse der aktuellen Modellierung mit kurz- und langfristiger Entwicklung des Wasserstoffnetzes
MKP	ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure	Analyse eines gekoppelten Transformationspfades zur konsistenten Analyse von Wasserstoffnetzen
NNG	ETHOS.NESTOR	Analyse der aggregierten Entwicklung von Stromnetzebenen

Die Analyse der Ergebnisse dieser Szenarien erfolgt dabei dem folgenden Schema: Zunächst werden in ETHOS.NESTOR die Auswirkungen auf die Primärenergie- und Endenergienachfrage analysiert. Anschließend werden die Ergebnisse der sektoralen Bereitstellung und Nachfrage von Strom, Erdgas und Wasserstoff ausgewertet. Darauf aufbauend können dann die jeweiligen sektoralen Veränderungen und die damit verbundenen Auswirkungen auf die modellierten Technologien untersucht werden. Im Anschluss daran werden mit diesen Ergebnissen im Szenario MKP, wie bereits im Szenario REF, die räumliche Verteilung Nachfragen Strom, Erdgas und Wasserstoff der Endenergiesektoren und deren Entwicklung analysiert. Am Ende des Wasserstoffszenarios werden

die Ergebnisse der Energiesystemanalyse von ETHOS.Infrastructure analysiert. Dabei wird jeweils detailliert auf den Wasserstoffinfrastruktur und deren abgeleitete aggregierte Investitionen und Betriebskosten eingegangen. Den Schluss dieses Kapitels bildet die Diskussion und die Einordnung der Ergebnisse beider Szenarien in den aktuellen Stand der Entwicklung im Bezug auf die systematische, kostenoptimale Entwicklung des Energiesystems.

5.1 Analyse und Auswertung des Szenarios MKP (Modellkopplung)

Im Szenario MKP wird die iterative Modellkopplung (vgl. Kapitel 3) zwischen den Modellen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure berechnet und analysiert. Die Analyse erfolgt dabei im Vergleich mit dem vorher beschriebenen Referenzszenario (REF). Die Abbildungen der gesamten Analyse in ETHOS.NESTOR zeigen auf der linken Seite den Ausbau oder den Betrieb der jeweiligen Technologien. Auf der rechten Seite ist die absolute Abweichung der Ergebnisse zum Referenzszenario dargestellt. Dies ermöglicht einen expliziten Vergleich der beiden Szenarien zueinander. Aufgrund der Tatsache, dass im Startjahr der Optimierung 2020 noch kein Wasserstofftransport in Deutschland berücksichtigt wird, ergeben sich keinerlei Veränderungen zwischen dem Szenario MKP und dem Szenario REF.

Treibhausgas-Emissionen

Wie aus Abbildung 5.1 zu erkennen ist, ergeben sich durch die Modellkopplung keine signifikanten Änderungen in Bezug auf die Treibhausgasemissionen in ETHOS.NESTOR. Wie bereits beschrieben ist das Startjahr 2020 unbeeinflusst und keinerlei Änderungen sind ablesbar. In den Jahren 2025 und 2030 ergeben sich lediglich Abweichungen der Treibhausgasemissionen von wenigen Prozent über alle Sektoren. Im Jahr 2035 werden im Industriesektor weniger Treibhausgase als im Referenzszenario imitiert. In diesem Jahr fallen hingegen ca. 1,4 Mt mehr Treibhausgase im Gebäude und Transportsektor an. Ein ähnlicher Trend ist auch in den Folgejahren zu beobachten. Im Industriesektor werden weniger Treibhausgase emittiert, wobei dies von anderen Sektoren des Energiesystems ausgeglichen wird. Die totale Emission von Treibhausgasen bleibt über den gesamten Zeithorizont konstant und ist gleich zu der jährlichen maximalen Limitation der Optimierung.

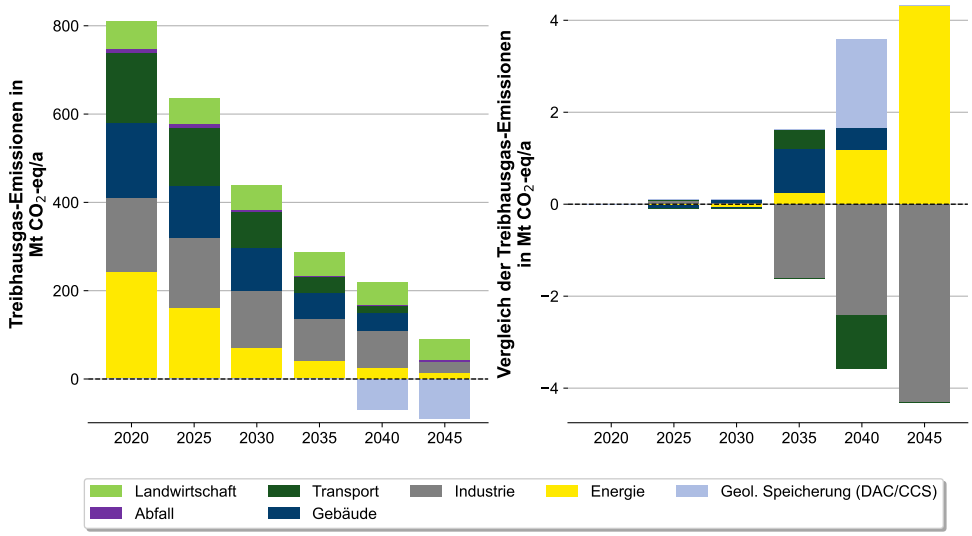

Abbildung 5.1: Entwicklung und Vergleich der sektoralen Treibhausgas-Emissionen bis zum Jahr 2045

Dieses Modellverhalten ist dabei auf die jeweiligen Treibhausgasvermeidungskosten in den jeweiligen Sektoren des Energiesystems zurückzuführen. Daraus lässt sich schließen, dass durch die Ableitung der Kosten und Ausbaurestriktion der Wasserstoffinfrastrukturen günstigere Möglichkeiten der Emissionsvermeidung im besonders Industriesektor bestehen.

Primärenergienachfrage

Wie aus Abbildung 5.2 zu erkennen ist, ergeben sich durch die Modellkopplung Änderungen im Primärenergieverbrauch des Energiesystems. Diese Abweichungen im Vergleich zum Referenzszenario sind jedoch weiterhin sehr gering. Im Jahr 2035 ist eine stärkere Elektrifizierung des Energiesystems von ca. 12,5 TWh zu erkennen. Dabei wird primär Erdgas und die nicht-energetische stoffliche Nachfrage fossiler Energieträger substituiert. Im Jahr 2040 ist eine deutliche Substitution der stofflichen Primärenergienachfrage nach fossilen Energieträgern durch Wasserstoff, fossiles Erdgas und elektrische Energie zu erkennen. Dabei werden insgesamt ca. 30 TWh nicht-energetisches Mineralöl und Erdgas durch 17 TWh Wasserstoff und 31 TWh elektrische Energie ersetzt. Diese Substitution stellt im Szenario die größte Abweichung der Primärenergieträger von 2,1% im Vergleich zum Referenzszenario dar. Als letzter Punkt ist im Zieljahr 2045 eine höhere Nachfrage von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen zu erkennen. Dabei werden insgesamt 38 TWh mehr produziert als im Referenzszenario.

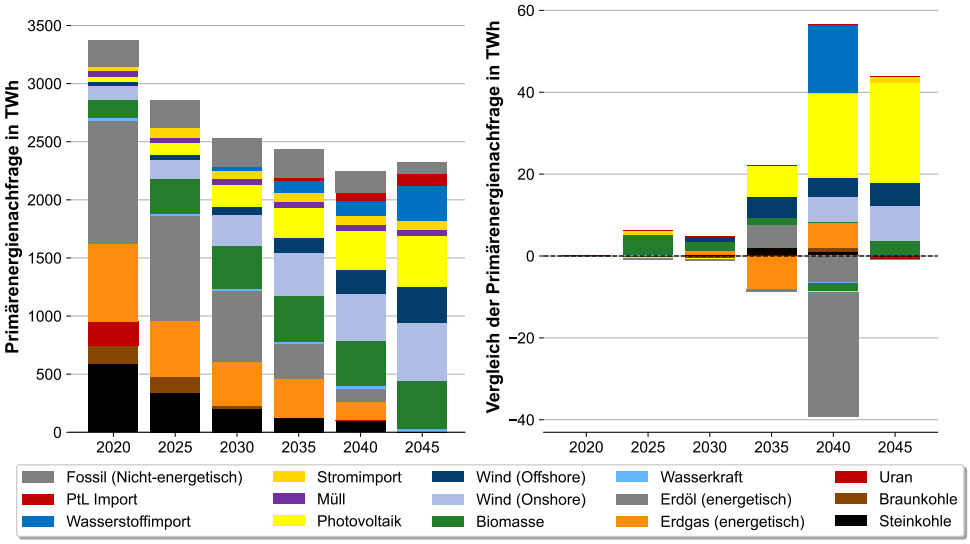

Abbildung 5.2: Entwicklung und Vergleich der Primärenergienachfrage bis zum Jahr 2045

Insgesamt werden im Zieljahr 2045 1246 TWh elektrische Primärenergie aus erneuerbaren Energiequellen wie Windenergieanlagen und PV-Systemen produziert. Dazu kommen 300 TWh importierter Wasserstoff und ca. 416 TWh Nutzung von Biomasse. Auch in diesem Szenario werden im Jahr 2045 weiterhin 95 TWh fossiler Energieträger für die nicht-energetische Nutzung, trotz geringerer Kosten des Wasserstofftransports, benötigt. Der Netto-Mehrverbrauch an Primärenergieträgern beträgt im Zieljahr im Vergleich zum Referenzszenario ca. 1,9%.

Endenergienachfrage

Aus der Abbildung 5.3 wird ersichtlich, dass durch die Modellkopplung lediglich die Endenergienachfragen im Industriesektor signifikant beeinflusst werden. Dabei ist vor allem im Jahr 2040 ein Absinken der nicht-energetischen Industrienachfrage zu erkennen. Dies ist beim Primärenergiebedarf auf die Substitution des Imports nicht-energetischer stofflicher Nachfragen zurückzuführen. Weiterhin sinkt im Zieljahr 2045 der energetische Endenergiebedarf des Industriesektors um 16 TWh.

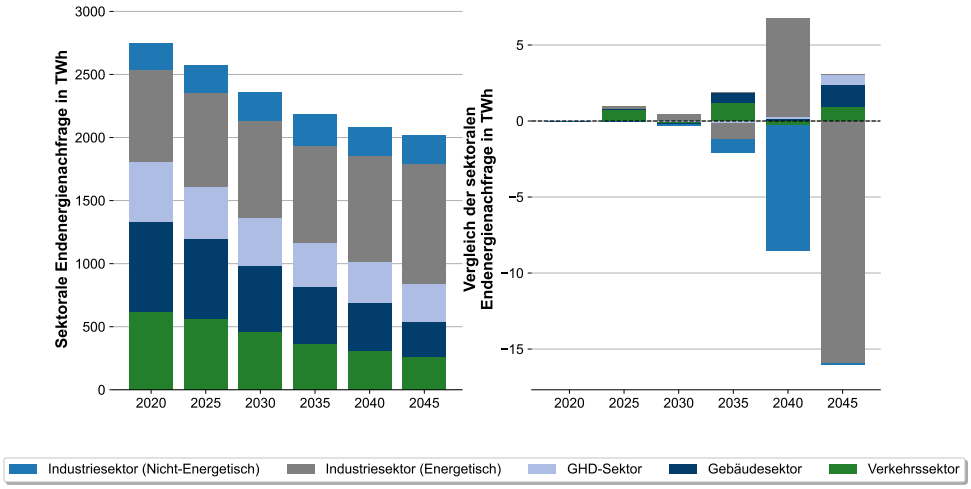

Abbildung 5.3: Entwicklung und Vergleich der Endenergienachfrage bis zum Jahr 2045

Die größte Nettoabweichung des Energiebedarfs ist dabei das Zieljahr 2045 zu erkennen. Diese beträgt relativ Vergleich zum Referenzszenario 0,8%. In den Nachfragesektoren Gebäude, Transport und GHD ist die Endenergienachfrage im Vergleich zum Referenzszenario, unter Berücksichtigung des Verhältnisses zur Gesamtenergienachfrage, nahezu konstant.

Stromversorgung

Die Modellkopplung und somit verbesserte Abbildung von Wasserstoffinfrastrukturen in ETHOS.-NESTOR hat ebenfalls Auswirkungen auf die benötigte installierte Leistung im Bezug der Stromversorgung. Daraus ergibt sich einerseits die Notwendigkeit eines weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien und andererseits die Nutzung weiterer regelbarer Leistung durch Wasserstoff- und Biogasturbinen.

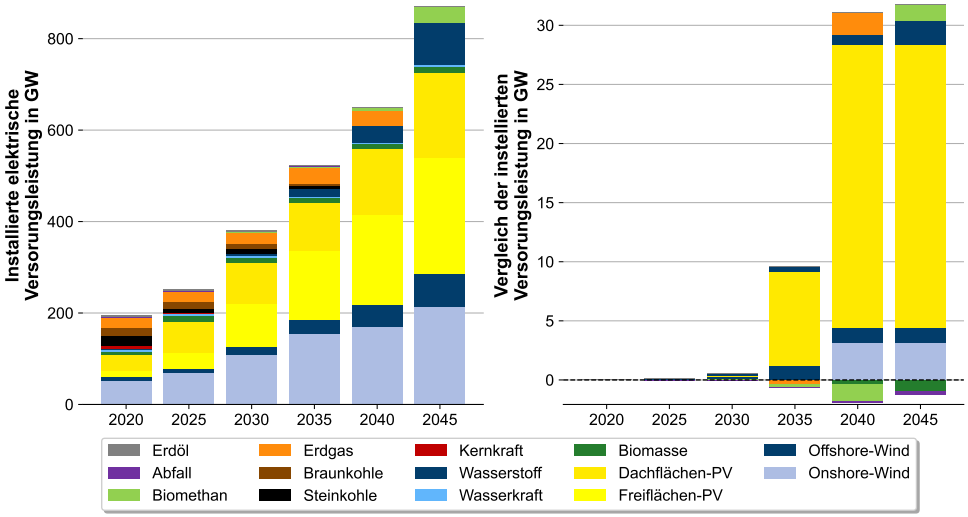

Abbildung 5.4: Entwicklung und Vergleich der elektrischen Versorgungsleistung bis zum Jahr 2045

Bis zum Jahr 2045 muss eine Kapazität von weiteren 28 GW der Wind- und Photovoltaikenergie zusätzlich installiert werden, um die Stromnachfrage zu decken. Außerdem ist eine Installation von weiteren 3,4 GW regelbarer Wasserstoff- und Biogaskraftwerke notwendig. Insgesamt steigt die Stromversorgungskapazität im Jahr 2045 auf 870 GW. Aus dieser zusätzlich installierten Leistung bis zum Jahr 2045 ergibt sich im gekoppelten Szenario eine zusätzliche Stromproduktion von 51 TWh. Aus Abbildung 5.5 lässt sich dabei die höhere Stromerzeugung und deren Aufteilung bis zum Zieljahr 2045 einsehen.

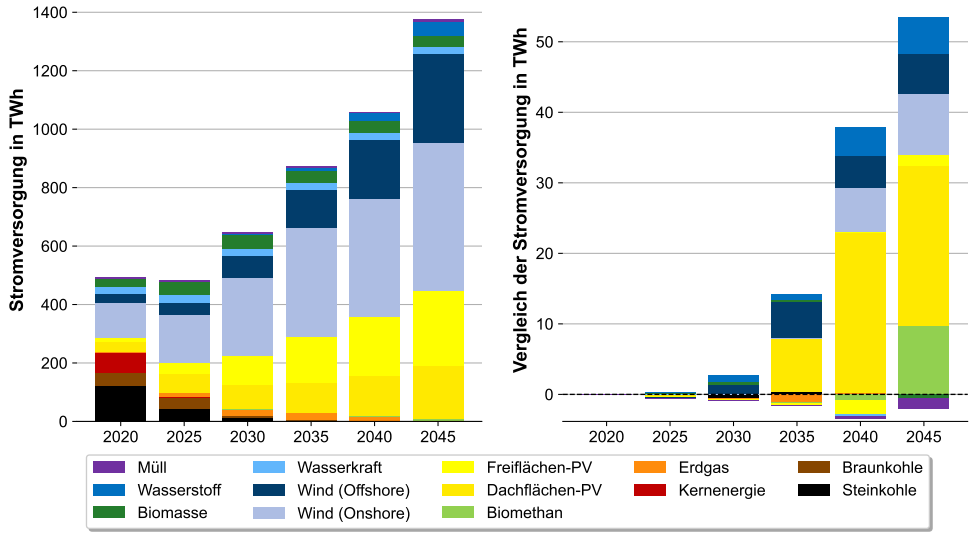

Abbildung 5.5: Entwicklung und Vergleich der Stromversorgung bis zum Jahr 2045

Dabei geht neben der höheren Stromproduktion aus erneuerbaren Energien deutlich hervor, dass Wasserstoff im Zuge der Transformation eine größere Rolle bei der Stromversorgung als im Referenzszenario einnimmt. Die zentrale Rolle von fossilem Erdgas als Übergangstechnologie in der Stromversorgung ist auch im gekoppelten Szenario weiterhin erkennbar. Im Jahr 2045 ist zudem eine höhere Ausnutzung von Biogas zur Deckung von Residuallasten zu beobachten. Die gesamte Stromversorgung beträgt dabei 1403 TWh und besteht dabei ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen.

Wasserstoffversorgung

Durch die Änderung der Transportkosten der Rohrleitungssysteme ändert sich entsprechend auch die Nachfrage und die Versorgung von Wasserstoff. In Abbildung 5.6 ist dafür die Entwicklung der Wasserstoffversorgung des Energiesystems dargestellt. Während Referenzszenario ca. 480 TWh an Wasserstoff im Energiesystem benötigt werden, steigt an dieses Nachfragevolumen im Rahmen der Modellkopplung auf ca. 526 TWh. Somit werden ca. 45 TWh Wasserstoff zusätzlich zur Sicherstellung der Versorgung und Einhaltung der Treibhausgasziele benötigt.

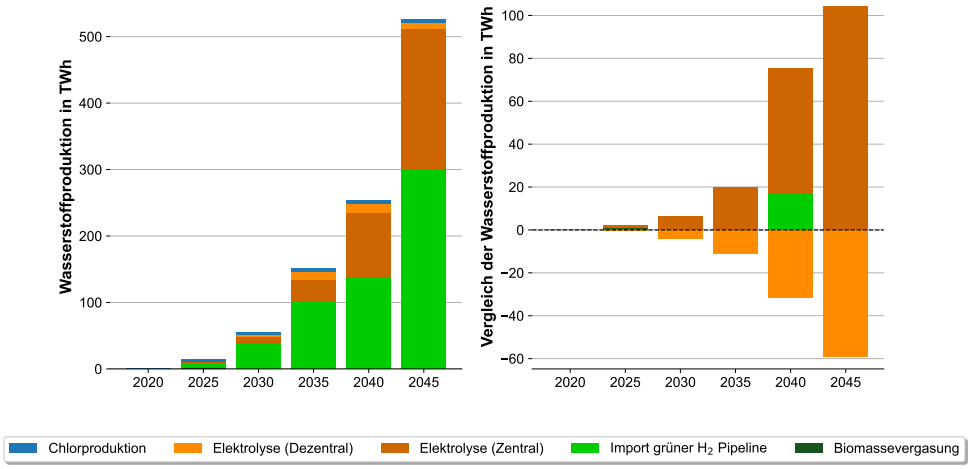

Abbildung 5.6: Entwicklung und Vergleich der Wasserstoffversorgung bis zum Jahr 2045

Aus der Abbildung ist zu erkennen, dass im Zieljahr 2045 300 TWh per Rohrleitung nach Deutschland importiert werden. Daraus ergibt sich eine Importquote von 57%. Im Vergleich zum Referenzszenario sinkt damit die Importquote um 6%. Weiterhin werden 221 TWh grüner Wasserstoff inländisch per Elektrolyse erzeugt. Dabei wird außerdem deutlich, dass die zentrale Elektrolyse den größten Anteil der inländischen Wasserstoffproduktion ausmacht. Im Vergleich zum Referenzszenario ist außerdem zu erkennen, dass die dezentrale Produktion von grünem Wasserstoff durch eine zentrale Produktion substituiert wird. Außerdem werden im Jahr 2040 ca. 16 TWh mehr Wasserstoff importiert als im Referenzszenario. Dieses Verhalten kann dabei auf die Transformation des Energiesystems in Bezug auf den Rückgang der nicht-energetischen Nachfragen für Mineralöl und Erdgas zurückgeführt werden. Die jeweiligen installierten Versorgungskapazitäten für Wasserstoff und die resultierenden Abweichungen zum Referenzszenario sind in Abbildung 5.7 dargestellt.

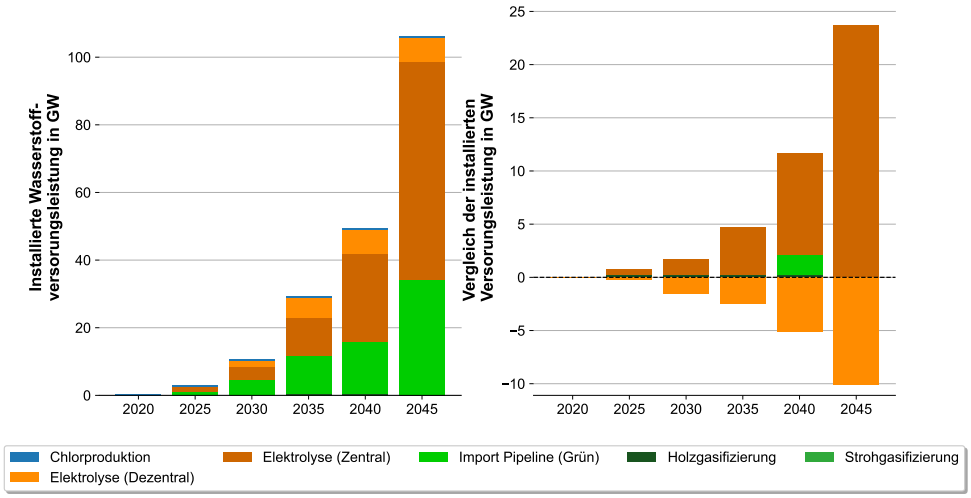

Abbildung 5.7: Entwicklung und Vergleich der Wasserstoffversorgungsleistung bis zum Jahr 2045

Zur Sicherstellung der Wasserstoffversorgung werden bis zum Jahr 2045 64 GW zentrale Elektrolyseure 7 GW dezentrale Elektrolyseure installiert. Weiterhin wird eine Wasserstoffimportkapazität von 34 GW benötigt. Vergleich zum Referenzszenario ist somit ein Zuwachs der Kapazität zentraler Elektrolyseure von 24 GW und ein Rückgang von 10 GW dezentraler Elektrolyseure zu beobachten. Im Jahr 2045 erreicht der Wasserstoffimport, wie bereits im Referenzszenario das maximal mögliche Limit.

Erdgasversorgung

Während bei der Versorgung von Wasserstoff und Strom ein steigender Trend der Energieträger im Zuge des gekoppelten Szenarios resultiert, ist in Bezug auf Erdgas ein gemischtes Verhalten zu beobachten. Die Versorgung mit Erdgas bis zum Jahr 2045 ist in Abbildung 5.8 dargestellt.

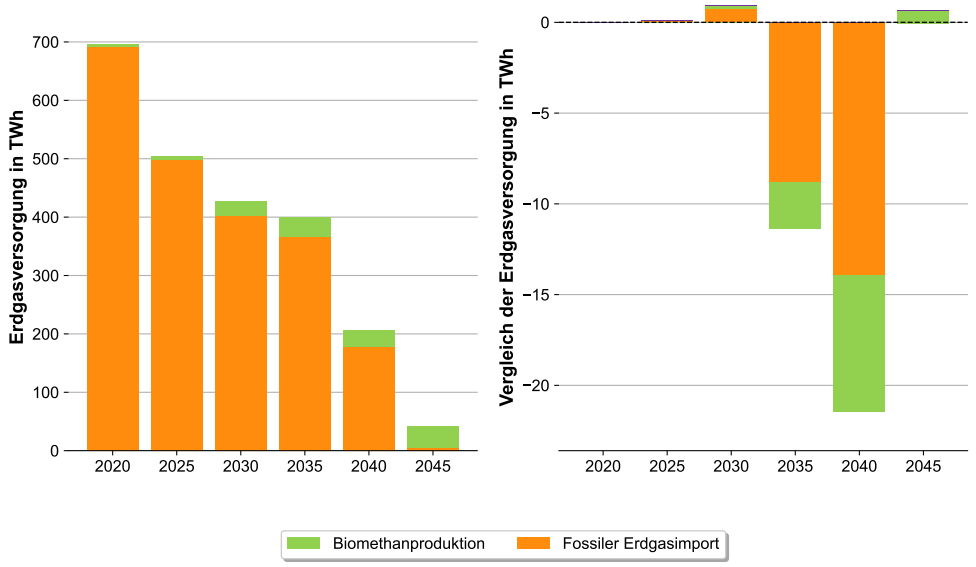

Abbildung 5.8: Entwicklung und Vergleich der Erdgasversorgung bis zum Jahr 2045

Die generelle Rückläufigkeit von Erdgastechnologien bleibt auch während der Modellkopplung bestehen. Weiterhin geht aus der Abbildung hervor, dass bis zum Jahr 2040 weniger Erdgas als im Referenzszenario genutzt wird. Besonders in Bezug auf fossiles Erdgas ist ein stärkerer Negativtrend zu erkennen. Dabei ist im Zuge der Modellkopplung besonders in den Jahren 2035 und 2040 die Substitution von Erdgas und Biogas mit anderen Energieträgern beobachtbar. Im Jahr 2045 ist die Erdgasversorgung im Energiesystem weitestgehend defossilisiert. Für das Zieljahr ist allerdings ein positiver Trend für die Nutzung von Biogas im zu beobachten.

Sektorale Stromnachfrage

Die Stromnachfrage des gekoppelten Szenarios erhöht sich bis zum Jahr 2045 auf einen Nettowert von ca. 41 TWh. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass der Anstieg der zusätzlichen Stromnachfrage ausschließlich auf die Elektrolyse zurückzuführen ist. In Abbildung 5.9 ist die Stromnachfrage aller im Energiesystem berücksichtigten Sektoren und Technologien dargestellt.

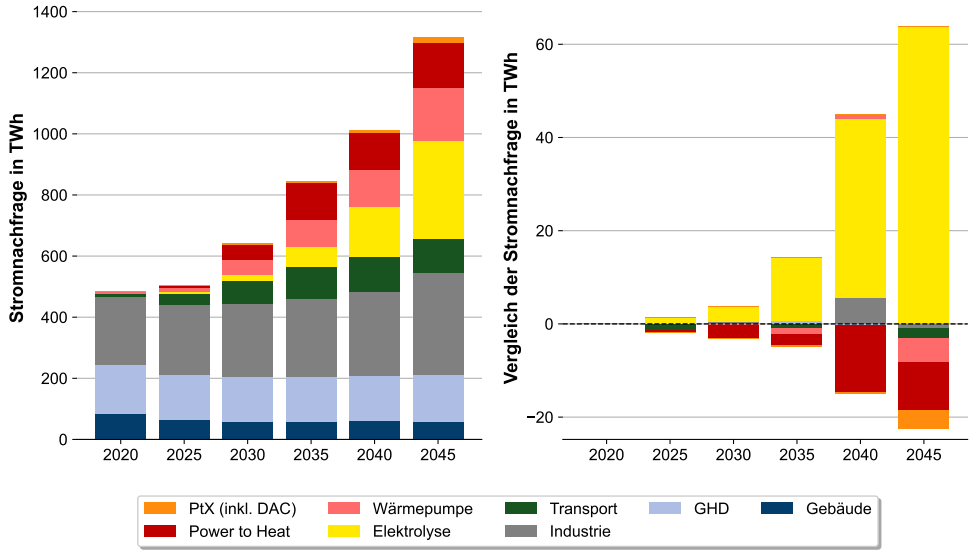

Abbildung 5.9: Entwicklung und Vergleich der Stromnachfrage bis zum Jahr 2045

Neben dem Anstieg der Stromnachfrage für Elektrolyse ist zusätzlich ein geringer Rückgang der Nachfrage der Power-to-Heat-Technologien zu erkennen. Die Stromnachfrage der Sektoren Industrie, Transport und Gebäude sind von einer genaueren Abbildung der Wasserstoffinfrastrukturen bis auf geringe Abweichungen unbeeinflusst. Generell steigt der Strombedarf des gekoppelten Szenarios gegenüber dem Referenzszenario um 3,2%.

Stromspeichersysteme

Zur zeitlichen Flexibilität und zum Ausgleich der Volatilitäten von erneuerbaren Energiequellen werden im Energiesystem kurzfristige Stromspeicher benötigt. Neben Pumpspeicherkraftwerken stehen dem System Batteriespeicher zur Verfügung. Batteriespeicher können dabei in stationäre und mobile Batteriesysteme aufgeteilt werden. Dabei ist zu beachten, dass die maximale Kapazität der mobilen Batteriesysteme mit dem Ausbau der Elektrofahrzeuge im Transportsektor des Energiesystems fest korreliert ist. In Abbildung 5.10 wird daher der Ausbau und die absolute Abweichung dieser Technologien dargestellt.

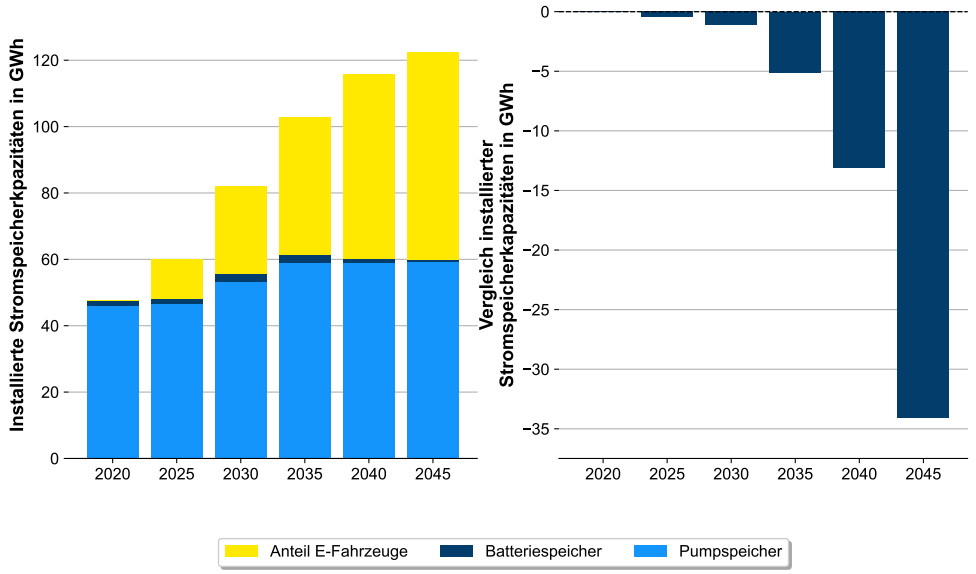

Abbildung 5.10: Entwicklung und Vergleich der Stromspeichersysteme bis zum Jahr 2045

Aus der Abbildung geht deutlich hervor, dass im gekoppelten Szenario deutlich weniger Speicherflexibilität benötigt wird. Daraus resultiert eine Verringerung des Ausbaus von stationären Batteriespeichersystemen Vergleich zum Referenzszenario. Bis zum Zieljahr 2045 werden daher ca. 34 GWh weniger Speicherkapazität installiert. Insgesamt werden bis zum Jahr 2045 ca. 122 GWh Speichertechnologie im Energiesystem benötig, wovon 48% Pumpspeicheranlagen sind.

Sektorale Wasserstoffnachfrage

Die erhöhte Nachfrage nach Wasserstoff wird im gekoppelten Szenario zum Großteil durch den Industriesektor (vgl. Abbildung 5.11) hervorgerufen. Die absolute Abweichung in diesem Sektor vergleichen mit dem Referenzszenario beträgt im Jahr 2040 ca. 35 TWh und im Jahr 2045 ca. 31 TWh. Weiterhin stellt der Umwandlungssektor im Jahr 2045 höhere Wasserstoffnachfragen von 9,5 TWh an das Energiesystem. Vergleich zum Referenzszenario steigt die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 insgesamt um ca. 47 TWh.

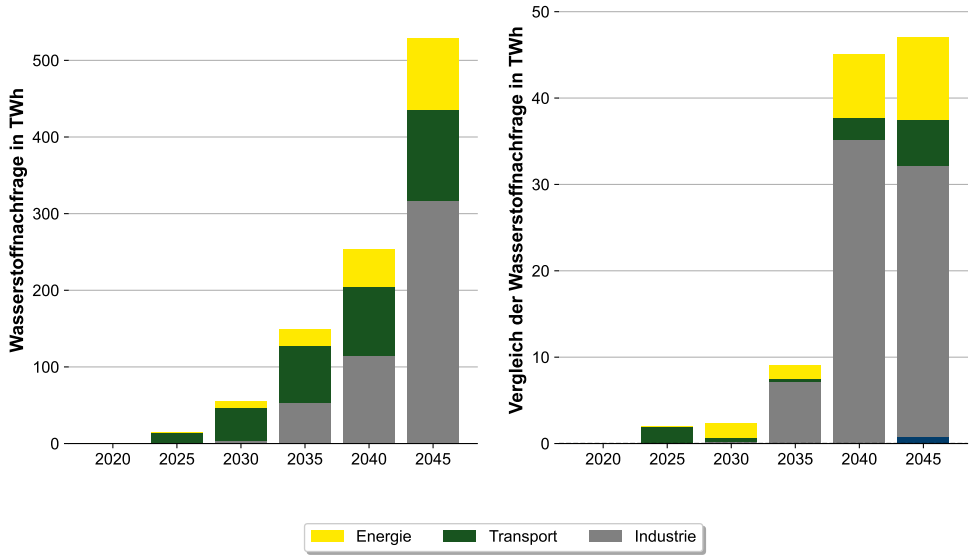

Abbildung 5.11: Entwicklung und Vergleich der Wasserstoffnachfrage bis zum Jahr 2045

Im Jahr 2045 werden somit insgesamt 530 TWh zu Deckung der Wasserstoffnachfrage benötigt. Durch die Modellkopplung sind Nachfragesteigerung in allen relevanten Sektoren abzulesen. Trotz abgeleiteter Kosten für Wasserstoffinfrastrukturen wird weiterhin kein Wasserstoff im Gebäudesektor zur Raumwärmebereitstellung eingesetzt.

Industrielle Wasserstoffnachfrage

In Abbildung 5.12 ist zum weiteren Verständnis die Verteilung der Wasserstoffnachfrage des Industriesektors dargestellt. Aus dieser Abbildung geht klar hervor, dass die Transformation des Industriesektors und die Substitution der konventionellen Energieträger erst im Zieljahr 2045 stattfindet. Weiterhin ist auf der Abbildung klar der verstärkte Einsatz von Wasserstoff in der Methanolproduktion ab dem Jahr 2040 zu erkennen.

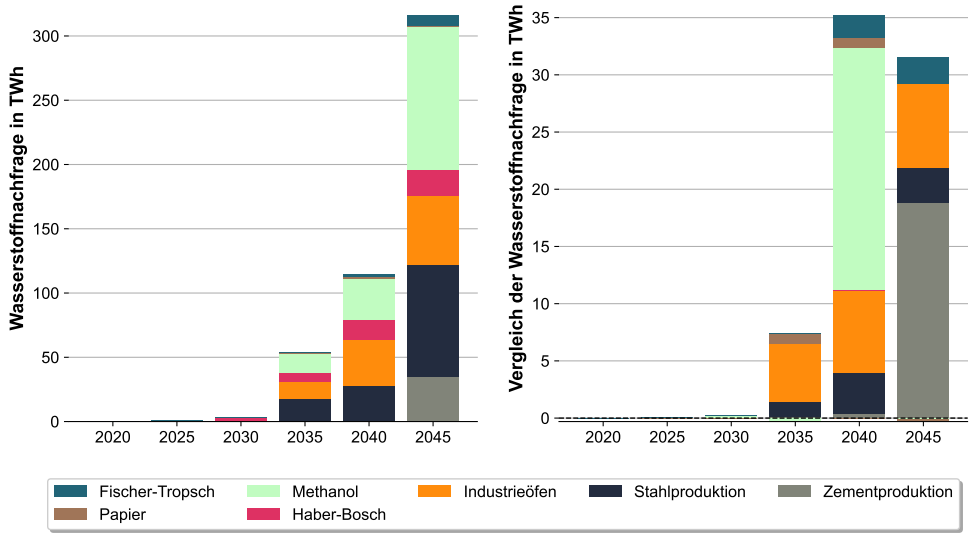

Abbildung 5.12: Entwicklung und Vergleich der industriellen Wasserstoffnachfrage bis zum Jahr 2045

Daneben ist außerdem ein Trend zur Bereitstellung von Prozesswärme durch Wasserstoff abzulesen. Im Zieljahr 2045 wird die Zementindustrie mit zusätzlichen 19 TWh Wasserstoff versorgt. Daraus lässt sich ableiten, dass die substituierten Energieträger im Energiesystem anderweitig genutzt werden können.

Endenergiebedarf des Industriesektors

In Betrachtung der Endnachfrage über alle Energieträger des Industriesektors dabei die Substitution durch Wasserstoff nochmal deutlich. Diese Substitution ist in Abbildung 5.13 detailliert für den Industriesektor dargestellt.

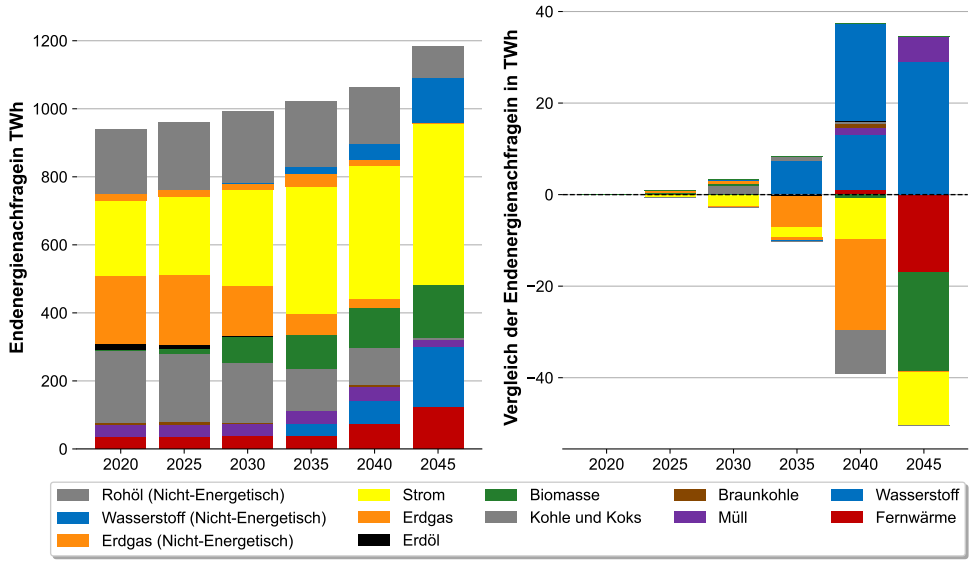

Abbildung 5.13: Entwicklung und Vergleich der industriellen Endenergienachfrage bis zum Jahr 2045

Dabei wird zum einen deutlich, dass im Jahr 2040 die stoffliche Nutzung von Mineralöl und Erdgas durch Wasserstoff ersetzt wird, wie es auch schon im Bereich der Primärenergie zu sehen war (vgl. Abbildung 5.2), zum anderen wird der Austausch von ca. 21 TWh Biomasse mit Wasserstoff im Jahr 2045 sichtbar. Diese Biomasse steht dem System danach in anderen Sektoren, wie beispielsweise im Umwandlungssektor zur Erzeugung regelbarer elektrischer Energie, zur Verfügung. Das im Jahr 2045 durch 34 TWh Wasserstoff und Abfall 49 TWh ersetzt werden, lässt auf höheren Wirkungsgrad der dafür verwendeten Technologien schließen.

Sektorale Erdgasnachfrage

Die Verringerung der Erdgasnachfrage ist besonders durch Einsparungen dieses Energieträgers im Industriesektor zu erklären. In Abbildung 5.14 ist die sektorale Aufteilung der Erdgasnachfrage dargestellt, wobei besonders das konstante Verhalten des Gebäudesektors gegenüber dem Referenzszenario auffällt. Im Industriesektor kommt es durch die Modellkopplung zu einer Abweichung der Nutzung von Erdgas in diesem Sektor.

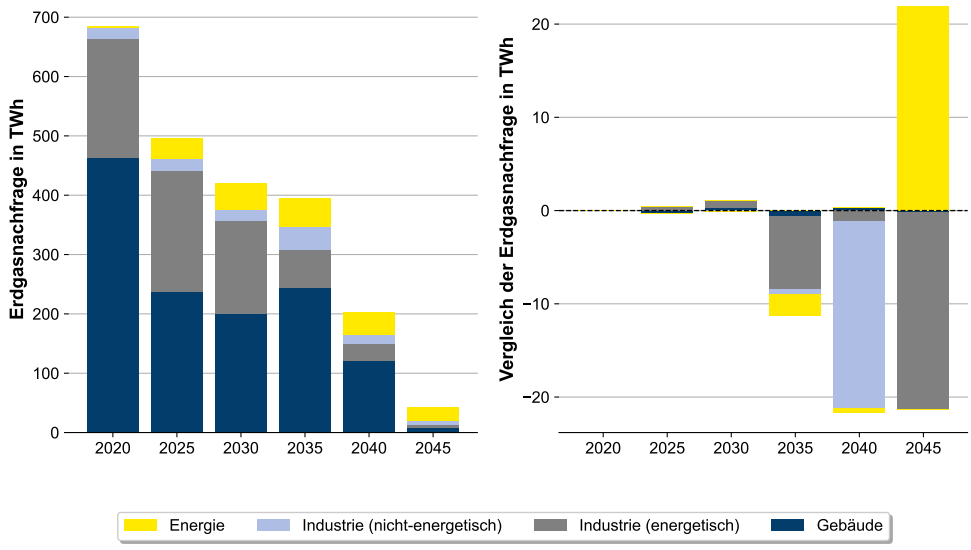

Abbildung 5.14: Entwicklung und Vergleich der Erdgasnachfrage bis zum Jahr 2045

Dabei werden vor allem im Jahr 2040 und 2045 20 TWh und 21 TWh durch andere Energieträger substituiert. Als weiterer Punkt ist die erhöhte Nachfrage von Erdgas im Umwandlungssektor im Jahr 2045 zu beobachten. Da diesem Jahr dem System ausschließlich treibhausgasneutrales Biogas zur Verfügung steht (vgl. Abbildung 5.8), kann aus dieser Abbildung abgelesen werden, dass eine erhöhte Nachfrage nach Biogas zur flexiblen, regelbaren Versorgung mit elektrischer Energie besteht. Insgesamt sinkt die Erdgasnachfrage von 684 TWh im Jahr 2020 auf 41 TWh im Jahr 2045.

Aggregierte Investitionen der Wasserstoffinfrastruktur

Die Veränderung der Optimierungsergebnisse von ETHOS.NESTOR sind dabei ausschließlich auf die abgeleiteten Kosten für Wasserstoffinfrastrukturen zurückzuführen. Die Investitionen der umgerüsteten und neugebauten Wasserstoffrohrleitungen sowie der Netzneubaufaktor (NNF) sind in Abbildung 5.15 dargestellt. Wie bereits erläutert, existiert zu diesem Zeitpunkt kein deutschlandweites Wasserstoffnetz. Aus diesem Grund wird das Jahr 2020 in der Darstellung vernachlässigt, da es sich lediglich um eine Optimierung der Bestände des Energiesystems handelt.



Abbildung 5.15: Entwicklung der expliziten Netzinvestitionen und des Netzneubaufaktors im Zuge der Modellkopplung

Wie ist der Abbildung deutlich zu erkennen ist, betragen die Investitionen für die Umrüstung von Erdgasleitungen zu Wasserstoffleitungen für das gesamte Netz zwischen 3,2 und 5,1 €/kW. Hingegen sind die Kosten des gesamten Netzes für den Neubau von Wasserstoffleitungen deutlich teurer und betragen je nach Ausbaugrad zwischen 2100 und 6400 €/kW. Wie bereits eingehend erläutert, stehen die beiden Wasserstoffnetztypen in direkter Konkurrenz zueinander und sind entsprechend in der Systemarchitektur parallel miteinander verschaltet (vgl. Abbildung 3.7). Aus diesem Grund wird für die konsistente Modellierung der Wasserstoffinfrastruktur auch der Netzneubaufaktor benötigt. Mit diesem ist es möglich, explizit eine Verbindung zwischen der Umrüstung und dem Neubau der Wasserstoffinfrastruktur festzulegen. Die Ableitung dieses Parameters wird dabei detailliert in Kapitel 3 erläutert. Wie aus der Abbildung zu erkennen, ist beträgt der Netzneubaufaktor im Verlauf der Optimierung zwischen 0 und 14%. Aus der Analyse des Netzneubaufaktors ist zu erkennen, dass dieser in den Jahren 2025 und 2030 deutlich höher ist als in den Folgejahren. Dieser Fakt fußt auf zwei grundlegenden Modellierungsannahmen. Zum einen wird das umgerüstete Wasserstoffnetz als gemischt-ganzzahlige Modellierung hinterlegt. Dies bedeutet, dass bei der Lösung des Optimierungsproblems entweder ein minimaler Rohrdurchmesser umgebaut wird oder kein Umbau erfolgt. Insbesondere in den ersten Jahren der Optimierung, in denen die Wasserstoffnachfrage noch sehr gering ist, ist daher ein kontinuierlicher Neubau ökonomisch attraktiver als eine Umrüstung. Zum anderen wird in den Jahren 2025 und 2030 lediglich eine Umrüstung anhand des Wasserstoff-Kernnetzes der Fernleitungsbetreiber berücksichtigt. Dementsprechend ist es für das System nicht möglich, zwischen jedem Bundesland potenzielle Erdgasleitungen zu Wasserstoffleitungen umzurüsten. Durch die Flexibilisierung dieser Restriktionen ab dem Jahr 2035 und die stetig steigende Nachfrage nach Wasserstoff sowie die kontinuierlich sinkende Nachfrage nach Erdgas können in den Folgejahren immer mehr Transportleitungen umgerüstet werden. Damit zeigen die Ergebnisse, dass es durch eine Modellkopplung zwischen den Energiesystemmodellen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure möglich ist, die räumlichen Transportinfrastrukturen für Wasserstoff auch in einem virtuellen Knoten ohne räumliche Auflösung explizit abzubilden. Diese Parameter sind dabei im Zuge der Modellkopplung aus den Optimierungsergebnissen des räumlich aufgelösten Energiesystemmodells ETHOS.Infrastruktur abgeleitet worden. Aus diesem Grund wird im weiteren Verlauf dieser Analyse die Ergebnisse der Berechnungen von ETHOS.Infrastructure erläutert. Als nächster

Punkt des gekoppelten Szenarios (MKP) wird dementsprechend auf die regionalisierte Entwicklung der Strom-, Erdgas- und Wasserstoffnachfragen für die einzelnen Bundesländer eingegangen. In diesem Abschnitt werden zunächst die berechneten Ergebnisse der Optimierungsrechnung beschrieben. Im Anschluss folgt eine Analyse der regionalen Abweichung im Vergleich zum Stützjahr 2045 des Referenzszenarios (vgl. Kapitel 4). Weiterhin ist in diesem Abschnitt nochmal zu beachten, dass es sich bei den Verteilschlüsseln zur regionalen Disaggregation um exogene Parameter handelt, welche die jeweiligen sektoralen Endenergienachfragen unabhängig von dessen Größenordnung aufteilen.

Regionale Entwicklung der Stromnachfrage

Im ersten Punkt der Regionalisierung wird die räumliche Disaggregation des Stromsektors analysiert. Aus Abbildung 5.16 wird dabei der Hochlauf der Elektrifizierung des Energiesystems bis zum Zieljahr 2045 ersichtlich. Wie bereits aus der aggregierten Betrachtung der gesamten Stromnachfrage (vgl. Abbildung 5.9) der jeweiligen Sektoren und Technologien ist auch in der regionalen Auflösung ein konvexer Hochlauf der Stromnachfrage in den Bundesländen zu erkennen. Einzige Ausnahmen bilden dabei die Stadtstaaten Bremen und Hamburg, welche aufgrund von Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor im Jahr 2025 einen Rückgang der jeweiligen Nachfrage im Vergleich zu Startjahr 2020 haben.

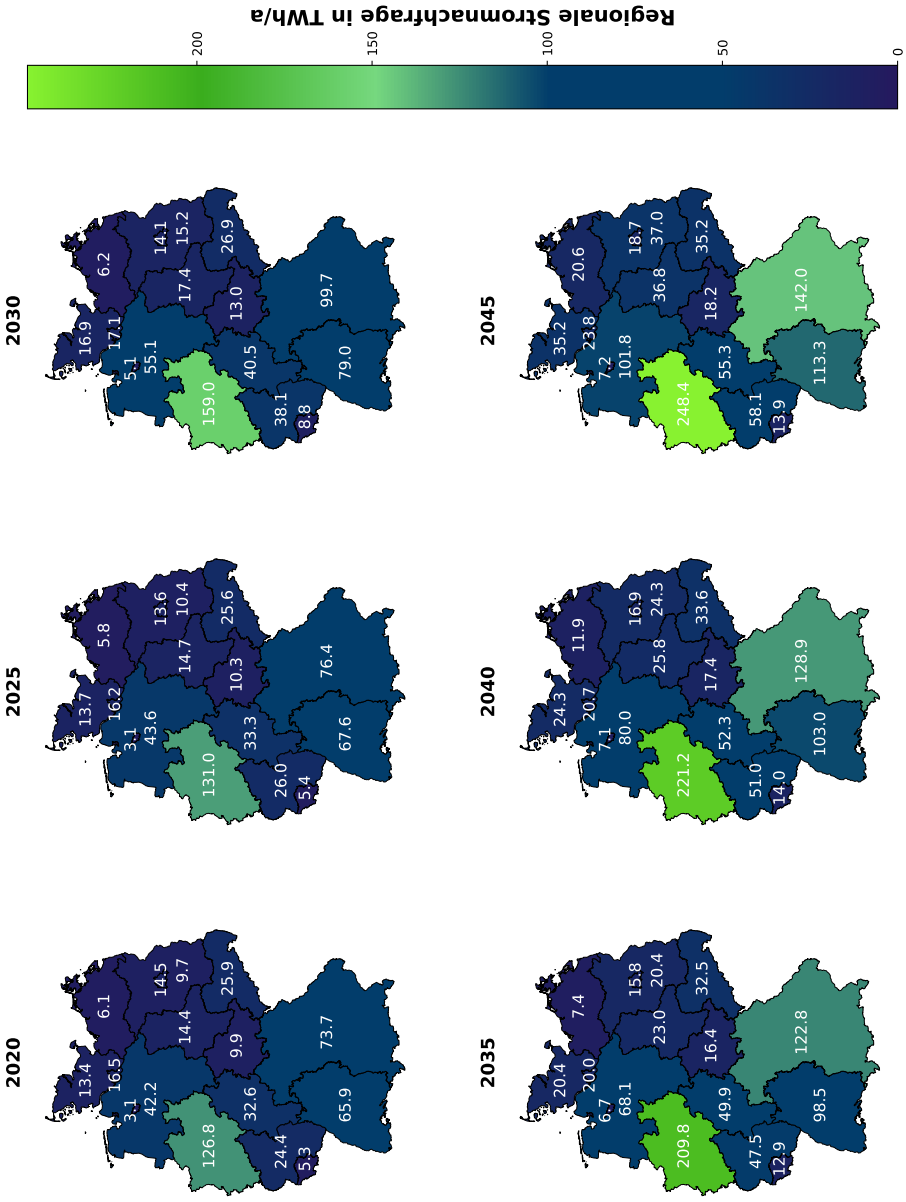

Abbildung 5.16: Regionale Entwicklung der Stromnachfrage

Aus der Abbildung geht klar hervor, dass bereits im Jahr 2020 im Bundesland Nordrhein-Westfalen eine Stromnachfrage von ca. 127 TWh gedeckt werden muss, was auf die hohe Bevölkerungsdichte und den Industriestandort zurückzuführen ist. Bis zum Jahr 2045 erhöht sich diese Nachfrage auf 248 TWh, was relativ gesehen eine Steigerung von 95% ist. Damit bleibt Nordrhein-Westfalen im Transformationsprozess absolut gesehen der größte Verbraucher von elektrischer Energie in

Deutschland. Aufbauend darauf ist aber zu beobachten, dass Nordrhein-Westfalen relativ gesehen eine geringere Elektrifizierung als andere Bundesländer aufweist. In Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg erhöht sich die Stromnachfrage jeweils um 240 beziehungsweise 280%. Dies kann dabei besonders auf die Speichermöglichkeiten von Treibhausgasen und die damit verbundene Stromnachfrage ab dem Jahr 2040 zurückgeführt werden. Weitere industriestarke Bundesländer wie Bayern, Baden-Württemberg, Niedersachsen und Rheinland-Pfalz erhöhen ihren Strombedarf im Laufe des Transformationsprozesses zwischen 71 und 142%. Die spezifischen regionalen Kriterien der Verteilschlüssel für die jeweiligen Technologien aus ETHOS.NESTOR sind in Tabelle 7.10 einzusehen. Als wichtiger Punkt ist dabei zu beachten, dass die Stromnachfrage der Elektrolyseure nicht exogen verteilt wird, sondern ein endogenes Ergebnis der Optimierung von ETHOS.Infrastructure ist. Die regionale Verteilung dieser Technologie und die damit zusammenhängende Stromnachfrage wird im weiteren Verlauf dieses Kapitels betrachtet. Im Zieljahr 2045 beträgt die deutschlandweite regionalisierte Stromnachfrage der Endnachfragesektoren insgesamt 966 TWh. Diese Abweichung ist in Abbildung 5.17 für die 16 Bundesländer Deutschlands zusammengefasst.

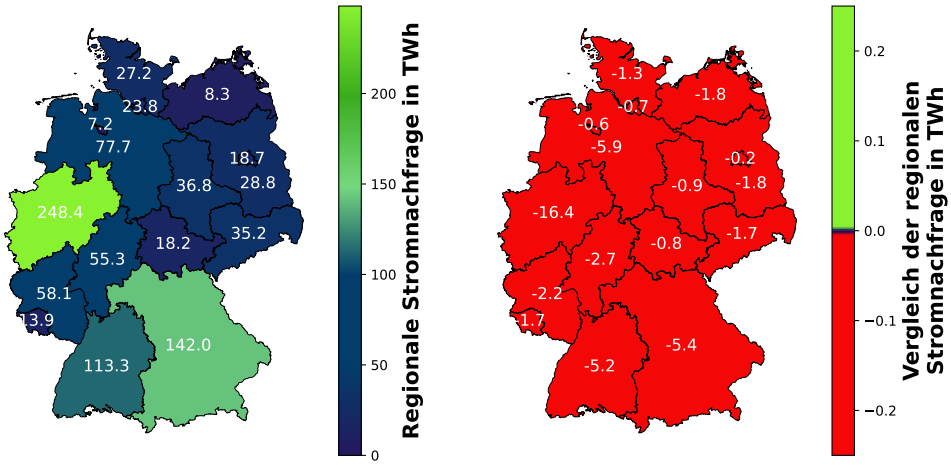

Abbildung 5.17: Ausprägung und Vergleich der regionalen Stromnachfrage im Jahr 2045 (links: Regionale Stromnachfrage für das Jahr 2045, rechts: Regionale Stromnachfrage 2045 im Szenario MKP minus Regionale Stromnachfrage 2045 im Szenario REF)

Dabei geht aus der Abbildung deutlich hervor, dass in den nachfragestarken Bundesländern wie Bayern, Baden-Württemberg oder Nordrhein-Westfalen die Nachfrage stärker zurückgeht als in den Bundesländern, welche weniger Strom verbrauchen. Dementsprechend ist ein negativer Trend in Bezug der Stromnachfrage zwischen den beiden Modellen durch die Modellkopplung ersichtlich. Außerdem ist eine Abweichung zu der nationalen Stromnachfrage aus ETHOS.NESTOR zu erkennen. Dies ist auf den Iterationsprozess der Modelle zurückzuführen. Da der Fokus dieser Arbeit in der Abbildung von gekoppelten Infrastrukturen in Einknoten-Modellen liegt, werden die Kosten für Wasserstoffinfrastrukturen aus ETHOS.Infrastructure abgeleitet und ETHOS.NESTOR wird in einem weiteren Iterationsschritt neu berechnet. Dementsprechend wird im Zuge der Modellkopplung ETHOS.Infrastructure nicht mit den aktuellen Ergebnissen von ETHOS.NESTOR berechnet,

sondern mit den Werten des vorherigen Iterationsschrittes.

Regionale Entwicklung der Wasserstoffnachfrage

Im nächsten Schritt der Analyse wird der Hochlauf der regionalen Wasserstoffnachfrage behandelt. Wie bereits aus Abbildung 5.11 einsehbar, wird der initiale Hochlauf der Wasserstoffnachfrage durch den Transportsektor des Energiesystems hervorgerufen. Erst ab dem Jahr 2035 werden auch erste Industrieprozesse auf die Versorgung mit grünem Wasserstoff umgestellt, was allerdings nicht bedeutet, dass bis zum Jahr 2035 kein Wasserstoff in der Industrie nachgefragt wird. Dieser Wasserstoff wird vielmehr lokal per Dampfreformierung unter einer Erdgasnachfrage bedient. Bis zum Jahr 2030 werden insbesondere Schwerlastfahrzeuge im Transportsektor mit Wasserstoff betrieben. Die Distribution der Schwerlastfahrzeuge erfolgt nach Volumen der verladenen Güter in den einzelnen Bundesländern. Dementsprechend wird die Wasserstoffnachfrage auf Bundesländer mit hoher Dichte an Industrieunternehmen, wie Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen oder Rheinland-Pfalz, sowie Verladehäfen wie in Hamburg aufgeteilt. In Abbildung 5.18 ist dafür der regionale Hochlauf in den Bundesländern für die einzelnen Stützjahre der Optimierung dargestellt.

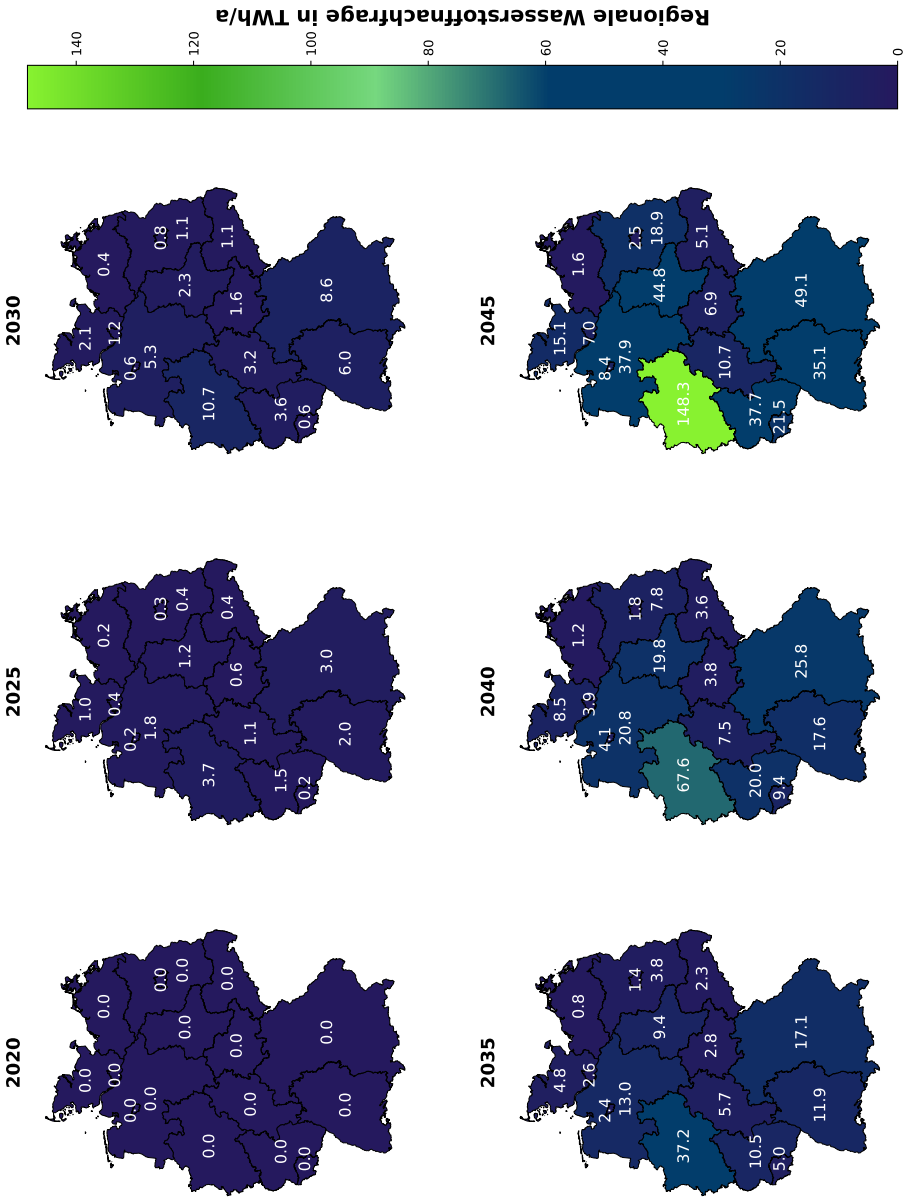

Abbildung 5.18: Regionale Entwicklung der Wasserstoffnachfrage

Bis zum Jahr 2045 wird insgesamt ein Nachfragevolumen 450 TWh in den einzelnen Sektoren benötigt, um die Treibhausgasminderungsziele zu realisieren. Der größte Verbraucher von Wasserstoff über alle Jahre des Transformationszeitraums ist das Bundesland Nordrhein-Westfalen, was auf die hohe Bevölkerungsdichte und die ansässige Industrie zurückzuführen ist. Weiterhin geht aus der Abbildung hervor, dass besonders in den Bundesländern, welche bereits heutzutage eine Stahl- und

Chemieindustrie aufweisen, der Wasserstoffbedarf ab dem Jahr 2035 im Verhältnis zu den anderen Bundesländern deutlich stärker ansteigt. Dies kann auf die Substitution von fossilen Energieträgern in diesen Branchen mit Wasserstoff zurückgeführt werden, um eine Defossilisierung dieser Industrien zu gewährleisten. Besonders signifikant sind dabei die Nachfragesprünge zwischen den Jahren 2040 und 2045. Allein in Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt verdoppelt sich die Nachfrage nach Wasserstoff innerhalb eines sehr geringen Zeitraums. Der Vergleich des Zieljahres 2045 des gekoppelten Szenarios und des Referenzszenarios zeigt einen eindeutig positiven Trend beim Vergleich der regionalen Wasserstoffnachfragen. Der regionale Vergleich dieser beiden Szenarien ist in Abbildung 5.19 dargestellt.

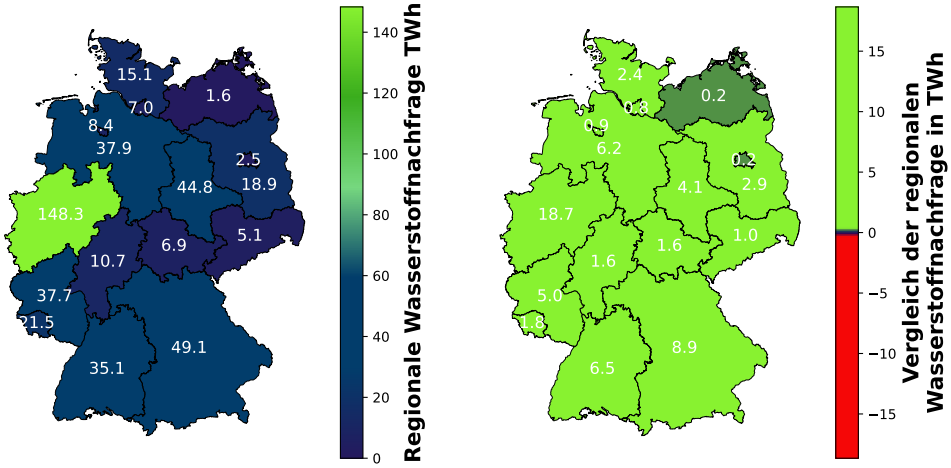

Abbildung 5.19: Ausprägung und Vergleich der regionalen Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 (links: Regionale Wasserstoffnachfrage für das Jahr 2045, rechts: Regionale Wasserstoffnachfrage 2045 im Szenario MKP minus Regionale Wasserstoffnachfrage 2045 im Szenario REF)

Dabei ist deutlich zu erkennen, dass in den industriestarken Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg oder Nordrhein-Westfalen die Wasserstoffnachfrage am weitesten ansteigt, was durch den erhöhten Einsatz von Wasserstoff im Industriesektor bedingt ist. Durch den Anstieg der Nachfrage in jedem Bundesland lässt sich ableiten, dass auch ein höherer Bedarf an Wasserstofftransport zu erwarten ist.

Regionale Entwicklung der Erdgasnachfrage

Im Vergleich zur Wasserstoffnachfrage ist bei der Erdgasnachfrage ein deutlicher Negativtrend in den einzelnen Bundesländern zu erkennen. Dabei ist besonders der starke Rückgang der Nachfrage zwischen dem Startjahr 2020 und dem ersten Jahr der freien Optimierung 2025 in jedem Bundesland zu erkennen. Dieser Trend ist besonders auf Effizienzmaßnahmen im Wohngebäude- und GHD-Sektor zurückzuführen, da diese Maßnahmen im Verhältnis zu anderen Pfaden signifikante Effekte auf den Verbrauch im Energiesystem, aber gleichzeitig nur geringe Kosten für die

Realisierung aufweisen. Da die Erdgasnachfrage im Jahr 2020 zum großen Teil auf den Gebäudesektor zurückzuführen ist, haben bevölkerungsreiche Bundesländer wie Bayern, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen initial die höchsten Erdgasnachfragen, wie in Abbildung 5.20 dargestellt.

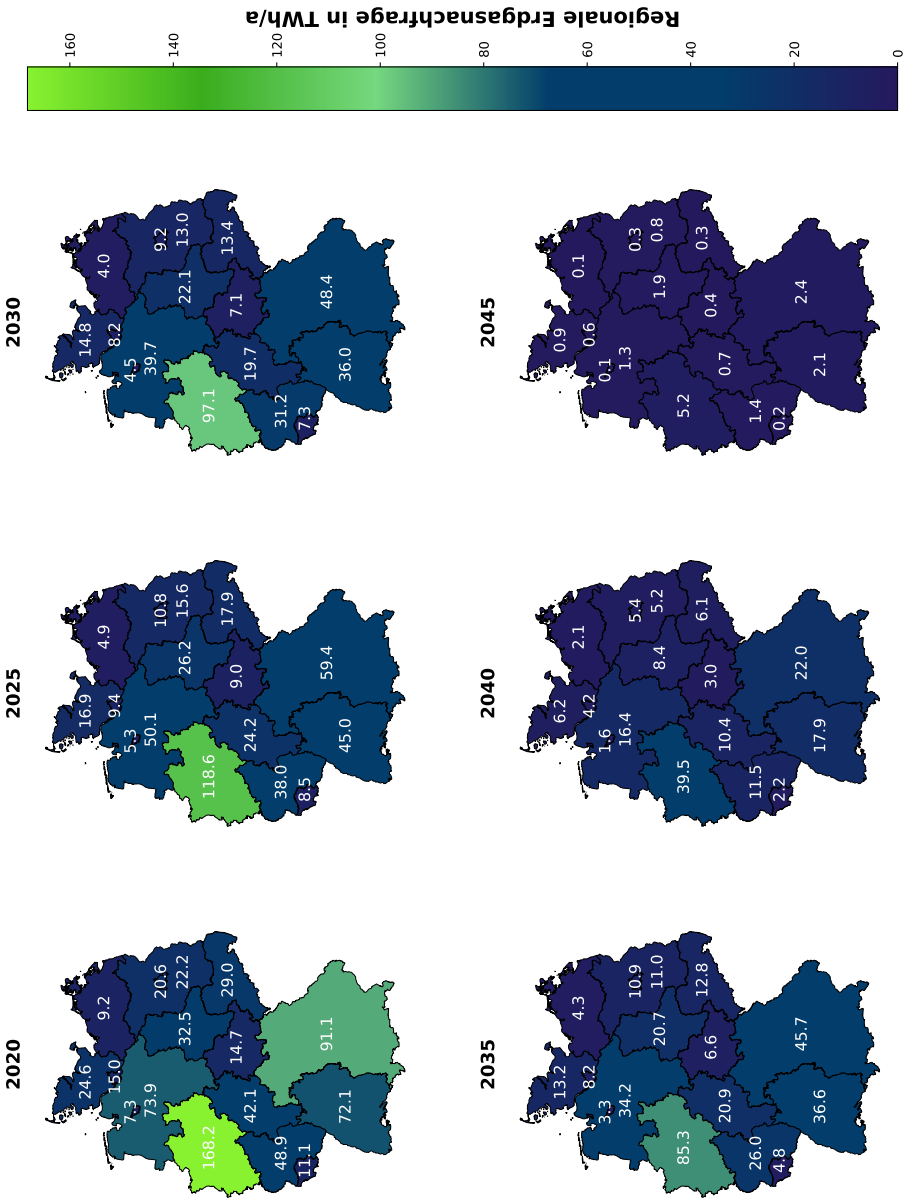

Abbildung 5.20: Regionale Entwicklung der Erdgasnachfrage

Im Jahr 2020 beträgt die Nachfrage in den Sektoren Industrie, Transport und Gebäude nach fos-

silem Erdgas initial insgesamt 683 TWh. Diese Nachfrage sinkt bis zum Jahr 2030 um 45% auf 376 TWh. Zwischen den Jahren 2035 und 2040 ist ein weiterer signifikanter Rückgang der Nachfrage in Bezug auf Erdgas zu beobachten. Zwischen diesen Stützjahren sinkt die Erdgasnachfrage von 344 TWh um 53% auf 162 TWh. Der Rückgang kann dabei besonders auf die Substitution von Erdgas mit stofflicher Nutzung im Industriesektor durch Wasserstoff zurückgeführt werden. Im Zieljahr 2045 ist die Erdgasnachfrage fast vollständig zurückgegangen. Dabei besteht die Restnachfrage zum großen Teil aus stofflicher Verwertung des Energieträgers im Industriesektor. Insgesamt werden im Jahr 2045 noch 19 TWh Erdgas in Deutschland benötigt, was eine Gesamtreduktion ausgehend von der Initialnachfrage von 97% ausmacht. Aus dieser geringen Nachfrage im Jahr 2045 lässt sich ableiten, dass die Versorgung über ein deutschlandweites Erdgasnetz eingestellt wird, da diese Aufrechterhaltung wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Die Restnachfrage setzt sich zudem vollständig aus Biogas (vgl. Abbildung 5.14) zusammen. Das Ergebnis wäre die Sicherstellung der stofflichen Versorgung in den einzelnen Bundesländern mit Hilfe von regionalen Biogasanlagen. Im Vergleich zum Referenzszenario ist in Bezug auf die Erdgasnachfrage der Endverbrauchssektoren ein negativer Trend zu erkennen, welcher in Abbildung 5.21 dargestellt wird.

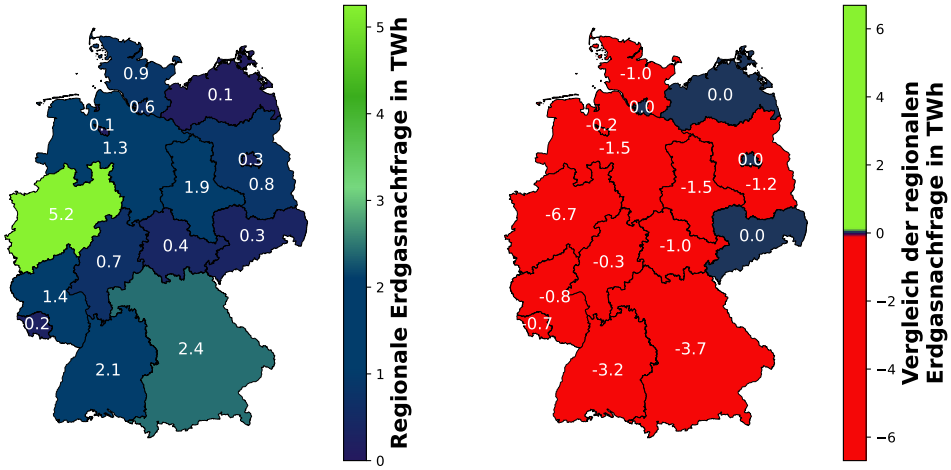

Abbildung 5.21: Ausprägung und Vergleich der regionalen Erdgasnachfrage im Jahr 2045 (links: Regionale Erdgasnachfrage für das Jahr 2045, rechts: Regionale Erdgasnachfrage 2045 im Szenario MKP minus Regionale Erdgasnachfrage 2045 im Szenario REF)

Aus der Abbildung wird deutlich, dass die Bundesländer mit lokal ansässiger Stahl- oder Chemieindustrie die größten zusätzlichen Einsparungen beim Erdgas gegenüber dem Referenzszenario aufweisen. Daraus wird eindeutig eine Substitution dieses Energieträgers ersichtlich. Daraus lässt sich ableiten, dass durch die geringeren Transportkosten für Wasserstoff weitere Transformationspfade in Bezug auf Treibhausgasvermeidung im Industriesektor möglich sind.
Die regionalen Nachfragen nach Strom, Erdgas, und Wasserstoff werden, wie bereits im Referenzszenario, dem Energiesystemmodell ETHOS.Infrastructure als exogene zeitlich abhängige Parameter vorgegeben. Daher ist es zur Lösung des Optimierungsproblem erforderlich, dass zu jedem

Zeitschritt die jeweils gegebenen inelastischen Nachfragen dieser Endnachfragen gedeckt werden.

Regionale Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur

Im gekoppelten Szenario entwickelt sich das Wasserstoffnetz zum einen durch die Umrüstung von Erdgasleitungen und zum anderen durch den Neubau von explizit ausgelegten Wasserstoffleitungen. In Abbildung 5.22 ist dabei die regionale Entwicklung des umgerüsteten Wasserstoffnetz abgebildet. Dabei ist insbesondere zu erkennen, dass umgerüstete Netze bereits im Jahr 2025 verwendet werden, um Wasserstoff von den berücksichtigten Importregionen zu den Nachfragezentren wie beispielsweise Nordrhein-Westfalen zu transportieren.

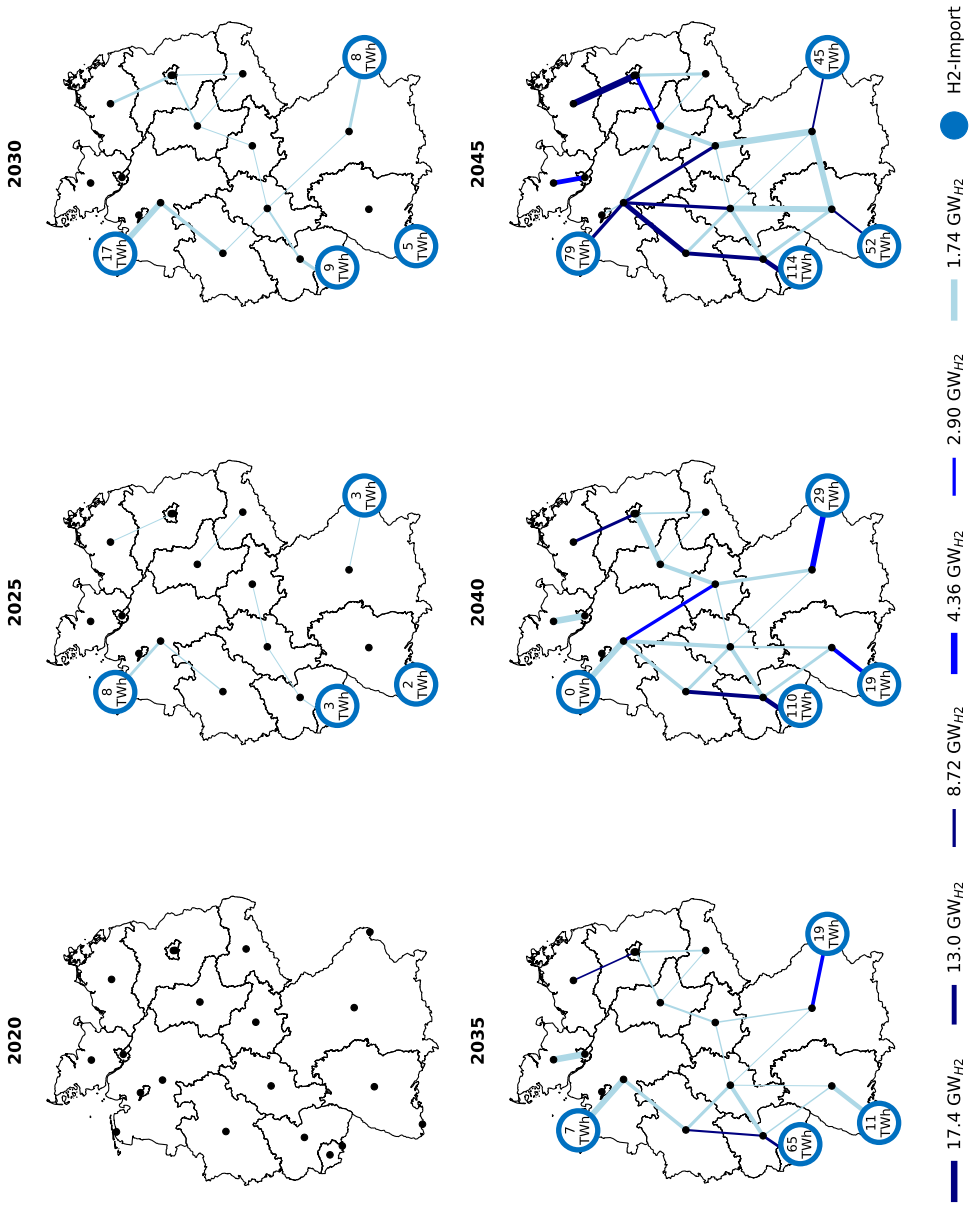

Abbildung 5.22: Entwicklung der umgerüsteten Wasserstoffleitungen bis zum Jahr 2045

Weiterhin geht aus der Abbildung deutlich hervor, dass der Netzausbau durch den weiter ansteigenden Wasserstoffimport aus Norwegen und Südeuropa in den berücksichtigten Importregionen getrieben wird. Insgesamt werden bis zum Jahr 2045 ca. 300 TWh Wasserstoff aus dem Ausland nach Deutschland per Rohrleitung importiert. Dabei ist auch zu beobachten, dass ab dem Jahr 2035 der Wasserstoffimport aus Norwegen im Vergleich zum Vorjahr zurückgeht. Diese Diskrepanz ist

dabei auf den Hochlauf der inländischen Wasserstoffproduktion per Elektrolyseur in Niedersachsen (vgl. Abbildung 5.24) zurückzuführen. Daraus lässt sich ableiten, dass der inländische Wasserstoff in Norddeutschland in starker Konkurrenz zu dem importierten Wasserstoff aus Norwegen steht, so dass der Import von 17 TWh im Jahr 2030 auf 0 TWh bis zum Jahr 2040 zurückgeht. Weiterhin erreicht der Wasserstoffimport aus Frankreich im Jahr 2045 mit 114 TWh das maximal mögliche Limit. Ab diesem Zeitpunkt und bedingt durch den signifikanten Anstieg der Wasserstoffnachfrage insbesondere im Industriesektor des Energiesystems zwischen 2040 und 2045 ist es notwendig, wieder mehr Wasserstoff aus Norwegen zu importieren. Dies ist insbesondere auf die Transportentfernung zwischen dem Importpunkt und den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt zu erklären. Aus diesen Importen lässt sich auch der größte Ausbau der Wasserstoffleitungen zwischen den Importpunkten aus Frankreich und Norwegen und dem Bundesland Nordrhein-Westfalen erklären. Bis zum Jahr 2045 beträgt der Ausbau der Übertragungskapazität auf dieser Versorgungsachse zwischen 9 und 14 GW. Dies entspricht Leitungsgrößen mit Ersatzdurchmessern von 1050 bis 1320 mm. Die Netzumrüstung im Osten Deutschlands ist für das Modell auch ab dem Jahr 2025 ökonomisch attraktiv. Dies ist insbesondere auf den Hochlauf der Elektrolysekapazitäten in Mecklenburg-Vorpommern zurückzuführen. Dabei werden zwei Leitungen von Mecklenburg-Vorpommern nach Brandenburg und Sachsen-Anhalt nach Sachsen mit einer Kapazität von jeweils 0,1 GW errichtet. Die Bundesländer Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt und Sachsen werden entweder durch inländische Elektrolyse oder durch Verknüpfung mit neu gebauten Wasserstoffleitungen (vgl. Abbildung 5.23) versorgt. Bis zum Jahr 2045 wird von Mecklenburg-Vorpommern eine Wasserstoffleitung nach Brandenburg mit einer Übertragungskapazität vor ca. 17,4 GW expandiert. In Norddeutschland wird die Versorgung der Bundesländer Schleswig-Holstein und Hamburg durch den Neubau von Wasserstoffleitungen sichergestellt. Erst ab dem Jahr 2035 werden die ersten Wasserstoffleitungen in diesen Bundesländern umgerüstet. Aus der Entwicklung der Wasserstoffleitungen in den südlichen Bundesländern geht hervor, dass diese primär durch den jeweiligen Import aus Österreich und der Schweiz versorgt werden. Dabei wird die Anschlussleitung aus der Schweiz bis zum Jahr 2030 per Neubau realisiert, da nach den Wasserstoff-Kernnetz bis zum Jahr 2032 keine Umrüstungen zwischen der Schweiz und Baden-Württemberg vorgesehen sind. Der Hochlauf des Imports korreliert dabei mit dem jeweiligen Nachfrageanstiegs dieser Bundesländer. Erst ab dem Jahr 2045 wird zwischen Bayern und Baden-Württemberg eine weitere Versorgungsleitung zum Transport von Wasserstoff expandiert. Aus der Abbildung ist weiterhin zu erkennen, dass das Bundesland Niedersachsen sich bis zum Jahr 2045 zu einem Wasserstoffverteilzentrum entwickelt. Dies ist zum einen auf die günstige Lage von Niedersachsen in Bezug auf inländische Wasserstoffproduktion zurückzuführen und zum anderen auf die vorliegenden Möglichkeiten Wasserstoff in Salzkavernen (vgl. Abbildung 5.28) zu speichern. Ab dem Jahr 2030 existiert in Deutschland ein vollständig zusammenhängendes Wasserstoffnetz, bestehend aus umgerüsteten Erdgasleitungen und zusätzlich ausgebauten neuen Wasserstoffleitungen. Insgesamt wird bis zum Jahr 2045 ein Netz mit einer Größe von 26000 GW*km in Deutschland ausgebaut, wobei die größte Übertragungsleistung ca. 17,4 GW beträgt. Umgerechnet würde diese Leitungsgröße einem Durchmesser von ca. 1500 mm entsprechen. Dementsprechend kann aus diesem Wert abgeleitet werden, dass es sich bei den stark ausgebauten Übertragungskapazitäten nicht um einzelne, sondern um mehrere sequenziell oder parallel expandierte Leitungen handelt. Da ETHOS.Infrastructure zu einem myopischen Modell erweitert wurde, bei dem sich die Leitungskapazität in Korrelation Wasserstoffnachfra-

ge der jährlichen Wasserstoffnachfrage entwickelt, wird in keinem Zeitschritt eine Leitung umgerüstet, welche den maximal möglichen Durchmesser des hinterlegen VGE-Netzes überschreitet. Die entsprechend entwickelten jährlichen Übertragungskapazitäten für die Expansion der umgerüsteten Wasserstoffleitungen zwischen den einzelnen Bundesländern sind im Anhang in Tabellen 7.48 bis 7.53 einsehbar. Neben dem umgerüsteten Netz existiert wie bereits beschrieben auch ein neu gebautes Netz, um die Verteilung von Wasserstoff innerhalb Deutschlands mit den umgerüsteten Wasserstoffleitungen zu unterstützen. In Abbildung 5.23 dabei dieses neu gebaute Netz dargestellt.

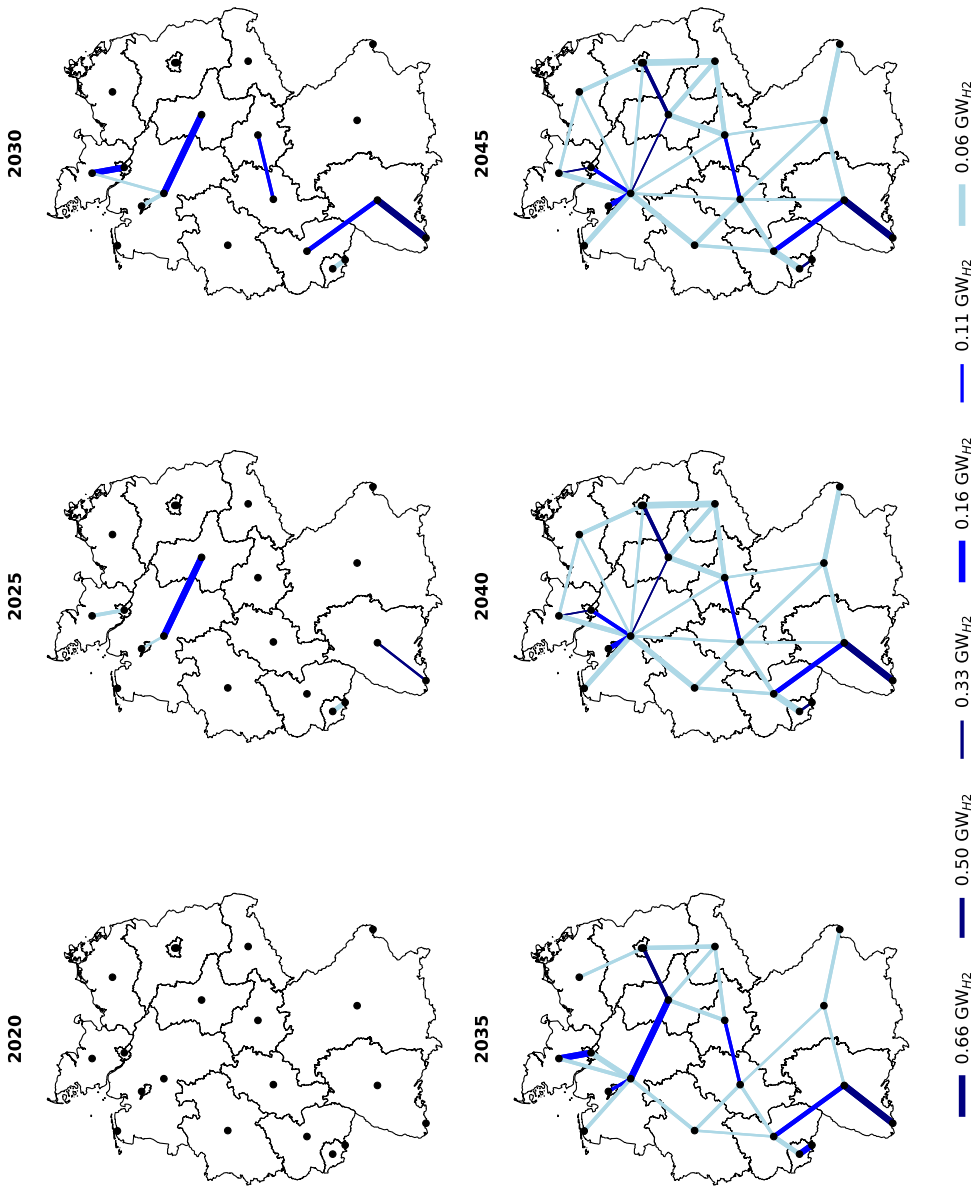

Abbildung 5.23: Entwicklung der neu gebauten Wasserstoffleitungen bis zum Jahr 2045

Aus der Abbildung geht klar hervor, dass sich der Neubau von Wasserstoffleitungen deutlich weniger signifikant darstellt als die Umrüstung von Erdgasleitungen. Bis zum Jahr 2045 werden insgesamt 696 GW*km neue Wasserstoffleitungen hinzugebaut. Der Neubau beginnt bereits im Jahr 2025 vor allem im Norden und Süden Deutschlands, um diese Bundesländer auch an die Versorgungskette der entsprechenden Importregionen zu verbinden. Im Jahr 2025 wird die größte Leitung

von Importregion Bad-Säckingen für Import der Schweiz nach Baden-Württemberg mit einer Übertragungskapazität von 0,6 GW, entsprechend einem Durchmesser von 280 mm, expandiert. In den Jahren 2025 und 2030 wird der größte Teil des neu gebauten Wasserstoffnetzes expandiert. In dieser Zeit werden ca. 14% des Gesamtnetzes neu gebaut. In den Folgejahren werden weiterhin neue Wasserstoffleitungen expandiert,die aber im Vergleich deutlich geringere Übertagungskapazitäten aufweisen. Dies ist dabei zum einen auf den verstärkten deutschlandweiten Einsatz von Wasserstoff in den verschiedenen Industriebranchen und zum anderen auf die abnehmende Konkurrenz des Erdgastransports in den potenziell umrüstbaren Leitungen zurückzuführen. In Norddeutschland bilden die Bundesländer Schleswig-Holstein und Hamburg ab dem Jahr 2025 ein Inselsystem mit neu gebauten Wasserstoff Leitungen. Dabei wird das Bundesland Hamburg mit inländisch produziertem Wasserstoff aus Schleswig-Holstein versorgt. Ab dem Jahr 2020 wird dieses System auch mit dem Rest Deutschlands über eine Leitung nach Niedersachsen verbunden. Die maximale Übertragungskapazität von neu gebauten Wasserstoffleitungen beträgt ca. 0,6 GW, was einem Rohrleitungsdurchmesser von 280 mm entspricht. Für jedes Stützjahr des Transformationsprozesses werden aus diesen explizit berechneten Netzen die jeweils aggregierten Investitionen und der Netzneubaufaktor für das Einknoten-Modell ETHOS.NESTOR abgeleitet. Diese Parameter wurden bereits eingehend erläutert (vgl. Abbildung 5.15).

Regionale Entwicklung der inländischen Wasserstoffproduktion

Wie in den Ausführungen zur Expansion von Wasserstoffleitungen bereits beschrieben wurde, ist deren Entwicklung nicht exklusiv abhängig vom importierten Wasserstoff, sondern ebenfalls von der regionalen inländischen Produktion per Elektrolyseur. Bis zum Zieljahr 2045 werden insgesamt 97 GW Elektrolysekapazität benötigt, um einen Teil der deutschlandweiten Wasserstoffnachfrage zu decken. Dafür ist die regionale Entwicklung dieser Kapazitäten in Abbildung 5.24 dargestellt. Dabei ist vor allem zu beachten, dass zum aktuellen Zeitpunkt Elektrolyseanlagen nur als Pilotanlagen existieren und nicht weitläufig zur Produktion von Wasserstoff in industriellem Maßstab eingesetzt werden. Dementsprechend wird ab dem Jahr 2025 die optimale Allokation von Elektrolyseurkapazitäten für den Transformationsprozess des Energiesystems berechnet.

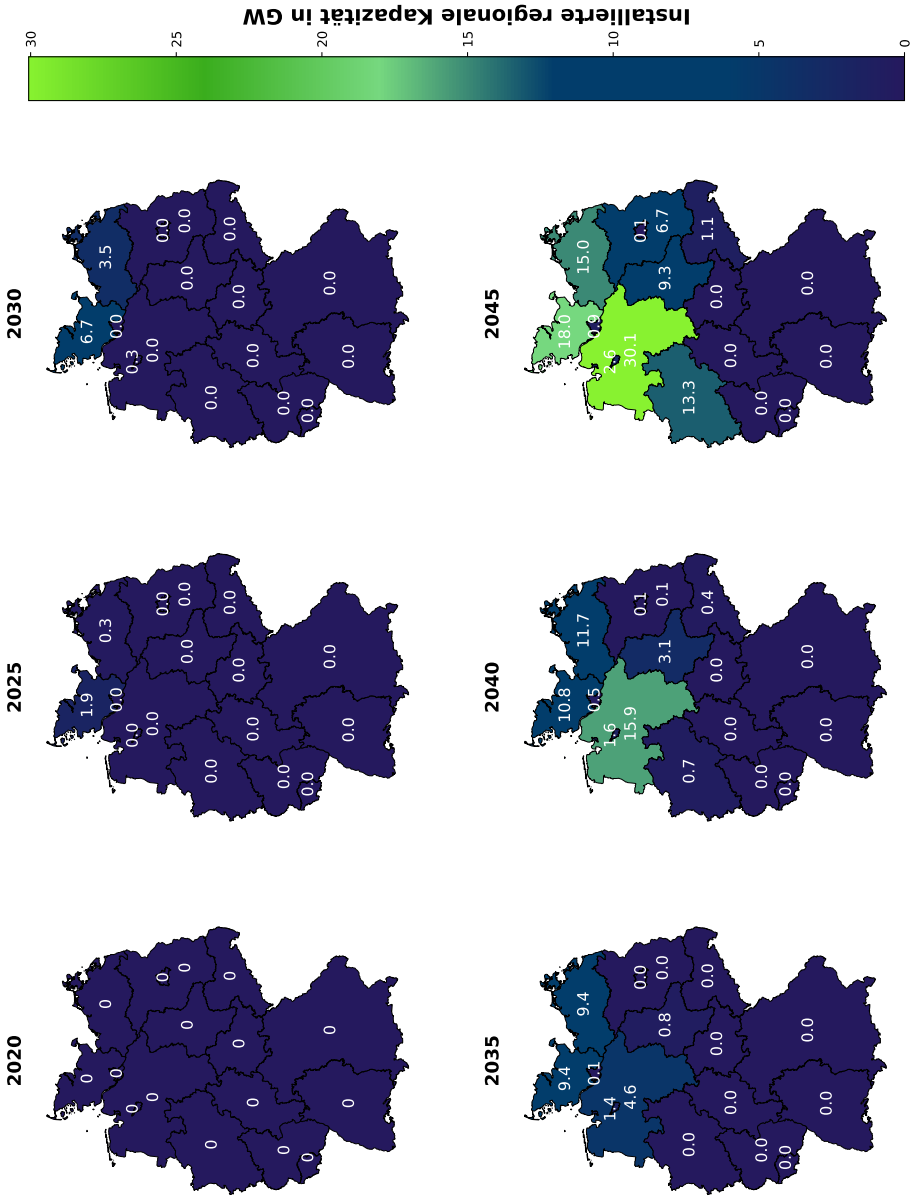

Abbildung 5.24: Regionale Entwicklung der installieren Leistung von Elektrolyseanlagen

Aus der Abbildung geht klar eine stetige Expansion der Elektrolyseurkapazität im Norden Deutschlands hervor. Dabei beginnt die Expansion in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommernbereits im Jahr 2025. In Schleswig-Holstein kann diese Expansion auf die günstigen regionalen Bedingungen in Bezug auf erneuerbare Energiequellen zurückgeführt werden. In Mecklenburg-Vorpommern ist die Expansion darin begründet, dass im Osten Deutschlands Import

von Wasserstoff möglich ist. Da die regionale Nachfrage in Ostdeutschland aber deutlich geringer ist als in Westdeutschland, wird lediglich eine Elektrolysekapazität von 0,3 GW benötigt. Ab dem Jahr 2035 wird neben den beiden erwähnten Bundesländern auch in Niedersachsen eine Elektrolyseurkapazität von 4,6 GW installiert. Aus der Expansionsentwicklung ist wieder ersichtlich, dass die Elektrolyseure eine hohen Korrelationsgrad mit dem Ausbau von Windenergieauflagen (vgl. Abbildung 5.25) aufweisen. Weiterhin wird im Jahr 2035 die Elektrolyseurleistung in Mecklenburg-Vorpommern auf ca. 9,4 GW expandiert. Dies kann dabei zum einen auf die Nachfrage nach Wasserstoff im Industriesektor in den Bundesländern Sachsen-Anhalt und Brandenburg zurückgeführt werden und zum anderen auf die regionalen Speichermöglichkeiten von Wasserstoff im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern. Bis zum Jahr 2040 wird der Großteil der Elektrolysekapazität in Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein expandiert. Ausnahmen bilden dabei aufgrund der generell hohen Nachfrage Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt, was auf die konstante industrielle Nachfrage im Chemiesektor zurückzuführen ist. Da sich die Nachfrage nach Wasserstoff in den Endverbrauchssektoren zwischen 2040 und 2045 nahezu verdoppelt und diese Nachfrage vor allem in den Bundesländern besteht, die zu diesem Zeitpunkt noch über keine Elektrolysekapazitäten verfügen, werden ab dem Jahr 2045 auch in Mitteldeutschland Elektrolyseure errichtet. Davon betroffen sind besonders die Bundesländer Brandenburg, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt mit der regional ansässigen Stahl- und Chemieindustrie. Aus der Abbildung ist weiterhin zu beobachten, dass in Süddeutschland im Verlauf des gesamten Transformationsprozesses keine Elektrolysekapazität expandiert wird. Dementsprechend kann aus der regionalen Expansion der Elektrolyseure abgeleitet werden, dass Süddeutschland primär über den Wasserstoffimport aus Frankreich, Österreich und die Schweiz versorgt wird. Weiterhin ist zu beobachten, dass die Elektrolysekapazität trotz einer Lebensdauer von 10 Jahren in allen Regionen streng monoton steigend ist. Daraus lässt sich ableiten, dass auch außer Dienst gestellte Elektrolyseure derselben Periode wieder durch neue ersetzt werden, was die günstigen regionalen Bedingungen nochmals unterstreicht. Im Zieljahr 2045 wird mit den expandierten Elektrolyseuren insgesamt ein Volumen von 242 TWh Wasserstoff produziert. Dieser Wasserstoff wird dabei primär zur Deckung des regionalen Bedarfs der Endverbrauchssektoren eingesetzt. Außerdem wird dieser Energieträger als Flexibilitätsoption zur Deckung der Residuallast aufgrund der Volatilität von erneuerbaren Energiequellen sowie zur Überbrückung der exogen definierten Dunkelflaute zu Beginn des Optimierungszeitraums benötigt. Zur Gewährleistung dieser Flexibilität sind neben der Produktion von Wasserstoff auch entsprechende Langzeitspeicher notwendig. Zur Rückverstromung von Wasserstoff stehen dem Modell diverse Optionen zur Verfügung. Neben stationären Brennstoffzellen können auch Wasserstoff befeuerte Gasturbinenkraftwerke zur Stromproduktion eingesetzt werden. Der Ausbau dieser Langzeitspeicher sowie Allokation der Rückverstromungsanlagen sind dabei ein endogenes Optimierungsergebnis von ETHOS.Infrastructure und wird im weiteren Verlauf dieses Kapitels behandelt.

Regionale Entwicklung von Windenergieanlagen

Aus der optimalen Allokation der Elektrolyseurkapazitäten deutlich eine Korrelation mit den installierten Windenergiekapazitäten hervor. Aus diesem Grund wird in der nächsten Abbildung die lokale Expansion von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen dargestellt.

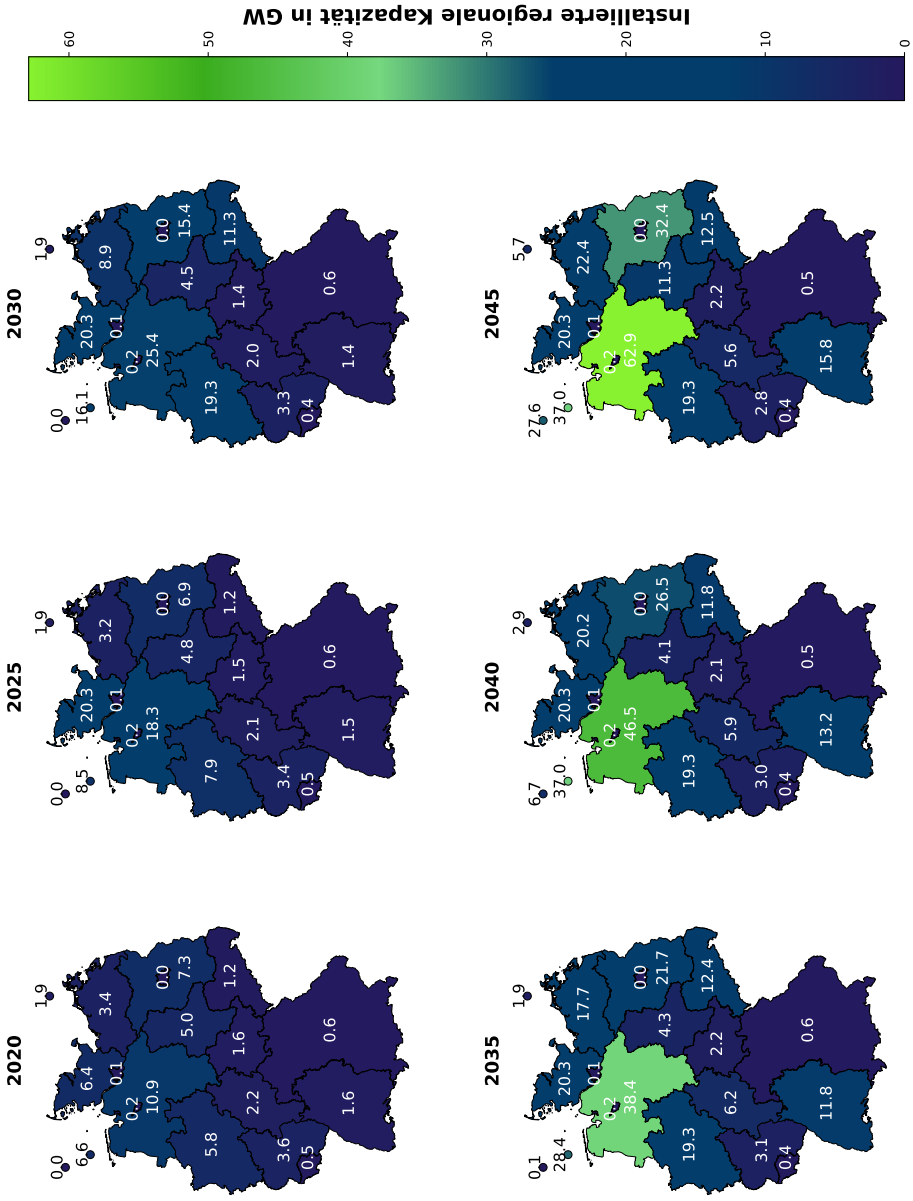

Abbildung 5.25: Regionale Entwicklung der installieren Leistung von Windenergieanlagen

Dabei ist zu Beginn des Optimierungsprozesses der Bestand von Windenergieanlagen in den einzelnen Bundesländern Deutschlands für das Jahr 2020 abgebildet. Die regionale Entwicklung der Windenergieanlagen beschränkt sich dabei zunächst auf den Norden Deutschlands, wobei besonders in Niedersachsen und Schleswig-Holstein der Großteil der Anlagen installiert wird. Bereits im Jahr 2025 erreicht Schleswig-Holstein mit ca. 20,3 GW das maximal mögliche installierbare Poten-

tial. Ab dem Jahr 2030 werden auch vermehrt in Mitteldeutschland wie Nordrhein-Westfalen oder Brandenburg Windenergieanlagen installiert. Im Bundesland Nordrhein-Westfalen ist dies durch die hohe Stromnachfrage bedingt und vor allem auf den Kompromiss der Kosten des Stromtransports und den geringeren regionalen Volllaststunden zurückzuführen. Bis zum Jahr 2045 erhöht sich die installierte Kapazität der Windenergieanlagen im Bundesland Niedersachsen auf ca. 63 GW, aus dementsprechend auch die hohe installierte Leistung von Elektrolyseuren erklärt. Aus der Transformation geht deutlich hervor, dass der größte Teil der Windenergieanlagen im Norden Deutschland installiert wird. Dies ist primär darauf zurückzuführen, dass die Wetterbedingungen und die daraus resultierenden Volllaststunden der Anlagen im Norden attraktiver als im Süden sind. Ein weiterer Punkt ist dabei die Annahme, dass die Installation von Onshore-Windenergieanlagen deutschlandweit die gleichen Kosten aufweisen. Daraus resultiert, dass es für das Optimierungsmodell ökonomisch sinnvoller ist, Anlagen in den Regionen zu installieren, welche höhere Volllaststunden aufweisen. Dementsprechend ist der Süden Deutschlands bei der Installation von Windenergieanlagen im Nachteil. Dabei ist aber zu erwähnen, dass dabei die spezifischen Kosten und Verluste des Stromtransports berücksichtigt werden. Es ist auch zu beobachten, dass im Süden Deutschland durch das Erreichen der technischen Lebensdauer ein Teil der regional installierten Anlagen außer Betrieb genommen und nicht wieder durch neue Anlagen ersetzt wird. Die Kapazität des größten Teils der Anlagen bleibt über dem Verlauf der systemischen Transformation konstant.

Regionale Entwicklung von Wasserstoffrückverstromungsanlagen

Wie bereits erwähnt, existieren neben den exogenen Nachfragen von Wasserstoff auch die endogenen Nachfragen des Umwandlungssektors, bedingt durch die Rückverstromungstechnologien in ETHOS.Infrastructure. Ähnlich wie Elektrolyseanlagen zur Produktion von grünem Wasserstoff existieren Rückverstromungsanlagen wie stationäre Brennstoffzellen oder Wasserstoffgasturbinen aktuell nur als Pilotprojekte. Dementsprechend stellt die Transformation zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem die optimale Allokation und den optimalen Betrieb dieser Anlagen in Deutschland dar. In Abbildung 5.26 ist die installierte Kapazität der Wasserstoffrückverstromungsanlagen im Zuge des Transformationsprozesses dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass es sich bei den installierten Anlagen ausschließlich um Wasserstoffturbinen handelt, da stationäre Brennstoffzellensysteme aufgrund der deutlich höheren Investitionen ökonomisch unterlegen sind.

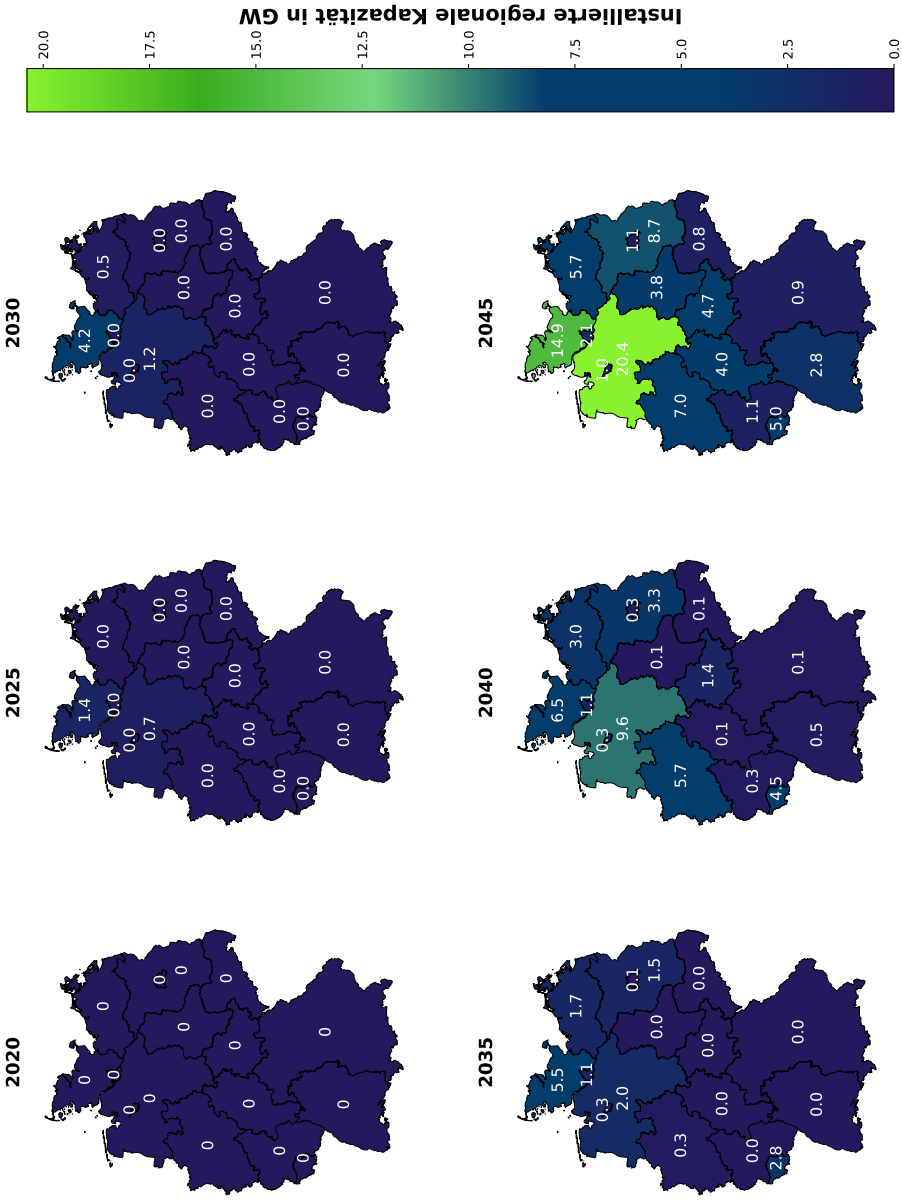

Abbildung 5.26: Regionale Entwicklung der installieren Leistung von Wasserstoffkraftwerken

Da im Jahr 2020 noch keine Wasserstoffwirtschaft in Deutschland existiert, beginnt der Ausbau der Wasserstoffkraftwerke erst im Jahr 2025. Dabei ist zu erkennen, dass in den Jahren 2025 und 2030 der Ausbau von Rückverstromungsanlagen mit der jeweiligen Expansion von Elektrolyseuren und Wasserstoffspeichern korreliert wie in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Ab dem Jahr 2035 werden regelbare Wasserstoffkraftwerke in ganz Deutschland eingesetzt. Grund dafür ist pri-

mär der verstärkte Ausbau der erneuerbaren Energien die damit verbundene Volatilität im Stromsektor. Weiterhin ist ab dieser Periode der Ausbau von Speichersystemen für Wasserstoff auch ausreichend fortgeschritten, um die Überproduktion von grünem Wasserstoff aus Elektrolyseuren entsprechend ein- und auszuspeichern. Besonders in den ersten Wochen während der exogenen Dunkelflaute des Jahres werden Wasserstoffkraftwerke zur Sicherstellung der Stromversorgung eingesetzt. Ass Beispiel wird dafür in Abbildung 5.27 der Betrieb von Wasserstoffkraftwerken im Bundesland Niedersachsen für das Zieljahr 2045 dargestellt.

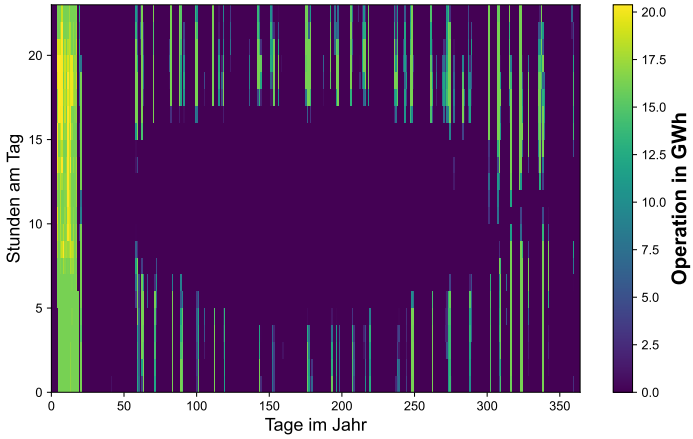

Abbildung 5.27: Zeitliche Rückverstromung von Wasserstoff des Landes Niedersachsen im Jahr 2045

In dieser Abbildung ist deutlich der verstärkte Betrieb von Wasserstoffgasturbinen zu Beginn und zum Ende des Jahres zu erkennen. Weiterhin werden diese Kraftwerke in Niedersachsen auch in den Abendstunden der Sommermonate eingesetzt. Dementsprechend ergibt sich bis zum Jahr 2045 eine deutschlandweite Installation von Wasserstoffgasturbinenkraftwerken, wobei der größte Teil dieser Anlagen in Norddeutschland installiert ist. Insgesamt wird für den Betrieb dieser Kraftwerke 83 TWh Wasserstoff benötigt, welcher neben der exogen gegebenen Nachfrage zusätzlich in jedem Bundesland anfällt. In Niedersachsen erhöht sich damit die Gesamtwasserstoffnachfrage im Jahr 2045 um 43 TWh. Für die Installation der Wasserstofftransportinfrastruktur ist besonders die exogene Dunkelflaute zu beachten, da in dieser Zeit ein hohes Volumen von Wasserstoff in den einzelnen Bundesländern benötigt wird. Dementsprechend ist der maximale Ausbau der Rohrleitungen genau auf die benötigte Menge an Wasserstoff in dieser Zeitperiode zurückzuführen.

Regionale Entwicklung von Wasserstoffspeichersystemen

Der letzte Punkt für den Ausbau der Wasserstofftransportinfrastruktur ist der Ausbau und die entsprechende Allokation der Wasserstoffspeicher. In der Modellierung werden dafür Salzkavernenspeicher vorgesehen. Dementsprechend zeigt Abbildung 5.28 den Ausbau dieser Speichertechnologie im Zuge der Transformation.

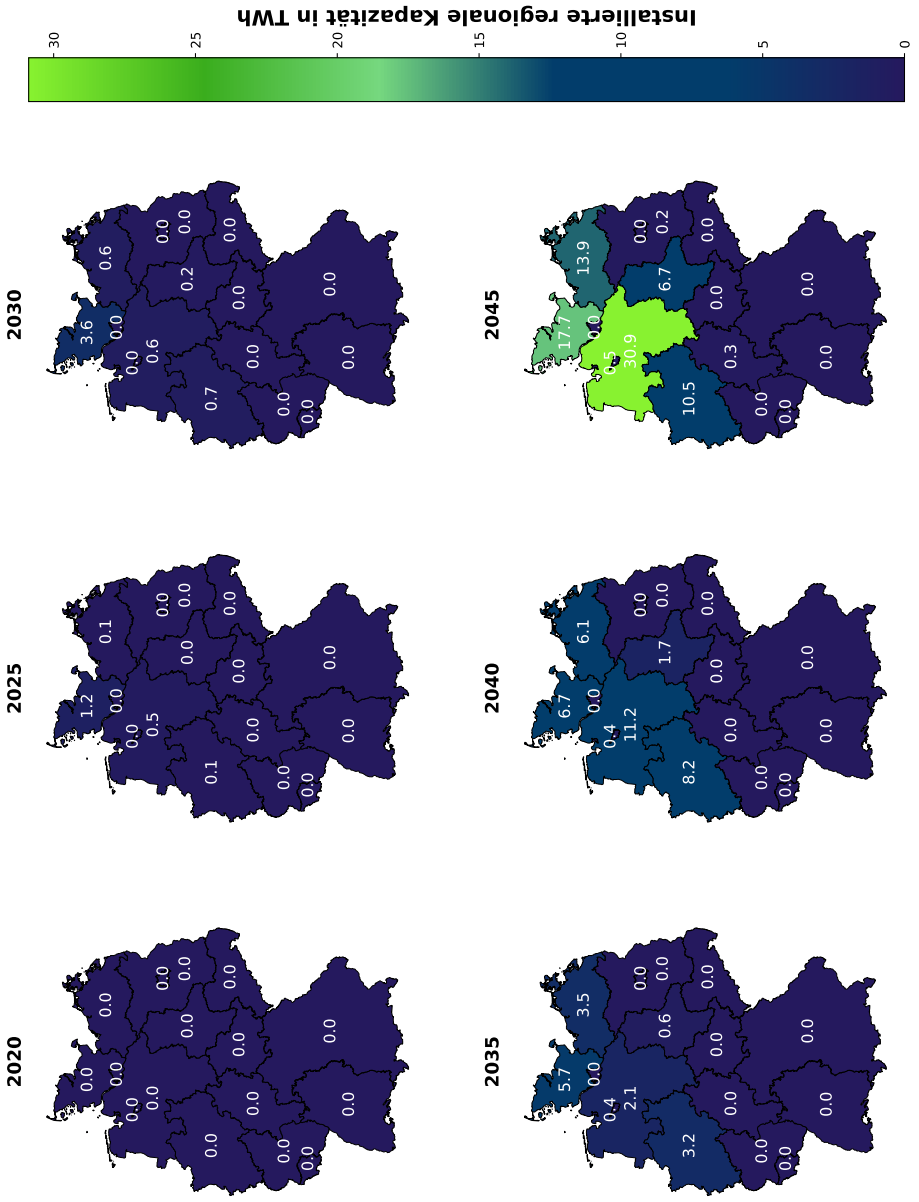

Abbildung 5.28: Regionale Entwicklung von Wasserstoffspeichersystemen visualisiert Anhand der installierten Leistung in TWh

Bei Salzkavernen handelt es sich um geologische Untergrundspeicher, welche besondere Voraussetzung zum Bau erfüllen müssen. Diese Voraussetzungen sind dabei besonders in Nord- und Mitteldeutschland gegeben. Wie bereits bei Elektrolyseuren und Wasserstoffgasturbinen existieren im Jahr 2020 deutschlandweit noch keine Wasserstoffspeicher. Lediglich in Pilotanlagen werden ers-

te Tests zur ökonomischen und technischen Machbarkeit dieser Technologie durchgeführt. Im Zuge der Transformation werden bereits ab dem Jahr 2025 Wasserstoffspeicher benötigt. Die Expansion Salzkavernenspeicher in Deutschland korreliert dabei, ähnlich wie bereits die Wasserstoffrückverstromungsanlagen, mit der optimalen Allokation der Elektrolyseurkapazitäten. So werden bis 2045 insbesondere in Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein Salzkavernen zur Speicherung von Wasserstoff errichtet. Aber auch in Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt werden Wasserstoffspeicher benötigt, insbesondere aufgrund der regionalen Nachfrage durch den Industriesektor ab den Jahr 2035. Neben der Expansion dieser Speicher ist das Speicherverhalten in den einzelnen Regionen ein wichtiger Teil der Analyse. Aus diesem Grund wird die Speicherauslastung der regionalen Wasserstoffspeicher für das Zieljahr 2045 in Abbildung 5.29 dargestellt.

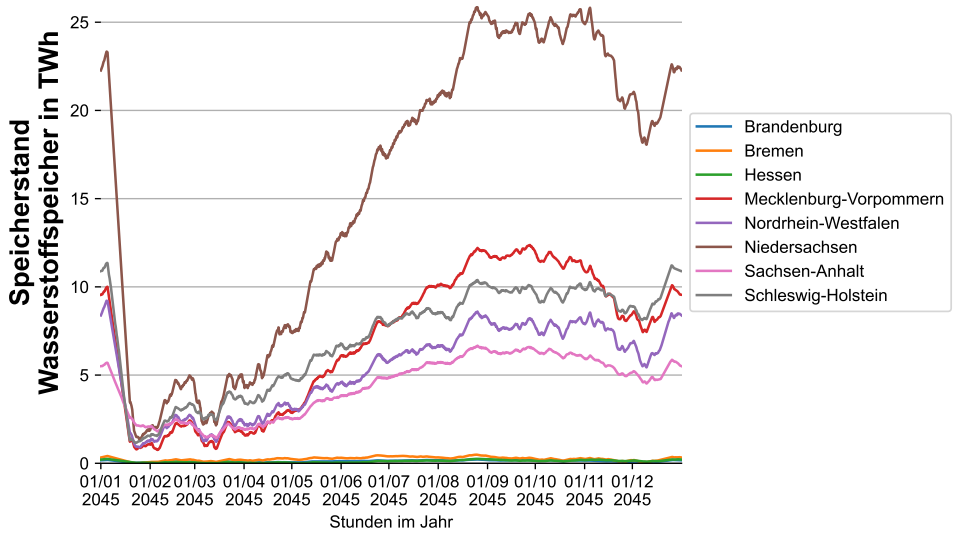

Abbildung 5.29: Regionaler Speicherstand der Wasserstoffspeichersysteme im Verlaufe des Jahres 2045

Abbildung geht eindeutig hervor, dass die Wasserstoffspeicher im Verlauf der Mitte des Jahres stetig gefüllt werden. In der Winterzeit sinkt der Speicherstand dann durch vermehrte Nutzung des Wasserstoffs in Rückverstromungsanlagen wieder ab. Die Entladung der Speicher zu Beginn des Jahres ist besonders signifikant während der exogenen Dunkelflaute, in der die erneuerbaren Energien auf 10% ihrer normalen Nennleistung begrenzt sind, was zu einer hohen Nachfrage nach Wasserstoff im Umwandlungssektor führt. Wie bereits erläutert hat diese Entladung auch besondere Einflüsse auf den Ausbau der Transportinfrastrukturen.

Da das Ziel der Modellkopplung zwischen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure darin besteht, Wasserstofftransportinfrastrukturen mit höherer Genauigkeit im expliziten Einknoten-Modell NESTOR.NESTOR zu modellieren, wurde in den bisherigen Ausführungen nur auf die primären

Faktoren für den Ausbau dieser Transportleitungen eingegangen. Neben den hier dargestellten Ergebnissen stellt ETHOS.Infrastructure eine vollständige Analyse des Energiesystems mit integraler Infrastrukturbetrachtung dar. Die weiteren Ergebnisse dieser gekoppelten Analyse in Bezug auf den Kapazitätsausbau und das regionale Produktionsvolumen sind im Anhang in Kapitel 7 abgebildet.

Einordnung des Szenarios in aktuelle Studien

Im nächsten Schritt dieser Analyse werden Modellergebnisse verifiziert. Zum aktuellen Zeitpunkt existiert weder eine Wasserstoffwirtschaft noch ein entsprechendes nationales Wasserstoffnetz in Deutschland. Um diese berechneten Ergebnisse des gekoppelten Szenarios einzuordnen, werden diese mit den aktuellen Transformationsszenarien (vgl. Kapitel 2.3) für Deutschland verglichen. Dabei wird auf die Wasserstoffnachfrage und -versorgung eingegangen, da sich diese Ergebnisse durch die Modellkopplung am deutlichsten verändert haben. In Abbildung 5.30 sind dafür die sektorübergreifenden Wasserstoffnachfragen aus den jeweiligen Szenarien dargestellt. Das aktuelle berechnete MKP-Szenario ist dabei schwarz umrandet.

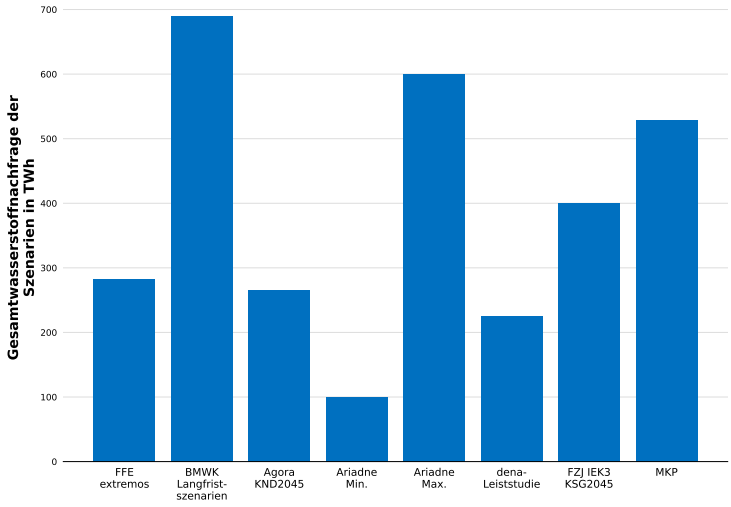

Abbildung 5.30: Wasserstoffnachfragen der relevanten Energieszenarien im Optimierungszieljahre 2045 und 2050)

Bezüglich aller kürzlich erschienenen Studien zu Treibhausgasreduktionszielen (vgl. Kapitel 2.3), ist zu beobachten, dass Wasserstoff einen entscheidenden Energieträger zur Realisation der zukünftigen Energieversorgung darstellt. Dabei beträgt der Nachfragemittelwert über alle Szenarien und Modelle ca. 387 TWh. Damit ergibt sich, dass die berechnete Wasserstoffnachfrage im gekoppelten Szenario von 529 TWh über diesen mittleren Wert liegt. Dieser Wert liegt allerdings in der Bandbreite der berechneten Wasserstoffnachfragen der aktuellen Energiesystemstudien und ist dabei im oberen Drittel einzuordnen. Außerdem liegt dieser berechnete Wert noch deutlich unter dem berechneten Maximalwert für die Wasserstoffnachfrage von 690 TWh. Es ist daher festzuhalten, dass sich für das gekoppelte Szenario gleichartige Ergebnisse für die Wasserstoffnachfrage bis

zum Jahr 2045/2050 ausbilden. Als weiteres Kriterium für die Verifikation des gekoppelten Szenarios wird die jeweilige Versorgung mit Wasserstoff untersucht. Aus diesem Grund ist in Abbildung 5.31 der Import und die inländische Produktion von grünem Wasserstoff für das Jahr 2045/2050 dargestellt. Als weiterer Punkt ist in der Abbildung die Importquote für die einzelnen Studien aufgetragen.

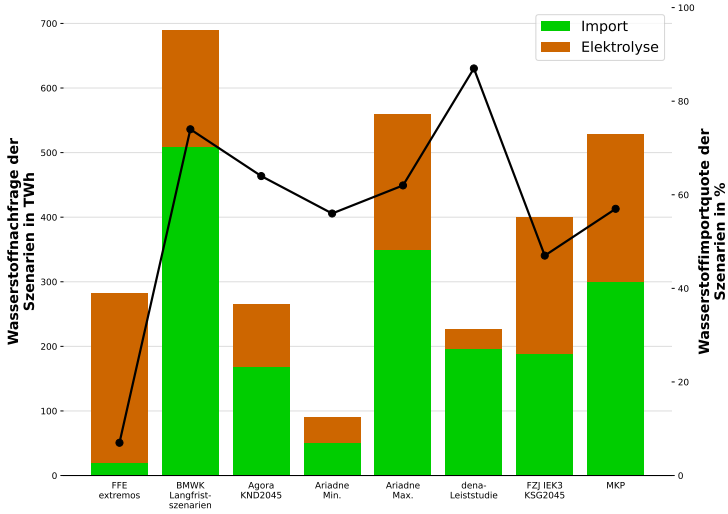

Abbildung 5.31: Wasserstoffversorgung und Importquote der relevanten Energieszenarien im Optimierungszieljahr 2045 und 2050

Aus der Abbildung ist klar zu erkennen, dass Wasserstoffimporte für Deutschland zwischen 20 und 510 TWh berechnet wurden. Weiterhin wird ein Volumen an Wasserstoff per Elektrolyse zwischen 40 und 263 TWh inländisch in Deutschland aus erneuerbaren Energiequellen produziert. Im Mittelwert beträgt die Menge an importiertem Wasserstoff 223 TWh und die Menge an inländisch produziertem Wasserstoff 157 TWh. Dabei geht hervor, dass im hier berechneten gekoppelten Szenario in beiden Fällen mit einen Volumen von jeweils 229 TWh und 300 TWh höhere Mengen an Wasserstoff inländisch produziert und importiert werden. Letztendlich sind diese Werte aber nicht auf derselben Basis vergleichbar, da die jeweilige Wasserstoffnachfrage in den einzelnen Studien und Szenarien stark voneinander abweicht. Aus diesem Grund wird die jeweilige Importquote der einzelnen Szenarien miteinander verglichen. Im Mittelwert beträgt die Importquote ca. 57%, was genau der berechneten Quote es gekoppelten Szenarios entspricht. Auffällig bei dieser Betrachtung ist die extremos-Studie der FFE, welche im Vergleich lediglich eine Importquote von 7% aufweist. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass es sich bei dieser Studie nicht um treibhausgasneutrale Berechnungen bis zum Jahr 2045 handelt, sondern 90% Reduktion bis zum Jahr 2050. Verglichen mit den anderen Energieszenarien weist das gekoppelte Szenario mit den Modellen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure sehr ähnliche Werte in Bezug auf die Importquote zur Deckung der jeweiligen Wasserstoffnachfragen auf. Dementsprechend wird das gekoppelte Szenario zur Berechnung einer treibhausgasneutralen Strategie der Energieversorgung als hinreichend verifiziert angenommen. Im letzten Schritt werden diese Ergebnisse noch einmal zusammengefasst und die jeweiligen

Prämissen und Annahmen, welche zu diesen Ergebnissen führen eingehend diskutiert.

5.1.1 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Berechnungen der Modellkopplung zwischen den Energiesystemmodellen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure analysiert und erläutert. Ziel bei der Modellkopplung bestand darin, explizite Wasserstoffinfrastrukturen für Neubau und Umrüstung in einem Einknoten-Modell zu modellieren und deren Einflüsse auf den ganzheitlichen Transformationspfad bis zum Jahr 2045 zu analysieren. Bei dieser Analyse werden die Ergebnisse von ETHOS.NESTOR mit dem berechneten Referenzszenario aus Kapitel 4 verglichen.
Dabei werden zunächst die jeweiligen Emissionen der Sektoren des Energiesystems analysiert. Im Zuge der Modellkopplung kommt es zu einer leichten Verschiebung der Emissionen bis zum Zieljahr 2045. Dabei ist besonders zu beobachten, dass durch die explizit berücksichtigen Wasserstoffinfrastrukturen weniger Treibhausgase im Industriesektor emittiert werden. Als zweiter Punkt wird der Primärenergieverbrauch untersucht, wobei festgestellt wird, dass die Abweichung der genutzten Energieträger zum Referenzszenario maximal 1,9% im Jahr 2045 beträgt. Ein signifikanter Punkt dieser Analyse stellt die Substitution von fossilem nicht energetischen Bedarf mit Wasserstoff im Jahr 2040 dar. Bei der Analyse des Endenergieverbrauchs wird deutlich, dass besonders der Industriesektor von der Modellkopplung beeinflusst wird. Die anderen Endverbrauchssektoren sind im relativen Verhältnis zu den Einflüssen im Industriesektor konstant. Es ist außerdem zu beobachten, dass eine höhere Stromnachfrage durch die Modellkopplung im System besteht. Dies ist dabei primär auf den Ausbau von weiteren Elektrolyseanlagen zur inländischen Produktion von grünem Wasserstoff zurückzuführen. Die erhöhte Stromnachfrage wird dabei ausschließlich durch den Ausbau erneuerbarer Energiequellen gedeckt. Weiterhin ist zu beobachten, dass im Zieljahr 2045 mehr Biogas zur regelbaren Stromversorgung eingesetzt wird.
Über alle Sektoren des Energiesystems wird im Zuge der Modellkopplung ca. 10% mehr Wasserstoff benötigt als im Referenzszenario. Die größte Verbrauchssteigerung hat dabei der Industriesektor im Jahr 2040 und 2045. Dabei werden vor allem die Methanolproduktion im Jahr 2040 und die Zementproduktion im Jahr 2045 defossilisiert und mit Wasserstoff als Energieträger substituiert. Im Zuge dieser Substitution werden im Industriesektor weniger fossiles stoffliches Erdgas und Mineralöl sowie Biomasse eingesetzt. Die Biomasse steht im Jahr 2045 dann weiter anderen Sektoren zur Verfügung, wie beispielsweise dem Stromsektor. Weiterhin erhöht sich auch die Wasserstoffnachfrage der Rückverstromungstechnologien im Umwandlungssektor. Zur Deckung der erhöhten Wasserstoffnachfrage werden im System mehr Elektrolyseure expandiert. Dabei ist auch zu beobachten, dass sich die grüne Wasserstoffproduktion hin zu einer zentralen Produktion verlagert. Im Vergleich zum Referenzszenario werden mehr zentrale und weniger dezentrale Elektrolyseanlagen expandiert.
Als letzter Punkt der Energienachfrage ergibt sich durch die Substitution der stofflichen Industrienachfrage durch Wasserstoff ein verringerter Bedarf an Erdgas in den Jahren 2035 und 2040. Im Jahr 2045 steigt im Vergleich aber die Nachfrage im Umwandlungssektor, wobei zu beachten ist, dass es sich bei dem eingesetzten Energieträger um treibhausgasneutrales Biogas handelt. Dieses Biogas wird dabei zur Deckung von Residuallasten und zum Ausgleich der temporalen Volatilitäten der erneuerbaren Energien eingesetzt. Durch diesen erhöhten Einsatz von Biomasse und Wasserstoff in regelbaren Kraftwerken sinkt der Bedarf an Stromspeicherkapazitäten. Dabei wird insgesamt

eine geringere Kapazität bis zum Jahr 2045 von 34 GWh benötigt als im Referenzszenario.
All diese systematischen Änderungen des Energiesystems sind dabei auf die abgeleiteten Investitionen des umgerüsteten und neu gebauten Wasserstoffnetzes sowie den Netzneubaufaktor zurückzuführen. Mit dem Netzneubaufaktor ist es in einem Einknoten-Modell möglich, den Kompromiss zwischen dem Ausbau von neugebauten und umgerüsteten Wasserstoffleitungen zu modellieren, auch wenn lediglich eine Parallelschaltung der aggregierten Netzkomponenten zwischen Angebot- und Nachfragetechnologien existiert. Diese relevanten Parameter werden Iterativ aus der Optimierung des Energiesystemmodells ETHOS.Infrastructure abgeleitet. Zum Zweck werden im ersten Schritt der Modellkopplung die Endverbrauchsnachfragen für elektrische Energie, Erdgas und Wasserstoff aus dem Einknoten-Modell ETHOS.NESTOR regionalisiert. Mit diesen inelastischen Nachfragezeitreihen auf Bundeslandebene wird im Modell ETHOS.Infrastructure die Entwicklung des Wasserstoffnetzes und die damit verbundenen Technologien berechnet. Primäres Ergebnis dieser Berechnung ist die Korrelation zwischen Elektrolyseuren, Onshore-Windenergieanlagen und Wasserstoffspeichern im Norden Deutschlands sowie die Entwicklung der Wasserstoffleitungen für Neubau und Umrüstung ausgehend von den modellierten Importpunkten aus Südeuropa und Norwegen. Am Ende der Analysen werden die Ergebnisse in Bezug auf Wasserstoffversorgung und Nachfrage mit Hilfe der aktuellen Energieszenarien für Deutschland verifiziert.
Als Gesamtergebnis lässt sich zusammenfassend aus den Ergebnissen der Modellkopplung ableiten, dass die Einflüsse der expliziten Berücksichtigung von Wasserstoffinfrastrukturen limitiert sind. Aus der höheren Wasserstoffnutzung in allen Sektoren des Energiesystems lässt sich folgern, dass die Wasserstofftransportkosten im Referenzszenario überschätzt wurden. Durch diese geringeren Transportkosten sinken die Treibhausgasvermeidungskosten besonders im Industriesektor, weshalb ein Großteil der neuen Wasserstoffnachfrage in diesem eingesetzt wird. Dadurch ist es nötig, mehr Wasserstoff im System zur Verfügung zu stellen. Da die Importkapazität auf 300 TWh pro Jahr limitiert ist, führt die erhöhte Wasserstoffnutzung zu einem weiteren Ausbau der Elektrolysekapazitäten und dementsprechend zu einem höheren Bedarf an erneuerbarer Stromerzeugung. Der Wasserstoff wird dann nicht nur im Industriesektor, sondern auch im Umwandlungssektor zur Flexibilisierung der Volatilitäten von Windenergieanlagen und PV-Systemen eingesetzt. Damit werden weniger batterieelektrische Kurzzeitspeicher im Energiesystem benötigt. Daraus ist ersichtlich, dass die Modellkopplung und die abgeleiteten Kosten für Wasserstoffinfrastrukturen einen signifikanten Einfluss auf den Ausbau von elektrischen Speichern haben.
Ein weiteres Ergebnis der Modellkopplung ist die konsistente Entwicklung der verwendeten Energiesystemmodelle ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure. Aus dem Iterationsprozess und dem systematischen Vergleich der Gesamtkosten der Zielfunktion in ETHOS.NESTOR berechnet sich eine konsistente Wasserstoffinfrastruktur für die endogen berechneten Nachfragen der Sektoren des Gesamtsystems. Dabei wird ETHOS.Infrastructure als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem (MILP) gelöst, um zum einen die Endlichkeit der umrüstbaren Wasserstoffnetze und zum anderen die explizite Konkurrenz zwischen dem Neubau und der Umrüstung von Wasserstoffleitungen zu modellieren. Ohne Berücksichtigung dieses Modellierungsansatzes würden bei der Lösung des Systems ein Penny-Switching-Effekt zwischen den in Konkurrenz zueinander stehenden Technologien auftreten, woraus eine exklusive Umrüstung von Wasserstoffnetzen resultiert. Dieser Vorgang ist modelltechnisch und mathematisch zwar die optimale Lösung, vernachlässigt aber reale Randbedingungen zur Entwicklung des Wasserstofftransports. Resultierend aus der hohen

Komplexität eines gemischt-ganzzahligen Modellierungsansatzes wird ETHOS.Infrastructure daher in einem zweistufigen Lösungsansatz (vgl. Kapitel 3) berechnet. Daraus resultiert eine realistischere Betrachtung der Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft.
Eine Analyse der installierten Kapazitäten von Wasserstoffleitung in ETHOS.NESTOR ist nicht möglich, da der jeweilige Ausbau vom maximalen Durchsatz an Wasserstoff im jeweiligen Optimierungsjahr abhängt. Generell führt die Betrachtung der Kapazität von räumlichen Transportinfrastrukturen in einem Einknoten-Modell zu keinem sinnvollen Ergebnis. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Transportinfrastrukturen generell eine räumlich-multidimensionale Komponente im Energiesystem darstellen. In einem Mehrknoten-Modell werden Transportinfrastrukturen für den Austausch von Energieträgern und weiteren modellierten Gütern zwischen den berücksichtigten Regionen eingesetzt. Diese Infrastrukturen besitzen dabei nicht nur eine Übertragungskapazität, sondern auch eine Streckenführung und entsprechende Leitungslänge, welche abhängig von den zu überbrückenden Entfernungen zwischen den modellierten Regionen/Knoten ist. Wie bereits eingehend erläutert werden in einem Einknoten-Modell räumliche Aspekte aufgrund von Komplexitätslimitierungen vernachlässigt. Da lediglich zwischen dem Angebot und der Nachfrage des jeweiligen Energieträgers unterscheiden werden kann, richtet sich der Ausbau der aggregierten Infrastrukturkomponente nach dem maximalen Durchsatz, welcher im Rahmen des zeitlichen Horizonts nachgefragt wird. Dadurch ist es möglich, dass für ein Energieträger, welcher im Zuge der Transformation generell einen rückläufigen Trend erfährt, bei einer Betrachtung der Kapazität eine größere ausgelegte Infrastruktur erforderlich ist. Als Beispiel dafür kann die Erdgasinfrastruktur eingebracht werden. Wie aus der Modellierung ersichtlich, hat Erdgas, besonders in fossiler Form, einen rückläufigen Trend im gesamten Energiesystem. Im Bereich der Stromerzeugung wird es aber aufgrund des Ausscheidens von Kohle- und Kernkraftwerken als Übergangstechnologie eingesetzt. Durch die hohe Elektrifizierung und den starken Ausbau der erneuerbaren Energien kommt es zu einer deutlich volatilen Stromversorgung. Erdgas wird dabei zur Deckung der Residuallasten eingesetzt. Wenn es in einem bestimmten Zeitschritt zu einem sehr geringen Ertrag von erneuerbaren Energien kommt und Erdgas zur Deckung der Stromnachfrage in einem stark elektrifizierten System eingesetzt wird, kommt es zu einer Erhöhung der Kapazität der Netzkomponente von Erdgas. Ein ähnliches Modellverhalten kann auch im Zuge der sektoralen Transformation in Bezug auf die Substitution von Ölheizungen auftreten. Aus diesem Grund ergibt die Analyse von Infrastrukturkapazitäten in Einknoten-Modellen wenig Sinn. Wie bereits eingehend in vorherigen Kapiteln erläutert ist lediglich die Betrachtung von Kosten und Wirkungsgraden ein sinnvolles Maß zur Berücksichtigung von aggregierten Infrastrukturkomponenten. Im Zuge der Modellkopplung werden diese Parameter dynamisch berechnet, um eine konsistente Berücksichtigung zum jeweiligen Gesamtsystem zu realisieren. Damit ist es möglich, die relevanten Parameter bestmöglich zu modellieren.
Für die Berechnung dieser Transportleitungen wird eine räumliche Auflösung auf Bundeslandebene gewählt. Primärer Grund dafür ist die Modellkomplexität, welche mit der Berücksichtigung der gemischt-ganzzahligen Modellierung stark ansteigt. Bei Modellierung einer feineren räumlichen Auflösung ist es möglich, dass es zu weiteren Engpässen in Bezug auf die Wasserstoffversorgung kommt, da besonders in den ersten Jahren die potenziell umrüstbaren Übertragungsleitungen für Erdgas und Wasserstoff in starker Konkurrenz zueinanderstehen. Daher besteht die Möglichkeit, dass ein höherer Anteil an Wasserstoffleitungen neu gebaut werden muss. Die Auswirkungen der Modellkopplung auf die Ergebnisse des Einknoten-Modells sind, wie in diesem Kapitel bereits erläu-

tert wurde, sehr gering. Daraus lässt sich ableiten, dass sich auch bei einer höheren räumlichen Auflösung und damit anders berechneten Kosten der Wasserstoffnetze keine signifikanten Änderungen bis zur Auslegung des Gesamtsystems ergeben. Der Mehrwert einer höheren räumlichen Auflösung besteht damit lediglich in einer bessern Analyse der räumlichen Aspekte, wie Streckenführung der Wasserstoffleitungen, Elektrolyseurallokation oder Platzierung von erneuerbaren Energiequellen.
Als weiterer Punkt wird der Planungshorizont für Wasserstoffnetzwerke diskutiert. In der hier vorliegenden Arbeit wird das Energiesystemmodell ETHOS.Infrastructure zu einem myopischen Forecasting-Modell entwickelt und dabei in den myopischen Backcasting-Ansatz des Energiesystemmodells ETHOS.NESTOR integriert. Der jeweilige Planungshorizont der einzelnen Transformationsschritte dieser Modelle beträgt fünf Jahre. Nach dem Energiewirtschaftsgesetz sind die Fernleitungsbetreiber dazu verpflichtet, die Netzplanung der Übertragungsleitungen für Erdgas zehn Jahre im Voraus zu tätigen und dies alle zwei Jahre. Dementsprechend ergibt sich eine zeitliche Diskrepanz zwischen der realen Planung und den berechneten Modellergebnissen. Die jeweilige reale Voraussicht ist damit höher als in den Modellierungen berücksichtigt. Bei der Berücksichtigung eines höheren Zeitintervalls ist es möglich, dass sich andere Kosten für die Wasserstoffnetze ergeben, welche die Systementwicklung beeinflussen. Dieses Argument kann jedoch wiederum durch den begrenzten Einfluss dieser Kostenfaktoren entkräftet werden. Die Optimierung des Energiesystems in einem Intervall von fünf Jahren zielt aber darauf ab, das Design des Gesamtsystems nicht zu sprunghaft zu verändern und einen Transformationsprozess aller Sektoren zu realisieren. Bei zu hohem Zeitintervall ist es möglich, dass einige Sektoren voll transformiert werden während andere sich nicht verändern. Dies ist bedingt durch die exogenen realen Emissionsziele. Eine Modellierung mit Perfect-foresight-Ansatz kann dieser zeitlichen Diskrepanz Abhilfe schaffen. Das Problem dabei besteht dann aber wieder darin, dass die Modelle ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure sequentiell hintereinander optimiert werden müssen, da bei einer Perfect-foresight-Modellierung der gesamte zeitliche Horizont innerhalb eines Schrittes berechnet wird. Dementsprechend ist es dann nicht möglich, innerhalb dieser Optimierung Parameter wie Investitionen oder Neubaufaktoren für Wasserstoffnetze zu verändern. Dementsprechend bietet der in dieser Arbeit präsentierte Modellkopplungsansatz den bestmöglichen Kompromiss zur Berücksichtigung aller Einflussfaktoren.
Eine Prämisse, die zu diesen berechneten Ergebnissen führt, ist die Annahme, dass ist im Rahmen der Modellkopplung zu keiner Abwanderung oder Verschiebung der lokalen Endnachfragen auf Bundeslandebene kommt. Dabei steht besonders der Industriesektor im Fokus. Die Transformation der einzelnen Nachfragesektoren in ETHOS.NESTOR ist ein endogenes Modellergebnis. Dabei werden beispielsweise im Industriesektor Güternachfragen vorgegeben, welche dann durch den Ausbau und den Betrieb von verschiedenen Technologien modellseitig gedeckt werden müssen. Aus der Entwicklung dieser Technologien resultieren die jeweiligen Energienachfragen für den Umwandlungssektor. In ETHOS.Infrastructure ist lediglich die Entwicklung des Umwandlungssektors unter Berücksichtigung aller relevanter Infrastrukturen ein endogenes Ergebnis der Modellierung. Die Nachfragezeitreihen für Strom, Erdgas und Wasserstoff werden jeweils aus den endogenen Ergebnissen von ETHOS.NESTOR abgeleitet und über fixe Verteilschlüssel auf die Bundesländer aufgeteilt. Eine endogene Berechnung der Nachfragesektoren in einem Mehrknoten-Modell hat dementsprechend auch Einfluss auf die Entwicklung des Infrastrukturausbaus und würde somit zu einer Veränderung der Modellergebnisse führen. Damit stößt die Modellkupplung bei der optimalen Allokation der Endverbrauchssektoren im Zuge einer treibhausgasneutralen Energieversorgung an

ihre modelltechnische Grenze.
Da das gekoppelte Szenario (MKP) keine signifikanten Abweichungen im Vergleich mit anderen Energiesystemstudien aufweist, werden die Ergebnisse als hinreichend validiert angesehen und können damit zur Unterstützung der Entscheidungsfindung in Politik, Industrie und Gesellschaft beitragen.

5.2 Analyse und Auswertung des Szenarios NNG

Im Szenario NNG werden die Netzerweiterungen des Stromnetzes um die vier Spannungsebenen EHV, HV, MV und LV betrachtet und analysiert. Die Auswertung dieses Szenarios erfolgt wie bereits das Referenzszenario als eigenständige Analyse. Der Grund dafür lässt sich darauf zurückführen, dass die Modellversionen durch diese Erweiterungen und die daraus folgenden Verteilungen der Technologien nicht mehr miteinander vergleichbar sind. Der primäre Untersuchungsgegenstand dieses Abschnitts ist dabei der Stromsektor und die daraus resultierenden Effekte auf das Gesamtsystem. Zunächst wird daher die Stromerzeugung betrachtet und wie sich diese im Verlauf der systematischen Transformation auf die vier modellierten Spannungsebenen verteilt. Danach wird auf die temporalen Aspekte des Systems eingegangen. Dabei wird insbesondere die jeweilige jährliche Stromerzeugung der verschiedenen Energiequellen auf den Spannungsebenen betrachtet. Besonderes Augenmerk wird dabei insbesondere auf die Zeiten der minimalen und maximalen Stromerzeugung gelegt. Am Ende der Analyse wird das restliche System den jeweiligen primär und Endenergienachfrage untersucht.

Stromversorgung

Im ersten Schritt der Analyse wird dabei auf die Stromversorgung eingegangen. Dabei geht deutlich aus Abbildung 5.32 hervor, dass trotz der Berücksichtigung der Spannungsebenen und der daraus resultierenden Verluste und Kosten die Elektrifizierung des Energiesystems bis zum Jahr 2045 nicht beeinträchtigt wird. Nach erstem Absinken der Stromnachfrage bis zum Jahr 2025 im Zuge der Effizienzmaßnahmen steigt die Gesamtstromerzeugung bis zum Jahr 2045 auf ca. 1283 TWh. Der Anteil an erneuerbaren Energien beträgt dabei 99%.

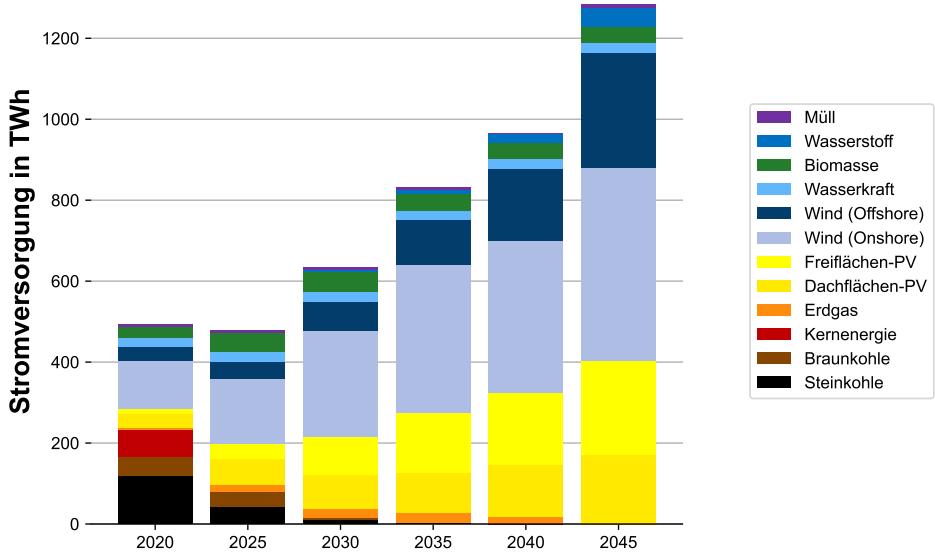

Abbildung 5.32: Entwicklung der Stromversorgung bis zum Jahr 2045

Bezieht man die Generierung von elektrischer Energie des Gesamtsystems im auf die modellierten Stromnetzebenen, ergibt sich die Aufteilung der jeweiligen Erzeugungsleistung (vgl. Abbildung 5.33)

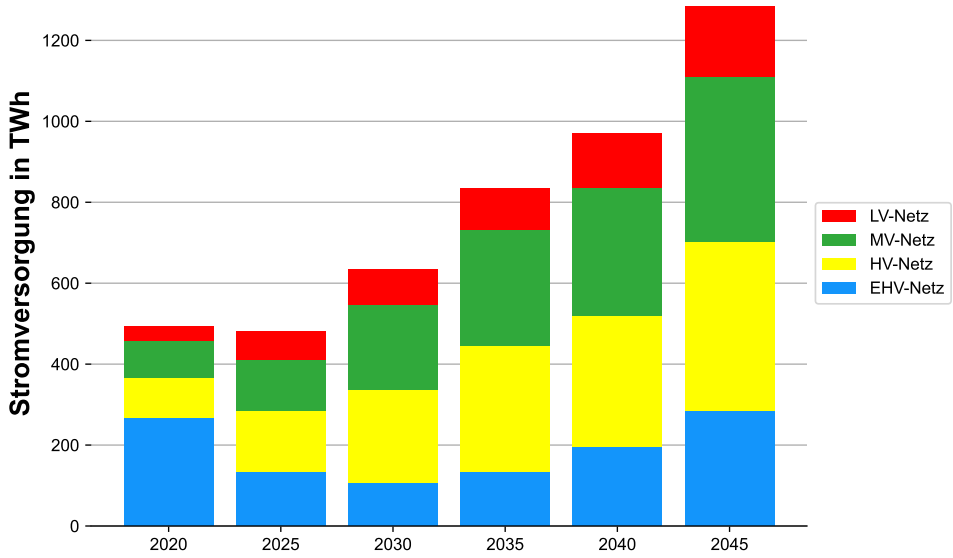

Abbildung 5.33: Entwicklung der Stromversorgung auf den Netzebenen bis zum Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung))

In der Abbildung wird die Abnahme der Stromerzeugung in der Höchstspannungsebene bis zum Jahr 2030 deutlich. Dies ist dabei auf das Ausscheiden der Kernenergie im Jahr 2023 und auf die Defossilisierung, insbesondere die Stilllegung der Kohlekraftwerke, zurückzuführen. Ab dem Jahr wird wieder mehr Strom in der Höchstspannungsebene erzeugt, was auf den starken Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen zurückzuführen ist. Im Jahr 2020 werden dabei noch 268 TWh elektrische Energie in der Höchstspannungsebene erzeugt. Diese macht dabei 54% der Gesamteinspeisung aus und zeigt diese Zentralität der aktuellen Stromversorgung in Deutschland. Während des niedrigsten Punktes im Jahr 2030 sind es lediglich noch 106 TWh. Bis zum Jahr 2045 entwickelt sich die Einspeisung in die EHV-Ebene wieder auf 286 TWh. Im Zieljahr werden bezogen auf die Gesamteinspeisung nur noch 22% der elektrischen Energie in der Höchstspannungsebene erzeugt. Im Vergleich zur Höchstspannungsebene steigt die Einspeiseleistung in allen anderen Spannungsebenen bis zum Jahr 2045 stetig an. Dabei ist vor allem der starke Anstieg an Erzeugungsleistung in der Hoch- und Mittelspannungsebene zu beobachten. Zwischen dem Jahr 2020 und dem Jahr 2045 erhöht sich die Einspeiseleistung der Hochspannungsebene um 317% von 99 TWh auf 415 TWh. In der Mittelspannungsebene erhöht sich die Einspeiseleistung um 357% bis zum Jahr 2045 auf 409 TWh. Im Jahr 2045 wird die Stromerzeugung primär von der Mittel- und Hochspannungsebene dominiert, welche gemeinsam eine relative Erzeugungsleistung von 64% bereitstellen. Dabei geht insgesamt die höchste Erzeugungsleistung mit 415 TWh von der Hochspannungsebene aus. In die Mittelspannungsebene werden hingegen 409 TWh Strom eingespeist. Diese Entwicklung ist dabei besonders auf die hohen Anteile der installierten Kapazitäten von Onshore-Windenergieanlagen

und PV-Freiflächensystemen auf diesen Spannungsebenen zurückzuführen. Der Stromerzeugung in der Niederspannungsebene ist bedingt durch die installierte Kapazität an PV-Dachanlagen. Bis zum Jahr 2045 entwickelt sich die Einspeiseleistung in dieser Spannungsebene von 36 TWh auf 173 TWh. Generell kann dieser Abbildung entnommen werden, dass sich die Stromerzeugung von einer zentralen hinzu einer dezentralen Versorgungsarchitektur entwickelt. Diese Architektur der Stromerzeugung ist dabei bei einem Energiesystem zu erwarten, welches in Zukunft auf einen hohen Anteil erneuerbarer Energien setzt.

Stromnachfrage

Im nächsten Schritt der Analyse wird die Nachfrage nach elektrischer Energie über die einzelnen Sektoren und Technologien des Energiesystems untersucht. Dabei wird aus Abbildung 5.34 wie bereits im Rahmen der Stromerzeugung die starke Elektrifizierung des Energiesystems deutlich. Insgesamt entwickelt sich die Nachfrage nach elektrischer Energie bis zum Jahr 2045 von 476 TWh auf 1231 TWh. Der Abbildung geht zum einen die starke Elektrifizierung im Industrie- und Transportsektor hervor so wie die Einsparmaßnahmen im Gebäude- und GHD-Sektor.

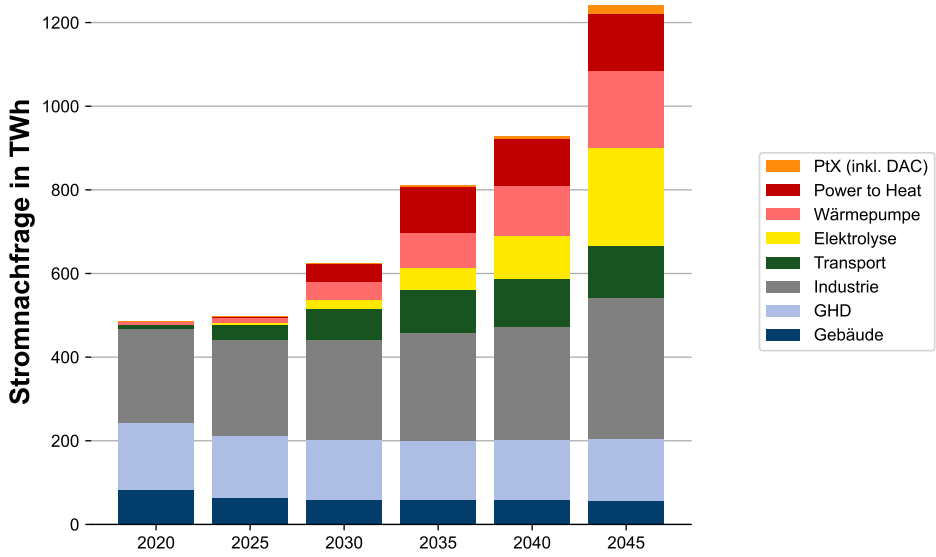

Abbildung 5.34: Entwicklung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2045

Weiterhin nehmen die Technologien der Sektorenkopplung wie Wärmepumpen mit 183 TWh und Elektrolyseure mit 236 TWh einen signifikanten Anteil an der Stromnachfrage bis zum Jahr 2045 ein. Da die einzelnen Technologien der verschiedenen Sektoren auf unterschiedlichen Spannungsebenen angeschlossen sind, entwickelt sich die Stromnachfrage auf diesen Ebenen asynchron zu den jeweiligen Sektoren und Technologien. Der Bedarf an elektrischer Energie der einzelnen Spannungsebenen ist zu diesem Grund in Abbildung 5.35 dargestellt.

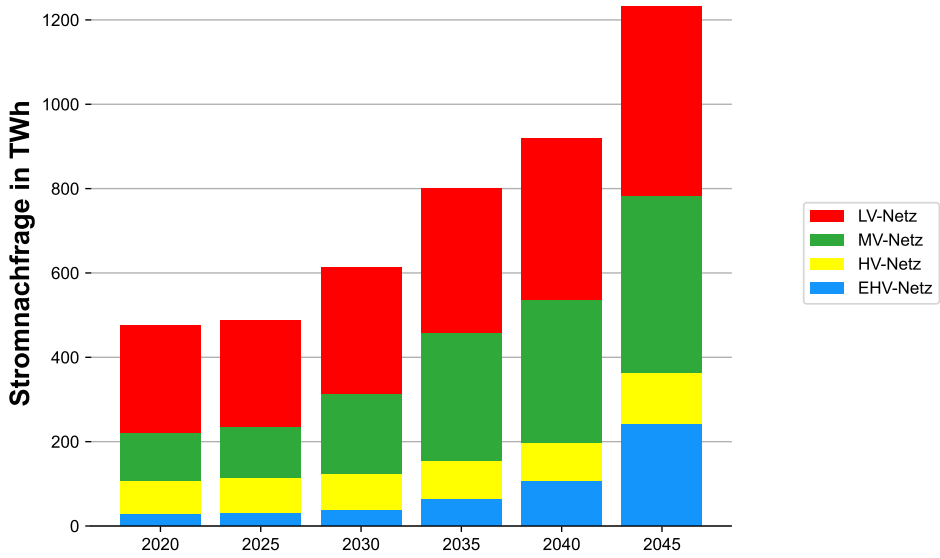

Abbildung 5.35: Entwicklung der Stromnachfrage auf den Netzebenen bis zum Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung))

Aus der Abbildung geht deutlich eine Nachfrageerhöhung Rahmen der Elektrifizierung in allen modellierten Spannungsebenen des Energiesystems hervor. Im Jahr 2020 wird die Nachfrage von der Niederspannungsebene dominiert. Von den insgesamt 476 TWh werden dabei 255 TWh in der Niederspannungsebene verbracht. Bis zum Jahr 2045 erhöht sich der Verbrauch um 75% auf 448 TWh. Die Erhöhung der Nachfrage auf der Niederspannungsebene ist in erster Linie durch die Elektrifizierung des Transportsektors im Bereich der batterieelektrischen Pkw und den starken Ausbau von Wärmepumpensystemen zur Bereitstellung von Raumwärme zu erklären. Diese Technologien benötigen insgesamt 165 TWh im Jahr 2045. Im Zieljahr 2045 beträgt die Stromnachfrage auf der Mittelspannungsebene insgesamt 418 TWh. Im Zuge der Transformation stellt dies eine Erhöhung von ursprünglich 122 TWh um 272% dar. Im Jahr 2045 sind die größten Verbraucher auf dieser Spannungsebene die elektrischen Industrieöfen zur Erzeugung von Prozesswärme mit 104 TWh, gefolgt von den zentralen Großwärmepumpensystemen mit 91 TWh. Im Transportsektor sind die Ladesäulen für LKW auch auf der Mittelspannungsebene angeschlossen und benötigen 34 TWh im Jahr 2045. Im Vergleich zu den anderen Spannungsebenen steigt der Strombedarf auf der Hochspannungsebene im Jahr 2045 nur um 53% auf 121 TWh. Die Nachfrage auf dieser Spannungsebene wird hauptsächlich durch den Energieverbrauch der chemischen Industrie mit 54 TWh und der Automobilindustrie mit 22 TWh verursacht. Im Vergleich zu den anderen modellierten Netzebenen steigt der Strombedarf auf der Höchstspannungsebene mit 738% am stärksten an. Dies liegt zum einen an der Elektrifizierung von hochenergetischen Prozessen, wie Petrochemie oder Stahl im Industriesektor, und zum anderen an den zentralen Elektrolyseanlagen, die auch auf der Höchst-

spannungsebene betrieben werden. Dabei ist weiter zu beachten, dass die zentralen Elektrolyseure den Großteil des Inländisch produzierten grünen Wasserstoffs bereitstellen. Generell kann aus dieser Abbildung die Verlagerung einer dezentralen hin zu einer zentraleren Stromnachfrage abgeleitet werden. Grund dafür besteht insbesondere in der Installation von zentralen stromintensiven Elektrolyseanlagen auf der Höchstspannungsebene.

Umspannungsleistung

Neben der Erzeugung und dem Verbrauch auf den einzelnen Netzebenen ist es weiterhin möglich, die Umspannung zwischen den einzelnen Netzebenen zu analysieren. Durch die Verteilung der Technologien auf die Spannungsebenen kommt es zu einer Ungleichheit in Bezug auf Erzeugung und Nachfrage in den einzelnen Spannungsebenen. Um diese Bilanz auszugleichen ist es notwendig, dass elektrische Energie zwischen den Spannungsebenen ausgetauscht werden kann. Die modellierten Transformatoren ermöglichen dabei eine bidirektionale Übertragung elektrischer Energie unter Berücksichtigung von Verlusten. Dabei wird eine Umspannung jeweils nur in die nächstniedrigere beziehungsweise nächsthöhere Spannungsebene beachtet. In Abbildung 5.36 ist aus diesem Grund die jeweils elektrische Umspannung zwischen den einzelnen Netzebenen dargestellt. Bei dieser Darstellung sind insbesondere Abhängigkeiten der Einspeiseleistung untereinander zu beachten. Dementsprechend wird die Abbildung zuerst Top-Down von der Höchstspannungsebene bis zur Niederspannungsebene analysiert und im zweiten Schritt Bottom-up von der Niederspannungsebene bis zur Höchstspannungsebene.

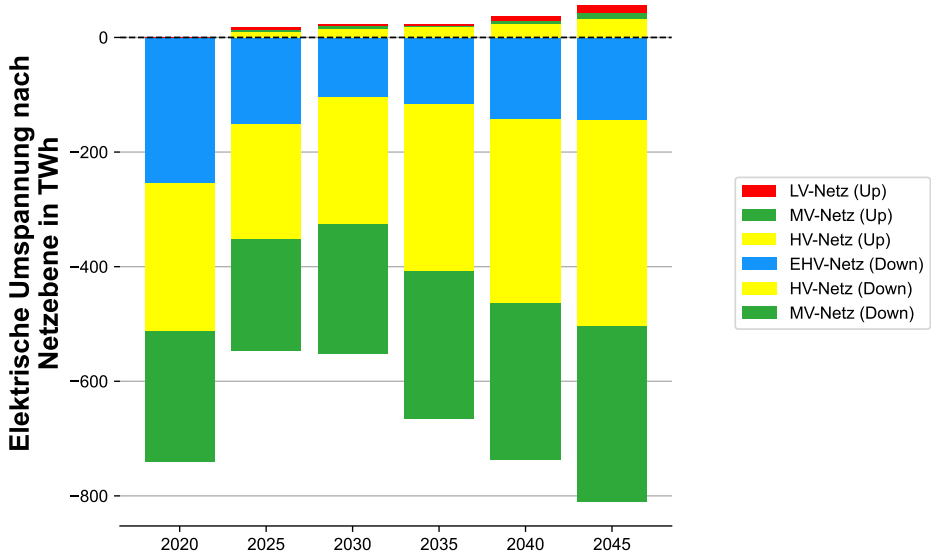

Abbildung 5.36: Entwicklung der elektrischen Netzumspannung bis zum Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung))

Aus der Abbildung geht klar eine Überproduktion in den höheren Netzebenen und eine Unterproduktion in den niedrigeren Netzebenen hervor. Dies konnte bereits aus den Betrachtungen von Stromversorgung und Stromnachfrage im vorherigen Abschnitt abgeleitet werden. Im Jahr 2020 wird ausschließlich elektrische Energie von den höheren in die niedrigeren Netzebenen gespeist. Im Zuge des Transformationsprozesses werden zwischen dem Jahr 2020 und dem Jahr 2025 Erzeugungskapazitäten stillgelegt und neue Erzeugungskapazitäten in den einzelnen Spannungsebenen expandiert. Dementsprechend sinkt die Umspannung von den hohen in die niedrigen Spannungsebenen insgesamt von 739 TWh im Jahr 2020 auf 546 TWh im Jahr 2025. Bedingt durch den Atomausstieg und die Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken sinkt die Umspannung aus der Höchstspannungsebene in die Hochspannungsebene von 254 TWh bis zum Jahr 2030 signifikant auf 105 TWh ab. Mit der Installation von Offshore-Windenergieanlagen steigt diese Umspannung bis zum Zieljahr 2045 wieder auf 144 TWh an. Dies korreliert klar mit dem Hochlauf Stromerzeugung in der Höchstspannungsebene (Abbildung 5.33). Der Anstieg der Umspannung bis zum Jahr 2045 auf der Hoch- und Mittelspannungsebene auf die jeweils niedrigere Netzebene ist primär auf die Expansion von Onshore-Windenergieanlagen und Freiflächen-PV-System zurückzuführen. Insgesamt werden im Zieljahr 2045 360 TWh von der Hoch- auf die Mittelspannungsebene und 305 TWh von der Mittel- auf die Niederspannungsebene übertragen. Den wichtigsten Punkt dieser Analyse stellt dabei die gegenseitige Abhängigkeit der übertragenen elektrischen Energie da. Dabei wird beispielsweise die Hochspannungsebene zum einen durch die jeweilige eigene Stromerzeugung und zum anderen durch Umspannung aus der Höchstspannungsebene versorgt. Bedingt durch die Nachfragen der Technologien auf den einzelnen Spannungsebenen wird elektrische Energie, welche bereits aus der Höchstspannungs- auf die Hochspannungsebene übertragen wurde, weiter auf die Mittelspannungsebene übertragen. Die Prämisse führt dadurch zu einer Doppelzählung der jeweiligen Umspannleistungen in dieser Abbildung. Im Bereich der Umspannung von elektrischer Energie von einer niedrigeren auf eine höhere Netzebene zeigt die Abbildung einen positiven Trend für diese Entwicklung. Dies ist klar auf die Verlagerung der maximalen Stromeinspeisung von der Höchst- auf die Hoch- und Mittelspannungsebene zurückzuführen. Dabei werden im Jahr 2045 insgesamt 32 TWh von der Hoch- auf die Höchstspannungsebene und übertragen. Im Bereich der Mittel- und Niederspannung werden jeweils 11 TWh und 13 TWh auf demnächst höhere Netzebene übertragen. Diese Entwicklung kann dabei insbesondere auf die volatilen erneuerbaren Energien zurückgeführt werden. Verglichen mit den Stromflüssen von den hohen in die niedrigen Netzebenen ist die Umspannung ausgehend von den niedrigen Netzebenen allerdings nicht signifikant.

Stündliche Stromnachfrage

Neben der Betrachtung der gesamten elektrischen Energie eines Jahres ist es möglich, die Zeitreihen der Stromerzeugung in stündlicher Auflösung zu analysieren. Dafür werden die Jahre 2020, 2030 und 2045 analysiert. Da das System eine zeitliche Auflösung von 8760 Stunden besitzt, ist eine volle Darstellung der gesamten Zeitreihe nicht praktikabel. Aus diesem Grund werden zwei Fälle analysiert. Zum einen wird ein Starklastfall im Sommer des Optimierungszeitraumes mit maximaler Stromerzeugung und zum anderen wird ein Schwachlastfall während der exogen modellierten Dunkelflaute in der Zeit vom 5. bis 19. Januar zu Beginn des Jahres untersucht. Neben der Einspeisung der verschiedenen Kraftwerkstypen nach Energieträger wird auch die stündliche Stromerzeugung auf den vier modellierten Netzebenen untersucht. Dabei werden im Schwachlastfall die ersten 600

Stunden des Jahres bis zum 25. Januar untersucht. In Abbildung 5.37 ist dafür der zeitliche Verlauf dieser Periode der Optimierung für das Jahr 2020 dargestellt.

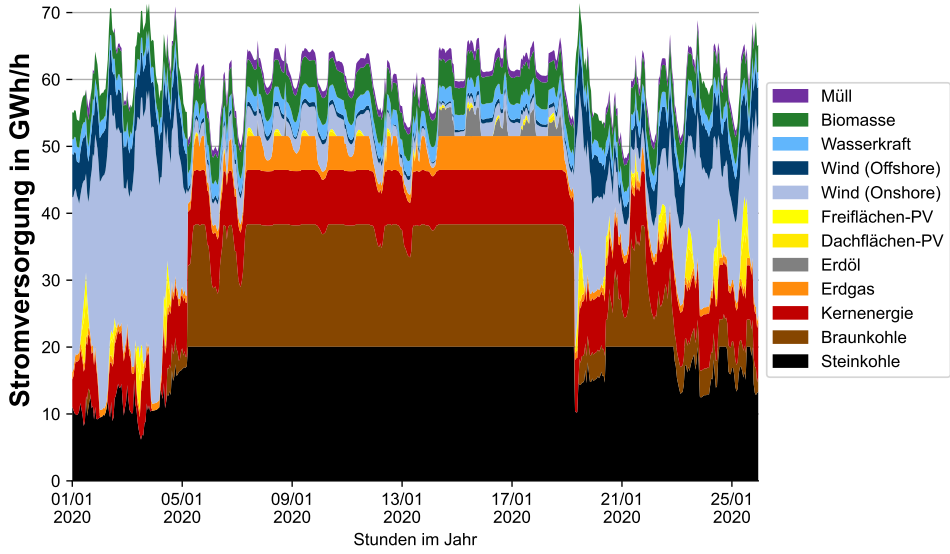

Abbildung 5.37: Stündliche Stromversorgung bei Schwachlast im Jahr 2020

Die Abbildung zeigt zum einen, wie viel Erzeugungskapazität in GW in jeder Stunde des zeitlichen Horizonts das Energiesystem zur Deckung der Nachfrage bereitstellen muss, zum anderen geht aus der Abbildung der jeweilige Anteil an Kraftwerkstypen für die Stromerzeugung in jeder Stunde des Jahres hervor. Es ist zu beobachten, dass bereits im Jahr 2020 ein großer Anteil der Stromerzeugung durch Windenergieanlagen aufgebracht wird. Aufgrund der geringen solaren Einstellung zu Beginn und Ende des Jahres ist die Bereitstellung von elektrischer Energie aus PV-Systemen begrenzt. Weiter werden Steinkohle- und Kernkraftwerke in der Grundlast betrieben. Während der Dunkelflaute müssen zur Deckung der Nachfrage Steinkohle-, Braunkohle- und Kernkraftwerke auf Volllast betrieben werden. Der Betrieb von Erdgaskraftwerken erfolgt einerseits ebenfalls in der Dunkelflaute und andererseits außerhalb der Dunkelflaute zur Deckung der Residuallasten. Erdölkraftwerke kommen exklusiv während der Dunkelflaute zum Einsatz, was auf die hohen Stromentstehungskosten und hohen Emissionen zurückzuführen ist. Die höchste Leistungsnachfrage im Schwachlastfall des Jahres 2020 beträgt 71 GW und wird in der ersten Woche am 3.Januar das Optimierungszeitraums eingespeist. Die stündliche Stromerzeugung kann auch auf die einzelnen Netzebenen übertragen werden. Dies ist in Abbildung 5.38 für denselben Zeitraum zu Beginn der Optimierungsperiode im Jahr 2020 dargestellt.

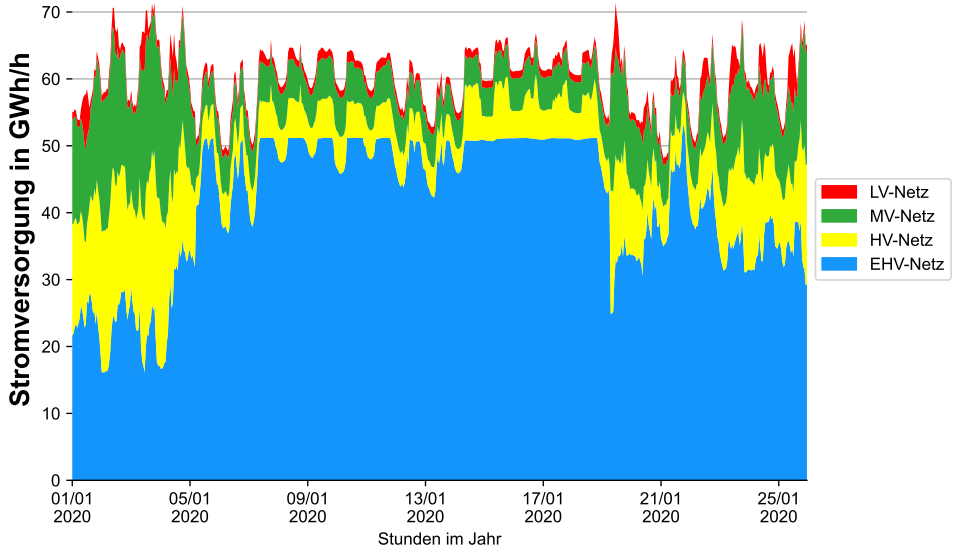

Abbildung 5.38: Stündliche netzseitige Stromversorgung bei Schwachlast im Jahr 2020 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung))

Aufgrund des hohen Einsatzes von zentralen, grundlastfähigen Großkraftwerken dominiert zu Jahresbeginn die Stromerzeugung auf der Höchstspannungsebene. Dies zeigt sich besonders in der Dunkelflaute. Da sich die Einspeisung aus Windenergieanlagen auf die Mittel- und Hochspannungsebene verteilt, ist auch hier eine klare Abgrenzung zu erkennen. Die Einspeisung auf der Niederspannungsebene ist ausschließlich auf PV-Dachanlagen zurückzuführen. In Abbildung 5.39 ist weiterhin die stündliche Stromerzeugung des Jahres 2030 dargestellt. Dabei ist deutlich die Transformation des Stromsektors auf erneuerbare Energien, wie Windenergieanlagen und PV-Systeme zu erkennen.

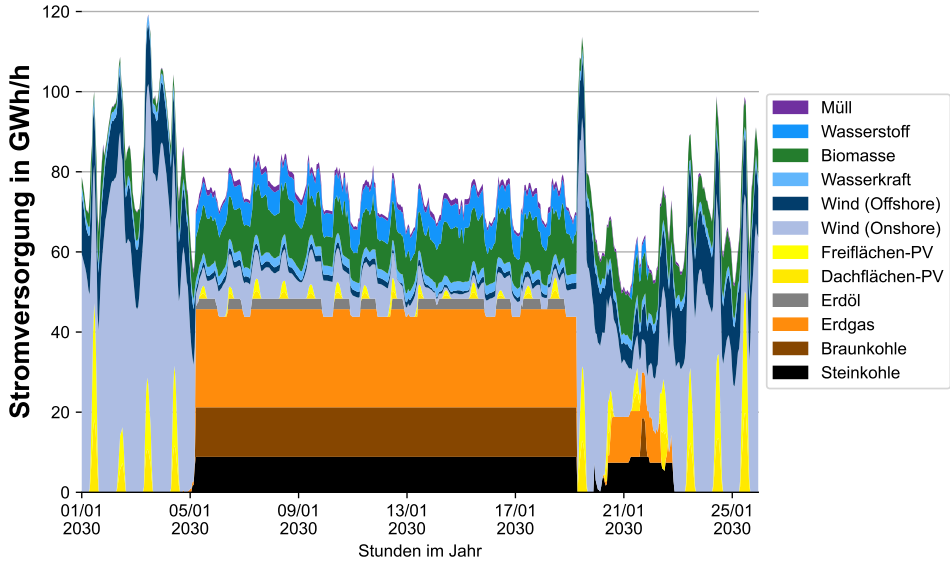

Abbildung 5.39: Stündliche Stromversorgung bei Schwachlast im Jahr 2030

Außerdem wird die Elektrifizierung aller Sektoren aus dieser Abbildung deutlich. Ähnlich wie bereits im Jahr 2020 liegt die höchste Leistungsnachfrage im Schwachlastfall in der ersten Woche am 3. Januar des Optimierungszeitraums. Dies resultiert in einer Kapazitätsnachfrage in diesem Zeitpunkt von 119 GW, was einem Anstieg von 68% gegenüber 2020 entspricht. Neben dem Anstieg der erneuerbaren Energien ist ein eindeutiger negativer Trend in Bezug auf konventionelle Stromerzeugung aus der Abbildung abzulesen. Die Auslastung der konventionellen Kraftwerke ist dabei ausschließlich im Zeitraum der Dunkelflaute erkennbar. Die verbleibenden Steinkohle- Braunkohle- und Erdölkraftwerke werden in dieser Zeit mit Volllast betrieben. Im Vergleich zum Jahr 2020 ist bei den Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken jedoch einen Rückgang der installierten Kraftwerkskapazität um ca. 50% abzulesen. Weiterhin geht aus der Abbildung die Relevanz von Erdgas im Bereich der Stromerzeugung als Übergangstechnologie zur Realisierung der Treibhausgasziele hervor. Diese Erdgaskraftwerke werden einerseits weiterhin einen Ausgleich der Residuallasten innerhalb des gesamten Optimierungszeitraums eingesetzt. Andererseits substituieren diese Kraftwerke im Jahr 2030 die Stilllegung der anderen konventionellen Kraftwerke und werden innerhalb der Dunkelflaute mit ca. 24 GW auf Volllast betrieben. Die verbliebenen Mineralölkraftwerke werden exklusiv im Zeitraum der Dunkelflaute auf Volllast betrieben. Neben den regelbaren konventionellen Technologien gewinnen auch regelbare Biomasse- und Wasserstoffkraftwerke im Jahr 2030 weiter an Bedeutung. Weiterhin ist in der Abbildung auch klar der Tag-Nacht-Zyklus außerhalb der Dunkelflaute beobachtbar, was mit der Einspeisung von erneuerbarem Strom aus PV-Anlagen korreliert. Aus der primären Versorgung des Energiesystems außerhalb der Dunkelflaute mit volatilen erneuerbaren Energiequellen lässt einen höheren Speicherbedarf ableiten, welcher im weiteren Verlauf dieses Abschnitts diskutiert wird. Die stündliche Stromerzeugung auf den modellierten Spannungsebenen ist für das

Jahr 2030 in Abbildung 5.40 dargestellt.

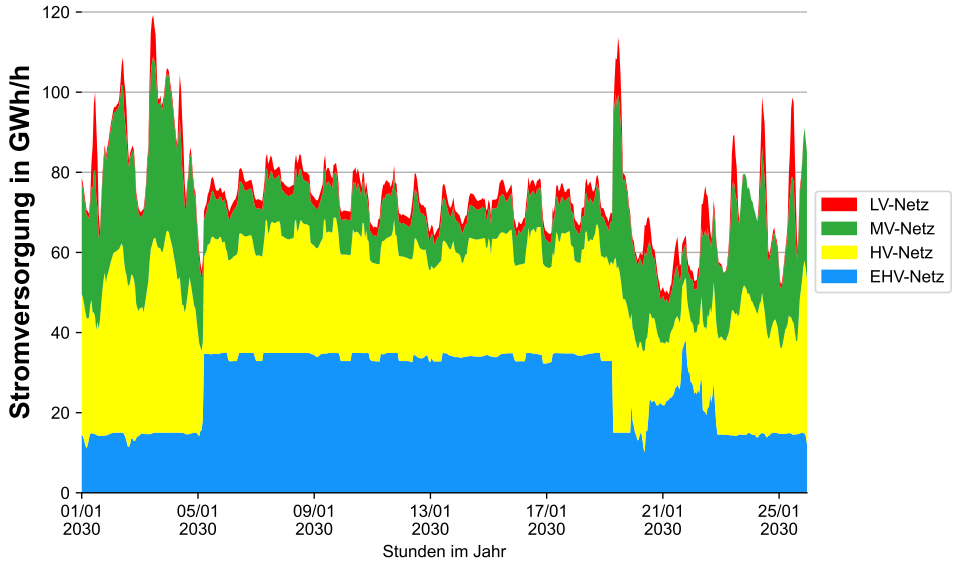

Abbildung 5.40: Stündliche netzseitige Stromversorgung bei Schwachlast im Jahr 2030 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung))

Die Abbildung zeigt einen klaren Rückgang der Einspeisung auf der Höchstspannungsebene, was primär auf den Atomausstieg und die Stilllegung von Kohlekraftwerken zurückzuführen ist. Durch den Ausbau der PV- und Windenergieanlagen nimmt die Einspeisung auf der Hoch- und Mittelspannungsebene deutlich zu. Die Offshore-Windenergieanlagen sind die einzige Technologie, welche außerhalb der Dunkelflaute in die Höchstspannungsebene einspeist. Innerhalb der Zeit der Dunkelflaute dominiert wiederum die Höchstspannungsebene mit ca. 34 GW die Einspeisung, da sich auf dieser Spannungsebene Steinkohle-, Braunkohle- und teilweise Erdgaskraftwerke befinden. Die Einspeiseleistung der Hochspannungsebene beträgt während der Dunkelflaute 28 GW. Dies ist auf den Betrieb der Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke auf dieser Spannungsebene zurückzuführen. Im Vergleich zu 2020 ist auch auf der Niederspannungsebene eine deutlich höhere Einspeiseleistung in den Tagesstunden zu verzeichnen, was auf den Ausbau von PV-Dachanlagen zurück geht. In Abbildung 5.41 ist die stündliche Stromerzeugung des Schwachlastfalls des Jahres 2045 dargestellt. Im Zieljahr ist deutlich die Substitution der konventionellen Kraftwerke mit treibhausgasneutralen Alternativen zu erkennen.

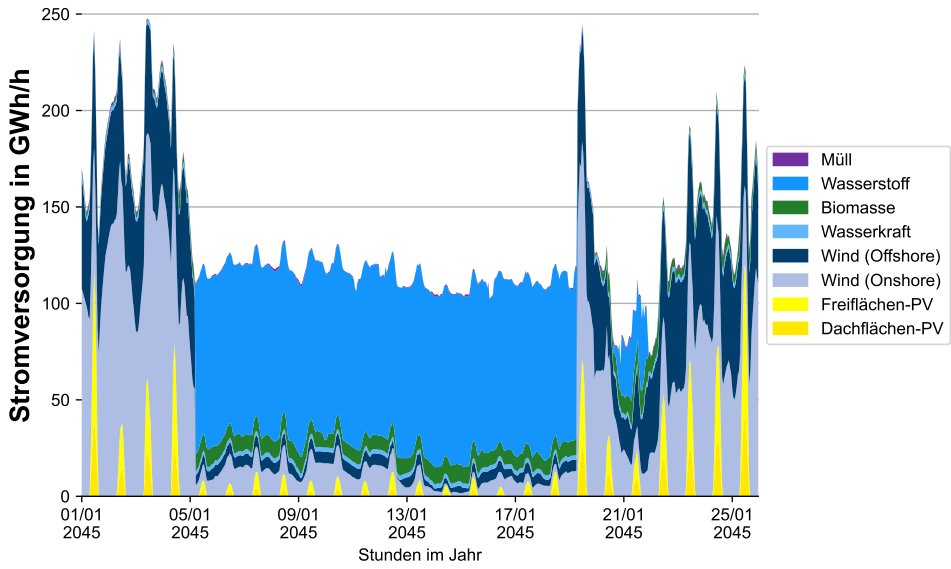

Abbildung 5.41: Stündliche Stromversorgung bei Schwachlast im Jahr 2045

Bis zum Jahr 2045 setzt sich die Elektrifizierung des Energiesystems weiter fort. In der ersten Woche des betrachteten Schwachlastfalls beträgt der maximale Kapazitätsbedarf 278 GW, was nochmals eine Steigerung um 108% gegenüber 2030 bedeutet. Im gesamten Zeitraum werden keine konventionellen Kraftwerke, welche Treibhausgase emittieren, betrieben. Die temporale Flexibilität im Zeitraum der Dunkelflaute wird primär über die Rückverstromung von Wasserstoff realisiert. Neben diesen regelbaren Kraftwerken existiert eine Einspeisung von erneuerbaren Energiequellen, was auf den starken Ausbau dieser Technologien zurückgeführt werden kann. Zum Ausgleich von Residuallasten innerhalb von Zeitpunkten mit schwachem Ertrag aus erneuerbaren Energien werden die installierten Wasserstoffkraftwerke außerdem zur Deckung der sektoralen Endnachfragen eingesetzt.

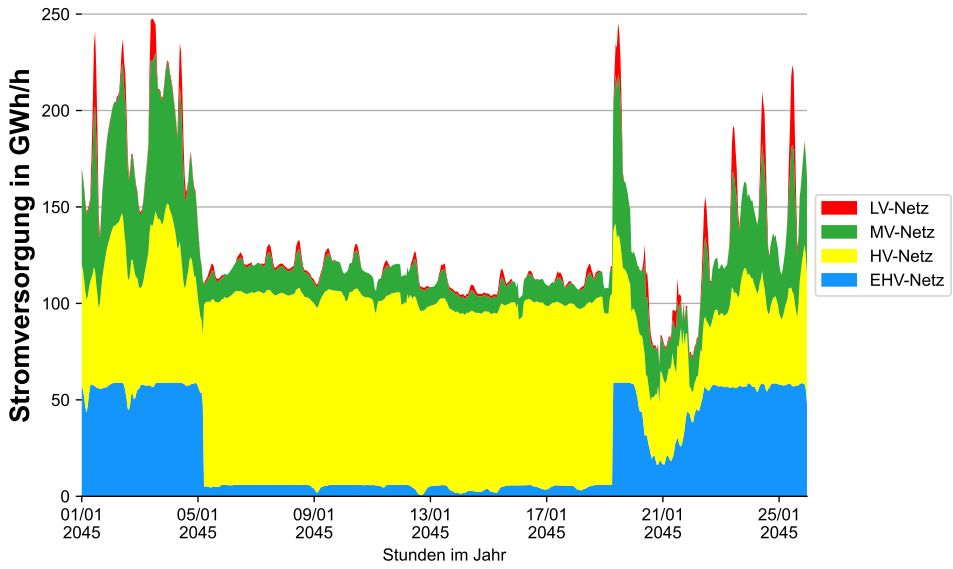

Abbildung 5.42: Stündliche netzseitige Stromversorgung bei Schwachlast im Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung))

Bei Betrachtung der Netzebenen zeigt sich für das Jahr 2045 eine Erhöhung der Einspeisung auf der Höchstspannungsebene im Vergleich zum Jahr 2030, was ausschließlich in der Expansion von Offshore-Windenergieanlagen basiert. Weiterhin ist auch die Verlagerung der Stromerzeugung von der Höchstspannungsebene in die Hoch- und Mittelspannungsebene zu erkennen. Während der Dunkelflaute ist eindeutig die primäre Einspeisung in der Höchstspannungsebene zu beobachten. Dies beruht auf der Annahme, dass zukünftige Wasserstoffkraftwerke in diese Ebene einspeisen und damit eine dezentralere Allokation in Deutschland aufweisen als heutige regelbare Großkraftwerke. Durch die starke Nutzung von Wasserstoff in der Dunkelflaute zeigt sich der essenzielle Charakter dieses Energieträgers für den Transformationsverlauf. Durch den stetigen Ausbau von PV-Dachanlagen steigt bis 2045 auch die Einspeisung auf der Niederspannungsebene. Dies ist vor allem in den Tagesstunden zu beobachten, was auf die jeweilige Einspeisezeitreihe dieser Technologie zurückzuführen ist. Neben dem Schwachlastfall zu Beginn des Jahres der Optimierung wird im weiteren Verlauf der Starklastfall untersucht. Dabei wurde die Stunde des Jahres analysiert, welche im Verlauf der gesamten Optimierung die höchste Einspeisung an elektrischer Energie generiert. Im zeitlichen Verlauf der Optimierung befindet der Starklastfall circa in Stunde 4430, also in der Mitte des Jahres. Im berechneten Nicht-Schaltjahr mit 365 Tagen liegt dieser Zeitpunkt am 4. Juli im Sommer. Für die Analyse des Zeitraums um 4.Juli wird, wie bereits beim Schwachlastfall eine Zeitperiode von 600 Stunden untersucht. Dabei werden 300 Stunden vor und 300 Stunden nach der maximalen Einspeisung in den folgenden Abbildungen dargestellt. Die Ausprägungen des Starklastfalls für das Jahr 2020 sind in Abbildung 5.43 dargestellt.

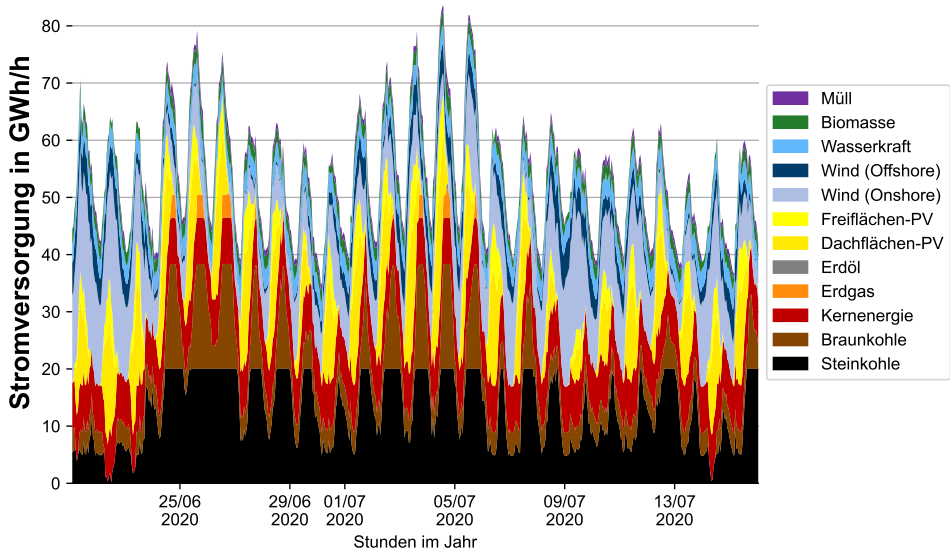

Abbildung 5.43: Stündliche Stromversorgung bei Starklast im Jahr 2020

Aus der Abbildung ist deutlich eine erhöhte Einspeisung der erneuerbaren Energiequellen zu erkennen. Weiter wird aber ein signifikanter Anteil der Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt. Daraus lässt sich ableiten, dass im Jahr 2020 Steinkohle-, Braunkohle- und Kernkraftwerke in Grundlast betrieben werden. Weiter geht aus der Abbildung hervor, dass zur Deckung der signifikant höheren Lasten Erdgaskraftwerke zur Deckung der Nachfrage auch im Sommer des Jahres 2020 erforderlich sind.

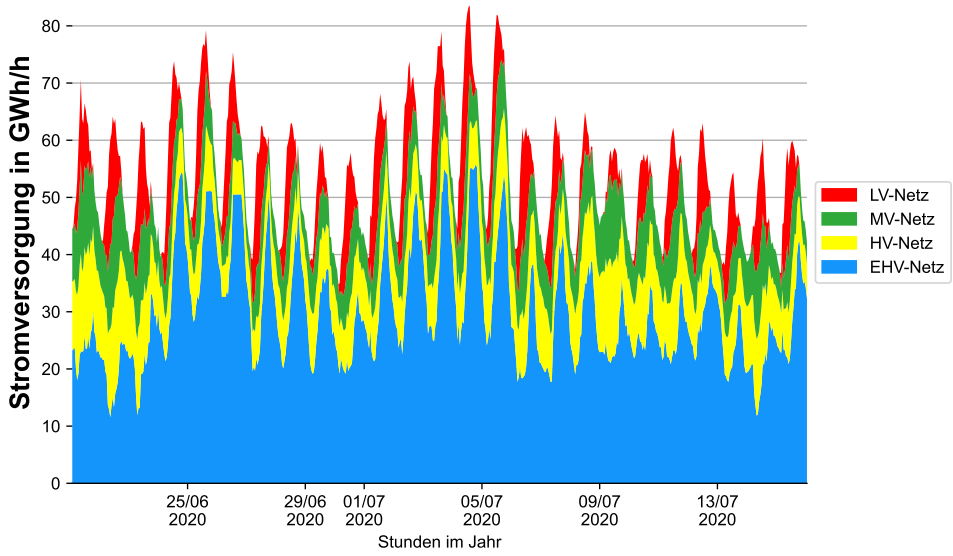

Abbildung 5.44: Stündliche netzseitige Stromversorgung bei Starklast im Jahr 2020 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung))

Die Aufteilung der Stromeinspeisung in die modellierten Netzebenen für das Jahr 2020 ist in Abbildung 5.44 dargestellt. Trotz einer erhöhten solaren Einstrahlung in der Mitte des Jahres dominiert die Höchstspannungsebene auch im Sommer des Jahres 2020 die Stromeinspeisung. Außerdem ist in der Abbildung der Tag-Nacht-Zyklus gut zu erkennen, da in den Nachtstunden eine verringerte Einspeisung in die Hoch- und Mittelspannungsebene und keine Einspeisung in die Niederspannungsebene erfolgt. Dies ist auf die jeweiligen Einspeisezeitreihen der PV-Freiflächen und der PV-Dachanlagen zurückzuführen. Wie bereits beschrieben, erfolgt im 4430 Zeitschritt der Optimierung die höchste Stromeinspeisung. Im Jahr 2020 werden in diesem Zeitpunkt insgesamt 84 GW elektrische Energie dem Energiesystem bereitgestellt. Davon werden 65% auf der Höchstspannungsebene generiert. Im Zuge der Transformation und der starken Elektrifizierung in allen Endverbrauchssektoren ändert sich auch die zeitliche Einspeisung elektrischer Energie im Starklastfall der Optimierung. Dafür sind in Abbildung 5.45 die Ausprägungen des Starklastfalls für das Jahr 2030 dargestellt.

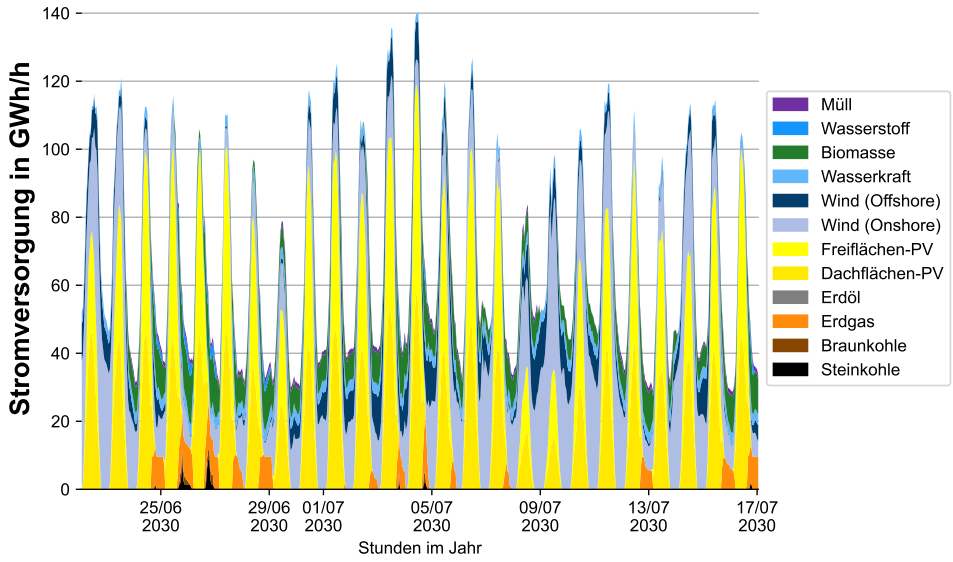

Abbildung 5.45: Stündliche Stromversorgung bei Starklast im Jahr 2030

Aus der Abbildung geht zum einen eine deutlich volatilere Stromeinspeisung hervor, was dabei auf den starken Ausbau der der erneuerbaren Energien zurückzuführen ist, insbesondere PV-Systeme. Dabei ist vor allem das signifikante Energiegefälle des Tag-Nacht-Zyklus zu erkennen. Die Abbildung lässt auch erkennen, dass konventionelle regelbare Kraftwerke zu den Tageszeiten nicht mehr zur Deckung der Stromnachfrage benötigt werden, die den Zeiten der höchsten PV-Einspeisung entsprechen. Lediglich in den Abend- und Nachtstunden des Optimierungszeitraums ist eine Versorgung mit konventionellen Kraftwerken erforderlich. Dabei werden insbesondere Erdgaskraftwerke, aber auch Steinkohlekraftwerke eingesetzt. Im Jahr 2030 existieren in Deutschland zwar weiterhin Braunkohlekraftwerke, diese spielen aufgrund ihrer hohen Treibhausgasemissionen, im Starklastfall des Optimierungszeitraums jedoch keine signifikante Rolle mehr. Im Starklastfall ist für das Jahr 2030 ist eine signifikante Verlagerung der Stromeinspeisung von der Höchstspannungsebene auf die anderen niedrigeren Netzebenen in Abbildung 5.46 zu erkennen.

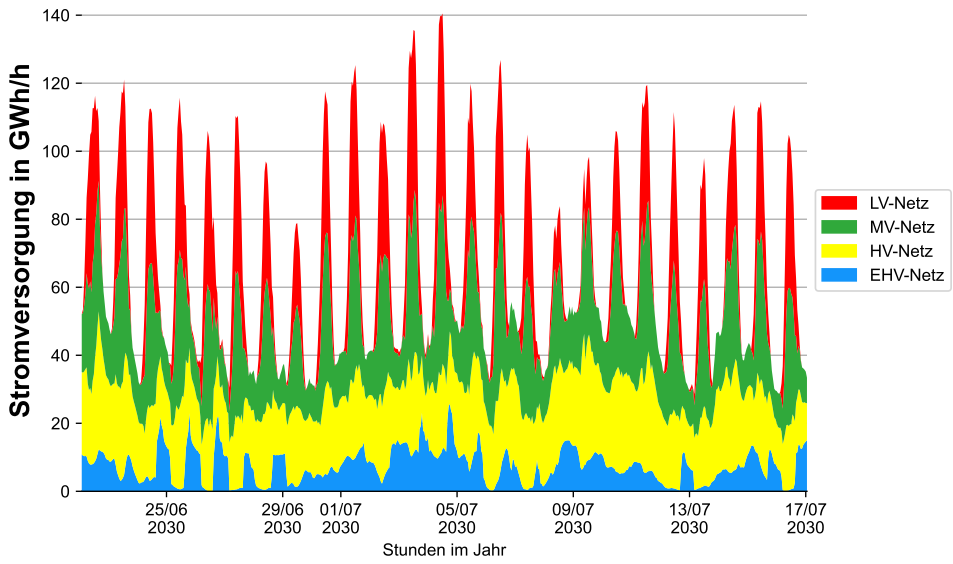

Abbildung 5.46: Stündliche netzseitige Stromversorgung bei Starklast im Jahr 2030 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung))

Die höchste Einspeisung im Optimierungszeitraum des Jahres 2030 beträgt 141 GWh. Dabei dominiert zu diesem Zeitpunkt die Niederspannungsebene mit einer Einspeisung von 53 GWh, entsprechend einem Anteil von 38%. Die weiteren Ausschläge in der Mittelspannungsebene können primär auf die Einspeisung der PV-Freiflächen zurückgeführt werden. Zum Zeitpunkt der maximalen Einspeisung werden insgesamt 50 GWh auf dieser Spannungsebene dem System zur Verfügung gestellt. Durch die Stilllegung der Kernkraftwerke und durch die hohen Emissionsraten, welche mit dem Betrieb von Braun- und Steinkohlekraftwerken verbunden sind, wird die Einspeisung auf der Höchstspannungsebene im Starklastfall primär von den Offshore-Windenergieanlagen geprägt. Im Zuge der systematischen Transformation mit dem Ziel eines treibhausgasneutralen Energiesystems bis zum Jahr 2045 werden weiterhin insbesondere Windenergieanlagen und PV-Systeme (vgl. Abbildung 5.47) zur Deckung der Stromnachfrage eingesetzt. Dadurch werden vor allem im Starklastfall die Volatilitäten der hinterlegten Zeitreihen von PV-Anlagen nochmals signifikant ausgeprägter. Um dieses Verhalten zu verdeutlichen, sind die Einspeisezeitreihen für den Starklastfall des Zieljahrs 2045 in der folgenden Abbildung dargestellt.

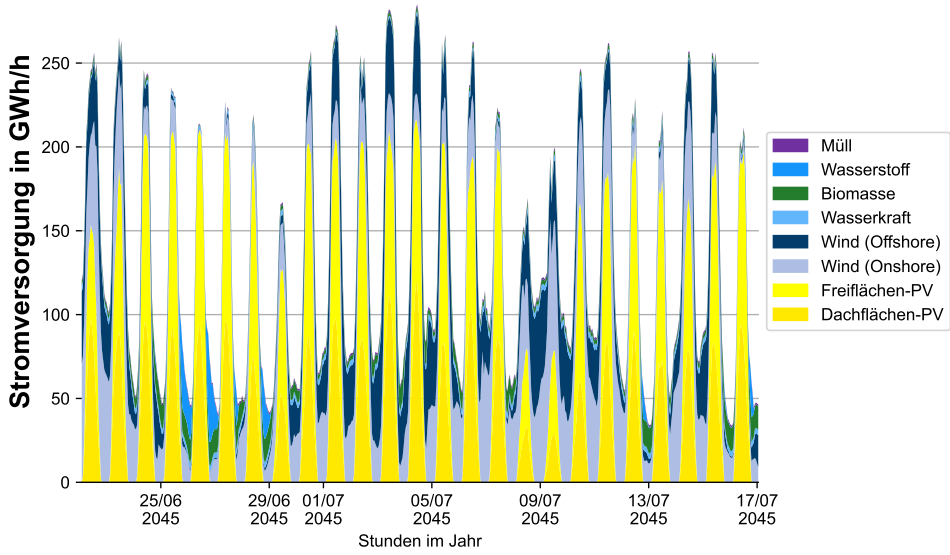

Abbildung 5.47: Stündliche Stromversorgung bei Starklast im Jahr 2045

Aus der Abbildung ist klar eine Dominanz der Stromversorgung durch PV-Anlagen zu den Tageszeiten der Optimierung zu erkennen. In den Abend- und Nachtstunden ist die Einspeisung der Windenergieanlagen dominant. Darüber hinaus ist die Deckung der Residuallasten durch den Einsatz regelbarer Kraftwerksleistung mit Biomasse und Wasserstoff in Zeiten geringer Windeinspeisung in den Abend- und Nachtstunden zu beobachten. Im Jahr 2045 erhöht sich maximale Einspeisung von elektrischer Energie auf insgesamt 285 GWh.

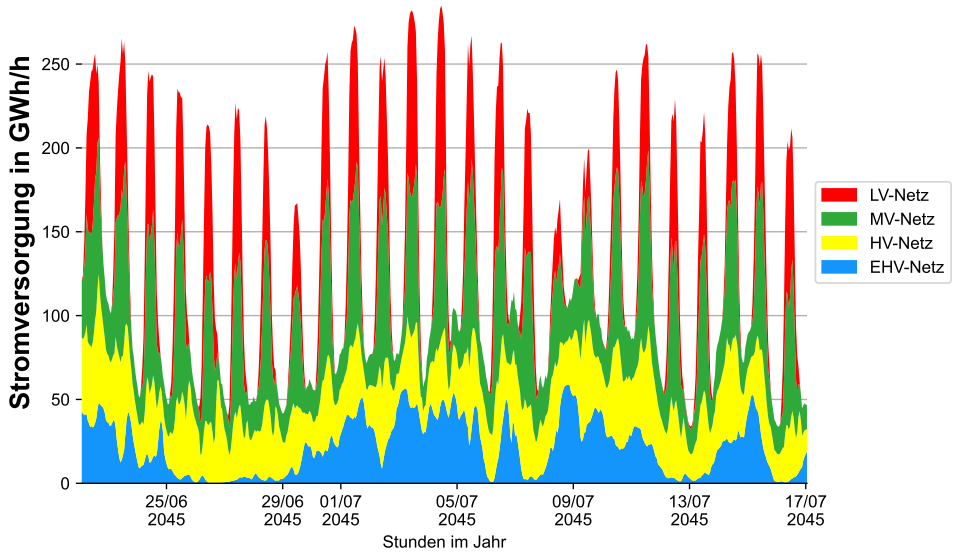

Abbildung 5.48: Stündliche netzseitige Stromversorgung bei Starklast im Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung))

Für das Zieljahr 2045 ist in Abbildung 5.48 die jeweilige Einspeisung der verschiedenen Kraftwerkstypen in die einzelnen modellierten Spannungsebenen dargestellt. Im Jahr 2045 setzt sich der Trend weiter fort, welcher bereits im Jahr 2030 zu beobachten war. Im Starklastfall zeichnet sich somit eine starke Einspeiserate auf der Hoch-, Mittel-, und Niederspannungsebene ab. Der einzige Unterschied besteht darin, dass im Jahr 2045 durch den hohen Ausbau von Offshore-Windenergieanlagen auch die Einspeisung in der Höchstspannungsebene wieder ansteigt. Dabei wird zum Zeitpunkt der Maximaleinspeisung das Energiesystem zu 17% durch die Höchstspannungsebene, 13% durch die Hochspannungsebene, 28% durch die Mittelspannung und 42% durch die Niederspannungsebene versorgt. Das signifikante zeitliche Energiegefälle zwischen den Tages- und Nachtstunden zeigt dabei deutlich den systemrelevanten Bedarf für den Ausbau von Speicheroptionen zur Überbrückung der Zeit mit geringem Ertrag aus erneuerbaren Energiequellen.

Stromspeichersysteme

Wie bereits beschrieben, ist es aufgrund des deutlich volatileren Charakters der Stromerzeugung notwendig, flexible Speicheroptionen im Energiesystem zu installieren. Aus diesem Grund wird in diesem Abschnitt die Expansion und das jeweilige Lade- und Entladeverhalten von Stromspeichern zur Zeit des Starklastfalls analysiert. In Abbildung 5.49 ist die Expansionen der Stromspeicher im Zuge der systematischen Transformation dargestellt.

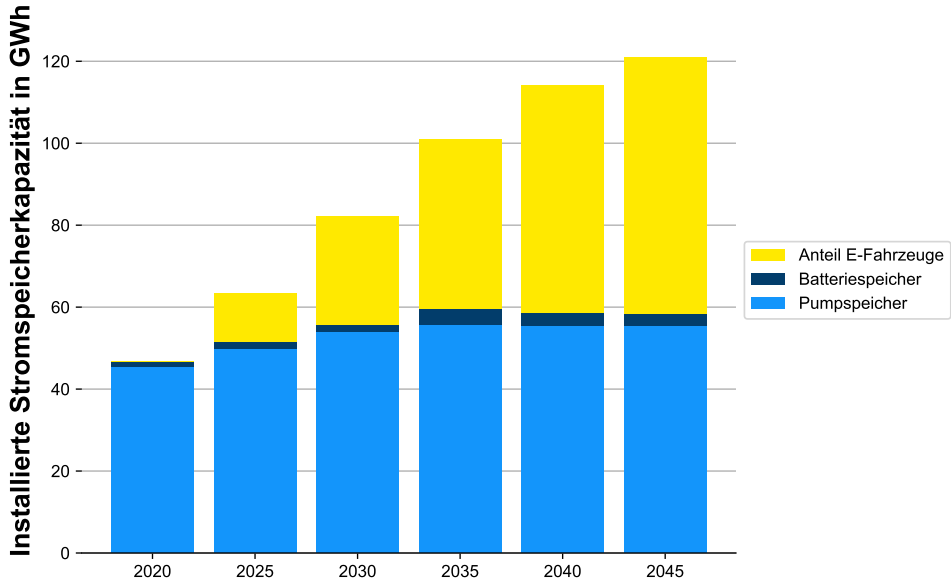

Abbildung 5.49: Entwicklung der Stromspeichersysteme bis zum Jahr 2045

Aus der Abbildung gehen drei Typen von Stromspeichern hervor. Zum einen klassische Pumpspeicherkraftwerke, die bereits zum Jahr 2035 ihre maximale mögliche Ausbaukapazität von 55 GWh erreichen. Weiterhin stehen dem System stationäre Batteriespeichersysteme zur Verfügung, welche bis zum Jahr 2035 weiter expandiert werden und ab dem Jahr 2040 eine Reduktion ihrer Kapazität erfahren. Dabei ist der maximale Ausbau im Jahr 2035 4,1 GWh und im Jahr 2045 lediglich 3 GWh. Als letzte Option können im Energiesystem batterieelektrische Fahrzeuge als Speicheroption verwendet werden. Dies ist für das Optimierungsmodell eine attraktive Speicherlösung, da dieser Speichertyp direkt mit dem Ausbau von batterieelektrischen Fahrzeugen verbunden ist und damit keine weiteren Investitionen anfallen. Es werden aber Verluste durch die Lade- und Entladeprozesse verursacht. Bis zum Jahr 2045 wird eine Speicherkapazität durch batterieelektrische Fahrzeuge von 63 GWh in Deutschland installiert. Diese Kapazitäten können auch in den modellierten Spannungsebenen (vgl. Abbildung 5.50) dargestellt werden.

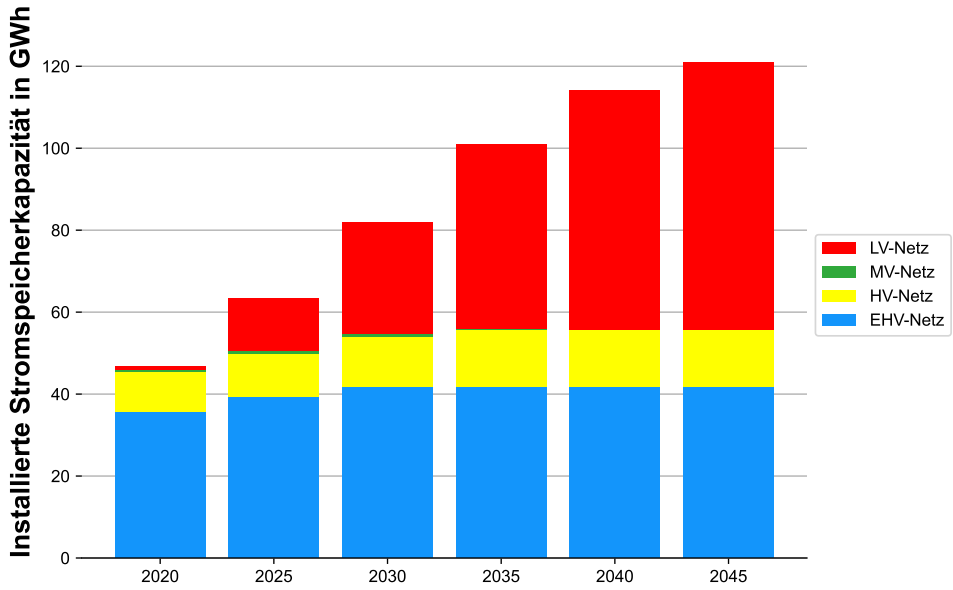

Abbildung 5.50: Entwicklung der Stromspeichersysteme auf Netzebene bis zum Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung))

Aus der Abbildung ist klar zu erkennen, dass lediglich in der Höchst-, Hoch- und Niederspannungsebene elektrische Speicherkapazitäten ausgebaut werden. Dabei beschränkt sich der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken auf die Hoch- und Höchstspannungsebene und der Ausbau von dezentralen batterieelektrischen Speichern auf die Niederspannungsebene. Die Attraktivität von batterieelektrischen Speichern auf der Niederspannungsebene ist dadurch geprägt, dass beim Entladen dieser Speicher keine weiteren Netzentgelte für den Transport des Stroms gezahlt werden müssen. Begründet ist dies dadurch, dass die batterieelektrischen Fahrzeuge sowie die dezentralen stationären Energiespeicher an den Hausanschlüssen betrieben werden und somit ihre Energie nicht wieder ins öffentliche Netz einspeisen (vgl. Abbildung 3.6). Die starke Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken ist dabei primär auf die geringen Investitionen und die hohe ökonomische Lebensdauer dieser ausgereiften Technologie zurückzuführen. Im Vergleich dazu sind die Investitionen von stationären Batteriespeichern deutlich höher bei einer geringeren ökonomischen Lebensdauer. Im Folgenden wird das jeweilige Speicherlevel von Speichern batterieelektrischer Fahrzeuge (vgl. Abbildung 5.51) und Pumpspeichern (vgl. Abbildung 5.53) für das Zieljahr 2045 betrachtet.

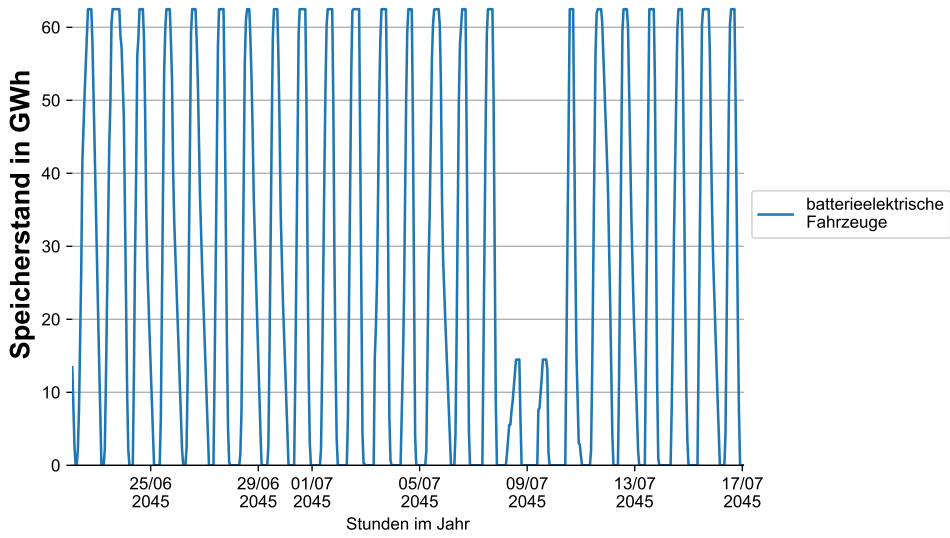

Abbildung 5.51: Entwicklung des Speicherstands von mobilen Batteriespeichern bei Starklast bis zum Jahr 2045

Aus der Abbildung ist klar zu erkennen, dass batterieelektrische Speicher in Fahrzeugen zum Tag-Nacht-Ausgleich im Energiesystem genutzt werden. Das dargestellte Verhalten des zeitlichen Verlaufs des Speicherstands stimmt genau mit dem volatilen Verlauf der Stromerzeugung aus Abbildung 5.47 überein. Somit werden diese Speicher während des hohen Ertrags am Tag geladen und bei geringem Ertrag in den Abend- und Nachtstunden wieder entladen. Dementsprechend werden diese Speicher als Kurzzeitspeicher eingesetzt, um die stündlichen Volatilitäten der erneuerbaren Energiequellen auszugleichen. Im betrachteten Starklastfall des Jahres trifft dies insbesondere auf die PV-Anlagen zu. Dabei ist außerdem zu beachten, dass bei diesem Modellverhalten die Prämisse besteht, im Tagesverlauf ausreichend batterieelektrische Fahrzeuge an den entsprechenden Ladesäulen zu laden. Bei diesem Verlauf sind die beiden kleineren Speicherstände am achten und neunten Juli auffällig. In dieser werden die Speicher der batterieelektrischen Fahrzeuge nur zu ca. 20% geladen. Dies ist dabei nicht auf eine höhere Nachfrage der einzelnen Sektoren zurückzuführen, wie in Abbildung 5.52 dargestellt.

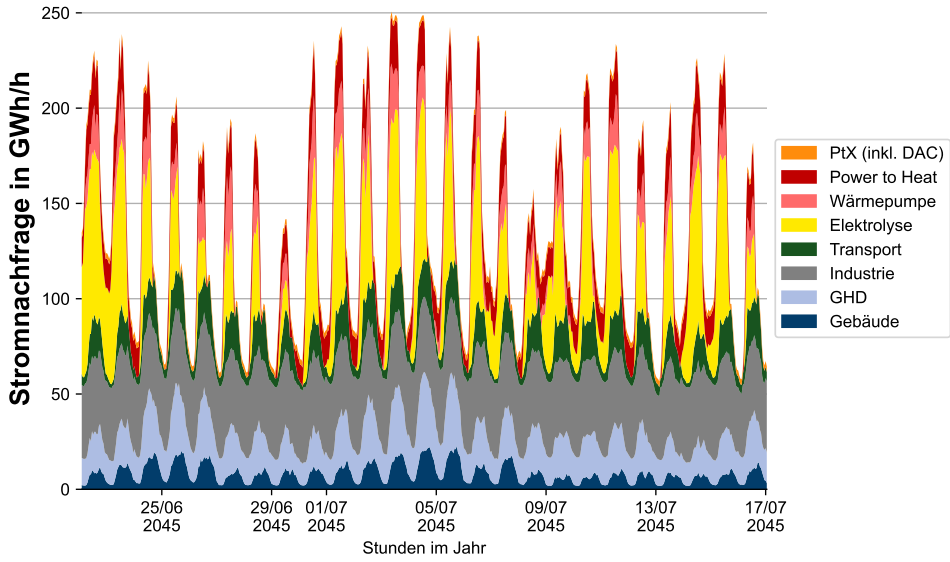

Abbildung 5.52: Stündliche Stromnachfrage bei Starklast im Jahr 2045

Aus der Abbildung geht hervor, dass die Nachfrage in den betrachteten Sektoren konstant über den Zeitraum ist. Es ist lediglich ein Rückgang der Nutzung von elektrischer Energie in Elektrolyseuren zur Wasserstoffproduktion zu erkennen. Der Einsatz dieser erfolgt nach der Abbildung in Zeitpunkten mit hohem Ertrag aus erneuerbaren Energien. Aus Abbildung 5.47 geht klar hervor, dass in den betrachteten Tagen der Ertrag aus PV-Anlagen signifikant kleiner ist als zu den anderen Tageszeiten. Es wird dementsprechend nicht ausreichend Strom an diesen Tagen erzeugt, um die Batteriespeicher entsprechend zu laden. Ein ähnliches Lade- und Entladeverhalten ist auch bei den modellierten Pumpspeicherkraftwerken in ETHOS.NESTOR zu beobachten. Dabei ist neben einem geringen Speicherstand am 8. und 9. Juli auch ein ähnliches Verhalten am 30. Juni zu beobachten. Auch zu diesem Zeitpunkt ist der Ertrag von elektrischer Energie aus PV-Systemen und Offshore-Windenergieanlagen limitiert (vgl. Abbildung 5.47). Aus diesem Grund werden die Pumpspeicher nicht weiter beladen. Daraus lässt sich schließen, dass der Betrieb von batteriespeichern in elektrischen Fahrzeugen für das System günstiger ist als die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken. Der entsprechende Verlauf des Speicherstands dieser Technologie für den Starklastfall im Jahr 2045 ist in Abbildung 5.53 dargestellt.

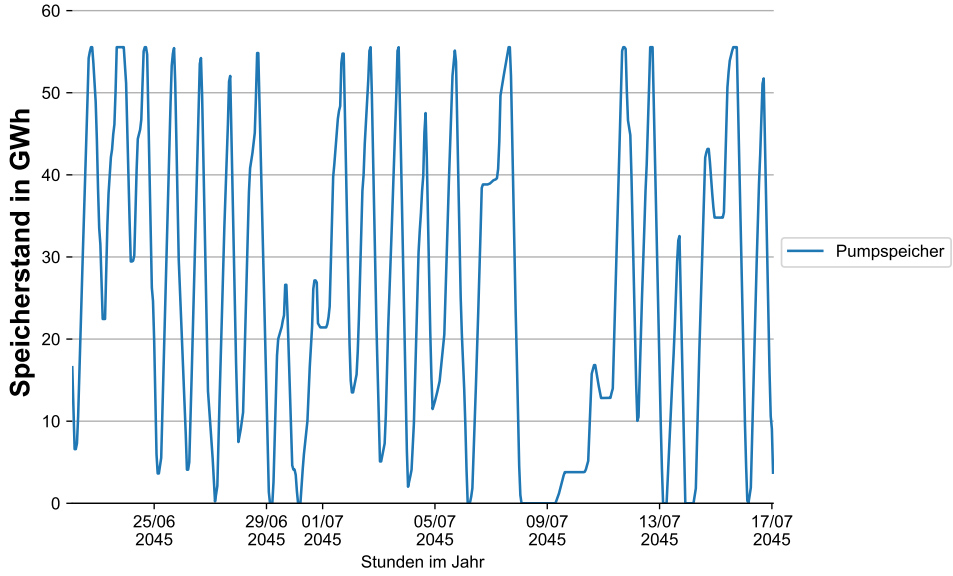

Abbildung 5.53: Entwicklung des Speicherstands von Pumpspeicherkraftwerken bei Starklast im Jahr 2045

Die Pumpspeicher werden im Energiesystem ähnlich wie die batterieelektrischen Speicher als Kurzzeitspeicher zum Ausgleich der Volatilitäten der erneuerbaren Energien eingesetzt. Dabei ist auch ein klarer Tag-Nacht-Zyklus erkennbar. Im direkten Vergleich werden die Pumpspeicher während dieses Zyklus aber nicht jeden Tag vollständig entladen.

Netzentgelte

Ein weiterer Punkt bei der Analyse des erweiterten Stromsektors sind die modellierten Netzentgelte, welche für jede Spannungsebene verschiedene Leistungs- und Arbeitspreise abbilden. Dabei sollen diese Kosten die Investitionen des Netzausbaus sowie die Betriebskosten approximieren. In Abbildung 5.54 sind dafür die jeweiligen berechneten Netzentgelte des Transformationspfades dargestellt.

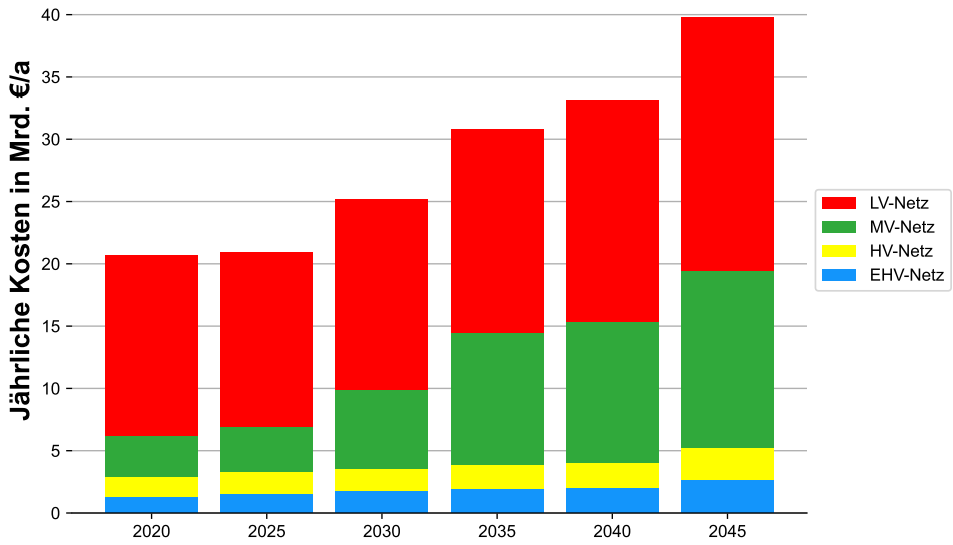

Abbildung 5.54: Entwicklung der jährlichen Stromnetzkosten bis zum Jahr 2045 (EHV: Extra High Voltage (Höchstspannung), HV: High Voltage (Hochspannung), MV: Medium Voltage (Mittelspannung), LV: Low Voltage (Niederspannung))

Aus der Abbildung ist deutlich zu erkennen, das die Netzentgelte bis zum Zieljahr 2045 in allen Spannungsebenen ansteigen. Im Jahr 2020 betragen die Netzentgelte für das Übertragungsnetz ca. 1,2 Mrd.€. Die Netzentgelte auf den Verteilnetzebenen HV, MV und LV betragen im Jahr 2020 insgesamt ca.19,4 Mrd.€. Somit entfallen 94% der Netzkosten auf die Verteilnetzebene. Den größten Anteil an diesen Kosten trägt die Niederspannungsebene mit 14,4 Mrd.€, was insbesondere auf die hohe Stromnachfrage im Gebäudesektor (vgl. Abbildung 5.34) zurückzuführen ist. Bis zum Jahr 2045 steigen die Kosten für die Netzentgelte insgesamt auf 39,8 Mrd.€. Durch die verstärkte Elektrifizierung in allen Endverbrauchssektoren und den Ausbau erneuerbarer Energiequellen ist dieses Modellverhalten zu erwarten. Aus der Elektrifizierung resultiert dabei eine höhere Maximallast und höhere Nutzung der Netze und damit höhere Netzentgelte des Leistungs- und Arbeitspreis. Auf der Höchstspannungsebene stiegen die Kosten auf 2,7 Mrd.€, was dabei besonders auf die höhere Elektrifizierung in der Industrie zurückgeführt werden kann. Die größten Verbraucher stellen dabei die Mitteltemperaturpyrolyse und Lichtbogenschmelzofen dar. Auf der Mittelspannungsebene erhöhen sich die Kosten gegenüber dem Referenzjahr 2020 um 330% auf 14,2 Mrd.€. Dies ist insbesondere auf die Expansion von Industrieöfen und zentralen Wärmepumpen zur Bereitstellung von Prozess- und Raumwärme in zurückzuführen. Auf der Niederspannungsebene erhöhen sich die Netzentgelte im Verlauf des Transformationsprozesses auf 20 Mrd.€. Die größten Lasttreiber auf dieser Spannungsebene zur Erhöhung des Arbeits- und Leistungspreises stellen die dezentralen Wärmepumpen und Elektrolyseanlagen dar. Die Netzentgelte können auch in Relation zu den gesamten Systemkosten dargestellt werden. Aus diesem Grund sind in Abbildung 5.55 die totalen

Systemkosten für die Transformation des Energiesystems bis zum Zieljahr 2045 dargestellt.

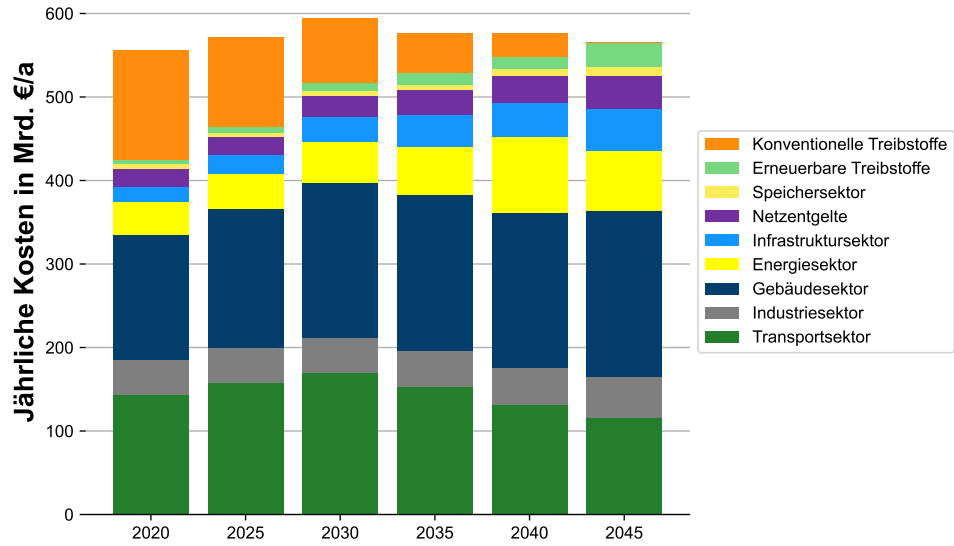

Abbildung 5.55: Entwicklung der jährlichen Kosten des Gesamtsystems bis zum Jahr 2045

In der Abbildung sind zum einen die jeweiligen sektoralen Kosten des Transformationsprozesses und zum anderen die Kosten zur Versorgung des Energiesystems dargestellt. Dabei sind auch die Netzentgelte als separate Kostenpositionen aufgelistet. Weiterhin zeigt die Abbildung, dass die Kosten für konventionellen Treibstoffimport bis zum Jahr 2045 auf Null absinken. Vergleich dazu steigen die Kosten des Energiesektors, Infrastrukturen und Netzentgelte an. In Relation betragen die Kosten für den Stromtransport in Form der Netzentgelte 7% der Gesamtkosten des Energiesystems im Jahr 2045. Daraus lässt sich ableiten, dass die Kostenpositionen für Ausbau und Betrieb der Stromnetze im Vergleich zu den sektoralen Transformationskosten der Treibhausgasneutralität insgesamt eine untergeordnete Rolle spielen.

Modellvalidierung und Einordnung in die Literatur

Wie bereits beschrieben, werden Netzausbau in den aktuellen Energieszenarien für Deutschland (vgl. Kapitel 2.3) sequentiell nach der Optimierung des Energiesystems berechnet. In keiner der Studien werden aggregierte Spannungsebenen in Modell für Deutschland modelliert. Dementsprechend ist ein direkter Vergleich der Ergebnisse des Netzausbaus nicht sinnvoll. Die Gesamtergebnisse des Stromsektors der einzelnen Szenarien können aber miteinander verglichen werden. Aus diesem Grund werden zur Validierung der hier berechneten Modellergebnisse die Stromnachfrage und die installierten Kapazitäten der erneuerbaren Energiequellen für das Zieljahr 2045 und 2050 des jeweiligen Szenarios miteinander verglichen. Im ersten Schritt wird dafür die berechnete Stromnachfrage des Energiesystems in Abbildung 5.56 gegenübergestellt. Die Stromnachfrage des hier

berechneten Szenarios ist dabei in schwarz umrandet.

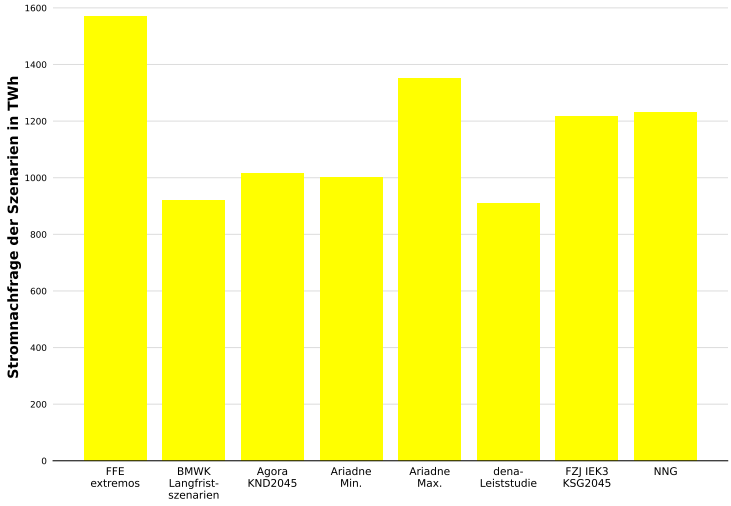

Abbildung 5.56: Stromnachfragen der relevanten Energieszenarien im Optimierungszieljahr (2045/2050)

Der Mittelwert der Stromnachfrage beträgt über alle berechneten Szenarien für Deutschland 1152 TWh. Dabei ist auch zu erkennen, dass es sich beim extremos-Szenario in diesem Vergleich um einen Ausreißer handelt. Das kann zum einen dadurch erklärt werden, dass es sich bei diesem Szenario um 95%-Reduktionsszenario bis zum Jahr 2050 handelt und zum anderen dadurch, dass bei der Stromnachfrage auch die Exporte in die angrenzenden Länder berücksichtigt werden. Der Mittelwert über die verbleibenden sechs Nettonull-Szenarien berechnet sich ohne das extremos-Szenario 1092 TWh. Damit liegt die Stromnachfrage im hier berechneten Szenario mit 1231 TWh leicht über diesem Mittelwert. Ein weiterer Grund für die erhöhten Stromnachfragen kann auf die intrigierte Modellierung (vgl. Kaptiel 2) der Sektoren von ETHOS.NESTOR zurückgeführt werden. Lediglich in den Modellen ETHOS.NESTOR und ReMod (Ariadne, Kapitel 7) wird neben dem Stromangebot auch die Stromnachfrage endogen berechnet. Dementsprechend ergibt sich durch die endogene Berechnung der Elektrifizierung in den Nachfragesektoren ein anderer Transformationspfad mit höheren Stromnachfragen. Die KSG2045-Studie ist ebenfalls mit ETHOS.NESTOR berechnet worden und hier zeigt sich eine ähnliche Nachfrage. Im Maximalfall der Ariadne-Studie muss im Vergleich eine noch höhere Stromnachfrage von 1350 TWh gedeckt werden. Somit liegt die berechnete Stromnachfrage dieses Szenarios innerhalb der Bandbreite der Nachfragen der aktuellen Energieszenarien für Deutschland und wird aus diesem Grund als valide angesehen. Die entsprechenden installierten erneuerbaren Kapazitäten zur Deckung dieser Stromnachfrage, welche in den einzelnen Szenarien für die jeweiligen Zieljahre berechnet wurden, sind in Abbildung 5.57 dargestellt.

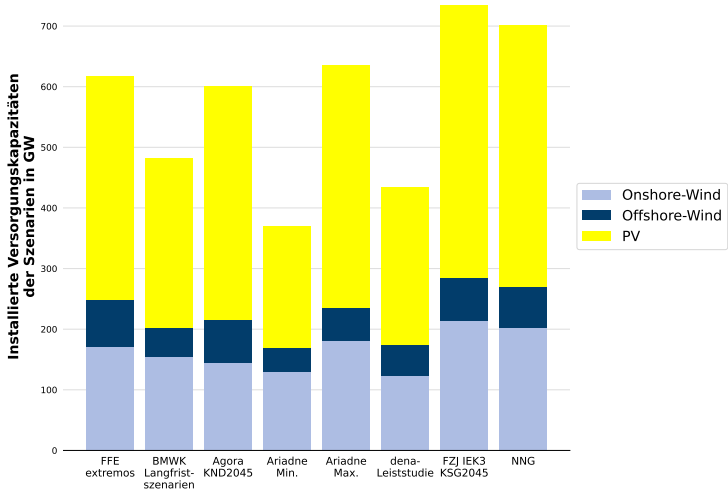

Abbildung 5.57: Installierte Leistung erneuerbarer Energiequellen in den relevanten Energieszenarien im Optimierungszieljahr 2045 und 2050

Aus der Betrachtung der installierten Kapazitäten lässt sich generell ableiten, dass Windenergieanlagen und PV-Systeme relevante Technologien für die zukünftige Stromerzeugung bis zum Jahr 2045/2050 darstellen. Dieser Trend der Transformation spiegelt sich auch in den berechneten Ergebnissen des NNG-Szenarios wider. Über die betrachteten Szenarien liegt mittlere installierte Leistung für Onshore-Windenergieanlagen bei 165 GW, für Offhore-Windenergieanlagen bei 60 GW und für PV-Anlagen bei 347 GW. Damit liegen die installierten Kapazitäten des Szenarios NNG mit jeweils 68 GW, 203 GW und 431 GW über den Mittelwerten für Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen sowie PV-Systeme. Im Vergleich zu den Mittelwerten zeichnet sich ein erhöhter Bedarf der installierten Leistung besonders für Onshore-Windenergieanlagen und PV-Systeme im berechneten Szenario ab. Es werden aber auch nicht die möglichen maximalen Potenziale der jeweiligen Technologie im Szenario expandiert. Diese betragen für Onshore-Windenergieanlagen 412 GW, für Offhore-Windenergieanlagen 77 GW und PV-Anlagen 987 GW. Bedingt durch die endogene Berechnung von Angebot und Nachfrage zeichnet sich zusammen mit der erhöhten Nachfrage an elektrischer Energie ein konsistenteres Bild der Stromversorgung für das NNG-Szenario ab.

5.2.1 Zusammenfassung und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Berechnungen der aggregierten Netzabbildung in ETHOS.NESTOR analysiert und erläutert. Ziel dieses Szenarios besteht darin, die erweiterte Abbildung von Stromnetzinfrastrukturen im Transformationspfad in einem Einknoten-Modell zu modellieren. Dabei wird insbesondere die Verlagerung des Angebots und der Nachfrage der elektrischen Energie auf den modellierten Netzebenen untersucht. Zunächst wird die Stromversorgung untersucht, wobei ein starker Ausbau von erneuerbaren Energiequellen zu beobachten ist. Wird diese Entwicklung auf die Netzebenen bezogen, ist klar zu erkennen, dass im aktuellen Energiesystem die elektrische Ener-

gie primär auf der Höchstspannungsebene mit einem Anteil von 54% eingespeist wird. Im Zuge des Transformationsprozesses wird die primäre Einspeisung stetig auf die Hoch- und Mittelspannungsebene verlagert. Bis zum Jahr 2045 werden insgesamt 64% der elektrischen Energie in diesen Spannungsebenen erzeugt. Dabei wird auf der Hochspannungsebene 415 TWh und auf der Mittelspannungsebene 409 TWh Strom bereitgestellt. Aus diesen Ergebnissen lässt sich ableiten, dass der Stromsektor im Zuge der Transformation dezentralisiert wird. Im zweiten Schritt der Analyse wird die Stromnachfrage untersucht. Dabei wird zum einen die starke sektorübergreifende Elektrifizierung des Energiesystems deutlich, zum anderen kann der stetig wachsende Stromverbrauch von 236 TWh zur Herstellung von grünem Wasserstoff per Elektrolyse beobachtet werden. Der hohe Elektrifizierungsgrad des Energiesystems bis zum Jahr 2045 wird dabei auch in Betrachtung der Nachfrage auf den modellierten Spannungsebenen deutlich. Im Jahr 2020 besteht die höchste Stromnachfrage mit 255 TWh auf der Niederspannungsebene. Dies macht dabei einen Anteil von 55% an der Gesamtnachfrage aus. Durch die Elektrifizierung besonders in den energieintensiven Industrien wie Stahl und Chemie sowie die Versorgung des Energiesystems mit grünem Wasserstoff steigt der Bedarf der Höchstspannungsebene um 738% bis zum Jahr 2045. Weiterhin steigt in allen Netzebenen die Stromnachfrage signifikant, jedoch beträgt die Nachfrage auf Niederspannungsebene lediglich 448 TWh, was relativ einen Anteil von 36% ausmacht. Daraus lässt sich ableiten, dass das Energiesystem neben der dezentralen Nachfrage eine energieintensive gebündelte Stromnachfrage in bestimmten Industrien und Sektoren entwickelt.

Durch die Modellierung der vier Spannungsebenen und den dazwischenliegenden Transformatoren ist eine Untersuchung der Umspannung zwischen den Netzebenen möglich. Dabei ist im Ausgangssystem im Jahr 2020 zu beobachten, dass der gesamte Stromfluss von den hohen in die niedrigen Spannungsebenen übertragen wird. Dies ist dabei auf die hohe Einspeisung auf der Höchstspannungsebene zurückzuführen. Im Zuge der Transformation sinkt die Umspannung bis zum Jahr 2030 von der Höchst- auf die Hochspannungsebene signifikant ab. Das kann aber besonders auf die Stilllegung von Kern- und Kohlekraftwerken zurückgeführt werden. Durch den starken Ausbau von erneuerbaren Energiequellen besonders in der Hoch- und Mittelspannungsebene steigt die Umspannungsleistung auf die darunterliegenden Netzebenen weiter an. Bis zum Jahr 2045 steigt auch die Umspannung von den niedrigen in die hohen Netzebenen an. Dabei werden 32 TWh elektrischen Energie von der Hoch- in die Höchstspannungsebene übertragen.

Zum weiteren Verständnis zur Entwicklung des Stromsektors werden die stündlichen Einspeiseverläufe der Kraftwerke und der Netzebenen untersucht. Dabei werden zwei Fälle unterschieden. Der Schwachlastfall wird im ersten Monat des Optimierungsjahres betrachtet, da sich in diesem Zeitraum die exogen modellierte Dunkelflaute befindet. Der zweite Fall wird als Starklastfall definiert. In diesem wird der Zeitraum um die höchste Einspeisung im Juli in Stunde 4430 der Optimierung untersucht. Aus den Ergebnissen der Transformation kann dabei zum einen die Signifikanz von Wasserstoff und Erdgas zur Deckung von Residuallasten identifiziert werden, zum anderen zeigt sich deutlich, dass die starken Ausschläge der zeitlichen Einspeisung insbesondere auf PV-Anlagen zurückgeführt werden kann. Daraus lässt sich die Notwendigkeit von Speichersystem im Energiesystem ableiten.

Im Anschluss werden diese im Stromsektor notwendigen Speichersysteme analysiert. Dabei werden insbesondere Pumpspeicherkraftwerke sowie batterieelektrische Fahrzeuge als Speicher eingesetzt. Dementsprechend werden ausschließlich Speicher auf der Höchst-, Hoch- und Niederspan-

nungsebene im Energiesystem installiert. Dieses dabei auf die Investition der jeweiligen Speicher zurückzuführen. Bei der Analyse des jeweiligen Speicherstands ist zu beobachten, dass diese Technologien ausschließlich als Kurzzeitspeicher zur Überbrückung des Tag-Nachts-Zyklus eingesetzt werden. Weiterhin werden Speicher bei geringem Ertrag aus erneuerbaren Energien nicht täglich voll beladen. Im letzten Schritt der Analyse erfolgt eine qualitative Analyse der Kosten der Spannungsebenen. Dabei zeigt sich, dass die höchsten Kosten des Netzbetriebs und des Netzausbaus in den Niederspannungsebene anfallen. Durch die starke Elektrifizierung erhöhen sich die Kosten bis zum Jahr 2045 gegenüber dem Referenzjahr 2020 um 92%. Eingeordnet in den Kontext der Gesamttransformation zeigt sich, dass die Kosten des Netzausbaus eine untergeordnete Rolle einnehmen.

Als letzten Schritt werden die Ergebnisse des Szenarios mit den aktuellen Energieszenarien für Deutschland verglichen, um die Validität der Ergebnisse und somit die Neuerkenntnisse zu überprüfen.

6 Zusammenfassung

Ziel dieser Arbeit ist die explizite Berücksichtigung von Transportinfrastrukturen im Kontext einer Transformation des gesamten Energiesystems zur Realisierung der Treibhausgasneutralität im Jahre 2045. Dabei soll zum einen untersucht werden, wie es möglich ist, räumlich aufgelöste Infrastrukturen in Einknoten-Modellen konsistent abzubilden. Zum anderen soll analysiert werden, welche Auswirkungen diese konsistente Betrachtung auf den treibhausgasneutralen Transformationspfad des Energiesystems hat. Diese Untersuchungen werden mit den Energiesystemmodellen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure durchgeführt, welche im Zuge dieser Arbeit weiterentwickelt werden.

Literaturrecherche

Ausgangspunkt für dieser Arbeit bildet eine systematische Literaturrecherche zu relevanten Energietransportinfrastrukturen und Modellierungsmöglichkeiten in Energiesystemmodellen. Des Weiteren werden die aktuellen Energieszenarien zur Treibhausgasreduktion für Deutschland untersucht, wobei besonders auf deren Modellierung von Infrastrukturen eingegangen wird. Dabei lassen sich folgende relevante Punkte als Ergebnis dieser Analyse festhalten:

- Aufgrund von Komplexitätslimitationen wird in Modellen ein Kompromiss zwischen zeitlicher und räumlicher Auflösung (Modellgröße) sowie sektoral-technischem Detail (Konnektivität) modelliert.
- Im ganzheitlichen Energiesystem kann zwischen drei Ansätzen der Modellierung von Infrastrukturen unterschieden werden.
- In technologisch expliziten Energiesystemmodellen mit einer hohen zeitlichen Auflösung werden räumliche Aspekte und damit der Ausbau von Infrastrukturen vernachlässigt (Einknoten-Modelle).
- In räumlich aufgelösten Mehrknoten-Modellen mit einer expliziten Berücksichtigung von Transportinfrastrukturen werden die jeweiligen Endverbrauchssektoren lediglich als aggregierte Nachfragezeitreihen in den einzelnen modellierten Regionen hinterlegt.
- Es gibt zurzeit keinen Ansatz zur expliziten Berücksichtigung von Transportinfrastrukturen in Einknoten-Modellen.
- Modellkopplung ist eine Option zur Überwindung von Komplexitätsimitationen im Zuge der Energiesystemmodellierung.

- In den aktuellen Energieszenarien wird lediglich eine Top-Down-Betrachtung der Infrastrukturmodellierung abgebildet. Es wird nicht berücksichtigt, dass die ausgebauten Infrastrukturen eine Auswirkung auf die Entwicklung des gesamten Energiesystems haben.
- Die Infrastrukturabbildung in aktuellen Energieszenarien ist unzureichend, da die bidirektionale Abhängigkeit von Gesamtsystem und Infrastrukturentwicklung vernachlässigt wird.

Methodik und Modellierung

Für die explizite Berücksichtigung von Infrastrukturen wird das ganzheitliche, integrierte Energiesystemmodell ETHOS.NESTOR als Ausgangspunkt dieser Arbeit gewählt. Zudem ergab sich aus der Literaturrecherche, dass für eine explizite Modellierung von Infrastrukturen eine regionale Auflösung des Modells erforderlich ist. Aus diesem Grund wird zur Berechnung der Transportinfrastrukturen das Mehrknoten-Modell ETHOS.Infrastructure gewählt, welches mit einer integralen Infrastrukturplanung modelliert ist. Im ersten Schritt dieses Kapitels werden diese beiden Modelle sowie die dahinterliegende Modellierungsumgebung ETHOS.FINE ausführlich beschrieben. Dabei liegt der Fokus auf der Modellierung der Infrastrukturen in beiden Modellen. Im zweiten Schritt werden die methodischen und modelltechnischen Erweiterungen von ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure beschrieben. ETHOS.NESTOR wird zum einen um eine integrale Modellkopplung zur expliziten Modellierung von Wasserstoffinfrastrukturen erweitert. Dabei werden explizite Kosten- und Expansionsparameter von umgerüsteten und neugebauten von Wasserstoffnetzen über ein entwickeltes Aggregationswerkzeug aus dem Mehrknoten-Modell ETHOS.Infrastructure abgeleitet. Durch das Hinzufügen einer Expansionsrandbedingung in das aufgestellte Optimierungsproblem werden die modellierten Komponenten des Wasserstoffnetzes miteinander verknüpft. Somit ist es erstmals möglich, in einem Einknoten-Modellen den Kompromiss aus Umrüstung und Neubau von Wasserstoffinfrastrukturen zu berücksichtigen. Zum anderen wird die Modellierung des Stromnetzes in ETHOS.NESTOR durch detaillierte Netzebenen anhand der realen Spannungslevel erweitert. Die verschiedenen Techniken von Angebots- und Nachfrageseite der elektrischen Energieversorgung werden den entsprechenden Netzebenen zugeordnet. Durch die Modellierung von bidirektionalen Transformatoren ist es möglich, elektrische Energie zwischen den Netzebenen zu übertragen, wodurch erstmals die Umspannleistung des Systems abgebildet werden kann. Zudem kann die Verschiebung von Angebot und Nachfrage auf den Netzebenen über den Transformationspfad beobachtet werden.
ETHOS.Infrastructure wird zu einem Energiesystemmodell mit einem myopischen forecasting Transformationsansatz weiterentwickelt. Dies stellt eine Verbesserung zu der vorherigen unabhängigen Zwei-Zeitpunktanalyse der Jahre 2030 und 2045 dar. Durch die Erweiterung auf einen myopischen forecasting Ansatz ist es möglich, die Transformation des Mehrknoten-Modells zu beobachten und den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur endogen zu berechnen. Da in ETHOS.Infra- structure lediglich das Wasserstoffnetz ein endogenes Ergebnis des Optimierungsproblems darstellt, wird der Modellkopplungsansatz nur zur expliziten Abbildung von Wasserstoffinfrastrukturen in ETHOS.-NESTOR verwendet.
Im letzten Schritt des Methodenkapitels werden noch die Schnittstellen für die Modellkopplung erläutert. Dabei wird zum einen beschrieben, wie die modellierten Techniken des Umwandlungssektors in beiden Modellen konsistent ausgebaut beziehungsweise stillgelegt werden und zum anderen,

wie die in ETHOS.NESTOR endogen berechneten sektoralen Endenergienachfragen dynamisch an ETHOS.In- frastructure übertragen werden. Die Implementierung von ETHOS.Infrastructure in den myopischen backcasting Ansatz von ETHOS.NESTOR ist Schwerpunkt der Beschreibung dieser Schnittstellen und erläutert somit detailliert das Hard-Linking zwischen den beiden Modellen.

Referenzszenario

Im nächsten Schritt wird ein Referenzszenario berechnet, welches als Ausgangspunkt für die weiteren Untersuchungen in dieser Arbeit dient. In diesem Szenario wird ein treibhausgasneutraler Transformationspfad bis zum Jahr 2045 berechnet. Die Analyse folgt dabei einer strikt sequenziellen Optimierung des Energiesystemmodells ETHOS.NESTOR, gefolgt von einer Regionalisierung der sektoralen Endenergienachfragen auf Bundeslandebene und einer unabhängigen Zwei-Zeitpunkt-Optimierung des Energiesystemmodells ETHOS.Infrastructure der Jahre 2030 und 2045. Das Szenario REF wird dabei ohne Modellkopplung und somit ohne eine explizite Berücksichtigung von umgerüsteten und neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen in ETHOS.NESTOR berechnet. Die Kernergebnisse des Referenzszenarios sind in den folgenden Punkten zusammengefasst:

- Im Jahr 2045 bestehen weiterhin Restemissionen von 90 Mt, welche durch den Einsatz von Carbon-Capture-Technologien ausgeglichen werden müssen.
- Im Jahr 2045 beträgt die Nachfrage nach fossiler Primärenergie lediglich 6,5% im Bereich der stofflichen Verwertung des Industriesektors.
- Im Zuge der Transformation sinkt die Importquote von Primärenergieträgern auf 26% im Jahr 2045.
- Die Stromversorgung steigt von 494 TWh im Jahr 2020 auf 1316 TWh im Jahr 2045, was eine Folge der starken Elektrifizierung in allen Sektoren ist.
- Dabei wird der größte Teil der Stromversorgung über erneuerbare Energien wie Windenergieanlagen mit 282 GW und PV-Systeme mit 415 GW sowie regelbaren Biomasse- und Wasserstoffkraftwerken mit 14 GW und 89 GW sichergestellt.
- Wasserstoff entwickelt sich im Zuge des Transformationsprozesses zu einem relevanten Energieträger. Im Jahr 2045 nutzt das Energiesystem insgesamt 481 TWh über alle Sektoren, welche über Importe mit 300 TWh und inländische Elektrolyseure mit 175 TWh bereitgestellt werden
- Bei der Versorgung von Erdgas entwickelt sich ein negativer Trend, wobei im Jahr 2045 lediglich der Industriesektor noch 33 TWh Biogas benötigt.
- Der Trend in der starken Elektrifizierung ist auch im Zuge der Regionalisierung auf Bundeslandebene für die Stützjahre 2030 und 2045 zu erkennen.
- Die größte Stromnachfrage findet sich in den industriestarken und bevölkerungsreichen Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg, und Nordrhein-Westfalen mit jeweils 147 TWh, 118 TWh und 264 TWh wieder.

- Im Jahr 2030 ist die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage getrieben durch die Nutzung von Brennstoffzellen-LKW im Transportsektor.
- Ab dem Jahr 2045 dominiert der Industriesektor die Wasserstoffnachfrage, was dabei besonders auf den hohen Bedarf im Stahl- und Chemiesektor in Nordrhein-Westfalen mit 130 TWh und Sachsen-Anhalt mit 40 TWh zurückzuführen ist.
- Den intensivsten Einsatz von Wasserstoff stellt die exogene Dunkelflaute zu Beginn des Jahres dar.
- Die Entwicklung der Expansion der Elektrolyseure beginnt im Jahr 2030 in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein.
- Bis zum Jahr 2045 wird der Großteil der Elektrolyseure in Niedersachsen errichtet, aber es werden auch erste Elektrolyseanlagen in Süddeutschland expandiert.
- Zentrales Ergebnis ist dabei die starke Korrelation von Windenergie und Elektrolyseanlagen besonders im Norden Deutschlands.
- Im Zuge dieser unabhängigen Berechnung der Jahre 2030 und 2045 wird ausschließlich ein umgerüstetes Wasserstoffnetz zum Transport dieses Energieträgers in Deutschland eingesetzt.
- Der Netzausbau beginnt dabei ausgehend von den modellierten Importpunkten aus Südeuropa sowie Norwegen und entwickelt sich bis zum Jahr 2045 zu einem deutschlandweit vernetzten System.

Dabei ist anzumerken, dass die Ergebnisse für sich allein bereits einen ersten Einblick in ein kostenoptimales zukünftiges Energiesystem geben. Diese dienen in dieser Arbeit aber lediglich als Basis für das Modellkopplungsszenario.

Modellkopplungsszenario (MKP)

In diesem Szenario wird die in der Methodik beschriebene Modellkopplung zwischen den Energiesystemmodellen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure angewendet. Damit werden in diesem Szenario erstmalig die Investitionen sowie der Kompromiss zwischen Netzneubau und Netzumrüstung von explizit modellierten Wasserstoffinfrastrukturen in einem Einknoten-Modell berücksichtigt. Die relevanten Kernergebnisse dieser Modellkopplung können in den folgenden Punkten zusammengefasst werden:

- Durch die Modellkopplung und die explizit berücksichtigten Wasserstoffinfrastrukturen sinken die Treibhausgasvermeidungskosten im Industriesektor.
- Im Energiesystem werden durch die Modellkopplung bis zum Jahr 2045 sektorenübergreifend 47 TWh mehr Wasserstoff verwendet, welches primär fossiles Erdgas und Mineralöl in der Stahl-, Chemie, und Zementindustrie substituiert.
- Daraus lässt sich schließen, dass die Wasserstofftransportkosten durch die Modellkopplung absinken.

- Durch den höheren Einsatz von regelbaren Wasserstoff- und Biomassekraftwerken zur Deckung von Residuallasten sinkt der Ausbau von stationären Batteriespeichern im Energiesystem um 34 GWh bis zum Jahr 2045.
- Bis zum Jahr 2045 wird insgesamt das Limit von 300 TWh Wasserstoff importiert. Dazu werden weitere 221 TWh Wasserstoff in größtenteils zentralen Elektrolyseanlagen produziert, was eine Steigerung von 47 TWh ausmacht.
- In den Jahren 2025 und 2030 wird ca. 14% des Wasserstoffnetzes neu gebaut. Bis zum Jahr 2045 sinkt dieser Neubauanteil stetig ab. Die Investitionen und der Neubauanteil sind dabei endogene Ergebnisse der Optimierung von ETHOS.Infrastructure.
- Der stetige Anstieg der Wasserstoffnachfrage ein relevantes Ergebnis im Zuge der Regionalisierung.
- Kernergebnis der räumlichen Optimierung von ETHOS.Infrastructure ist das explizit ausgebaute Wasserstoffnetz und die jeweiligen relevanten Technologien und deren optimale Allokation wie Elektrolyseanlagen und Wasserstoffspeicher.
- Das expandierte Wasserstoffnetz setzt sich dabei zu Teilen aus neuen, aber zum größten Teil aus umgerüsteten Rohrleitungen zusammen, was auf den Kostenvorteil der Umrüstung zurückzuführen ist.
- Elektrolyseanlagen und Wasserstoffspeicher werden dabei wesentlich in Nord- und Mitteldeutschland expandiert.

Zusammenfassend lässt sich aus diesen Ergebnissen ableiten, dass die Einflüsse einer Modellkopplung und eine explizite Ableitung der Investitionen für Wasserstoffinfrastrukturen keine signifikanten Änderungen im Energiesystem mit sich bringen. Der Vorteil dieser Modellierung besteht jedoch in der konsistenten Entwicklung der Infrastrukturen zur generellen systemischen Transformation des gesamten Energiesystems. Die letzte zentrale Erkenntnis dieser Arbeit im Zuge der Modellierung von räumlichen Infrastrukturen in einem Einknoten-Modell ist, dass eine Analyse der ausgebauten Kapazität dieser Netze nicht sinnvoll ist und keinen Mehrwert für die Transformationsstrategie liefert.

Szenario für aggregierte Stromnetzentwicklung (NNG)

Dieses Szenario stellt eine eigenständige Berechnung für das Modell ETHOS.NESTOR dar. Im Fokus der Analyse stehen dabei die Effekte der modellierten Spannungsebenen auf die Ergebnisse der Systemtransformation. Durch die Verteilung von Techniken des Stromangebots und der Stromnachfrage auf diese Spannungsebenen lassen sich Approximationen hinsichtlich der Entwicklung des Netzausbaus auch in einem Einknoten-Modell abbilden. Die relevanten Kernergebnisse dieser Berechnung können wie folgt zusammengefasst werden:

- Durch den Ausbau der erneuerbaren Energiequellen verschiebt sich die Stromeinspeisung von der Höchstspannungsebene auf niedrigere Spannungsebenen.

- Bedingt durch die Elektrifizierung in allen Sektoren durch beispielsweise Elektrolyseanlagen und Wärmepumpen steigt die Stromendnachfrage besonders in den höheren Spannungsebenen.
- Die stündliche Analyse der Systemtransformation zeigt eine deutliche Veränderung des Stromsektors in Bezug auf die zu Verfügung stehende Leistung.
- Dabei erhöht sich die Spitzeneinspeisung von 84 GW im Jahr 2020 auf 285 GW im Jahr 2045.
- Diese signifikant höhere Leistung kann dabei auf die Einspeisung auf der Mittel- und Niederspannungsebene durch PV-Systeme zu den Tageszeiten zurückgeführt werden.
- Zur Flexibilisierung der Spitzenleistung kommen zum einen Elektrolyseure zur Produktion von Wasserstoff und zum anderen Speichersysteme zum Einsatz.
- Zu den ertragsschwachen Zeitperioden der Erneuerbaren ist es für das System weiterhin erforderlich, regelbare Kraftwerkskapazitäten einzusetzen.
- Durch die exogen modellierte Dunkelflaute wird dabei insbesondere Relevanz von Erdgas, Biogas und Wasserstoff bei der Stromversorgung im System deutlich.
- Für den Ausgleich der Volatilitäten der erneuerbaren Energiequellen sind zudem flexible Speicheroptionen auf den Netzebenen des Systems erforderlich.
- Es können Batteriespeicher auf der Niederspannungsebene und Pumpspeicher auf der Höchst- und Hochspannungsebene unterschieden werden.

Zusammenfassend ergibt sich aus diesen Ergebnissen, dass die Transformation im Kontext einer ganzheitlichen Systemanalyse nicht durch die Kosten des Netzausbaus eingeschränkt ist. Im Vergleich zu den Gesamtkosten des Systems zeigt sich dabei, dass die Stromnetzkosten, mit einen relativen Anteil von 7% im Jahr 2045, eine untergeordnete Rolle einnehmen und dass die Kosten zur Transformation der Sektoren des Energiesystems deutlich höher liegen. Im Vergleich mit anderen Studien werden vergleichbare und entsprechend valide Ergebnisse in Bezug auf Stromnachfrage und Kapazität von erneuerbaren Energiequellen erzielt.
Aus den Analysen im Kontext der Gesamttransformation des Energiesystems lässt sich final ableiten, dass die Effekte einer genaueren Modellierung von Infrastrukturen im System limitiert sind. Daraus schließt sich, dass die relevanten Kostenfaktoren der Transformation nicht durch den Energietransport hervorgerufen werden. Die Kosten der Transportinfrastrukturen nehmen eine untergeordnete Rolle ein. Die Modellierung im Zuge der Modellkopplung zeigt aber, wie sich ein deutschlandweites Wasserstoffnetz konsistent zur Transformation des Gesamtsystems entwickeln muss. Dabei muss in Deutschland bis zum Jahr 2045 ein Wasserstoffnetz mit einer Größe von 26696 GW*km expandiert werden. Weiterhin zeigt die Modellierung von Spannungsebenen im Gesamtsystem, inwieweit sich netzseitig Angebot und Nachfrage im Stromsektor bei der Systemtransformation verschieben. Für politische Entscheidungsträger ergibt sich durch diese Analysen, dass die Entwicklung und Umsetzung des technologischen, treibhausgasneutralen Wandels in den verschiedenen Energiesektoren von größerer Bedeutung ist als die Frage nach dem letztendlichen Transport der benötigten Energieträger.

Literaturverzeichnis

[1] FBN Gas. Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz, 2023.

[2] Bundesnetzagentur. Kraftwerksliste 2023, 2023.

[3] Bundesnetzagentur. Marktstammdatenregister 2023, 2023.

[4] Frank Schäfer, Michael Weber, Alexa Velten, Markus Rosenthal, Valeska Gottke, Detlef Stolten, Martin Robinius, Jochen Linssen, Michael Zier, Kevin Knosala, and Peter Stenzel. Energiespeicher. *BWK ENERGIE*., 72(08-09):34–47, 2020.

[5] Fabian Gotzens, Bastian Gillessen, Simon Burges, Wilfried Hennings, Joachim Müller-Kirchenbauer, Stephan Seim, Paul Verwiebe, Schmid Tobias, Fabian Jetter, and Timo Limmer. DemandRegio - Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen : Abschlussbericht. 2020.

[6] Toni Busch, Theresa Groß, Jochen Linßen, and Detlef Stolten. The role of liquid hydrogen in integrated energy systems–A case study for Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*, page S0360319923027222, June 2023.

[7] Jana Von Stein. The International Law and Politics of Climate Change: Ratification of the United Nations Framework Convention and the Kyoto Protocol. *Journal of Conflict Resolution*, 52(2):243–268, April 2008.

[8] Robert Falkner. The Paris Agreement and the new logic of international climate politics. *International Affairs*, 92(5):1107–1125, September 2016.

[9] United Nations. THE PARIS AGREEMENT, 2016.

[10] BMUV. Lesefassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021, July 2021.

[11] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH. Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2021.

[12] FBN Gas. Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030, 2021.

[13] ENTSO-E. TYNDP 2020 Main Report, 2020.

[14] Rik van Rossum, Jaro Jens, Gemma La Guardia, Anthony Wang, Luis Kühnen, and Martijn Overgaag. European Hydrogen Backbone A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 28 COUNTRIES, 2022.

[15] Anthony Wang, Jaro Jens, David Mavins, Marissa Moultak, Matthias Schimmel, Kees Van der Leun, Daan Peters, and Maud Buseman. EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, 2021.

[16] *Duden - Die deutsche Rechtschreibung Das umfassende Standardwerk auf der Grundlage der aktuellen amtlichen Regeln*. 2011.

[17] Theresa Groß. *Multiregionales Energiesystemmodell Mit Fokus Auf Infrastrukturen*. PhD thesis, RWTH Aachen, 2022.

[18] Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher, and Andreas Wiese, editors. *Erneuerbare Energien: Systemtechnik · Wirtschaftlichkeit · Umweltaspekte*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2020.

[19] BGH. BESCHLUSS EnVR 1/17, February 2018.

[20] BMWK. Ein Stromnetz für die Energiewende. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html, 2019. Zuletzt geprüft: 2022-12-12.

[21] Bundesnetzagentur. Aufgaben und Struktur. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines-/DieBundesnetzagentur/AufgabenStruktur/start.html. Zuletzt geprüft: 2022-12-12.

[22] BMWK. Geschäftsbereich des BMWK. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen-/Ministerium/geschaeftsbereich-des-bmwi.html, 2022. Zuletzt geprüft: 2022-12-12.

[23] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), July 2023.

[24] Bundesnetzagentur. Bedarfsermittlung 2019-2030 - Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom, 2019.

[25] Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. Bericht Monitoringbericht 2020, 2021.

[26] Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. Bericht Monitoringbericht 2018, 2018.

[27] Tom Brown, Stanislav Cherevatskiy, and Eckehard Tröster. Transporting Renewables: Systematic Planning for Long-Distance HVDC Lines.

[28] Übertragungsnetzbetreiber. Netzentwicklungsplan Strom 2021 - 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, (Überarbeitete Fassung),.

[29] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2019.

[30] Felix Jakob Fliegner and Dominik Möst. High-resolution scenario building support for offshore grid development studies in a geographical information system. *Energy Strategy Reviews*, 48:101110, July 2023.

[31] RWE AG and BASF SE. Projekt: Offshore-to-X, Grüner Strom für eine CO2-neutrale Chemieindustrie und grünen Wasserstoff.

[32] Bundesnetzagentur - Presse - Bundesnetzagentur veröffentlicht Daten zum Strommarkt 2021. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20220107_smard.html, 2022. Zuletzt geprüft: 2022-12-12.

[33] ENTSO-E. Ten-Year Network Development Plan 2020, 2021.

[34] ENTSO-E. ENTSO-E 2025, 2030, 2040 Network Development Plan 2018 Connecting Europe: Electricity 2025 - 2030 - 2040 Final version after consultation and ACER opinion - October 2019.

[35] ENTSO-E. High-Level Report TYNDP 2022 July 2022 – version for public consultation, 2002.

[36] BAFA - Erdgasstatistik - ErdgasINFO Dezember 2021 (Erdgasimporte). https://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Erdgas/2021_12_erdgasinfo.html, 2022. Zuletzt geprüft: 2022-12-12.

[37] Erdgasabsatz nach Verbrauchergruppe in Deutschland 2021. https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37985/umfrage/verbrauch-von-erdgas-in-deutschland-nach-abnehmergruppen-2009/, 2022. Zuletzt geprüft: 2022-12-12.

[38] BAFA - Erdgasstatistik. https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik-/erdgas_node.html, 2022. Zuletzt geprüft: 2022-12-12.

[39] Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. Monitoringbericht 2021. Technical report, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, March 2022.

[40] SFC Energy. Gasnetz | Vorteile & Wissenswertes. https://www.sfc.com/glossar/gasnetz/, 2022. Zuletzt geprüft: 2022-06-17.

[41] Tino Schütte, editor. *Leitungsgebundene Energieversorgung in Mittel- und Osteuropa: Elektrizität, Erdgas und Fernwärme*. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2019.

[42] Philipp Hauser, Sina Heidari, Christoph Weber, and Dominik Möst. Does Increasing Natural Gas Demand in the Power Sector Pose a Threat of Congestion to the German Gas Grid? A Model-Coupling Approach. *Energies*, 12(11):2159, June 2019.

[43] B. Gillessen, H. Heinrichs, J.-F. Hake, and H.-J. Allelein. Energy security in context of transforming energy systems: A case study for natural gas transport in Germany. *Energy Procedia*, 158:3339–3345, February 2019.

[44] B. Gillessen, H. Heinrichs, J.-F. Hake, and H.-J. Allelein. Natural gas as a bridge to sustainability: Infrastructure expansion regarding energy security and system transition. *Applied Energy*, 251:113377, October 2019.

[45] Simonas Cerniauskas, Antonio Jose Chavez Junco, Thomas Grube, Martin Robinius, and Detlef Stolten. Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(21):12095–12107, April 2020.

[46] Anthony Wang, Kees Van der Leun, Daan Peters, and Maud Buseman. European Hydrogen Backbone - How a Dedicated Hydrogen Infrastructure can be created, 2020.

[47] Jamie Speirs, Paul Balcombe, Erin Johnson, Jeanne Martin, Nigel Brandon, and Adam Hawkes. A greener gas grid: What are the options. *Energy Policy*, 118:291–297, July 2018.

[48] Germán Morales-España, Ricardo Hernández-Serna, Diego A. Tejada-Arango, and Marcel Weeda. Impact of large-scale hydrogen electrification and retrofitting of natural gas infrastructure on the European power system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 155:109686, January 2024.

[49] S. Shiva Kumar and Hankwon Lim. An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports*, 8:13793–13813, November 2022.

[50] Felix Matthes, Christoph Heinemann, Tilman Hesse, Peter Kasten, Roman Mendelevitch, Dominik Seebach, and Christof Timpe. Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe. Eine Überblicksuntersuchung, 2020.

[51] Schalk Cloete, Carlos Arnaiz del Pozo, and Ángel Jiménez Álvaro. System-friendly process design: Optimizing blue hydrogen production for future energy systems. *Energy*, 259:124954, November 2022.

[52] Aliya Banu, Adnan Midilli, and Yusuf Bicer. Exergetic sustainability comparison of turquoise hydrogen conversion to low-carbon fuels. *Journal of Cleaner Production*, page 135473, December 2022.

[53] Pläne für ein Wasserstoffnetz in Deutschland und Europa. https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/wasserstoff/plaene-fuer-ein-nationales-wasserstoff-netz-in-deutschland-341.html, 2023. Zuletzt geprüft: 2022-12-12.

[54] Simonas Cerniauskas, Peter Markewitz, and Jochen Franz Linßen. *Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen*. Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, Verlag, Jülich, 2021.

[55] Lara Welder. *Optimizing Cross-linked Infrastructure for Future Energy Systems*. PhD thesis, RWTH Aachen, 2020.

[56] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, and D. Stolten. Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. *Applied Energy*, 200:290–302, August 2017.

[57] Markus Eduard Reuß. *Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur*, volume RWTH Aachen University. RWTH Aachen University, 2019.

[58] Martin Robinius. *Strom- Und Gasmarktdesign Zur Versorgung Des Deutschen Straßenverkehrs Mit Wasserstoff*. PhD thesis, RWTH Aachen, 2015.

[59] Sylvestre Baufumé, Fabian Grüger, Thomas Grube, Dennis Krieg, Jochen Linssen, Michael Weber, Jürgen-Friedrich Hake, and Detlef Stolten. GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(10):3813–3829, April 2013.

[60] Markus Reuß, Thomas Grube, Martin Robinius, and Detlef Stolten. A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. *Applied Energy*, 247:438–453, August 2019.

[61] Markus Reuß, Paris Dimos, Aline Léon, Thomas Grube, Martin Robinius, and Detlef Stolten. Hydrogen Road Transport Analysis in the Energy System: A Case Study for Germany through 2050. *Energies*, 14(11):3166, May 2021.

[62] Dilara Gulcin Caglayan. *Robust Design of a Future 100% Renewable European Energy System with Hydrogen Infrastructure*. PhD thesis, RWTH Aachen, 2020.

[63] Agora Energiewende and AFRY Management Consulting. No-regret hydrogen: Charting early steps for H2 infrastructure in Europe., 2021.

[64] DB Energie GmbH, DB Cargo BTT GmbH, Infraserv GmbH & Co. Höchst KG, NPROXX Jülich GmbH, and ESWE Verkehrsgesellschaft mbH. Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz, 2020.

[65] Daniel Teichmann, Wolfgang Arlt, and Peter Wasserscheid. Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(23):18118–18132, December 2012.

[66] HydrogeniousTechnologies. (2022). LOHC Technology.

[67] M. Markiewicz, Y. Q. Zhang, A. Bösmann, N. Brückner, J. Thöming, P. Wasserscheid, and S. Stolte. Environmental and health impact assessment of Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) systems – challenges and preliminary results. *Energy & Environmental Science*, 8(3):1035–1045, 2015.

[68] André Fikrt, Richard Brehmer, Vito-Oronzo Milella, Karsten Müller, Andreas Bösmann, Patrick Preuster, Nicolas Alt, Eberhard Schlücker, Peter Wasserscheid, and Wolfgang Arlt. Dynamic power supply by hydrogen bound to a liquid organic hydrogen carrier. *Applied Energy*, 194:1–8, May 2017.

[69] Linlin Li, Ming Yang, Yuan Dong, Pan Mei, and Hansong Cheng. Hydrogen storage and release from a new promising Liquid Organic Hydrogen Storage Carrier (LOHC): 2-methylindole. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(36):16129–16134, September 2016.

[70] Martin Eypasch, Michael Schimpe, Aastha Kanwar, Tobias Hartmann, Simon Herzog, Torsten Frank, and Thomas Hamacher. Model-based techno-economic evaluation of an electricity storage system based on Liquid Organic Hydrogen Carriers. *Applied Energy*, 185:320–330, January 2017.

[71] Daniel Teichmann. *Konzeption und Bewertung einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis flüssiger Wasserstoffträger (LOHC)*. Berichte aus der Energietechnik. Shaker, Aachen, 2015.

[72] BGR. Klimabilanz von Erdgas - Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland, 2020.

[73] Marjolein de Best-Waldhober, Ruben Peuchen, and Marcel Weeda. Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe - Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen., 2013.

[74] Dilara Gulcin Caglayan, Nikolaus Weber, Heidi U. Heinrichs, Jochen Linßen, Martin Robinius, Peter A. Kukla, and Detlef Stolten. Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11):6793–6805, February 2020.

[75] Xinfeng Li, Xianfeng Ma, Jin Zhang, Eiji Akiyama, Yanfei Wang, and Xiaolong Song. Review of Hydrogen Embrittlement in Metals: Hydrogen Diffusion, Hydrogen Characterization, Hydrogen Embrittlement Mechanism and Prevention. *Acta Metallurgica Sinica (English Letters)*, 33(6):759–773, June 2020.

[76] C. San Marchi and B. P. Somerday. SANDIA REPORT: Technical Reference for Hydrogen Compatibility of Materials, 2008.

[77] Grzegorz Glinka. The Fracture Mechanics Method (da/dN- ΔK), 2014.

[78] N. Nanninga, A. Slifka, Y. Levy, and C. White. A review of fatigue crack growth for pipeline steels exposed to hydrogen. *Journal of Research of the National Institute of Standards and Technology*, 115(6):437, November 2010.

[79] Louis Raymond, editor. *Hydrogen Embrittlement: Prevention and Control*. ASTM International, 100 Barr Harbor Drive, PO Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959, January 1988.

[80] Teng An, Shuqi Zheng, Huangtao Peng, Xiangli Wen, Liqiang Chen, and Lin Zhang. Synergistic action of hydrogen and stress concentration on the fatigue properties of X80 pipeline steel. *Materials Science and Engineering: A*, 700:321–330, July 2017.

[81] K. Xu. Hydrogen embrittlement of carbon steels and their welds. In *Gaseous Hydrogen Embrittlement of Materials in Energy Technologies*, pages 526–561. Elsevier, 2012.

[82] J.H. Holbrook, H.J. Cialone, E.W. Collings, E.J. Drauglis, P.M. Scott, and M.E. Mayfield. Control of hydrogen embrittlement of metals by chemical inhibitors and coatings. In *Gaseous Hydrogen Embrittlement of Materials in Energy Technologies*, pages 129–153. Elsevier, 2012.

[83] ISO 14687-2. Hydrogen fuel – Product specification – Part 2: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles, 2012.

[84] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Technische Regel - Arbeitsblatt. Gasbeschaffenheit: DVGW, 2013.

[85] Agata Godula-Jopek, Walter Jehle, and Jörg Wellnitz. *Hydrogen Storage Technologies: New Materials, Transport and Infrastructure*. Wiley, 1 edition, September 2012.

[86] David Berstad. Technologies for hydrogen liquefaction, April 2018.

[87] Jonas Egerer, Nima Farhang-Damghani, Veronika Grimm, and Philipp Runge. The industry transformation from fossil fuels to hydrogen will reorganize value chains: Big picture and case studies for Germany. *Applied Energy*, 358:122485, March 2024.

[88] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 – 2030.

[89] Jaro Jens, Anthony Wang, Kees Van der Leun, Daan Peters, and Maud Buseman. Extending the European Hydrogen Backbone - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries.

[90] D.Severin Ryberg. *Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe*. PhD thesis, RWTH Aachen, 2020.

[91] Detlef Prof. Dr. Stolten, Peter Markewitz, Thomas Schöb, Felix Kullmann, Stanley Risch, Theresa Groß, Maximilian Hoffmann, David Franzmann, Tobias Triesch, Stefan Kraus, Rachel Maier, Bastian Gillessen, Heidi U. Heinrichs, Noah Pflugradt, Thomas Grube, Jochen Linssen, and Leander Kotzur. NEUE ZIELE AUF ALTEN WEGEN? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045, November 2021.

[92] Peter Marco Lopion. *Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO2-Reduktionsstrategie*. PhD thesis, RWTH Aachen, 2020.

[93] Felix Kullmann. *Recycling- und Defossilisierungs- maßnahmen im Kontext von CO2-Reduktionsstrategien*. PhD thesis, RWTH Aachen, 2022.

[94] Gregor Brändle, Max Schönfisch, and Simon Schulte. Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen. *Applied Energy*, 302:117481, November 2021.

[95] O. J. C. Huising and A. H. M. Krom. H2 in an Existing Natural Gas Pipeline. In *Volume 1: Pipeline and Facilities Integrity*, page V001T03A057, Virtual, Online, September 2020. American Society of Mechanical Engineers.

[96] Kopernikus-Projekt. Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 Szenarien und Pfade im Modellvergleich, October 2021.

[97] Deutsche Energie-Agentur GmbH. Abschlussbericht dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, 2021.

[98] Prognos, Öko-Institut, and Wuppertal-Institut. Klimaneutrales Deutschland 2045 Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann Webinar: Übersicht der Ergebnisse.

[99] Frank Dr. Sensfuß, Benjamin Lux, Christiane Bernath, Christoph Kiefer, and Benjamin Pfluger. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Treibhausgasneutrale Szenarien Kurzzusammenfassung, May 2021.

[100] D. Connolly, H. Lund, B.V. Mathiesen, and M. Leahy. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4):1059–1082, April 2010.

[101] Jacques Després, Nouredine Hadjsaid, Patrick Criqui, and Isabelle Noirot. Modelling the impacts of variable renewable sources on the power sector: Reconsidering the typology of energy modelling tools. *Energy*, 80:486–495, February 2015.

[102] A. Fattahi, J. Sijm, and A. Faaij. A systemic approach to analyze integrated energy system modeling tools: A review of national models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 133:110195, November 2020.

[103] Marte Fodstad, Pedro Crespo del Granado, Lars Hellemo, Brage Rugstad Knudsen, Paolo Pisciella, Antti Silvast, Chiara Bordin, Sarah Schmidt, and Julian Straus. Next frontiers in energy system modelling: A review on challenges and the state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160:112246, May 2022.

[104] Markus Groissböck. Are open source energy system optimization tools mature enough for serious use? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 102:234–248, March 2019.

[105] Elisa Guelpa, Aldo Bischi, Vittorio Verda, Michael Chertkov, and Henrik Lund. Towards future infrastructures for sustainable multi-energy systems: A review. *Energy*, 184:2–21, October 2019.

[106] Lisa M.H. Hall and Alastair R. Buckley. A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation. *Applied Energy*, 169:607–628, May 2016.

[107] Lukas Löhr, Raphael Houben, Carolin Guntermann, and Albert Moser. Nested Decomposition Approach for Dispatch Optimization of Large-Scale, Integrated Electricity, Methane and Hydrogen Infrastructures. *Energies*, 15(8):2716, April 2022.

[108] Peter Lopion, Peter Markewitz, Martin Robinius, and Detlef Stolten. A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96:156–166, November 2018.

[109] R. Martínez-Gordón, G. Morales-España, J. Sijm, and A.P.C. Faaij. A review of the role of spatial resolution in energy systems modelling: Lessons learned and applicability to the North Sea region. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 141:110857, May 2021.

[110] Matteo Giacomo Prina, Giampaolo Manzolini, David Moser, Benedetto Nastasi, and Wolfram Sparber. Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 129:109917, September 2020.

[111] Hans-Kristian Ringkjøb, Peter M. Haugan, and Ida Marie Solbrekke. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96:440–459, November 2018.

[112] Andrej Guminski, Claudia Fiedler, Stephan Kigle, Christoph Pellinger, Patrick Dossow, Kirstin Ganz, Fabian Jetter, Timo Kern, Timo Limmer, Alexander Murmann, Janis Reinhard, Tapio

Schmidt-Achert, and Serafin von Roon. eXtremOS Summary Report: Modeling Kit and Scenarios for Pathways Towards a Climate Neutral Europe. 2021.

[113] Poul Alberg Østergaard. Reviewing optimisation criteria for energy systems analyses of renewable energy integration. *Energy*, 34(9):1236–1245, September 2009.

[114] Sheila Samsatli and Nouri J. Samsatli. A multi-objective MILP model for the design and operation of future integrated multi-vector energy networks capturing detailed spatio-temporal dependencies. *Applied Energy*, 220:893–920, June 2018.

[115] Malcolm Slesser, editor. *Macmillan Dictionary of Energy*. Palgrave Macmillan UK, London, 1988.

[116] GUROBI. Mixed-Integer Programming (MIP) – A Primer on the Basics.

[117] Henrik Lund, Finn Arler, Poul Østergaard, Frede Hvelplund, David Connolly, Brian Mathiesen, and Peter Karnøe. Simulation versus Optimisation: Theoretical Positions in Energy System Modelling. *Energies*, 10(7):840, June 2017.

[118] Volker Krey. *Vergleich Kurz- Und Langfristig Ausgerichteter Optimierungsansätze Mit Einem Multi-Regionalen Energiesystemmodell Unter Berücksichtigung Stochastischer Parameter*. PhD thesis, Ruhr-Universität Bochum, 2006.

[119] Richard Loulou. *Documentation for the TIMES Model PART I*. Energy Technology Systems Analysis Programme, July 2016.

[120] Kris Poncelet, Erik Delarue, Daan Six, and William D'haeseleer. Myopic optimization models for simulation of investment decisions in the electric power sector. In *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pages 1–9, Porto, Portugal, June 2016. IEEE.

[121] N. van Beeck, Tilburg University. Faculty of Economics, and Business Administration. *Classification of Energy Models*. FEW / Faculty of Economics and Business Administration. Tilburg University, Faculty of Economics and Business Administration, 1999.

[122] Andreas Palzer. *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor*. Solare Energie- und Systemforschung/ Solar Energy and Systems Research. Fraunhofer Verlag, Stuttgart, 2016.

[123] Jessica Thomsen, Noha Saad Hussein, Arnold Dolderer, and Christoph Kost. Effect of the Foresight Horizon on Computation Time and Results Using a Regional Energy Systems Optimization Model. *Energies*, 14(2):495, January 2021.

[124] Katrin Schaber. *Integration of Variable Renewable Energies in the European Power System: A Model-Based Analysis of Transmission Grid Extensions and Energy Sector Coupling*. PhD thesis, Technische Universität München, 2013.

[125] Kenneth Van den Bergh, Erik Delarue, and William D'haeseleer. DC power ow in unit commitment models, 2014.

[126] Tom Brown, Peter-Philipp Schierhorn, Eckehard Tröster, and Thomas Ackermann. Optimising the European transmission system for 77% renewable electricity by 2030. *IET Renewable Power Generation*, 10(1):3–9, January 2016.

[127] B. Stott, J. Jardim, and O. Alsac. DC Power Flow Revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1290–1300, August 2009.

[128] S. Spiecker, V. Eickholt, and C. Weber. The relevance of CCS for the future power market. In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–8, San Diego, CA, July 2011. IEEE.

[129] Florian U. Leuthold, Hannes Weigt, and Christian von Hirschhausen. ELMOD - A Model of the European Electricity Market. *SSRN Electronic Journal*, 2008.

[130] Florian U. Leuthold, Hannes Weigt, and Christian von Hirschhausen. A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market. *Networks and Spatial Economics*, 12(1):75–107, March 2012.

[131] Walter Short, Patrick Sullivan, Trieu Mai, Matthew Mowers, Caroline Uriarte, Nate Blair, Donna Heimiller, and Andrew Martinez. Regional Energy Deployment System (ReEDS), 2011.

[132] Matthias Fripp. Switch: A Planning Tool for Power Systems with Large Shares of Intermittent Renewable Energy. *Environmental Science & Technology*, 46(11):6371–6378, June 2012.

[133] *PRIMES MODELVERSION 6, 2016-2017 Detailed Model Description*. E3MLab/ ICCS at National Technical University of Athens, 2017.

[134] T. Mai, J. Logan, N. Blair, P. Sullivan, and M. Bazilian. RE-ASSUME: A Decision Maker's Guide to Evaluating Energy Scenarios, Modeling, and Assumptions. Technical Report NREL/TP-6A20-58493, 1090954, June 2013.

[135] Andrea Herbst, Felipe Toro, Felix Reitze, and Eberhard Jochem. Introduction to Energy Systems Modelling. *Swiss Journal of Economics and Statistics*, 148(2):111–135, April 2012.

[136] Per Ivar Helgesen. Top-down and Bottom-up: Combining energy system models and macroeconomic general equilibrium models, January 2013.

[137] Franziska Holz, Ansari Dawud, Ruud Egging, and Per Ivar Helgesen. "Hybrid modelling: Linking and integrating top-down and bottom-up models."Issue Paper of H2020 project SET-Nav. Trondheim: NTNU (2016)., 2016.

[138] Nico Bauer, Ottmar Edenhofer, and Socrates Kypreos. Linking energy system and macroeconomic growth models. *Computational Management Science*, 5(1-2):95–117, February 2008.

[139] C Wene. Energy-economy analysis: Linking the macroeconomic and systems engineering approaches. *Energy*, 21(9):809–824, September 1996.

[140] Kristoffer S. Andersen, Lars B. Termansen, Maurizio Gargiulo, and Brian P. Ó Gallachóirc. Bridging the gap using energy services: Demonstrating a novel framework for soft linking top-down and bottom-up models. *Energy*, 169:277–293, February 2019.

[141] Per Ivar Helgesen and Asgeir Tomasgard. From linking to integration of energy system models and computational general equilibrium models – Effects on equilibria and convergence. *Energy*, 159:1218–1233, September 2018.

[142] The Open Source Definition | Open Source Initiative. https://opensource.org/docs/osd, 2006. Zuletzt geprüft: 2022-03-29.

[143] Nadia Eghbal. *Working in Public: The Making and Maintenance of Open Source Software*. Stripe Press, San Francisco, first edition edition, 2020.

[144] Thomas Brown, Jonas Hörsch, and David Schlachtberger. PyPSA: Python for Power System Analysis. *Journal of Open Research Software*, 6(1):4, January 2018.

[145] Jonas Hörsch, Fabian Hofmann, David Schlachtberger, and Tom Brown. PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system. *Energy Strategy Reviews*, 22:207–215, November 2018.

[146] Uwe Remme. Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland : Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell. 2006.

[147] Birgit Götz, Markus Blesl, Ulrich Fahl, and Alfred Voß. *Application: Scenario Analysis with the TIMES-D Model*. Report on Work Package C of the ETSAP Project "Integrating Policy Instruments into the TIMES Model". Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, July 2013.

[148] Neil Strachan, Ramachandran Kannan, and Steve Pye. Final report for DTI-DEFRA on scenarios and sensitivities using the UK MARKAL and MARKAL-Macro energy system models.

[149] Stefan Pfenninger and James Keirstead. Renewables, nuclear, or fossil fuels? Scenarios for Great Britain's power system considering costs, emissions and energy security. *Applied Energy*, 152:83–93, August 2015.

[150] Tom Brown. PyPSA. https://pypsa.org/, 2023. Zuletzt geprüft: 2022-01-20.

[151] Tom Brown. Dokumentation: PyPSA-Eur-Sec: A Sector-Coupled Open Optimisation Model of the European Energy System. https://pypsa-eur-sec.readthedocs.io/en/latest/, 2019. Zuletzt geprüft: 2023-01-18.

[152] Max Gierkink, Dr Johannes Wagner, Berit Hanna Czock, Arne Lilienkamp, Michael Moritz, Lena Pickert, Tobias Sprenger, and Jonas Zinke. dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems. page 220.

[153] Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme NRW. Abschlussbericht Kompetenzzentrum Virtuelles Institut – Strom zu Gas und Wärme, Band I - Systemmodellierung zur Identifikation von innovativen PtX-Anwendungen„ March 2022.

[154] Christiane Bernath, Gerda Deac, and Frank Sensfuß. Influence of heat pumps on renewable electricity integration: Germany in a European context. *Energy Strategy Reviews*, 26:100389, November 2019.

[155] Inga Boie, Christoph Kost, Sven Bohn, Michael Agsten, Peter Bretschneider, Oleksandr Snigovyi, Martin Pudlik, Mario Ragwitz, Thomas Schlegl, and Dirk Westermann. Opportunities and challenges of high renewable energy deployment and electricity exchange for North Africa and Europe – Scenarios for power sector and transmission infrastructure in 2030 and 2050. *Renewable Energy*, 87:130–144, March 2016.

[156] Benjamin Pfluger. *Assessment of Least-Cost Pathways for Decarbonising Europe's Power Supply: A Model-Based Long-Term Scenario Analysis Accounting for the Characteristics of Renewable Energies*. KIT Scientific Publishing, Karlsruhe, 2014.

[157] Frank Sensfuß, Gustav Resch, and Sara Lumbreras. D7.8: Summary report - Energy Systems: Supply Perspective, March 2019.

[158] Felix Böing and Anika Regett. Hourly CO2 Emission Factors and Marginal Costs of Energy Carriers in Future Multi-Energy Systems. *Energies*, 12(12):2260, June 2019.

[159] Christoph Pellinger, Tobias Schmid, and Forschungsstelle für Energiewirtschaft, editors. *Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030*. FFE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V, München, 2016.

[160] The Italian Association of Energy Economists. 5th AIEE Energy Symposium Current and Future Challenges to Energy Security, December 2020.

[161] Poul Erik Grohnheit and Helge V. Larsen. Balmorel - Data and Calibration, March 2021.

[162] Frauke Wiese, Rasmus Bramstoft, Hardi Koduvere, Amalia Pizarro Alonso, Olexandr Balyk, Jon Gustav Kirkerud, Åsa Grytli Tveten, Torjus Folsland Bolkesjø, Marie Münster, and Hans Ravn. Balmorel open source energy system model. *Energy Strategy Reviews*, 20:26–34, April 2018.

[163] Elkraft System, Risø National Lab, Roskilde (DK). Systems Analysis Department, Copenhagen (DK). Inst. of Local Government Studies Amternes og Kommunernes Forskningsinstitut, Stockholm Environment Inst, Tallinn Centre, Inst. of Physical Energetics, Lithuanian Energy Inst, (LT) Kaunas, PSE International, and Kaliningrad State Univ. *Balmorel: A Model for Analyses of the Electricity and CHP Markets in the Baltic Sea Region.* 2001.

[164] Karsten Hedegaard, Hans Ravn, Nina Juul, and Peter Meibom. Effects of electric vehicles on power systems in Northern Europe. *Energy*, 48(1):356–368, December 2012.

[165] HF. Ravn. The Balmorel Model: Theoretical Background, 2001.

[166] J.F. Shapiro, D.E. White, and D.O. Wood. Sensitivity analysis of the Brookhaven energy system optimization model., January 1977.

[167] Andy S. Kydes. The Brookhaven Energy System Optimization Model: Its Variants and Uses. In W. T. Ziemba and S. L. Schwartz, editors, *Energy Policy Modeling: United States and Canadian Experiences*, pages 110–136. Springer Netherlands, Dordrecht, 1980.

[168] S. Pfenninger, B. Pickering, T. Tröndle, M. Garchery, G. Hawker, F. Lombardi, and A. Hilbers. Calliope Documentation, 2020.

[169] S. Pfenninger. Calliope energy model. https://www.callio.pe/, 2016.

[170] Stefan Pfenninger. Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability. *Applied Energy*, 197:1–13, July 2017.

[171] W. Tubss. A Simulation Model of Energy Supply and Demand for Climate Policy Analysis, 2009.

[172] MH. Sahir and AH. Qureshi. Energy modeling applications for analysis of policy options- an overview. *Proceedings of the 6th WSEAS international conference on simulation, modelling and optimization, Lisbon, Portugal*, pages 227–233, September 2006.

[173] Mark Jaccard. Hybrid Energy-Economy Models and Endogenous Technological Change. In Richard Loulou, Jean-Philippe Waaub, and Georges Zaccour, editors, *Energy and Environment*, pages 81–109. Springer-Verlag, New York, 2005.

[174] Rose Murphy, Nic Rivers, and Mark Jaccard. Hybrid modeling of industrial energy consumption and greenhouse gas emissions with an application to Canada. *Energy Economics*, 29(4):826–846, July 2007.

[175] JM. Roop, B. Tubbs, and C. Bataille. Modeling Climate Change Policies in the U.S. and Canada: Preliminary Results. *ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry. Panel 4. Analysis and Modeling of Industrial Energy Use*, 2007.

[176] MK. Jaccard. The Canadian integrated modelling system (CIMS) - appendix D. Developed and maintained by the energy research group. Canada: Simon Fraser University, 2000.

[177] Tianxiao Li, Pei Liu, and Zheng Li. A multi-period and multi-regional modeling and optimization approach to energy infrastructure planning at a transient stage: A case study of China. *Computers & Chemical Engineering*, 133:106673, February 2020.

[178] Tianxiao Li, Pei Liu, and Zheng Li. Impacts of Low-Carbon Targets and Hydrogen Production Alternatives on Energy Supply System Transition: An Infrastructure-Based Optimization Approach and a Case Study of China. *Processes*, 9(1):160, January 2021.

[179] Mark Barrett and Catalina Spataru. Dynamic Simulation of Energy System. *Advanced Materials Research*, 622–623:1017–1021, December 2012.

[180] Mark Barrett and C. Spataru. DynEMo - dynamic energy model - model documentation. UCL Energy Institute, 2011.

[181] Mark Barrett and Catalina Spataru. DynEMo: A Dynamic Energy Model for the Exploration of Energy, Society and Environment. In *2015 17th UKSim-AMSS International Conference on Modelling and Simulation (UKSim)*, pages 255–260, Cambridge, United Kingdom, March 2015. IEEE.

[182] Arif Syed. *Australian Energy Projections to 2029-30*. ABARE, Canberra, A.C.T., 2010.

[183] Australian Energy Projections to 2049–50 Bureau of Resources and Energy Economics, Canberra, Canada, 2014.

[184] EnergyPLAN - E4Cast., 2000.

[185] Poul Alberg Østergaard, Frits Møller Andersen, and Pil Seok Kwon. Energy systems scenario modelling and long term forecasting of hourly electricity demand. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, pages 95–112 Pages, November 2015.

[186] H. Lund, D. Connolly, JZ. Thellfusen, BV. Mathiesen, Poul Alberg Østergaard, and R. Lund. *EnergyPLAN Documentation Version 12.*, volume 34 of *Appl Energy*. Denmark: Aalborg, 2015.

[187] Poul Alberg Østergaard. Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations. *Applied Energy*, 154:921–933, September 2015.

[188] Michael Child, Teresa Haukkala, and Christian Breyer. The Role of Solar Photovoltaics and Energy Storage Solutions in a 100% Renewable Energy System for Finland in 2050. *Sustainability*, 9(8):1358, August 2017.

[189] Michael Child and Christian Breyer. Vision and initial feasibility analysis of a recarbonised Finnish energy system for 2050. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66:517–536, December 2016.

[190] M. Jusko, R. Cirillo, and C. Macal. *Energy and Power Evaluation Program (ENPEP), Documentation and Users Manual*. Argonne: Argonne National Laboratory, 1987.

[191] Energy and Power Evaluation Program. (ENPEP-BALANCE) - Brief Model Overview - Version 2.25. Argonne: Argonne National Laboratory, Center for Energy, Environmental, and Economic Systems Analysis (CEEESA), 2008.

[192] BP. Hamilton, RR. Cirillo, and WA. Buehring. *ENPEP: An Integrated Approach to Energy Planning*. Argonne National Lab., IL, United States, 1992.

[193] G. Conzelmann. *Greenhouse Gas Mitigation Analysis Using ENPEP - a Modeling Guide. Center for Energy, Environmental, and Economic Systems Analysis (CEEESA), Decision and Information Sciences Division.* USA: Argonne National Laboratory, 2001.

[194] John Arun Kumar and C. Radhakrishna. Sustainable Energy Future by AD2030 - India Case Study. In *2008 IEEE Energy 2030 Conference*, pages 1–8, Atlanta, GA, USA, November 2008. IEEE.

[195] Steve Pye, Nagore Sabio, and Neil Strachan. An integrated systematic analysis of uncertainties in UK energy transition pathways. *Energy Policy*, 87:673–684, December 2015.

[196] Energy System Modelling Environment (ESME) Overview Energy Technologies Institute (ETI), 2017.

[197] C. Heaton. Modelling low-carbon energy system designs with the ETI ESME model, 2014.

[198] G. Day. Modelling the UK energy system: Practical insights for technology development and policy making, 2013.

[199] D. Martinsen, V. Krey, Peter Markewitz, and Stefan Vögele. A New Dynamical Bottom-Up Energy Model for Germany Model Structure and Model Results, 2004.

[200] Dag Martinsen, Volker Krey, Peter Markewitz, and Stefan Vögele. A Time Step Energy Process Model for Germany - Model Structure and Results. *Energy Studies Review*, 14(1), May 2006.

[201] Dag Martinsen and Volker Krey. Compromises in energy policy—Using fuzzy optimization in an energy systems model. *Energy Policy*, 36(8):2983–2994, August 2008.

[202] *Das IKARUS-Projekt: Energietechnische Perspektiven Fur Deutschland: Abschlussbericht Des Projekts IKARUS*. Number Bd. 39 in Schriften Des Forschungszentrums Julich. Reihe Umwelt/Environment. Forschungszentrum, Zentralbibliothek, Julich, 2003.

[203] Heidi Ursula Heinrichs, Diana Schumann, Stefan Vögele, Klaus Hendrik Biß, Hawal Shamon, Peter Markewitz, Johannes Többen, Bastian Gillessen, Fabian Gotzens, and Anna Ernst. Integrated assessment of a phase-out of coal-fired power plants in Germany. *Energy*, 126:285–305, May 2017.

[204] Lara Welder, D.Severin Ryberg, Leander Kotzur, Thomas Grube, Martin Robinius, and Detlef Stolten. Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany. *Energy*, 158:1130–1149, September 2018.

[205] Madeleine McPherson and Bryan Karney. Long-term scenario alternatives and their implications: LEAP model application of Panamas electricity sector. *Energy Policy*, 68:146–157, May 2014.

[206] C. Heaps. *User Guide for LEAP 2008*. Stockholm Environment Institute, US Center Somerville, 2010.

[207] MRF. Zonooz, ZM. Nopiah, AM. Yusof, and K. Sopian. A Review of MARKAL Energy Modeling. *Eur J Sci Res*, 26(3):352–361., 2009.

[208] Richard Loulou, G. Goldstein, and K. Noble. *Documentation for the MARKAL Family of Models*. Energy Technology Systems Analysis Programme, October 2004.

[209] Peter G. Taylor, Paul Upham, Will McDowall, and David Christopherson. Energy model, boundary object and societal lens: 35 years of the MARKAL model in the UK. *Energy Research & Social Science*, 4:32–41, December 2014.

[210] Ad J. Seebregts, Gary A. Goldstein, and Koen Smekens. Energy/Environmental Modeling with the MARKAL Family of Models. In Peter Chamoni, Rainer Leisten, Alexander Martin, Joachim Minnemann, and Hartmut Stadtler, editors, *Operations Research Proceedings 2001*, pages 75–82. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2002.

[211] Leslie G. Fishbone and Harold Abilock. Markal, a linear-programming model for energy systems analysis: Technical description of the bnl version. *International Journal of Energy Research*, 5(4):353–375, 1981.

[212] MARKet ALlocation (MARKAL). https://openei.org/wiki/MARKet_ALlocation_(MARKAL)#cite_note-markal-1, 2017. Zuletzt geprüft: 2021-06-01.

[213] Ramachandran Kannan. The development and application of a temporal MARKAL energy system model using flexible time slicing. *Applied Energy*, 88(6):2261–2272, June 2011.

[214] Ramachandran Kannan and Neil Strachan. The structure and use of the UK MARKAL model, 2009.

[215] S. Messner. A stochastic version of the dynamic linear programming model MESSAGE III. *Energy*, 21(9):775–784, September 1996.

[216] Patrick Sullivan, Volker Krey, and Keywan Riahi. Impacts of considering electric sector variability and reliability in the MESSAGE model. *Energy Strategy Reviews*, 1(3):157–163, March 2013.

[217] Francis G.N. Li and Evelina Trutnevyte. Investment appraisal of cost-optimal and near-optimal pathways for the UK electricity sector transition to 2050. *Applied Energy*, 189:89–109, March 2017.

[218] L. Schrattenholzer. The energy supply model MESSAGE;, 1981.

[219] S. Messner and M. Strubegger. *User's Guide for MESSAGE III*. 1995.

[220] M. Agnew, L. Schrattenholzer, and A. Voß. *User's Guide for the MESSAGE Computer Program*. 1978.

[221] EIA US. *Assumptions to the Annual Energy Outlook 2017*. US Energy Information Administration, July 2017.

[222] EIA US. *Integrating Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation 2020*. 2020.

[223] Steven A. Gabriel, Andy S. Kydes, and Peter Whitman. The National Energy Modeling System: A Large-Scale Energy-Economic Equilibrium Model. *Operations Research*, 49(1):14–25, February 2001.

[224] Energy Information Administration. *The National Energy Modeling System: An Overview 2009.* Energy Inf Adm Deptt Energy, USA, 2009.

[225] Thomas Schöb. *Modellgestützte Analyse Treibhausgasneutraler Transformationsstrategien Für Deutschland*. PhD thesis, RWTH Aachen, 2024.

[226] Simon Hilpert, Cord Kaldemeyer, Frauke Wiese, and Guido Plessmann. A Qualitative Evaluation Approach for Energy System Modelling Software—Case Study Results for the Open Energy Modelling Framework (Oemof). Preprint, MATHEMATICS & COMPUTER SCIENCE, August 2017.

[227] Leonard Sunny Peris, Parag Patil, and Gokarna Dhungel. ENERGY SYSTEM MODELLING OF DENMARK USING OEMOF. 2020.

[228] oemof developer group. Open Energy Modelling Framework - Base packages for energy system modelling and optimisation, 2021.

[229] Open Energy Modelling Framework (oemof) - A modular open source framework to model energy supply systems. oemof Developer Group, 2021.

[230] Md. Nasimul Islam Maruf. Sector Coupling in the North Sea Region—A Review on the Energy System Modelling Perspective. *Energies*, 12(22):4298, November 2019.

[231] Simon Hilpert, Cord Kaldemeyer, Uwe Krien, Stephan Günther, Clemens Wingenbach, and Guido Plessmann. The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A novel approach in energy system modelling. Preprint, other, June 2017.

[232] N. Moksnes, M. Welsch, F. Gardumi, A. Shivakumar, Oliver Broad, M. Howells, C Taliotis, and V Sridharan. *2015 OSeMOSYS User Manual*. Division of Energy Systems Analysis. Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, November 2015.

[233] M. Welsch, M. Howells, M. Bazilian, J.F. DeCarolis, S. Hermann, and H.H. Rogner. Modelling elements of Smart Grids – Enhancing the OSeMOSYS (Open Source Energy Modelling System) code. *Energy*, 46(1):337–350, October 2012.

[234] OSeMOSYS Documentation. https://osemosys.readthedocs.io/en/latest/, 2021.

[235] Mark Howells, Holger Rogner, Neil Strachan, Charles Heaps, Hillard Huntington, Socrates Kypreos, Alison Hughes, Semida Silveira, Joe DeCarolis, Morgan Bazillian, and Alexander Roehrl. OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System. *Energy Policy*, 39(10):5850–5870, October 2011.

[236] Pantelis Capros, Leonidas Paroussos, Panagiotis Fragkos, Stella Tsani, Baptiste Boitier, Fabian Wagner, Sebastian Busch, Gustav Resch, Markus Blesl, and Johannes Bollen. Description of models and scenarios used to assess European decarbonisation pathways. *Energy Strategy Reviews*, 2(3-4):220–230, February 2014.

[237] Panagiotis Fragkos, Nikos Tasios, Leonidas Paroussos, Pantelis Capros, and Stella Tsani. Energy system impacts and policy implications of the European Intended Nationally Determined Contribution and low-carbon pathway to 2050. *Energy Policy*, 100:216–226, January 2017.

[238] P. Capros. The PRIMES Energy System Model Summary Description, 2005.

[239] T. Brown, D. Schlachtberger, A. Kies, S. Schramm, and M. Greiner. Synergies of sector coupling and transmission reinforcement in a cost-optimised, highly renewable European energy system. *Energy*, 160:720–739, October 2018.

[240] F. Ueckerdt, G. Luderer, and F. Müller-Hansen. *Analyse Des Klimaschutzpotenzials Der Nutzung von Erneuerbarem Wasserstoff Und Methan*. Abschlussbericht DVGW Forschungsvorhaben. 2013.

[241] E. Schmid, B. Knopf, and N. Bauer. REMIND-D: A hybrid energy-economy model of Germany, 2012.

[242] PIK Potsdam. REMIND. https://www.pik-potsdam.de/en/institute/departments/transformation-pathways/models/remind, 2021.

[243] Falko Ueckerdt, Robert Brecha, Gunnar Luderer, Patrick Sullivan, Eva Schmid, Nico Bauer, Diana Böttger, and Robert Pietzcker. Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves. *Energy*, 90:1799–1814, October 2015.

[244] Robert Carl Pietzcker, Daniel Stetter, Susanne Manger, and Gunnar Luderer. Using the sun to decarbonize the power sector: The economic potential of photovoltaics and concentrating solar power. *Applied Energy*, 135:704–720, December 2014.

[245] F. Ueckerdt, R. Brecha, G. Luderer, P. Sullivan, E. Schmid, and N. Bauer. Variable Renewable Energy in modeling climate change mitigation scenarios. Proceedings of the 2011 international energy workshop, 2011.

[246] Yvonne Scholz, Hans Christian Gils, and Robert C. Pietzcker. Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares. *Energy Economics*, 64:568–582, May 2017.

[247] Climate-friendly, reliable, affordable: 100% renewable electricity supply by 2050, 2010.

[248] Daniel Stetter. Enhancement of the REMix energy system model : Global renewable energy potentials, optimized power plant siting and scenario validation. 2014.

[249] Hans Christian Gils, Yvonne Scholz, Thomas Pregger, Diego Luca de Tena, and Dominik Heide. Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe. *Energy*, 123:173–188, March 2017.

[250] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. Luca de Tena, and F. Trieb. *Langfristszenarien Und Strategien Für Den Ausbau Der Erneuerbaren Energien in Deutschland Bei Berücksichtigung Der Entwicklung in Europa Und Global*. April 2012.

[251] Yvonne Scholz. Renewable energy based electricity supply at low costs : Development of the REMix model and application for Europe. 2012.

[252] H.-M. Henning and A. Palzer. 100% erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland, 2012.

[253] Andreas Palzer and Hans-Martin Henning. A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies – Part II: Results. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30:1019–1034, February 2014.

[254] Hans-Martin Henning and Andreas Palzer. A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies—Part I: Methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30:1003–1018, February 2014.

[255] N. Gerhardt, D. Böttger, T. Trost, A. Scholz, C. Pape, and A.-K. Gerlach. *Analyse Eines Europäischen -95%-Klimazielszenarios Über Mehrere Wetterjahre. Teilbericht Im Rahmen Des Projektes: KLIMAWIRKSAMKEIT ELEKTROMOBILITÄT - Entwicklungsoptionen Des Straßenverkehrs Unter Berücksichtigung Der Rückkopplung Des Energieversorgungssystems in Hinblick Auf Mittel- Und Langfristige Klimaziele.* Fraunhofer IWES, Kassel, 2017.

[256] F. Sandau, A. Scholz, H. Hahn, P. Schumacher, C. Sager, and F. Bergk. *Interaktion EE-Strom, Wärme Und Verkehr. Analyse Der Interaktion Zwischen Den Sektoren Strom, Wärme/Kälte Und Verkehr in Deutschland in Hinblick Auf Steigende Anteile Fluktuierender Erneuerbarer Energien Im Strombereich Unter Berücksichtigung Der Europäischen Entwicklung*. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, et al Kassel, Heidelberg, Würzburg, 2015.

[257] C. Pape, N. Gerhardt, P. Härtel, A. Scholz, R. Schwinn, and T. Drees. *ROADMAP SPEICHER-Bestimmung Des Speicherbedarfs in Deutschland Im Europäischen Kontext Und Ableitung von Technisch-Ökonomischen Sowie Rechtlichen Handlungsempfehlungen Für Die Speicherförderung*. Fraunhofer IWES, 2014.

[258] SCOPE. Sektorenübergreifende Einsatz-und Ausbauoptimierung für Analysen des zukünftigen Energieversorgungssystems., 2017.

[259] K. Hunter. *An Open Source Framework and Model for Energy Economy Optimization and (Uncertainty) Analysis*. North Carolina State University, Raleigh, 2012.

[260] Kevin Hunter, Sarat Sreepathi, and Joseph F. DeCarolis. Modeling for insight using Tools for Energy Model Optimization and Analysis (Temoa). *Energy Economics*, 40:339–349, November 2013.

[261] J. DeCarolis and K. Hunter. *Tools for Energy Model Optimization and Analysis (Temoa) Release 2020-06-30*. The Temoa Project. 2020.

[262] M. Beller. *Energy Technology Assessment Group*. Brookhaven National Laboratory, Upton, NY (USA), 1976.

[263] Andy S. Kydes and Joseph Rabinowitz. Overview and special features of the time-stepped energy system optimization model (TESOM). *Resources and Energy*, 3(1):65–92, March 1981.

[264] Richard Loulou, Antti Lehtilä, Amit Kanudia, Uwe Remme, and Gary A. Goldstein. *Documentation for the TIMES Model PART II*. Energy Technology Systems Analysis Programme, July 2016.

[265] Richard Loulou and Maryse Labriet. ETSAP-TIAM: The TIMES integrated assessment model Part I: Model structure. *Computational Management Science*, 5(1-2):7–40, February 2008.

[266] Markus Blesl, Anjana Das, Ulrich Fahl, and Uwe Remme. Role of energy efficiency standards in reducing CO2 emissions in Germany: An assessment with TIMES. *Energy Policy*, 35(2):772–785, February 2007.

[267] Leander Kotzur, Lars Nolting, Maximilian Hoffmann, Theresa Groß, Andreas Smolenko, Jan Priesmann, Henrik Büsing, Robin Beer, Felix Kullmann, Bismark Singh, Aaron Praktiknjo, Detlef Stolten, and Martin Robinius. A modeler's guide to handle complexity in energy systems optimization. 2020.

[268] Christian Schaffner and Refael Mihalic. "Economic evaluation of controllable devices in the Slovenian electric power system–a case study", 2005.

[269] Konstantinos Syranidis, Martin Robinius, and Detlef Stolten. Control techniques and the modeling of electrical power flow across transmission networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:3452–3467, February 2018.

[270] Benedikt Lunz, Philipp Stöcker, Sascha Eckstein, Arjuna Nebel, Sascha Samadi, Berit Erlach, Manfred Fischedick, Peter Elsner, and Dirk Uwe Sauer. Scenario-based comparative assessment of potential future electricity systems – A new methodological approach using Germany in 2050 as an example. *Applied Energy*, 171:555–580, June 2016.

[271] Bernd Resch, Günther Sagl, Tobias Törnros, Andreas Bachmaier, Jan-Bleicke Eggers, Sebastian Herkel, Sattaya Narmsara, and Hartmut Gündra. GIS-Based Planning and Modeling for Renewable Energy: Challenges and Future Research Avenues. *ISPRS International Journal of Geo-Information*, 3(2):662–692, May 2014.

[272] Reinhard Diestel. *Graphentheorie*. Lehrbuch. Springer Spektrum, Berlin; [Heidelberg], 5. auflage edition, 2017.

[273] Abdur Rehman Mazhar, Shuli Liu, and Ashish Shukla. A state of art review on the district heating systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96:420–439, November 2018.

[274] Sven Werner. International review of district heating and cooling. *Energy*, 137:617–631, October 2017.

[275] N. Strachan, N. Baltaozkan, D. Joffe, K. Mcgeevor, and N. Hughes. Soft-linking energy systems and GIS models to investigate spatial hydrogen infrastructure development in a low-carbon UK energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(2):642–657, January 2009.

[276] Martin I. Hoffert, Ken Caldeira, Atul K. Jain, Erik F. Haites, L. D. Danny Harvey, Seth D. Potter, Michael E. Schlesinger, Stephen H. Schneider, Robert G. Watts, Tom M. L. Wigley, and Donald J. Wuebbles. Energy implications of future stabilization of atmospheric CO2 content. *Nature*, 395(6705):881–884, October 1998.

[277] Frank Dr. Sensfuß, Benjamin Lux, Christiane Bernath, Christoph Kiefer, and Benjamin Pfluger. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Kurzberiecht 3 Hauptszenarien, June 2021.

[278] Prognos, Öko-Institut, and Wuppertal-Institut. Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2021.

[279] BMWi. Die Nationale Wasserstoffstrategie, 2020.

[280] Marian Bones, Jonas Knapp, Karoline Dr. Steinbacher, and Marco Dr. Greve. Verwirklichung des Potenzials der erneuerbaren Energien durch Höherauslastung des Bestandsnetzes und zügigen Stromnetzausbau auf Verteilnetzebene, May 2020.

[281] Theresa Groß, Kevin Knosala, Maximilian Hoffmann, Noah Pflugradt, and Detlef Stolten. ETHOS.FINE: A Framework for Integrated Energy System Assessment. 2023.

[282] Leander Kotzur. *Future Grid Load of the Residential Building Sector*. PhD thesis, RWTH Aachen, 2018.

[283] Felix Kullmann, Peter Markewitz, Leander Kotzur, and Detlef Stolten. The value of recycling for low-carbon energy systems - A case study of Germany's energy transition. *Energy*, 256:124660, October 2022.

[284] Lopion, Markewitz, Stolten, and Robinius. Cost Uncertainties in Energy System Optimization Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects. *Energies*, 12(20):4006, October 2019.

[285] Leander Kotzur, Peter Markewitz, Martin Robinius, and Detlef Stolten. Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design. *Renewable Energy*, 117:474–487, March 2018.

[286] Leander Kotzur, Peter Markewitz, Martin Robinius, and Detlef Stolten. Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage. *Applied Energy*, 213:123–135, March 2018.

[287] Maximilian Hoffmann, Jan Priesmann, Lars Nolting, Aaron Praktiknjo, Leander Kotzur, and Detlef Stolten. Typical periods or typical time steps? A multi-model analysis to determine the optimal temporal aggregation for energy system models. *Applied Energy*, 304:117825, December 2021.

[288] Stefan Pfenninger, Adam Hawkes, and James Keirstead. Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33:74–86, May 2014.

[289] Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt. Bericht Monitoringbericht 2017, 2017.

[290] Martin Robinius, Jochen Linssen, Thomas Grube, Markus Reuß, Peter Stenzel, Konstantinos Syranidis, Patrick Kuckertz, and Detlef Stolten. Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles, 2018.

[291] Bilanzen 1990 bis 2020 AG Energiebilanzen e. V.

[292] Wirtschaftsvereinigung Stahl. Statistisches Jahrbuch der Stahlindustrie 2021/2022, January 2022.

[293] *Wege für die Energiewende kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*. Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag, Jülich, 2020.

[294] Übertragungsnetzbetreiber. Kostenschätzungen zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019.

[295] Übertragungsnetzbetreiber. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 Zweiter Entwurf, 2019.

[296] Jonas Hörsch and Tom Brown. The role of spatial scale in joint optimisations of generation and transmission for European highly renewable scenarios. 2017.

[297] F Böing, A Murmann, C Pellinger, A Bruckmeier, T Kern, and T Mongin. Assessment of grid optimisation measures for the German transmission grid using open source grid data. *Journal of Physics: Conference Series*, 977:012002, February 2018.

[298] Thomas Anderski, Yvonne Surmann, Simone Stemmer, Nathalie Grisey, Eric Momot, Anne-Claire Leger, Brahim Betraoui, and Peter van Roy. E-HIGHWAY 2050 Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050 - D 2.2 European cluster model of the Pan-European transmission grid.

[299] B. Gillessen. *Auswirkungen der Energiewende auf das deutsche Gastransportsystem*. PhD thesis, RWTH Aachen, 2019.

[300] M. Robinius, D. Stolten, Jochen Linssen, Gregor Hoogers, Lena Maier, Fabio Longo, Bernd Kappenstein, Jonas Loeff, and Theresa Groß. Wasserstoffstudie mit Roadmap Rheinland-Pfalz, 2022.

[301] Felix Kattelmann, Drin Marmullaku, Markus Blesl, and Kai Hufendiek. Opportunities for the German gas grid by using synthetic fuels from an energy system perspective. *Energy Policy*, 181:113681, October 2023.

[302] webstexx GmbH. Alle Stahlwerke Deutschland. https://stahl.webstexx.de/daten-und-statistik/stahlstatistiken-deutschland/alle-stahlwerke-deutschland/, 2021. Zuletzt geprüft: 2024-01-15.

[303] Russ Garrett. Open Infrastructure Map. https://openinframap.org. Zuletzt geprüft: 2024-01-15.

[304] Hydro. Hydro Annual Report 2006, 2006.

[305] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. Siedlungsprojekte und Quartierslösungen mit Wärmepumpe, 2017.

[306] Bundesnetzagentur. Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität, 2015.

[307] BGH. BGH, Beschluss vom 17.11.2009 – EnVR 56/08 – Pumpspeicherkraftwerke.

[308] Wesley J Cole and Allister Frazier. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage. Technical Report NREL/TP-6A20-73222, 1529218, June 2019.

[309] Ran Fu, Timothy Remo, and Robert Margolis. 2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics-Plus-Energy Storage System Costs Benchmark. *Renewable Energy*, 2018.

[310] C Yang and J Ogden. Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(2):268–286, February 2007.

[311] Klaus Schredelseker. *Grundlagen Der Finanzwirtschaft: Ein Informationsökonomischer Zugang*. DE GRUYTER, December 2013.

[312] Florian Kienzle and Goran Andersson. A greenfield approach to the future supply of multiple energy carriers. In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pages 1–8, Calgary, Canada, July 2009. IEEE.

[313] Sara Bellocchi, Marcello De Falco, Marco Facchino, and Michele Manno. Hydrogen blending in Italian natural gas grid: Scenario analysis and LCA. *Journal of Cleaner Production*, 416:137809, September 2023.

[314] Peter Tittmann. *Einführung in die Kombinatorik*. Lehrbuch. Springer Spektrum, Berlin Heidelberg, 2. aufl edition, 2014.

[315] Josef Kallrath. *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis*. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2013.

[316] L.G. Khachiyan. Polynomial algorithms in linear programming. *USSR Computational Mathematics and Mathematical Physics*, 20(1):53–72, January 1980.

[317] Timo Kannengießer, Maximilian Hoffmann, Leander Kotzur, Peter Stenzel, Fabian Schuetz, Klaus Peters, Stefan Nykamp, Detlef Stolten, and Martin Robinius. Reducing Computational Load for Mixed Integer Linear Programming: An Example for a District and an Island Energy System. *Energies*, 12(14):2825, July 2019.

[318] Toni Busch. *No-Regret-Maßnahmen Der Integrierten Netzplanung Mit Fokus Auf Wasserstoff*. PhD thesis, RWTH Aachen, 2024.

[319] Jens Mischner, Hans-Georg Fasold, Kathrin Kadner, and Jürgen Heymer. *Gas2energy.net: Systemplanung in der Gasversorgung ; gaswirtschaftliche Grundlagen*. Edition gwf. Oldenbourg Industrieverlag, München, 2011.

[320] Dennis Krieg. *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. Number 144 in Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt. Forschungszentrum Jülich, Jülich, 2012.

[321] G. Di Lullo, T. Giwa, A. Okunlola, M. Davis, T. Mehedi, A.O. Oni, and A. Kumar. Large-scale long-distance land-based hydrogen transportation systems: A comparative techno-economic and greenhouse gas emission assessment. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(83):35293–35319, October 2022.

[322] Michael Ball. *Integration einer Wasserstoffwirtschaft in ein nationales Energiesystem am Beispiel Deutschlands: Optionen der Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff im Straßenverkehr bis zum Jahr 2030*. Number 177 in Fortschritt-Berichte VDI Reihe 16, Technik und Wirtschaft. VDI-Verlag, Düsseldorf, als ms. gedr edition, 2006.

[323] Ganz Kirstin and Timo Kern. European Gas Market Modeling with MInGa eXtremOS Short Report, 2021.

[324] Claudia Fiedler, Fabian Jetter, Michael Ebner, Tobias Schmid, Timo Limmer, and Joachim Ferstl. Potential of the Variable Renewable Energy Sources in Europe eXtremOS Short Report, 2021.

[325] extremOS: ISAaR Dashboard. http://isaarblick.ffe.de/scenario-comparison, 2021. Zuletzt geprüft: 2022-03-25.

[326] Peter Mellwig, Julia Lempik, Sebastian Blömer, and Martin Pehnt. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Gebäude, October 2021.

[327] Tobias Fleiter, Matthias Rehfeldt, Pia Manz, and Marius Neuwirth. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Industrie, December 2021.

[328] Heike Brugger and Christoph Dr. Maurer. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul GHD und Geräte, September 2021.

[329] Michael Dr. Krail, Daniel Speth, Till Dr. Gnann, and Martin Prof. Dr. Mauer. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Verkehr, 25.11.20221.

[330] Benjamin Lux, Dr. Sensfuß, Christoph Kiefer, Christiane Bernath, and Gerda Dr. Deac. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Energieangebot, December 2021.

[331] Benjamin Lux, Frank Dr. Sensfuß, Gerda Dr. Deac, and Christoph Dr. Kiefer. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Angebotsseite Treibhausgasneutrale Szenarien, July 2021.

[332] Bernd Dr. Tersteegen, Tom Dröscher, Alexander Dr. Ladermann, Christoph Dr. Maurer, Frank Dr. Sensfuß, and Sebastian Willemsen. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 Treibhausgasneutrale Hauptszenarien Modul Stromnetze, November 2021.

[333] Frank Dr. Sensfuß, Bernd Dr. Tersteegen, and Joachim Prof. Dr. Müller-Kirchenbauer. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Webinar Netze, Ergebnisse zur Entwicklung der Strom- und Gasnetzinfrastruktur in den drei Hauptszenarien, July 2021.

[334] Heike Brugger and Peter Mellwig. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Nachfragesektoren THG-neutrale Szenaiowelten Gebäudewärme sowie Gewerbe, Handel & Dienstleistungen, Privathaushalte, June 2021.

[335] Tobias Fleiter, Andrea Herbst, Pia Manz, Marius Neuwirth, and Matthias Rehfeldt. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Verteifungswebinar: Industriesektor, June 2021.

[336] Michael Dr. Krail, Daniel Speth, and Martin Prof. Wietschel. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Webinar: Verkehrssektor, July 2021.

[337] Prognos, Öko-Institut, and Wuppertal-Institut. Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, 2020.

[338] Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden and Forschungsinstitut für Wärmeschutz e.V. München. Klimaneutralität 2045 – Transformation des Gebäudesektors Gebäudespezifische Modellierung und Begleitung des Studienprozesses, October 2021.

[339] Detlef Prof. Dr. Stolten, Peter Dr. Markewitz, Thomas Schöb, and Felix Kullmann. Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045. (Kurzfassung) Forschungszentrum Jülich GmbH, 2021.

[340] Detlef Prof. Dr. Stolten. Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045: Kernergbnisse, November 2021.

[341] Peter Dr. Markewitz. Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045:Detailergebnisse, November 2021.

[342] Mehr Ladestationen für E-Lkw | EnBW. https://www.enbw.com/unternehmen/eco-journal/e-lkw-ladestationen.html, 2022. Zuletzt geprüft: 2024-02-10.

[343] Oberleitungen | Bustool. https://www.ebustool.de/infrastruktur/oberleitungen/, 2021. Zuletzt geprüft: 2024-02-10.

[344] Euro Chlor. Chlor-alkali industry review - Remaining safe and competitive while achieving climate neutrality, 2023.

[345] Lucas Gilsbach. Kupfer - Informationen zur Nachhaltigkeit, 2020.

[346] ArcelorMittal - Umwelt und grüner Stahl aus Hamburg: Bundesministerin Schulze und Wirtschaftssenator Westhagemann zu Besuch. https://germany.arcelormittal.com/icc/arcelor/broker.jsp?uMen=ad960bb6-558c-0071-8f02-9471c4d902ec&uCon=5b850257-935e-c571-919d-a7e30cab71d8&uTem=aaaaaaaa-aaaa-aaaa-aaaa-000000000011, 2020. Zuletzt geprüft: 2024-02-10.

[347] GE Grid Solutions. Arc Furnace Power Transformers. https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/power_transformers/eaf_transformers-brochure-en-2018-09-grid-ptr-0199.pdf, 2018. Zuletzt geprüft: 2024-02-10.

[348] Electric Glass Furnaces, LandGlass Architectures Furniture Automobile Solar Powered Appliance Forced Convection Vidrio Templadora Maquina Doblado, Quality Electric Glass Furnaces, Electric Glass Furnaces supplier. https://www.electricglassfurnaces.com/sale-26911195-landglass-architectures-furniture-automobile-solar-powered-appliance-forced-convection-vidrio-templa.html. Zuletzt geprüft: 2024-02-10.

[349] Power-to-Liquid-Pionieranlage. https://www.infraserv.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/power-to-liquid-pionieranlage/. Zuletzt geprüft: 2024-02-10.

[350] Deutsche Welle. Weltweit erste Anlage für synthetisches Kerosin. https://www.dw.com/de/weltweit-erste-anlage-f%C3%BCr-synthetisches-kerosin/a-59400164, 2021. Zuletzt geprüft: 2024-02-10.

[351] Agora Industrie, FutureCamp, Wuppertal Institut, and Ecologic Institut. Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie, 2021.

[352] Nora Menzel. Die größten Chemieparks in Deutschland. https://www.chemietechnik.de/service-standorte/die-groessten-chemieparks-in-deutschland-311.html, 2023. Zuletzt geprüft: 2024-02-10.

[353] Deutsche Emissionshandelsstelle. Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2019. https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/anlagenlisten/2019.html, 2020.

[354] Simonas Cerniauskas. *Introduction Strategies for Hydrogen Infrastructure: Einführungsstrategien fürWasserstoff Infrastruktur*. PhD thesis, RWTH Aachen, Aachen, 2021.

[355] Michael Zier, Noah Pflugradt, Peter Stenzel, Leander Kotzur, and Detlef Stolten. Industrial decarbonization pathways: The example of the German glass industry. *Energy Conversion and Management: X*, 17:100336, January 2023.

[356] Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt. Treibhausgasemissionen 2019. https://www.dehst.de/SharedDocs/ downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2019.pdf? blob=publicationFile&v= 3, 2020.

[357] OpenStreetMap. Power networks/Germany/DB Energie. https:// wiki.openstreetmap.org/wiki/Power networks/Germany/DB Energie, 2023.

[358] Norman Gerhardt, Boris Valov, Tobias Trost, and Thomas Degner. Bahnstrom Regenerativ - Analyse und Konzepte zur Erhöhung des Anteils der Regenerativen Energie des Bahnstroms, 2011.

7 Anhang

Detailerläuterungen der aktuellen Energieszenarien für Deutschland

extremos Szenario

Im März 2021 veröffentlichte die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) in München das extremos Szenario. In dieser Studie wird eine Reduktion der CO2-Emissionen bis 2050 um 95 % angestrebt. Bei den Analysen kommen acht gekoppelte Modelle mit verschiedenem Fokus zum Einsatz. Der geografische Fokus dieser Studie liegt auf Europa mit der Möglichkeit zur Betrachtung nationaler Analysen, auch für Deutschland. Eine der wesentlichen Annahmen dieser Studie ist, dass ein Energiesystem mit einem Vernetzungsgrad wie in Europa nicht isoliert und national betrachtet werden kann [112]. Die gekoppelten Modelle können dabei in vier Nachfrage- und vier Angebotsmodelle aufgeteilt werden. Zur Modellierung der Nachfragen werden die Simulationsmodelle SmInd EU für die Industrie, TraM für den Verkehr, PriHM und TerM für Gebäude eingesetzt. Diese Nachfragemodelle berechnen dabei mit stündlicher Auflösung auf NUTS-3-Ebene die Anforderungen an Industrie, Gebäude und Verkehr und übergeben diese exogen an das Energiesystemmodell ISAaR (Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung). Genaue Beschreibungen zu diesen Modellen sind in [160] zu finden. ISAaR ist ein lineares Optimierungsmodell zur Abbildung der Angebotsseite des Energiesystems mit einer regionalen Auflösung der EU27 Länder plus Norwegen, Schweiz und das Vereinigte Königreich. Zwischen diesen 30 Regionen besteht auch die Möglichkeit, elektrische Energie zu übertragen. Als Ansatz für diese Übertragung ist in ISAar ein NTC-Ansatz modelliert. Der Ausbau der Übertragungskapazitäten ist möglich [112]. Neben dem Stromtransport modelliert das ISAaR-Modell auch die Übertragung von Wasserstoff. Dieser Austausch ist im Vergleich zum Stromtransport unbegrenzt zwischen den einzelnen Ländern möglich und basiert auf einer vereinfachten Abbildung des bestehenden Erdgasnetzes [112]. Der Aufbau und die gestellten Anforderungen an das Energiesystemmodell sind in [159] zu finden. Gekoppelt an das Energiesystemmodell ist ein Gasmarktmodell MInGa (Markt- und Infrastrukturmodell der Gaswirtschaft), welches mit täglicher Auflösung und zusammengefassten Netzknoten den Gastransfer in Deutschland und Europa abbildet. MInGa ist auch ein lineares Optimierungsmodell mit dem Ziel, die Gesamtkosten der Gasbeschaffung in Europa zu minimieren. Die 128 deutschen Netzknoten werden dabei in 38 NUTS-2-Knoten zusammenfasst [112, 323]. Die Potenziale der erneuerbaren Energien, auf die das Energiesystemmodell zugreift, werden im Modell FREM berechnet. Dies wird detailliert in [324] beschrieben. Das letzte Modell der extremos-Studie ist das GridSim-Modell, welches verschiedene Komponenten des Verteilnetze modelliert. Im Modell werden dabei Strategien für flexibel nutzbare Techniken wie Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen berechnet. Die Ergebnisse von GridSim werden via soft-linking an die Modelle ISAar und FREM übertragen. In der extremos Studie wird zwischen den zwei Hauptszenarien soildEu und quEU [112] unterschieden. Für diese Arbeit werden die Kernergebnisse aus dem soildEu-

Szenario für Deutschland als Vergleichsbasis vorgestellt. Aus der Studie gehen hinsichtlich Ausbau oder Verlauf einer Wasserstoffinfrastruktur und eines Übertragungsnetzes keine Aussagen hervor. Zur installierten Leistung von Elektrolyseuren für die inländische Wasserstoffproduktion oder zum Ausbau von Infrastrukturen von Erdgas beziehungsweise Austauschkapazitäten für Strom werden keine Aussagen getätigt. Die Nachfrage an Wasserstoff beträgt in Deutschland für das Zieljahr 2050 circa 283 TWh, wobei 80 % des Wasserstoffs von der Industrie benötigt werden. Dieser Bedarf wird mit 20 TWh importiertem Wasserstoff aus Dänemark und 263 TWh inländisch produziertem grünen Wasserstoff gedeckt. Der resultierende Bedarf an elektrischer Energie, inklusive Exporte, liegt für Deutschland bei circa 1572 TWh. Angebotsseitig werden zur Deckung dieser Nachfragen Leistungen in Höhe von 171 GW Onshore-Windenergie, 78 GW Offshore-Windenergie und 369 GW Photovoltaik installiert. Diese Ergebnisse und weitere für andere europäische Länder sind über [325] einsehbar.

Langzeitszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

Im Mai 2021 brachte ein Verbund verschiedener Forschungsinstitute und Firmen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie die Langzeitszenarien heraus. Die Studie setzt sich insgesamt aus drei Szenarien zusammen, bei denen jeweils eine Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 erreicht werden soll. Die drei Dekarbonisierungspfade sind Szenario TN-Strom, Szenario TN-H2-G und Szenario TN-PtG/PtL. Bei diesem Szenariopfaden wird exogen angenommen, dass sich das Energiesystem in eine definierte Richtung entwickelt. Dementsprechend wird im Szenario TN-Strom von verstärktem Stromeinsatz, im Szenario TN-H2-G von verstärkter Wasserstoffnutzung und im Szenario TN-PtG/PtL von einem erhöhten Verbrauch von synthetischen Kohlenwasserstoffen ausgegangen [277]. Die Szenarien haben Europa als geographische Abdeckung und teilen jeder Region einen Knoten zu. Deutschland wird allerdings in sechs einzelne Knoten unterteilt [99]. Die Langfristszenarien bedienen sich einer Modellkopplung aus sieben Modellen zur Abbildung von Energienachfrage, -angebot und -transfer. Der Energieverbrauch der Nachfragesektoren wird von vier Modellen berechnet. Als Simulationsmodelle für die jeweiligen Sektoren werden Forecast für den Industriesektor, Aladin/Astra für den Verkehrssektor, Gemod für den Gebäudesektor und Forecast für den GHD-Sektor eingesetzt. Detaillierte Beschreibungen zu diesen vier Nachfragemodellen werden in [326, 327, 328, 329] bereitgestellt. Diese Modelle übergeben exogen dem Energiesystemmodell Enertile eine regionalisierte Energienachfrage. Das Enertile-Modell [330, 331] ist ein lineares Optimierungsmodell, welches das Energiesystem der Angebotsseite optimiert, um die gegebenen Nachfragen der vier Sektorenmodelle zu decken. Enertile ist weiterhin mit den zwei Optimierungsmodellen für Infrastrukturabbildung gekoppelt, welche Strom-, Erdgas- und Wasserstoffnetze berechnen. Für die Infrastrukturmodelle EXOGON und SIMONE werden jeweils die regionalisierten Ergebnisse des Energiesystemmodells benötigt [332, 333]. Das EXOGON-Modell ist dabei netzknotenscharf aufgelöst und bildet sowohl Kraftwerke, erneuerbare Energien und regionale Lasten für 402 Regionen ab. Mit einer stündlichen Auflösung werden im ersten Schritt der Netzanalyse Lastflusssimulation berechnet, um Netzüberlastungen zu identifizieren. In zweiten Schritt wird analysiert, welche Netzausbau und Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich sind, um die ermittelten Überlastungen auszugleichen. Dabei kommt, wie schon im Netzentwicklungsplan (Kapitel 2.1.1) beschrieben, das NOVA-Prinzip zum Tragen. Lastflusssteuernde Betriebsmittel, wie der Ausbau von Phasenschiebertransformatoren und Netzboostern, sind dabei Teil der Optimierung. Auch für das

SIMONE-Modell werden die berechneten Nachfragen je nach betrachtetem Szenario knotenscharf dargestellt. Des Weiteren sind in dem Modell die Standorte der Kavernenspeicher hinterlegt. Bei der Berechnung des Wasserstoff- und Erdgasnetzes wird das ursprünglich hinterlegte Gasnetz in zwei parallele Netze aufgeteilt, wobei das Erdgasnetz im Zuge der Transformation schrittweise reduziert und das Wasserstoffnetz aufgebaut wird.
Von den drei Szenarien wird zum Vergleich die TN-H2-G-Berechnung herangezogen. Im Zieljahr 2050 des TN-H2-G-Szenarios steigt in Deutschland der Ausbau grenzüberschreitender Stromaustauschkapazitäten mit seinen verbundenen Nachbarländern auf 88 GW. Bis 2030 wurden in allen Szenarien Stromaustauschkapazitäten von 30 GW exogen definiert, was dem heutigen Stand entspricht. Durch diese Expansion wird im Szenario auch das Übertragungsnetz innerhalb Deutschlands ausgebaut. Dabei werden bis zum Jahr 2030 18700 km Übertragungsleitungen zugebaut. Dies entspricht den Planungen des Netzentwicklungsplans 2019 [11]. Bis 2050 werden zu zusätzlich 17100 km Übertagungsleitungen zugebaut. Damit übersteigen die berechneten Netzentwicklungsmaßnahmen den aktuellen Netzentwicklungsplan um circa 91 %. Bei diesen Leitungslängen ist zu beachten, dass diese in Stromkreis-Kilometern angegeben sind. In den Studien wird angegeben, dass eine Leitungstrasse zwei bis vier Stromkreise und somit im Durchschnitt drei Stromkreise beinhaltet. Der Wasserstoffnetzausbau im TN-H2-G-Szenario beträgt für Deutschland im Zieljahr 2050 circa 10000 km. Dabei wird dieses Netz hauptsächlich aus Umwidmungen von Leitungen des Erdgasnetzes realisiert. Das Erdgasnetz ist TN-H2-G-Szenario bis zum Jahr 2050 vollständig stillgelegt. Zum Vergleich ist lediglich im Szenario TN-PtG/PtL ein Erdgasnetz von circa 26000 km noch in Betrieb. Für das Zieljahr 2050 besteht in Deutschland eine Nachfrage an Wasserstoff von circa 690 TWh. Diese Nachfrage wird durch 510 TWh importierten Wasserstoff sowie 180 TWh Inlandsproduktion per Elektrolyseur gedeckt. Für die inländische Wasserstoffproduktion werden Elektrolyseurleistungen von 75 GW installiert. Zudem besteht im Jahr 2050 eine Stromnachfrage von circa 920 TWh. Davon werden 34 TWh per Import über die ausgebauten Stromaustauschkapazitäten gedeckt. Angebotsseitig wird die Deckung dieser Nachfragen durch 155 GW Onshore-Windenergie, 47 GW Offshore-Windenergie, 279 GW Photovoltaik und 26 GW Wasserstoffrückverstromung sichergestellt. Diese und weitere Kernergebnisse beziehungsweise Annahmen zu den Szenarien können in den Publikationen [331, 333, 334, 335, 336] nachgelesen werden. Wie aus den Erläuterungen der Langfristszenarien hervorgeht, bedienen sich die vier Nachfragemodelle Forecast, Aladin, Astra und Gemod einer Modellkopplung und geben dem Angebotsoptimierungsmodell Enertile via Soft-Linking jeweils exogen regionalisierte Nachfragen vor. Nach der Optimierung der Angebotsseite des Energiesystems folgt ein weiteres Soft-Linking zu den Strom- und Gasnetzmodellen EXOGON und SIMONE.

Klimaneutrales Deutschland 2045

Im Mai 2021 wurde die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ von Agora in Zusammenarbeit mit prognos, dem Öko-Institut und dem Wuppertal-Institut veröffentlicht. Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 werden im Rahmen der Studie zwei Szenarien berechnet [278]. Unterschieden werden die beiden Szenarien im Transformationsjahr 2030, wo zwischen einer vorgegebenen Emissionsminderung von 60 % beziehungsweise 65 % unterschieden wird. Die Studie umfasst acht Modelle zur Berechnung eines deutschen Energiesystems. Jedes dieser Modelle bildet dabei einen separaten Sektor ab. Diese sind ein Strommarktmodell für die Energiewirtschaft,

Haushalts- und GHD-Modelle für den Gebäudesektor, das TEMPS-Modell für den Verkehr, das LiSA-Modell für die Landwirtschaft, das FABio-Modell für LULUCF (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft), das Wast-Mod-Modell für die Abfallwirtschaft und das WISEE-EDM-Modell für die Industrie [337]. Die Art der Kopplung zwischen diesen Modellen wird in der Studie nicht näher erläutert. Die Modelle wurden bereits in der Studie Klimaneutrales Deutschland [337] eingesetzt. Das Strommarktmodell optimiert den Kraftwerkseinsatz in Europa. Dabei werden die einzelnen Kraftwerke blockscharf und mit stündlicher Auflösung abgebildet. Die Lastprofile Stromnachfrage werden stündlich und disaggregiert in Bezug auf Anwendungen und Branchen abgebildet. Inwieweit das Modell räumlich aufgelöst ist, wird in der Studie nicht näher erläutert. Es wird auch ein Stromaustausch explizit zwischen einzelnen Ländern in Form von Übertragungskapazitäten abgebildet. Im WISEE-EDM-Modell, das vom Wuppertal-Institut entwickelt wurde, wird die Entwicklung von Industrieanlagen sowie deren Energiebedarfe technologiescharf berechnet. Dabei werden in Europa die drei Brachen Eisen und Stahl, Grundstoffchemie und Raffinerien berücksichtigt. Zusätzlich werden für Deutschland die acht Branchen Zellstoff und Papier, Nichteisenmetalle, Zement, Kalk, Glas und Gießereien modelliert. Für Europa werden 800 Produktionsstandorte dieser Industriebranchen betrachtet. Zwischen diesen Standorten sind Verbindungen in Form von Rohrleitungen hinterlegt. Diese Verbindungen ermöglichen die Abbildung von Infrastrukturen für die Energieträger Erdgas und Wasserstoff. Weitere Informationen zu den Modellen sind in [278, 337] nachzulesen.
Aus der Studie gingen keine quantitativen Aussagen zum Ausbau oder des Verlaufs einer Wasserstoffinfrastruktur und des Übertragungsnetzes hervor. In der Studie ergibt sich eine Wasserstoffnachfrage für Deutschland von 265 TWh für das Jahr 2045. Diese wird zu 36 % mit 96 TWh über inländische Elektrolyse und zu 64 % mit 169 TWh über Importe bereitgestellt. In der Studie werden für die Elektrolyseure in 2050 Volllaststunden von 4000 h/a unterstellt. Daraus schließt sich, dass circa 24 GW an Elektrolyseurleistung im Jahr 2045 installiert sein müssen, um die inländische Wasserstoffproduktion sicherzustellen. Aus den Analysen wurde eine Stromnachfrage für Deutschland im Jahr 2045 von 1017 TWh berechnet, wobei 150 TWh für die Versorgung der installierten Elektrolyseurleistung benötigt wird. Dieser Bedarf wird unter anderem über eine installierte Leistung von 145 GW Onshore-Windenergie, 70 GW Offshore-Windenergie, 385 GW Photovoltaik gedeckt. Außerdem werden im Jahr 2045 60 TWh elektrische Energie über die Rückverstromung von Wasserstoff erzeugt. Dazu sind 71 GW Wasserstoffkraftwerksleistung installiert [98, 278].

Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045

Die Ariadne-Studie wurde im Oktober 2021 von Kopernikus-Projekte in Zusammenarbeit mit diversen Partnern, darunter das IER Stuttgart, das DLR und das Fraunhofer Institut, veröffentlicht. In der Studie werden sechs Transformationspfade beschrieben mit dem Ziel, bis 2045 Treibhausgasneutralität für Deutschland zu erreichen. Diese Szenarien werden in vier Gruppen aufgeteilt, die sich nach den Kriterien Elektrifizierung, Nutzung von Wasserstoff und synthetischen E-Fuels sowie der Importe erneuerbarer Energie differenzieren [96]. Zur Berechnung der Ergebnisse dieser Studie werden insgesamt neun Modelle für unterschiedliche Aufgaben verwendet. Dabei kommen die drei Energiesystemmodelle REMod, TIMES PanEU und REMIND zum Einsatz, die jeweils unabhängig voneinander, aber mit konsistentem Rahmendatensatz das Energiesystem zur Treibhausgasneutralität 2045 für Deutschland berechnen [96]. Diese Modelle haben jeweils verschiedene geographische Abdeckungen. Während das REMod-Modell ausschließlich Deutschland mit einer Region

als Planungshorizont abbildet, betrachten TIMES PanEU und REMIND Deutschland integriert in einem Europamodell mit 30 Regionen beziehungsweise einem Globalmodell mit 21 Regionen. Die Modelle ReMod und TIMES PanEU sind lineare Optimierungsmodelle, wobei TIMES PanEU die Möglichkeit bietet, gemischt-ganzzahliges Optimierungsprobleme zu lösen. Ein zentrales Attribut des ReMod- und TIMES PanEU-Modells ist der integrale Ansatz der gleichzeitigen Kostenoptimierung aller Sektoren des Energiesystems. REMIND (Regional Model of Investments and Development) hingegen ist als nichtlineares Optimierungsproblem formuliert, was Möglichkeiten zur Berücksichtigung von nichtlinearen Randbedingungen bietet und fokussiert sich auf die Optimierung des Umwandlungssektors der jeweiligen Weltregion. Für die Abbildung der Nachfragesektoren werden in der Studie drei weitere Modelle eingesetzt. Diese Simulationsmodelle berechnen dabei explizit und technologiescharf, die Nachfragen des Industrie- und Verkehrssektors. Dabei werden die Modelle FORECAST, VECTOR21 und DEMO. Die explizite Abbildung des Gebäudesektors wird vom REMod-Modell übernommen. Das Modell energy-ANTS wird für die Potentialanalyse der erneuerbaren Energien Wind und PV auf europäischem Horizont herangezogen. E2M2s ist ein gemischtganzzahliges lineares Optimierungsmodell zur Abbildung des Strommarktes in Europa. Das Modell besitzt eine blockscharfe Abbildung von Kraftwerken, Speichern und erneuerbaren Energien und kann Investitionsentscheidungen zu Übertragungskapazitäten treffen. Das letzte Modell der Studie ist das energiewirtschaftliche Equilibrium-Modell NEWAGE, welches der gesamtwirtschaftlichen Analyse von Energie- und Klimapolitikstrategien im Hinblick auf deren volkswirtschaftliche Auswirkungen dient. Aus der Ariadne-Studie geht nicht hervor, dass ein Modell verwendet wird, das explizit für die Abbildung und Berechnung vom Energieinfrastrukturen vorgesehen ist [96]. Inwieweit eine Kopplung zwischen den einzelnen Energiesystem- und Nachfragemodellen stattfindet, wird in der Studie nicht näher erläutert. Da in der Ariadne-Studie mehrere Energiesystemmodelle zum Einsatz kommen, wird für die Kernergebnisse immer eine Brandbreite für das Jahr 2045 angegeben. In der Studie werden zum aktuellen Zeitpunkt keine expliziten, räumlich aufgelösten Aussagen zur Wasserstoffinfrastruktur getroffen. „Der substanzielle Hochlauf von Wasserstoff und E-Fuels in den Ariadne-Szenarien erfordert auch neue Transport- und Speicherinfrastrukturen. Diese werden in einer späteren Projektphase detailliert und räumlich aufgelöst modelliert“([96], S.193). Auch zum Ausbau von Übertragungsleitungen wird zum jetzigen Zeitpunkt keine Angabe gemacht. „Für die dargestellten Szenarien zum Ausbau der Windenergie und Photovoltaik werden in den nächsten Monaten ebenfalls Analysen folgen, die untersuchen, wie sich dieser Ausbau auf die Auslastung und den notwendigen Ausbau des Stromübertragungsnetzes auswirken“([96], S.173). In den Modellen und Szenarien der Studie wird ein Spektrum an Nutzung von Wasserstoff zwischen circa 100 und 600 TWh für das Jahr 2045 berechnet. Dabei kann dieser Wasserstoff zum einen mit einem Anteil von circa 50 bis 350 TWh importiert werden und zum anderen mit einem Anteil von circa 40 bis 210 TWh inländisch per Elektrolyse produziert werden. Die Bandbreite der im Jahr 2045 aufgestellten Elektrolyseurleistung beträgt in den Szenarien zwischen 12 und 50 GW. Der nationale Stromverbrauch für Deutschland wird mit einer Bandbreite 1000 bis 1350 TWh berechnet. Um dieser Nachfrage gerecht zu werden, sind im Jahr 2045 für die Szenarien und Modelle installierte Leistungen von 130 bis 180 GW Onshore-Windenergie, 40 bis 56 GW Offshore-Windenergie, 200 bis 400 GW Photovoltaik notwendig.

dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Die dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität wurde im Oktober 2021 von der Deutsche Energie-Agentur GmbH veröffentlicht. Das Ziel dieser Studie ist, verschiedene Szenarien zu berechnen, bei denen die gesamten emittierten Treibhausgas-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2030 um 65 % und bis zum Jahr 2045 um 100 % reduziert werden sollen. Dabei werden zusätzlich zum Hauptszenario KN100 vier Pfadausprägungen beziehungsweise Sensitivitäten mit unterschiedlichen Annahmen getroffen. Dabei wird zum einen zwischen Marktdurchdringung von strombasierten Techniken gegenüber gasbasierten Techniken, wie H_2, Erdgas und Power-Fules, unterschieden. Zum anderen wird für jedes dieser Szenarien eine Effizienzverbesserung der Techniken in den Nachfragesektoren angenommen. Für diese Untersuchungen werden acht verschiedene Modelle eingesetzt, die zur Berechnung von Energienachfragen, -angebot und -infrastrukturen verwendet werden. Die Nachfragen für die Transformationspfade der Szenarien werden in vier Modellen von vier verschiedenen Projektpartnern berechnet. Dabei werden der Verkehrs- und Industriesektor vom EWI, der Gebäudesektor vom Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH (ITG) und vom Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (FIW) und der LULUCF-Sektor vom Öko-Institut modelliert [97, 338]. Diese Modelle stellen exogen die sektoralen Nachfragen für das Energiesystemmodell DIMENSION des EWI [97] bereit. Aufbauend darauf wird bei dieser Energiesystemmodellierung kostenoptimal das sektorenübergreifende Energieangebot der Nachfragen für den Transformationspfad berechnet. Das DIMENSION-Modell besitzt eine geographische Abdeckung auf europäischem Level und bildet die EU27 plus Großbritannien, Norwegen und der Schweiz mit 30 Regionen ab. Es wird zwischen den Ländern ein Stromaustausch als Ergebnis des Optimierungsprozesses abgebildet. Zusätzlich zu dieser räumlichen Auflösung werden 90 weitere Länder als potenzielle Herkunftsländer für grünen Wasserstoff, synthetisches Methan und Power-to-Liquid abgebildet. Im DIMENSION-Modell werden Infrastrukturen auf Basis der resultierenden Bedarfe an End- und Primärenergieträgern abgeleitet, sind aber nicht Teil der kostenoptimalen Lösung der Energiesystemmodellierung [152]. In zwei nachgeschalteten Modellen werden diese Infrastrukturen für Stromnetze von ef.Ruhr sowie Gas- und Wasserstoffnetze vom EWI als Zusatzanalysen berechnet. Das letzte Modell der dena-Studie berechnet die Versorgungssicherheit in Extremwetterperioden ebenfalls aufbauend aus den Optimierungsergebnissen von DIMENSION. Bei der Stromnetzmodellierung wird ein Netzmodell verwendet, bei dem alle Netzentwicklungsmaßnahmen des Netzentwicklungsplans 2035 in der Version des Jahres 2021 [11] für das Szenario B 2035 berücksichtigt werden. Der jeweilige Netzausbau wird mit Hilfe eines iterativen Verfahrens berechnet, bei dem zunächst die jeweilige Netzauslastung berechnet und bewertet wird. Danach werden diese ermittelten Netzengpässe durch den Einsatz von Netzentwicklungsmaßnahmen behoben und das Netz wird erneut auf Engpässe geprüft. Im letzten Schritt erfolgt eine monetäre Bewertung des ermittelten Netzausbaubedarfs [152]. Im Rahmen dieser Studie wird kein detailliertes Wasserstoff- und Erdgasnetz modelliert. Lediglich eine Kostenabschätzung für die Wasserstoff- und Erdgasinfrastruktur wird basierend auf den Nachfrageentwicklungen dieser Energieträger anhand des Hauptszenarios KN100 berechnet.

Als Ergebnisse der dena-Leitstudie werden als Vergleichswerte nur die Kernresultate des Hauptszenarios KN100 vorgestellt. Ein genauer Ausbau des Wasserstoffnetzes wird in der Studie nicht näher erläutert. Für die Berechnungen der Übertragungsleitungen wird der Ausbau von Szenario B2035 des Netzentwicklungsplans als fixe installierte Kapazitäten exogen vorgegeben. Aus diesen Vorga-

ben ergeben sich Zubau und Netzverstärkungen von circa 7200 km AC-Leitungen und 4435 km DC-Leitungen. Schon im Jahr 2030 sind diese Vorgaben unzureichend, was auf den starken Ausbau der erneuerbaren Energien zurückgeführt wird. Es müssen zusätzliche 2700 km AC-Leitungen bereitgestellt werden. Für das Jahr 2045 werden zusätzlich zu den Ausbauten des Netzentwicklungsplans 8200 km AC-Leitungen benötigt. Zudem sind für 2045 zusätzliche Investitionskosten in Höhe von 14,2 Mrd.€ für den Ausbau des DC-Offshorenetzes berechnet worden. In der Studie wird außerdem ein Wasserstoffendenergieverbrauch von 226 TWh für das Jahr 2045 berechnet. Dabei werden 87 % mit 196 TWh der Wasserstoffnachfrage durch Importe gedeckt. Lediglich 30 TWh und somit 13 % der Nachfrage an Wasserstoff werden in Deutschland durch eine nationale Wasserstoffproduktion sichergestellt. Dafür wird im Jahr 2045 24 GW Elektrolyseurleistung benötigt. Zu den weiteren Kernergebnissen der Studie gehört ein Bruttostrombedarf von 910 TWh im Jahr 2045. Diese Nachfrage wird unter anderem über erneuerbaren Energien, mit 737 TWh, bereitgestellt. Die installierten Leistungen betragen 124 GW Onshore-Windenergie, 50 GW Offshore-Windenergie und 259 GW Photovoltaik. Außerdem werden 65 TWh durch Rückverstromung von Wasserstoff erzeugt [97, 152].
Aus den Ausführungen der Modellbeschreibungen der dena-Leitstudie geht hervor, dass zur Abbildung des Gesamtenergiesystem ein Modellkopplungsansatz verwendet wird. Die jeweiligen Modelle sind via Soft-Linking miteinander gekoppelt.

Strategien für eine treibhausneutrale Energieversorgung bis 2045

Die Studie Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045 wurde vom Institut für Energie- und Klimaforschung des Forschungszentrums Jülich im November 2021 veröffentlicht. Für die Studie und Analysen werden insgesamt fünf Modelle eingesetzt, die alle am Forschungszentrum Jülich entwickelt wurden. Als integriertes Energiesystemmodell wird ETHOS.NESTOR eingesetzt, welches unter Beachtung aller im Wettbewerb zueinanderstehenden Techniken, sowohl eine Angebots-, als auch eine Nachfrageoptimierung zu minimalen Gesamtkosten für das System berechnet. Dabei werden in ETHOS.NESTOR die Sektoren Umwandlung/Energie, Industrie, Gebäude und Verkehr modelliert [339]. Dem System wird als Randbedingung exogen ein Transformationspfad bis zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 vorgegeben. ETHOS.NESTOR übergibt nach der Optimierung die verschiedenen Energienachfragen für Strom, Erdgas und Wasserstoff an das Modell ETHOS.Infrastructure. Mit diesem Modell wird eine integrierte Infrastrukturplanung für die Energieträger Strom, Erdgas und Wasserstoff optimiert. Des Weiteren werden mit den Modellen GLAES (Geospatial Land Availability for Energy Systems) und RESkit (Renewable Energy Simulation toolkit) Potentiale für erneuerbare Energien als Vorgabe für ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure bestimmt. Für diese Berechnungen werden verschiedene Wetterjahre sowie sozio-ökonomische Randbedingungen berücksichtigt. Das Simulationsmodell InfH2 wird vor der Energiesystemoptimierung zur Berechnung der globalen Wasserstoff- und PtL-Importpostenzialen für die Studie verwendet. Eine Detailbeschreibung der einzelnen Modelle kann in [339] nachgelesen werden.
In der Studie werden 13000 km Erdgaspipeline zu Wasserstoffpipelines umgewidmet. Außerdem wird ein Zubau von weiteren 1000 km neuer Wasserstoffleitungen mit einem Maximaldurchmesser von 800 mm berechnet. Zu Ausbauten beziehungsweise Netzverstärkungen hinsichtlich der elektrischen Übertragungsnetze wird in der Studie nichts weiter erläutert. Aus den Erläuterungen der

Arbeit von Groß [17] für das Modell ETHOS.Infrastructure geht hervor, dass das Stromnetz und dessen Ausbau an den Netzentwicklungsplan 2030 in der Version des Jahres 2019 [295] angelehnt ist. Daraus ergibt sich für Ausbauten beziehungsweise Netzverstärkungen eine Trassenlänge von 7750 km AC-Netz und 4960 km DC-Netz. Im Zieljahr 2045 besteht für Deutschland über alle Sektoren eine Wasserstoffnachfrage von circa 400 TWh. Der zur Deckung dieser Nachfrage benötigte Wasserstoff wird zu 53% durch inländische Elektrolyse und zu 47% durch Importe bereitgestellt. Für die in Deutschland gewonnen 213 TWh Wasserstoff ist eine Elektrolyseurleistung von 71 GW erforderlich. Beim Import wird zwischen H2-Flüssigimporten an den Küsten sowie gasförmigem H2-Pipelineimport aus Südeuropa und Nordafrika unterschieden. Als weiteres Kernergebnis des KSG2045-Szenarios wird für Deutschland im Jahr 2045 eine Stromnachfrage von 1216 TWh berechnet. Die Deckung dieser Nachfrage wird unter anderem durch eine installierte Leistung von 213 GW Onshore-Windenergie, 72 GW Offshore-Windenergie und 450 GW Photovoltaik sichergestellt. Zudem werden 14 TWh durch die Rückverstromung von Wasserstoff gedeckt [91, 340, 341]. ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure werden via Soft-Linking miteinander gekoppelt, um im Nachgang der Systemoptimierung die für dieses System notwendigen Infrastrukturen zu berechnen. In ETHOS.Infrastructure werden dafür die berechneten Nachfragen regionalisiert und dann Wasserstoff-, Erdgas- und Strominfrastrukturen unter Berücksichtigung der Sektorenkopplung für dieses regional aufgelöste Energiesystem bestimmt. Im Vergleich mit den anderen Studien werden die Energieinfrastrukturen Wasserstoff, Erdgas und Strom in dieser Studie integriertet betrachtet und ausschließlich mit ETHOS.Infrastructure berechnet.

Leitungen des Kandidatennetzes der potenziellen Umrüstung nach [299]

Tabelle 7.1: Explizite Leitungsverbindungen des hinterlegten VGE-Netzes zwischen den berücksichtigten Regionen in ETHOS.Infrastructure

Verbindung	Durchmesser [mm]	Anzahl
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	111	1
	900	1
	1000	1
	111	1
	900	1
	1000	1
Baden-Württemberg_Bayern	111	12
	150	1
	200	2
	300	2
	333	2
	500	3
	700	2
	1000	1

	1100	2
Baden-Württemberg_Hessen	111	6
	666	3
	700	1
	800	1
Baden-Württemberg_Rheinland-Pfalz	111	5
	300	1
	333	2
	500	1
	900	1
	1000	1
Bayern_Hessen	111	3
	150	1
	200	1
	250	1
	300	2
	500	1
	666	1
	700	1
	800	1
	1000	1
	1100	1
Bayern_Sachsen	200	1
Bayern_Thüringen	100	1
	111	4
	150	1
	200	2
	300	4
Bayern_Untergriesbach	111	1
	150	1
	800	1
Berlin_Brandenburg	111	20
	333	1
	500	2
	600	2
	666	1
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	111	1
	150	1
	200	2
	250	1
	333	1
	400	1

	500	3
	600	1
	700	1
	800	1
	1200	1
	1400	1
Brandenburg_Sachsen	100	1
	111	3
	150	3
	300	2
	333	1
	400	2
	500	1
	600	6
	800	7
	900	1
	1400	1
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	111	1
	150	1
	400	1
	500	1
	600	3
	800	4
	1100	1
	1200	1
Bremen_Niedersachsen	111	13
	200	1
	300	1
	400	2
	1200	3
	111	1
	200	2
	666	1
	1200	1
Gersheim_Saarland	600	1
	900	2
Hamburg_Niedersachsen	111	13
	333	1
	400	2
	600	1
	1200	1
Hamburg_Schleswig-Holstein	111	21
	400	3

	500	1
Hessen_Niedersachsen	100	1
	111	7
	500	2
	1000	1
Hessen_Nordrhein-Westfalen	100	2
	111	4
	200	5
	250	1
	300	1
	666	2
	1000	3
	1200	1
Hessen_Rheinland-Pfalz	100	1
	111	6
	200	1
	300	4
	333	3
	600	3
	900	2
	1000	2
	1100	1
Hessen_Thüringen	111	7
	400	2
	1000	1
	1111	1
Mecklenburg-Vorpommern_ Niedersachsen	300	1
Mecklenburg-Vorpommern_ Schleswig-Holstein	111	1
	200	1
	300	2
	333	1
	400	2
Niedersachsen_Dornum	111	1
	200	2
	666	1
	1200	1
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	100	1
	111	6
	200	3
	300	9
	333	2

	400	1
	600	8
	666	3
	700	2
	900	3
	1000	1
	1111	2
	1200	2
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	111	8
	150	1
	300	1
	600	2
	1200	1
Niedersachsen_Schleswig-Holstein	111	2
	200	1
	300	1
	600	1
	750	1
Niedersachsen_Thüringen	111	5
	150	1
	1000	1
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	111	6
	333	1
	500	2
	900	3
	950	2
Rheinland-Pfalz_Saarland	111	4
	200	3
	250	1
	333	1
	350	1
	500	2
	900	2
Sachsen_Sachsen-Anhalt	111	4
	150	1
	200	2
	300	3
	333	3
	500	1
	600	2
	666	1
	750	1

	800	2
	900	3
	1000	1
	1200	3
Sachsen_Thüringen	100	1
	111	4
	150	2
	200	4
	300	1
	333	1
	500	3
	666	1
	800	3
	1200	1
Sachsen-Anhalt_Thüringen	100	2
	111	1
	200	1
	300	4
	400	2
	600	2
	1000	1

Technologiezuordnung auf die modellierten Spannungsebenen

Tabelle 7.2: Zuordnung der Einspeisetechniken nach [2, 3] (nicht aufgeführte Kraftwerktypen, werden in jeweiliger Netzebene angenommen)

Spannungsebene	Einspeisetechnologien
EHV-Ebene	Kernkraftwerke, Gaskraftwerke, Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk, Importe, Offshore-Windenergieanlagen, Steinkohlekraftwerke, Braunkohlekraftwerke
HV-Ebene	Onshore-Windanlagen (55%), Freiflächen-PV-Systeme (27%), Gaskraftwerke mit Kraft-Wärmekopplung, Große Biomassekraftwerke, Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung, Müllverbrennungsanlagen (Stromerzeugung), Laufwasserkraftwerke, Wasserstoffturbinenkraftwerke, Ölkraftwerke
MV-Ebene	Onshore-Windenergieanlagen (45%), Freiflächen-PV-Systeme (73%), Biogasanlagen, Festoxidbrennstoffzellen, Zentrale PEM-Brennstoffzellen, Mittelgroße Biomassekraftwerke
LV-Ebene	Aufdach-PV-Systeme, Kleine Biomassekraftwerke, dezentrale PEM-Brennstoffzellen, dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Tabelle 7.3: Zuordnungskriterien der Endnachfragetechniken für die modellierten Spannungsebenen

Technologie	Spannungsebene	Zuordnung
Auminiumschmelzer	EHV	Aluminiumhütte in Norf, Essen, Voerde (220 kV), Hamburg (110 kV) [304]
Linz-Donawitz-Verfahren	EHV	Größte Stahlwerke in Bochum, Duisburg, Salzgitter (220 kV) [302, 303]
Carbon-Capture Bioethanolanlagen	MV	Annahme auf potenzieller Anlagengröße
Klassisches Hochofenverfahren	EHV	Größte Stahlwerk Bochum, Duisburg, Salzgitter (220 kV) (Linz-Donawitz-Verfahren) [302, 303]
Ladestation für batterieelektrische LKW	MV	Ladespannung ab 1 kV [342]
Ladestation für batterieelektrische Busse	MV	Analog batterieelektrische LKW

Oberleitungsbusse	MV	Spannung Oberleitung 580 und 750 V [343]
Oberleitungs-LKW	MV	Analog Oberleitungsbusse
Zementherstellung	MV	Annahme Mittelgroße Unternehmen
Carbon-Capture Zementherstellung	MV	Analog Zementherstellung
CH4-Pyrolyseanlagen	MV	Annahme auf potenzieller Anlagengröße
Schwarzlaugenherstellung	MV	Nebenprodukt der Papierherstellung
Diaphragmaverfahren zur Chloralkalielektrolyse	EHV	Größtes Werk in Stade (220 kV) [303, 344]
Membranverfahren zur Chloralkalielektrolyse	EHV	Analog Diaphragmaverfahren, Werke in Dormagen (110 kV) Ludwigshafen (220 kV), Leverkusen (220 kV), Uerdingen (110/220 kV) [303, 344]
Hochtemperatur-DAC	MV	Annahme auf potenzieller Anlagengröße
Niedrigtemperatur-DAC	MV	Annahme auf potenzieller Anlagengröße
Kupferproduktion	HV	Anlage Aurubis AG Hamburg (110 kV) [303, 345]
Kupferrecycling	HV	Analog Kupferproduktion
Eisenschwammherstellung	HV	ArcelorMittal Hamburg (110 kV) [303, 346]
Ladepunkte für private BEVs	LV	Hauswallboxen
Industrielle Direkterhitzer	MV	Annahme mittelgroßer Industrieprozess
Papierindustrie	MV	Annahme mittelgroßer Industrieprozess
Lichtbogenöfen	MV	Netztransformator bei 100 kV [347]
Elektrische Heizkessel	LV	Anwendung Privathaushalte
Flachglaslichtbogenöfen	LV	Netzanschluss 380 V [348]
Flachglasbehandlung	LV	Analog zu Flachglaslichtbogenöfen
Fischer-Tropsch zur Dieselherstellung	HV	Pilotprojekt Industriepark Höchst [303, 349]
Fischer-Tropsch zur Kerosinherstellung	MV	Annahme Anlagengröße Pilotanlage in Werlte [303, 350]
Fischer-Tropsch zur Rohbenzinherstellung	MV	Analog zur Fischer-Tropsch Kerosinherstellung

Fiberglaslichtbogenöfen	MV	Annahme Mittelgroßer Industrieprozess
Haber-Bosch-Ammoniaksynthese	HV	Anlage Wittenberg (110 kV) [303, 351]
Haber-Bosch Wasserstoffherstellung	HV	Analog Haber-Bosch-Ammoniaksynthese
Hall-Heroult-Prozess	EHV	Analog Aluminiumschmelzer
Hohlglaslichtbogenöfen	MV	Annahme Mittelgroßer Industrieprozess
Haushalte	LV	Haushaltsanschlüsse (400/230 V)
Basischemikalien	HV	Chemieparks 110 kV [303, 352]
Nahrungs- und Tabakindustrie	MV	Annahme Mittelgroßer Industrieprozess
Glas und Keramik	MV	Annahme Mittelgroßer Industrieprozess
Maschinenbau	MV	Annahme Mittelgroßer Industrieprozess
Metallverarbeitung	MV	Annahme Mittelgroßer Industrieprozess
Bergbausektor	HV	Annahme hoher Energieaufwand für Abbau und Verarbeitung
Inert-Anoden-Elektrolyse	HV	Analog Aluminiumschmelzer
Nichteisenhaltige Metalle	HV	Analog zu Metallen wie Kupfer
Andere Chemikalien	HV	Analog Basischemikalien
Andere Industrien	MV	Annahme Mittelgroßer Industrieprozess
Steinverarbeitung	MV	Annahme Mittelgroßer Industrieprozess
Gummi- und Plastikherstellung	MV	Annahme Mittelgroßer Industrieprozess
Fahrzeugbau	MV	Wolfsburg (110 kV), Ingolstadt (110 kV), Niehl (110/380 kV), Zuffenhausen (110 kV) [303]
Große Heizkessel	MV	Annahme Mittlere Leistungsklasse
Große Geothermiewärmepumpe	MV	Leistung Quartierswärmepumpe [305]
Große Luftwärmepumpe	MV	Analog Geothermiewärmepumpe
Methanolgewinnung aus Biomasse	MV	Annahme auf potenzieller Anlagengröße
Konventionelle Methanolherstellung	HV	Analog Basischemikalien (Annahme gleiche Standorte/Unternehmen)

Carbon-Capture konventionelle Methanolherstellung	HV	Analog Basischemikalien (Annahme gleiche Standorte/Unternehmen)

Modellierung des Stromnetzebenen in ETHOS.NESTOR

Tabelle 7.4: Betrachtete Netzbetreiber der Netzentgeldanalysen

	berücksichtigte Netzbetreiber
Übertragungsnetzbetreiber	Amprion, TenneT, 50Hertz, TransnetBW
Größten 23 Verteilnetzbetreiber	Bayernwerk, Westnetz, NetzeBW, Avacon, Mitteldeutsche Netze, edis, Stromnetz Berlin, EWE, Schleswig-Holstein Netz, Stromnetze Hamburg, EAM, Westfalen Werke, Syna, LEW, Pfalzwerke, enercity, wesernetz, ENERVIE, WEMAG, Stuttgart Netze, ovag, NEW, Netze ODR
Betrachtung weiterer 20 Betreiber	abita, Albstadtwerke, Allgäunetze, Alliander, Bigge energie, Bonn Netze, Braunschweig Netze, Dortmund Netze, Sachsen Netze, eneREGIO, e-netz, enwor, ewag, fairnetz, Gelsenwasser, GeraNetz, Stadtwerke Hameln, Hanau Netze, Harz Energie, infraFürth

Tabelle 7.5: Netzentgelte und Jahresarbeit der Übertragungsnetzbetreiber des Jahres 2022

	Arbeitspreis [€/kW]	**Leistungspreis [€ct/kWh]**	**Jahresarbeit [TWh]**
50Hertz	72,49	0,53	102,2
Amprion	72,49	0,53	13,2
TenneT	72,49	0,53	38,2
TransnetBW	72,81	0,43	1,2

Tabelle 7.6: Berechnung der Netzentgelte auf der Verteilnetzebene mit 23 Netzbetreibern

	Leistungspreis [€/kW]	Arbeitspreis [€ct/kWh]
Höchstspannung	72,49	0,53
Hochspannung	105,19	0,46
Mittelspannung	120,91	1,38
Niederspannung	101,39	3,35

Tabelle 7.7: Berechnung der Netzentgelte auf der Verteilnetzebene mit 43 Netzbetreibern

	Leistungspreis [€/kW]	Arbeitspreis [€ct/kWh]
Höchstspannung	72,49	0,53
Hochspannung	106,73	0,47
Mittelspannung	119,56	1,37
Niederspannung	102,48	3,28

Tabelle 7.8: Prozentualer Unterschied zwischen den berechneten Netzentgelten auf der Verteilnetzebene

	Leistungspreis [€/kW]	Arbeitspreis [€ct/kWh]
Höchstspannung	0,00%	0,00%
Hochspannung	+1,47%	+1,82%
Mittelspannung	-1,12%	-0,34%
Niederspannung	+1,07%	-2,01%

Tabelle 7.9: Verteilung der aktuellen Pumpspeicherkapazitäten auf die modellierten Spannungsebenen nach [2, 4]

	Hochspannungsebene	Höchstspannungsebene
Speicherkapazität [GWh]	9,6	35,8
Leistung Wasserturbine [GW]	2,5	7,2
Leistung Pumpe [GW]	2,5	7,2

Kriterien des Regionalisierungswerkzeugs zur räumlichen Verteilung der Endenergienachfragen

Tabelle 7.10: Regionalisierungskriterien der Strom-, Wasserstoff- und Erdgasnachfragen nach [5, 6]

Industrie		
Aluminium	Strom	sektorale CO2eq-Emissionen der Primäraluminiumproduktion [353]
Ammoniak	Strom, Wasserstoff	Ammoniakproduktion (Prognose) [354]
Bergbau	Strom	Angestellte des Wirtschaftszweigs Bergbau [5]
Fahrzeugbau	Strom	Angestellte des Wirtschaftszweigs Automobilbau [5]
Fischer-Tropsch	Wasserstoff	sektorale CO2eq-Emissionen von Raffinerien [353]
Glas	Strom, Wasserstoff, Erdgas	sektorale CO2eq-Emissionen der Glasproduktion [355, 356]
Glas und Keramik	Strom	Angestellte der Wirtschaftszweige Keramik, Glaswaren, Verarbeitung von Steinen und Erden [5]
Hochofen und Gasbrenner	Strom	Bruttowertschöpfung Industrie (Prognose) [5]
Kunststoff und Plastik	Wasserstoff, Erdgas	Angestellte des Wirtschaftszweigs Gummi- und Kunststoffwaren [5]
Kupferkathoden	Strom, Erdgas	sektorale CO2eq-Emissionen der Kupferproduktion [353]
Kupfer Recycling	Erdgas	Bruttowertschöpfung Industrie (Prognose) [5]
Maschinenbau	Strom	Angestellte des Wirtschaftszweigs Maschinenbau [5]
Metallverarbeitung	Strom	Angestellte des Wirtschaftszweigs Metallverarbeitung [5]
Methanol	Strom, Wasserstoff	Methanol- und Raffineriestandorte und Produktionsvolumen (Prognose) [354]
Nahrungsmittel und Tabak	Strom	Angestellte der Wirtschaftszweige Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln [5]
Nichteisenmetalle	Strom	sektorale CO2eq-Emissionen der Verarbeitung von Nichteisenmetallen [353]
Papierproduktion	Wasserstoff, Erdgas	sektorale CO2eq-Emissionen der Verarbeitung von Papier[353]
Papierverarbeitung	Strom	Angestellte des Wirtschaftszweigs Papier/Pappe [5]
Raffinerie	Strom, Wasserstoff	sektorale CO2eq-Emissionen der Raffinerien[353]

Sonstiges verarbeitendes Gewerbe	Strom	Angestellte verschiebender Wirtschaftszweige nach [5]
Grundchemikalien	Strom	sektorale CO2eq-Emissionen der Herstellung organischer Grundchemikalien[353]
chemische Industrie	Strom	Angestellte des Wirtschaftszweigs Herstellung von chemischen Erzeugnissen [5]
Stahl	Strom, Wasserstoff, Erdgas	Stahlproduktionsstandorte und -volumen (Prognose) [354]
Zement	Strom, Wasserstoff, Erdgas	sektorale CO2eq-Emissionen der Herstellung von Zementklinker [353]
Zink	Strom, Erdgas	sektorale CO2eq-Emissionen des Zink-Wälzprozess [353]
Gebäude		
Brennwertkessel	Wasserstoff, Erdgas	Bevölkerung (Prognose) [5]
Gasherd	Erdgas	Bevölkerung (Prognose) [5]
Geräte, Licht	Strom	Bevölkerung (Prognose) [5]
GHD	Strom	Angestellte des Wirtschaftszweigs GHD [5]
Wärmepumpen	Strom	Bevölkerung (Prognose) [5]
Kälteanlagen	Strom	Bevölkerung (Prognose) [5]
Transport		
PKW	Strom, Wasserstoff	Fahrzeugkilometer und Tankstellenstandorte [354]
LKW	Strom, Wasserstoff	Flottengröße und Frachtvolumen [354]
Bus	Strom, Wasserstoff	Fahrzeugkilometer Bus [354]
Bahn (elektrifiziert)	Strom	Standorte von Bahn-Unterwerken (Umspannwerke) [357, 358]
Bahn (nicht elektrifiziert)	Wasserstoff	Energiebedarf nicht-elektrifizierte Bahnstrecken [354]

Referenzszenario (REF)

Technische Ausbaukorridore der kurz- und langfristigen Entwicklung des Energiesystems

Tabelle 7.11: Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Jahr 2030

Technik	Minimale Expansion	Maximale Expansion	Einheit
Erneuerbare Energien			
Onshore-Wind	103,5	114,4	GW
Offshore-Wind	16,6	18,5	GW
PV-Dach	83,5	92	GW
PV-Freifläche	89,4	98,9	GW
Wasserstoffversorung			
Wasserstoffimport	3,5	4,5	GW
PEM-Electrolyzer	8,3	9,2	GW
Kraftwerke			
Wasserstoff	5,5	6,2	GW
Braunkohle	11,8	13	GW
Steinkohle	14,6	16,1	GW
Erdgas (Bestand)	15,1	16,7	GW
Erdgas (Neubau)	9,5	10,5	GW
Öl	2,5	2,8	GW
Nuklear	0	0	GW
Speicher			
Batteriespeicher	28,6	31,6	GWh
Wasserstoff-Salzkavernen	2,2	5,7	TWh

Tabelle 7.12: Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Jahr 2045

Technik	Minimale Expansion	Maximale Expansion	Einheit
Erneuerbare Energien			
Onshore-Wind	200	221	GW
Offshore-Wind	67,7	74,9	GW
PV-Dach	154,3	170,7	GW
PV-Freifläche	240	265,8	GW
Wasserstoffversorung			
Wasserstoffimport	32,5	36	GW
PEM-Electrolyzer	78,5	86,8	GW
Kraftwerke			
Wasserstoff	85	94	GW
Braunkohle	0	0	GW
Steinkohle	0	0	GW
Erdgas (Bestand)	2,5	2,8	GW
Erdgas (Neubau)	29,3	32,3	GW
Öl	0	0	GW
Nuklear	0	0	GW
Speicher			
Batteriespeicher	92,5	102,3	GWh
Wasserstoff-Salzkavernen	32,9	56,7	TWh

Ergebnisse kurzfristige Entwicklung 2030

Tabelle 7.13: Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2030

GW	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	4,1	0,2	0	0,7	0
Bayern	0	0,9	3,6	0	1	0
Berlin	0	0,7	1	0	0	0
Brandenburg	2,1	0	0,6	0	0,3	0
Bremen	0	0,4	0,5	0,1	0,1	0
Hamburg	0	1,8	0,2	0	0	0
Hessen	0	0,7	0,1	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0,3	4,4	0	0
Niedersachsen	0,4	2,4	2,4	0,3	0,1	0
Nordrhein-Westfalen	6,4	4,9	6	0	0,3	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0,1	0	0	0
Saarland	0	0,2	0	0,5	0	0
Sachsen	3,5	0	0,4	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0,6	0	0,8	0	0,1	0
Schleswig-Holstein	0	0	0,1	0,9	0,1	0
Thüringen	0	0	0,3	0	0	0

Tabelle 7.14: Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2030

TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	8,6	0,8	0	0,1	0
Bayern	0	1,5	6,6	0	0,1	0
Berlin	0	1	0,4	0	0	0
Brandenburg	1,9	0	1,1	0	0	0
Bremen	0	1,5	0,9	0	0	0
Hamburg	0	2,5	0,1	0	0	0
Hessen	0	1,1	0,1	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0,1	1,3	0	0
Niedersachsen	1,1	9,2	2,1	0,1	0	0
Nordrhein-Westfalen	14,2	13,5	6,2	0	0,1	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0,3	0	0	0
Saarland	0	0,3	0	0,1	0	0
Sachsen	5	0	0,2	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0,5	0	0,5	0	0	0
Schleswig-Holstein	0	0	0	0,2	0	0
Thüringen	0	0	0,1	0	0	0

Tabelle 7.15: Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2030

GW/GWh	Onshore-Wind	OFPV	RTPV	Elektrolyzer	Batterie-speicher	Wasserstoff-speicher
Baden-Württemberg	0	22,4	8	0	12,2	0
Bayern	0	55,4	0	0	13,7	0
Berlin	0	0	9,1	0	0,1	0
Brandenburg	16,2	0	0	0	0,1	0,9
Bremen	0,2	0	3,4	0,5	0	102,5
Hamburg	0,1	0	6,5	0	3	0
Hessen	0,8	0	38,1	0	1,1	0,4
Mecklenburg-Vorpommern	12,1	0	0	4,3	0,2	3439,5
Niedersachsen	26,8	0	0	0	0	431,8
Nordrhein-Westfalen	19,3	0	11	0	0	756,7
Rheinland-Pfalz	0	10,3	0	0	0,3	0
Saarland	0	0	7,4	0	0	0
Sachsen	12	7,8	0	0	0	0
Sachsen-Anhalt	4,3	3	0	0	1	265,3
Schleswig-Holstein	20,3	0	0	3,5	0	689,8
Thüringen	2,4	0	0	0	0	0

Tabelle 7.16: Regionale Versorgung mit erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2030

TWh	Onshore-Wind	OFPV	RTPV	Elektrolyzer	Batterie-speicher	Wasserstoff-speicher
Baden-Württemberg	0	25,2	7	0	-	-
Bayern	0	60,7	0	0	-	-
Berlin	0	0	7,8	0	-	-
Brandenburg	38,9	0	0	0	-	-
Bremen	0,5	0	2,7	1	-	-
Hamburg	0,4	0	5,4	0	-	-
Hessen	1,6	0	32,2	0	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	35,5	0	0	11,7	-	-
Niedersachsen	74,4	0	0	0,1	-	-
Nordrhein-Westfalen	50,8	0	8,9	0	-	-
Rheinland-Pfalz	0	10,5	0	0	-	-
Saarland	0	0	6,3	0	-	-
Sachsen	27,6	8	0	0	-	-
Sachsen-Anhalt	10,1	3	0	0	-	-
Schleswig-Holstein	68,8	0	0	8,6	-	-
Thüringen	5	0	0	0	-	-

Expansion der Wasserstofftransportinfrastruktur im Stützjahr 2030

Tabelle 7.17: Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen in Jahr 2030

Verbindung	Kapazität [GW]	Ersatz-durchmesser [mm]	Länge [km]
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Schleswig-Holstein_Hamburg	0,16	142	100,6
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0,27	184	229,3
Hamburg_Niedersachsen	0	0	0
Niedersachsen_Bremen	0	0	0

Niedersachsen_Dornum	0,36	211	215,1
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	0	0	0
Niedersachsen_Hessen	0	0	0
Niedersachsen_Thüringen	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	1,2	386	244,2
Nordrhein-Westfalen_Hessen	0	0	0
Hessen_Rheinland-Pfalz	0,4	223	190,2
Hessen_Thüringen	0	0	0
Hessen_Bayern	0	0	0
Hessen_Baden-Württemberg	0	0	0
Rheinland-Pfalz_Saarland	1,92	488	95,9
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0,13	129	267,8
Baden-Württemberg_Bayern	0	0	0
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	0,66	287	189,3
Bayern_Thüringen	0,17	147	308,5
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	1,12	372	239,5
Saarland_Gersheim	2	498	47,2
Berlin_Brandenburg	0,26	179	5,1
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	0,6	273	216,4
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	0,28	187	177,8
Brandenburg_Sachsen	0,15	136	220,6
Sachsen_Thüringen	0	0	0
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Sachsen-Anhalt_Thüringen	0,2	159	184,4

Expansion der Wasserstoffspeichersysteme im Stützjahr 2030

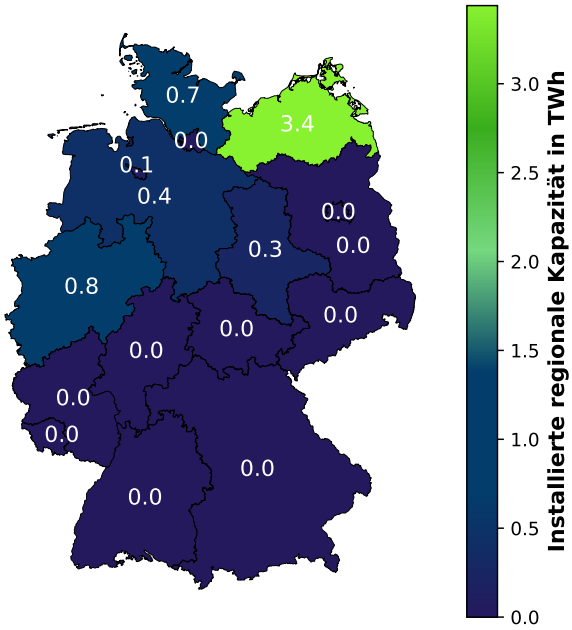

Abbildung 7.1: Expansion der Wasserstoffspeichersysteme im Jahr 2030

Ergebnisse langfristige Entwicklung 2045

Tabelle 7.18: Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2045

GW	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	0	0,7	5,5	0	0
Bayern	0	0	9,4	1,8	0	0
Berlin	0	0	0	1,4	0	0
Brandenburg	0	0	4,4	5,2	0	0
Bremen	0	0	0	1,6	0	0
Hamburg	0	0	0	2,5	0	0
Hessen	0	0	1,5	3	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0	5,8	0	0
Niedersachsen	0	0	0	22	0	0
Nordrhein-Westfalen	0	0	8,3	6,1	0	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0	1,3	0	0
Saarland	0	0	0	4,6	0	0
Sachsen	0	0	5,1	1,4	0	0
Sachsen-Anhalt	0	0	2,9	1,4	0	0
Schleswig-Holstein	0	0	0	8,2	0	0
Thüringen	0	0	0	5	0	0

Tabelle 7.19: Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2045

TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	0	0,6	7,4	0	0
Bayern	0	0	9,8	0,5	0	0
Berlin	0	0	0	0	0	0
Brandenburg	0	0	2,8	3,8	0	0
Bremen	0	0	0	0	0	0
Hamburg	0	0	0	0,5	0	0
Hessen	0	0	0,5	0,9	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0	3,6	0	0
Niedersachsen	0	0	0	21,5	0	0
Nordrhein-Westfalen	0	0	2,7	2	0	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0	0	0	0
Saarland	0	0	0	5,5	0	0
Sachsen	0	0	1,8	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	0	1,9	0	0	0
Schleswig-Holstein	0	0	0	7	0	0
Thüringen	0	0	0	1,6	0	0

Tabelle 7.20: Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2045

GW/GWh	Onshore-Wind	OFPV	RTPV	Elektrolyzer	Batterie-speicher	Wasserstoff-speicher
Baden-Württemberg	17,9	22,4	50	2,6	45,1	0
Bayern	0,1	63,4	0	0	24,8	0
Berlin	0	0,2	9,1	0,1	0,6	0
Brandenburg	33,2	14,3	0	5,2	2,3	229,5
Bremen	0,2	0,5	3,4	2,8	0	493,5
Hamburg	0,1	0	6,5	1,5	0,4	0
Hessen	4,3	0	36,7	0	6,1	252,4
Mecklenburg-Vorpommern	20,2	13	0	12,4	0	7956,5
Niedersachsen	62,9	29,9	0	25,9	0	21645,1
Nordrhein-Westfalen	19,3	27,9	32,5	4,9	1,7	10458,2
Rheinland-Pfalz	0	22,2	0	0	4,5	0
Saarland	0,1	2,7	7,4	0	0,8	0
Sachsen	12,3	10,2	1	1,3	2,4	0
Sachsen-Anhalt	8,3	9,8	7,7	6,5	2,7	6909,3
Schleswig-Holstein	20,3	15,1	0	15,4	0	7581,7
Thüringen	2,2	8,7	0	0	1,2	0

Tabelle 7.21: Regionale Versorgung mit erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2045

TWh	Onshore-Wind	OFPV	RTPV	Elektrolyzer	Batterie-speicher	Wasserstoff-speicher
Baden-Württemberg	31,6	23,9	43,6	3,4	-	-
Bayern	0,2	69,9	0	0	-	-
Berlin	0	0,2	7,8	0,2	-	-
Brandenburg	80,8	14,5	0	10,9	-	-
Bremen	0,6	0,4	2,7	10,6	-	-
Hamburg	0,4	0	5,3	5,6	-	-
Hessen	8,8	0	30,2	0	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	61,7	13,3	0	40,1	-	-
Niedersachsen	176,3	29,6	0	74,8	-	-
Nordrhein-Westfalen	50,4	27,9	26,1	21	-	-
Rheinland-Pfalz	0	22,3	0	0	-	-
Saarland	0,1	2,6	6,1	0	-	-
Sachsen	28,7	10,5	0,8	3,6	-	-
Sachsen-Anhalt	20,3	10,2	6,1	23,2	-	-
Schleswig-Holstein	71,8	15,3	0	39,4	-	-
Thüringen	4,6	8,8	0	0,1	-	-

Expansion der Wasserstofftransportinfrastruktur im Stützjahr 2045

Tabelle 7.22: Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2045

Verbindung	Kapazität [GW]	Ersatz-durchmesser [mm]	Länge [km]
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Schleswig-Holstein_Hamburg	2,63	572	100,6
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0	0	0
Hamburg_Niedersachsen	0,32	200	145,6
Niedersachsen_Bremen	0,24	173	78,9

Niedersachsen_Dornum	12,73	1257	215,1
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	2,6	568	268,4
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	12,16	1228	253,2
Niedersachsen_Hessen	5,31	811	337,3
Niedersachsen_Thüringen	1,47	427	340,5
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	9,81	1103	244,2
Nordrhein-Westfalen_Hessen	0,04	71	199
Hessen_Rheinland-Pfalz	1,11	371	190,2
Hessen_Thüringen	0,2	159	203,2
Hessen_Bayern	0,08	98	354,1
Hessen_Baden-Württemberg	1,46	426	320,2
Rheinland-Pfalz_Saarland	11,08	1173	95,9
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	4,45	743	267,8
Baden-Württemberg_Bayern	1,15	378	253,1
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	5,09	795	189,3
Bayern_Thüringen	2,64	572	308,5
Bayern_Sachsen	0,34	205	381,4
Bayern_Untergriesbach	5,2	803	239,5
Saarland_Gersheim	9,43	1082	47,2
Berlin_Brandenburg	0,7	295	5,1
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	9,38	1079	216,4
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	1,47	427	177,8
Brandenburg_Sachsen	0,74	303	220,6
Sachsen_Thüringen	0	0	0
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0,54	259	218,2
Sachsen-Anhalt_Thüringen	8,35	1018	184,4

Tabelle 7.23: Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2045

Verbindung	Kapazität [GW]	Ersatz-durchmesser [mm]	Länge [km]
Schleswig-Holstein_Hamburg	0	0	0
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0	0	0
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Hamburg_Niedersachsen	0	0	0
Niedersachsen_Bremen	0	0	0
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	0	0	0
Niedersachsen_Hessen	0	0	0
Niedersachsen_Brandenburg	0	0	0
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Niedersachsen_Thüringen	0	0	0
Niedersachsen_Dornum	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Hessen	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	0	0	0
Hessen_Rheinland-Pfalz	0	0	0
Hessen_Baden-Württemberg	0	0	0
Hessen_Bayern	0	0	0
Hessen_Thüringen	0	0	0
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0	0	0
Rheinland-Pfalz_Saarland	0	0	0
Baden-Württemberg_Bayern	0	0	0
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	0	0	0
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Thüringen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	0	0	0

Saarland_Gersheim	3,64	672	56,5
Berlin_Brandenburg	0	0	0
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Brandenburg_Sachsen	0	0	0
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Sachsen_Thüringen	0	0	0
Sachsen-Anhalt_Thüringen	0	0	0

Expansion der Wasserstoffspeichersysteme im Stützjahr 2045

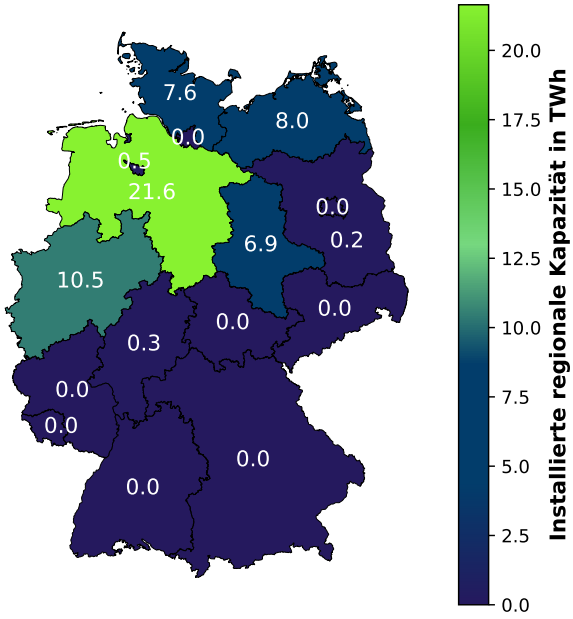

Abbildung 7.2: Expansion der Wasserstoffspeichersysteme im Jahr 2045

Inkonsistenz des Zwei-Zeitpunkte-Ansatzes

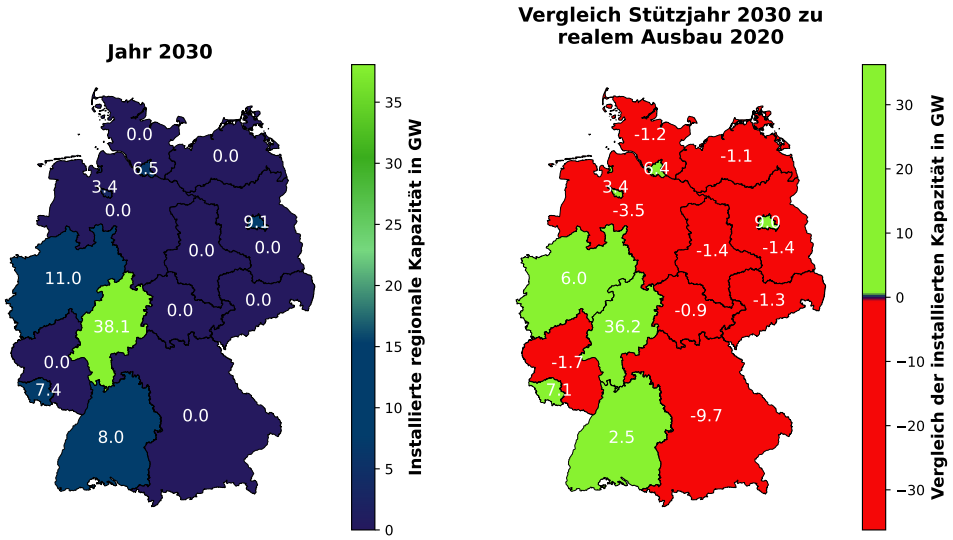

Abbildung 7.3: Expansion der PV-Dachanlagen im Jahr 2030 im Vergleich zum realen Ausbau im Jahr 2020 (links: Optimierter Ausbau für das Jahr 2030, rechts: Optimierter Ausbau 2030 minus realer Ausbau 2020)

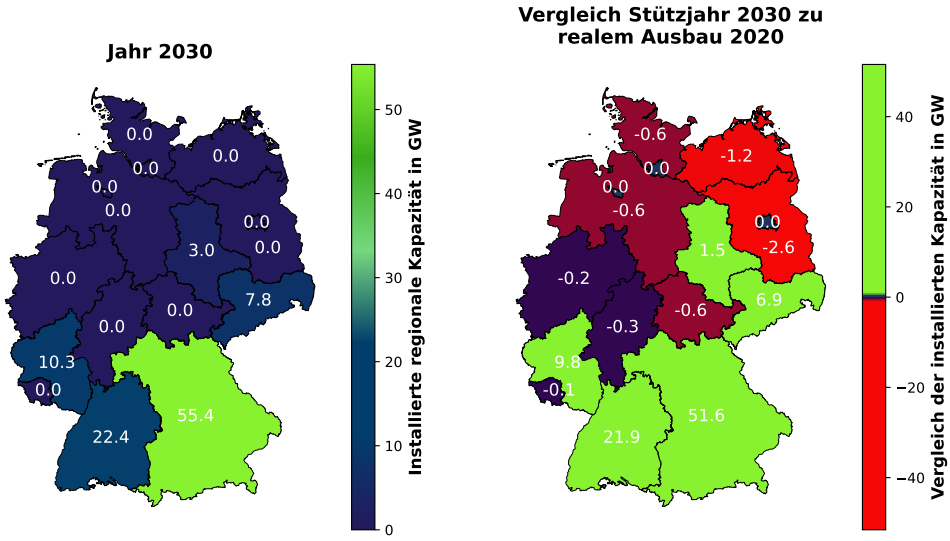

Abbildung 7.4: Expansion der PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2030 im Vergleich zum realen Ausbau im Jahr 2020 (links: Optimierter Ausbau für das Jahr 2030, rechts: Optimierter Ausbau 2030 minus realer Ausbau 2020)

Modellkopplungsszenario (MKP)

Technische Ausbaukorridore des Transformationspfades vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2045

Tabelle 7.24: Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Stützjahr 2020

Technik	Minimale Expansion	Maximale Expansion	Einheit
Erneuerbare Energien			
Onshore-Wind	50,4	55,7	GW
Offshore-Wind	8,6	9,5	GW
PV-Dach	33,3	36,8	GW
PV-Freifläche	13,3	14,7	GW
Wasserstoffversorung			
Wasserstoffimport	0	0	GW
PEM-Electrolyzer	0	0	GW
Kraftwerke			
Wasserstoff	0	0	GW
Braunkohle	14,6	19,2	GW
Steinkohle	16	21,1	GW
Erdgas (Bestand)	18,1	23,8	GW
Erdgas (Neubau)	0	0	GW
Öl	3,5	4,6	GW
Nuklear	6,5	8,5	GW
Speicher			
Batteriespeicher	1,9	2,1	GWh
Wasserstoff-Salzkavernen	0	0	TWh

Tabelle 7.25: Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Stützjahr 2025

Technik	Minimale Expansion	Maximale Expansion	Einheit
Erneuerbare Energien			
Onshore-Wind	65,6	72,5	GW
Offshore-Wind	10,5	11,6	GW
PV-Dach	66,5	73,5	GW
PV-Freifläche	33,33	36,8	GW
Wasserstoffversorung			
Wasserstoffimport	1,9	2,1	GW
PEM-Electrolyzer	2,2	2,4	GW
Kraftwerke			
Wasserstoff	2	2,2	GW
Braunkohle	12,6	16,6	GW
Steinkohle	7,9	10,3	GW
Erdgas (Bestand)	13,8	18,1	GW
Erdgas (Neubau)	3,4	3,8	GW
Öl	2,8	3,7	GW
Nuklear	0	0	GW
Speicher			
Batteriespeicher	13,3	14,7	GWh
Wasserstoff-Salzkavernen	1,8	2	TWh

Tabelle 7.26: Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Stützjahr 2030

Technik	Minimale Expansion	Maximale Expansion	Einheit
Erneuerbare Energien			
Onshore-Wind	103,6	114,5	GW
Offshore-Wind	18,1	20	GW
PV-Dach	83,6	92,4	GW
PV-Freifläche	90,3	99,8	GW
Wasserstoffversorung			
Wasserstoffimport	4,8	5,3	GW
PEM-Electrolyzer	10,4	11,5	GW
Kraftwerke			
Wasserstoff	5,7	6,3	GW
Braunkohle	9,9	13	GW
Steinkohle	7,1	9,3	GW
Erdgas (Bestand)	12,7	16,7	GW
Erdgas (Neubau)	9,3	10,3	GW
Öl	2,1	2,8	GW
Nuklear	0	0	GW
Speicher			
Batteriespeicher	27,6	30,5	GWh
Wasserstoff-Salzkavernen	5,2	5,8	TWh

Tabelle 7.27: Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Stützjahr 2035

Technik	Minimale Expansion	Maximale Expansion	Einheit
Erneuerbare Energien			
Onshore-Wind	146,3	161,7	GW
Offshore-Wind	30,4	33,6	GW
PV-Dach	99,8	110,3	GW
PV-Freifläche	144,4	159,6	GW
Wasserstoffversorung			
Wasserstoffimport	11,4	12,6	GW
PEM-Electrolyzer	25,8	28,5	GW
Kraftwerke			
Wasserstoff	15,3	16,9	GW
Braunkohle	4,5	5,8	GW
Steinkohle	4,6	6	GW
Erdgas (Bestand)	10,8	14,2	GW
Erdgas (Neubau)	22,3	24,7	GW
Öl	1,4	1,8	GW
Nuklear	0	0	GW
Speicher			
Batteriespeicher	41,8	46,2	GWh
Wasserstoff-Salzkavernen	14	15,5	TWh

Tabelle 7.28: Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Stützjahr 2040

Technik	Minimale Expansion	Maximale Expansion	Einheit
Erneuerbare Energien			
Onshore-Wind	157,7	174,3	GW
Offshore-Wind	46,6	51,5	GW
PV-Dach	137,8	152,3	GW
PV-Freifläche	187,2	206,9	GW
Wasserstoffversorung			
Wasserstoffimport	17,1	18,9	GW
PEM-Electrolyzer	44,8	49,6	GW
Kraftwerke			
Wasserstoff	34,8	38,5	GW
Braunkohle	0	0	GW
Steinkohle	0	0	GW
Erdgas (Bestand)	9,2	12,1	GW
Erdgas (Neubau)	25,2	27,8	GW
Öl	0,7	0,9	GW
Nuklear	0	0	GW
Speicher			
Batteriespeicher	54,2	59,9	GWh
Wasserstoff-Salzkavernen	31,9	35,3	TWh

Tabelle 7.29: Ausbaukorridore der übertragenen Techniken in ETHOS.Infrastructure für das Stützjahr 2045

Technik	Minimale Expansion	Maximale Expansion	Einheit
Erneuerbare Energien			
Onshore-Wind	203,3	224,7	GW
Offshore-Wind	70,3	77,7	GW
PV-Dach	177,7	196,4	GW
PV-Freifläche	241,3	266,7	GW
Wasserstoffversorung			
Wasserstoffimport	33,3	35,8	GW
PEM-Electrolyzer	97	107,3	GW
Kraftwerke			
Wasserstoff	86,8	96	GW
Braunkohle	0	0	GW
Steinkohle	0	0	GW
Erdgas (Bestand)	6,1	8	GW
Erdgas (Neubau)	25,9	28,7	GW
Öl	0	0	GW
Nuklear	0	0	GW
Speicher			
Batteriespeicher	60,8	67,2	GWh
Wasserstoff-Salzkavernen	80,6	89	TWh

Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2045

Tabelle 7.30: Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2020

GW	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	3,7	0,8	0	0,7	1,3
Bayern	0	0,9	4,1	0	1,3	2,7
Berlin	0	0,2	1	0	0,2	0
Brandenburg	3,1	0	0,6	0	0,3	0
Bremen	0	0,8	0,4	0	0,1	0
Hamburg	0	1,8	0,2	0	0	0
Hessen	0	0,7	0,8	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0,2	0,3	0	0	0
Niedersachsen	0,4	3	2,4	0	0,1	2,7
Nordrhein-Westfalen	6,8	4,3	4,8	0	0,3	0
Rheinland-Pfalz	0	0	1	0	0	0
Saarland	0	0,4	0,1	0	0	0
Sachsen	4,4	0	0,4	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	0	0,8	0	0,2	0
Schleswig-Holstein	0	0,2	0,1	0	0,3	1,4
Thüringen	0	0	0,3	0	0	0

Tabelle 7.31: Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2025

GW	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	3,3	0,4	0	0,7	0
Bayern	0	0	4,4	0	1,1	0
Berlin	0	0	1,1	0	0	0
Brandenburg	3,2	0	3,1	0	0,3	0
Bremen	0	0,4	0,5	0	0,1	0
Hamburg	0	1,9	0,2	0	0	0
Hessen	0	0	0,7	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0,3	0	0	0
Niedersachsen	0,4	2,4	2,5	0,7	0,1	0
Nordrhein-Westfalen	7,1	2,3	5,1	0	0,3	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0,2	0	0	0
Saarland	0	0	0	0	0	0
Sachsen	4,6	0	0,6	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	0	0,9	0	0,1	0
Schleswig-Holstein	0	0	0,1	1,4	0	0
Thüringen	0	0	0,3	0	0	0

Tabelle 7.32: Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2030

GW	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	3,5	0,4	0	0,8	0
Bayern	0	0	4	0	1	0
Berlin	0	0	1,1	0	0	0
Brandenburg	1,7	0	3	0	0,3	0
Bremen	0	0,4	0,5	0	0	0
Hamburg	0	0,4	0,2	0	0	0
Hessen	0	0	0,7	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0,3	0,5	0	0
Niedersachsen	0,4	2,5	7,3	1,2	0	0
Nordrhein-Westfalen	7,5	2,4	4,8	0	0,3	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0,2	0	0	0
Saarland	0	0	0	0	0	0
Sachsen	3,4	0	0,6	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	0	3,3	0	0,1	0
Schleswig-Holstein	0	0	0,2	4,2	0	0
Thüringen	0	0	0,4	0	0	0

Tabelle 7.33: Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2035

GW	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	0,4	0,4	0	0,8	0
Bayern	0	0	7,5	0	0,4	0
Berlin	0	0	0,7	0,1	0	0
Brandenburg	0	0	2,7	1,5	0,3	0
Bremen	0	0,4	0	0,3	0	0
Hamburg	0	0	0,2	1,1	0	0
Hessen	0	0	0,9	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0,4	1,7	0	0
Niedersachsen	0,4	2,6	12,8	2	0	0
Nordrhein-Westfalen	4,5	2,6	5	0,3	0,3	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0,2	0	0	0
Saarland	0	0	0	2,8	0	0
Sachsen	0,8	0	5,1	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	0	2,5	0	0,1	0
Schleswig-Holstein	0	0	0,2	5,5	0	0
Thüringen	0	0	0,4	0	0	0

Tabelle 7.34: Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2040

GW	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	0	0,6	0,5	0,5	0
Bayern	0	0	7,5	0,1	0	0
Berlin	0	0	0,4	0,3	0	0
Brandenburg	0	0	2,6	3,3	0,1	0
Bremen	0	0	0	0,3	0	0
Hamburg	0	0	0,1	1,1	0	0
Hessen	0	0	0,9	0,1	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0,4	3	0	0
Niedersachsen	0	0	10,6	9,6	0	0
Nordrhein-Westfalen	0	0	5,4	5,7	0,2	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0,2	0,3	0	0
Saarland	0	0	0	4,5	0	0
Sachsen	0	0	5,7	0,1	0	0
Sachsen-Anhalt	0	0	2,4	0,1	0,1	0
Schleswig-Holstein	0	0	0,1	6,5	0	0
Thüringen	0	0	0,4	1,4	0	0

Tabelle 7.35: Installierte regionale Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2045

GW	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	0	0,6	2,8	0	0
Bayern	0	0	7,5	0,9	0	0
Berlin	0	0	0,1	1,1	0	0
Brandenburg	0	0	2,3	8,7	0	0
Bremen	0	0	0	1	0	0
Hamburg	0	0	0,1	2,1	0	0
Hessen	0	0	0,7	4	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0,1	5,7	0	0
Niedersachsen	0	0	10	20,4	0	0
Nordrhein-Westfalen	0	0	3,1	7	0	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0,2	1,1	0	0
Saarland	0	0	0	5	0	0
Sachsen	0	0	5	0,8	0	0
Sachsen-Anhalt	0	0	2,2	3,8	0	0
Schleswig-Holstein	0	0	0,1	14,9	0	0
Thüringen	0	0	0,1	4,7	0	0

Entwicklung der Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2045

Tabelle 7.36: Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2020

TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	17,7	0,1	0	0,5	11,5
Bayern	0	3,5	1,2	0	0,6	23,6
Berlin	0	0,8	0,1	0	0,1	0
Brandenburg	24,4	0	0,3	0	0,3	0
Bremen	0	4,6	0,3	0	0	0
Hamburg	0	8,7	0	0	0	0
Hessen	0,3	2,5	0	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0,6	0,1	0	0	0
Niedersachsen	3,2	22	0,6	0	0	23,6
Nordrhein-Westfalen	56,5	25,7	0,7	0	0,3	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0	0	0	0
Saarland	0	1,7	0	0	0	0
Sachsen	35,8	0	0,1	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0,2	0	0,2	0	0,1	0
Schleswig-Holstein	0	0,6	0	0	0,1	12,3
Thüringen	0	0	0	0	0	0

Tabelle 7.37: Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2025

TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	15,3	0,3	0	0,7	0
Bayern	0	0,1	2,4	0	0,6	0
Berlin	0	0	0,3	0	0	0
Brandenburg	13,2	0	2,9	0	0,3	0
Bremen	0	2,8	0,2	0	0	0
Hamburg	0	9,8	0	0	0	0
Hessen	0,2	0	0,1	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0,1	0	0	0
Niedersachsen	2,8	18,4	1	0,6	0	0
Nordrhein-Westfalen	44,9	19,4	1,5	0	0,4	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0,1	0	0	0
Saarland	0	0	0	0	0	0
Sachsen	22,4	0	0,3	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0,1	0	0,4	0	0,1	0
Schleswig-Holstein	0	0	0	1,3	0	0
Thüringen	0	0	0,1	0	0	0

Tabelle 7.38: Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2030

TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	10,3	0,2	0	0,4	0
Bayern	0	0,1	1,3	0	0,4	0
Berlin	0	0	0,3	0	0	0
Brandenburg	3	0	1,4	0	0,2	0
Bremen	0	1,7	0,2	0	0	0
Hamburg	0	1,1	0	0	0	0
Hessen	0,1	0	0,1	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0,1	0,3	0	0
Niedersachsen	1,2	11,1	2,7	0,9	0	0
Nordrhein-Westfalen	18,4	12,2	1,1	0	0,2	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0,1	0	0	0
Saarland	0	0	0	0	0	0
Sachsen	7,2	0	0,2	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	0	1,4	0	0,1	0
Schleswig-Holstein	0	0	0	3,8	0	0
Thüringen	0	0	0,1	0	0	0

Tabelle 7.39: Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2035

TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	1,3	0,3	0	0,6	0
Bayern	0	0,1	2,7	0	0,1	0
Berlin	0	0	0,2	0,1	0	0
Brandenburg	0,1	0	1,3	1,4	0,3	0
Bremen	0	1,4	0	0,2	0	0
Hamburg	0	0	0	0,9	0	0
Hessen	0,1	0	0,1	0	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0,1	1,6	0	0
Niedersachsen	0,9	9,3	4,4	1,6	0	0
Nordrhein-Westfalen	11,8	11,1	1,1	0,2	0,3	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0,1	0	0	0
Saarland	0	0	0	3,2	0	0
Sachsen	3	0	1,7	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	0	1,1	0	0,1	0
Schleswig-Holstein	0	0	0	4,8	0	0
Thüringen	0	0	0,1	0	0	0

Tabelle 7.40: Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2040

TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	0	0,6	0,3	1,1	0
Bayern	0	0	2,7	0,1	0	0
Berlin	0	0	0,1	0,3	0	0
Brandenburg	0	0	1,1	3,3	0,2	0
Bremen	0	0	0	0,2	0	0
Hamburg	0	0	0	1,1	0	0
Hessen	0	0	0,2	0,1	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0,1	2,3	0	0
Niedersachsen	0	0	3,6	9,6	0	0
Nordrhein-Westfalen	0	0	1,4	3	0,3	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0,1	0,3	0	0
Saarland	0	0	0	6,5	0	0
Sachsen	0	0	1,9	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	0	1,1	0,1	0,2	0
Schleswig-Holstein	0	0	0	6,5	0	0
Thüringen	0	0	0,1	0,9	0	0

Tabelle 7.41: Stromversorgung der regionalen Kraftwerkskapazitäten im Stützjahr 2045

TWh	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Wasserstoff	Öl	Nuklear
Baden-Württemberg	0	0	0,1	1,5	0	0
Bayern	0	0	2,3	0,1	0	0
Berlin	0	0	0	0,2	0	0
Brandenburg	0	0	0	6,6	0	0
Bremen	0	0	0	0,1	0	0
Hamburg	0	0	0	0,8	0	0
Hessen	0	0	0,2	1,7	0	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0	2,5	0	0
Niedersachsen	0	0	2,5	15,8	0	0
Nordrhein-Westfalen	0	0	0,2	2,8	0	0
Rheinland-Pfalz	0	0	0	0,1	0	0
Saarland	0	0	0	4,8	0	0
Sachsen	0	0	0,1	0	0	0
Sachsen-Anhalt	0	0	0,4	1,3	0	0
Schleswig-Holstein	0	0	0	7,5	0	0
Thüringen	0	0	0	2,5	0	0

Regionale Entwicklung von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2045

Tabelle 7.42: Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2020

GW/GWh	Onshore-Wind	OFPV	RTPV	Elektrolyzer	Batterie-speicher	Wasserstoff-speicher
Baden-Württemberg	1,6	0,5	5,6	0	0,1	0
Bayern	0,6	3,8	9,7	0	0,1	0
Berlin	0	0	0,1	0	0,1	0
Brandenburg	7,3	2,6	1,4	0	0,1	0
Bremen	0,2	0	0	0	0,1	0
Hamburg	0,1	0	0	0	0,1	0
Hessen	2,2	0,3	1,8	0	0,1	0
Mecklenburg-Vorpommern	3,4	1,2	0,1	0	0,4	0
Niedersachsen	10,9	0,3	2,7	0	0,1	0
Nordrhein-Westfalen	5,8	0,3	5	0	0,1	0
Rheinland-Pfalz	3,6	0,5	1,7	0	0,1	0
Saarland	0,5	0,1	0,3	0	0,1	0
Sachsen	1,2	0,9	1,3	0	0,1	0
Sachsen-Anhalt	5	1,5	1,4	0	0,2	0
Schleswig-Holstein	6,4	0,6	1,2	0	0,1	0
Thüringen	1,6	0,6	0,9	0	0,1	0

Tabelle 7.43: Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2025

GW/GWh	Onshore-Wind	OFPV	RTPV	Elektrolyzer	Batterie-speicher	Wasserstoff-speicher
Baden-Württemberg	1,5	10,6	19,1	0	2,2	0
Bayern	0,6	14,1	9,2	0	0,1	0
Berlin	0	0	9,1	0	0,1	0
Brandenburg	6,9	2,5	1,3	0	0,1	0,3
Bremen	0,2	0	0	0	0,1	11,5
Hamburg	0,1	0	5,1	0	0,3	0
Hessen	2,1	0,3	1,7	0	0,1	0,6
Mecklenburg-Vorpommern	3,2	1,1	0,1	0,3	2	50,3
Niedersachsen	18,3	0,3	2,6	0	0,1	453,8
Nordrhein-Westfalen	7,9	0,3	4,8	0	0,1	65,7
Rheinland-Pfalz	3,4	0,5	1,6	0	0,1	0
Saarland	0,5	0,1	7,4	0	0,9	0
Sachsen	1,2	0,8	1,2	0	0,1	0
Sachsen-Anhalt	4,8	1,4	1,3	0	0,7	43
Schleswig-Holstein	20,3	0,6	1,1	1,9	7,6	1238,8
Thüringen	1,5	0,6	0,8	0	0,1	0

Tabelle 7.44: Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2030

GW/GWh	Onshore-Wind	OFPV	RTPV	Elektrolyzer	Batterie-speicher	Wasserstoff-speicher
Baden-Württemberg	1,4	17,8	18,2	0	13,5	0
Bayern	0,6	44,7	8,8	0	3	0
Berlin	0	0	9,1	0	0,1	0
Brandenburg	15,4	2,4	1,2	0	0,1	0,3
Bremen	0,2	0,3	0	0,3	0,1	45,1
Hamburg	0,1	0,4	6,5	0	2,4	0
Hessen	2	0,3	19,6	0	0,1	0,6
Mecklenburg-Vorpommern	8,9	1,1	0,1	3,5	1,9	603,8
Niedersachsen	25,4	0,3	2,4	0	0,1	623,5
Nordrhein-Westfalen	19,3	4,5	4,5	0	0,1	677,4
Rheinland-Pfalz	3,3	16,8	1,6	0	0,1	0
Saarland	0,4	1	7,4	0	0,8	0
Sachsen	11,3	1,7	1,2	0	0,1	0
Sachsen-Anhalt	4,5	1,4	1,2	0	0,7	245,4
Schleswig-Holstein	20,3	0,5	1	6,7	7,2	3589,4
Thüringen	1,4	0,6	0,8	0	0,1	0

Tabelle 7.45: Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2035

GW/GWh	Onshore-Wind	OFPV	RTPV	Elektrolyzer	Batterie-speicher	Wasserstoff-speicher
Baden-Württemberg	11,8	22,4	17,4	0	18,4	0
Bayern	0,6	56,4	8,3	0	14	0
Berlin	0	0	9,1	0	0,2	0
Brandenburg	21,7	2,2	1,2	0	0,2	15,4
Bremen	0,2	0,5	3,4	1,4	0,1	350,4
Hamburg	0,1	0,4	6,5	0,1	2,3	0
Hessen	6,2	0,3	34,3	0	0,2	8,7
Mecklenburg-Vorpommern	17,7	3,5	0,1	9,4	1,8	3465
Niedersachsen	38,4	0,3	2,3	4,6	0,1	2122,1
Nordrhein-Westfalen	19,3	27,2	4,3	0	0,1	3214,2
Rheinland-Pfalz	3,1	16	1,5	0	0,1	0
Saarland	0,4	1,8	7,4	0	0,8	0
Sachsen	12,4	6,4	1,1	0	0,2	0
Sachsen-Anhalt	4,3	4,8	1,2	0,8	0,7	641,4
Schleswig-Holstein	20,3	0,8	1	9,4	6,8	5699,7
Thüringen	2,2	1,5	0,7	0	0,1	0

Tabelle 7.46: Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2040

GW/GWh	Onshore-Wind	OFPV	RTPV	Elektrolyzer	Batterie-speicher	Wasserstoff-speicher
Baden-Württemberg	13,2	22,4	25	0	20,6	0
Bayern	0,5	62,5	7,9	0	21,2	0
Berlin	0	0,1	9,1	0,1	0,6	0
Brandenburg	26,5	2,1	1,1	0,1	0,7	30,8
Bremen	0,2	0,5	3,4	1,6	0,1	427,7
Hamburg	0,1	0,4	6,5	0,5	2,2	0
Hessen	5,9	0,3	34,7	0	1,7	29,9
Mecklenburg-Vorpommern	20,2	11	0,1	11,7	1,7	6118,9
Niedersachsen	46,5	4,9	2,2	15,9	0,1	11184,2
Nordrhein-Westfalen	19,3	25,8	35,2	0,7	0,2	8209,5
Rheinland-Pfalz	3	15,2	1,4	0	1,7	0
Saarland	0,4	2,7	7,4	0	0,8	0
Sachsen	11,8	9,8	1,1	0,4	0,5	0
Sachsen-Anhalt	4,1	9,8	1,1	3,1	1	1742,1
Schleswig-Holstein	20,3	15,1	0,9	10,8	6,5	6716,2
Thüringen	2,1	4,6	0,7	0	0,2	0

Tabelle 7.47: Regionaler Ausbau von erneuerbaren Techniken und Speichersystemen im Stützjahr 2045

GW/GWh	Onshore-Wind	OFPV	RTPV	Elektrolyzer	Batterie-speicher	Wasserstoff-speicher
Baden-Württemberg	15,8	22,4	30,8	0	22	0
Bayern	0,5	63,4	7,5	0	21,1	0
Berlin	0	0,2	9,1	0,1	0,6	0
Brandenburg	32,4	14,3	1,1	6,7	0,7	229
Bremen	0,2	0,5	3,4	2,6	0,1	493,5
Hamburg	0,1	0,4	6,5	0,9	2,1	0
Hessen	5,6	0,2	32,9	0	1,6	252,4
Mecklenburg-Vorpommern	22,4	13,4	3	15	1,6	13925,7
Niedersachsen	62,9	36,3	2,1	30,1	0,1	30880,8
Nordrhein-Westfalen	19,3	24,5	53,5	13,3	0,2	10475,2
Rheinland-Pfalz	2,8	23,9	1,3	0	1,6	0
Saarland	0,4	2,7	7,4	0	0,7	0
Sachsen	12,5	10,2	1	1,1	0,5	0
Sachsen-Anhalt	11,3	9,8	16,5	9,3	1,5	6669,9
Schleswig-Holstein	20,3	17,9	0,9	18	6,2	17663,9
Thüringen	2,2	7,2	0,7	0	0,2	0

Entwicklung der Wasserstofftransportinfrastruktur vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2045

Umgerüstete Leitungen

Tabelle 7.48: Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2020

Verbindung	Kapazität [GW]	Ersatz-durchmesser [mm]	Länge [km]
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Schleswig-Holstein_Hamburg	0	0	0
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0	0	0

Hamburg_Niedersachsen	0	0	0
Niedersachsen_Bremen	0	0	0
Niedersachsen_Dornum	0	0	0
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	0	0	0
Niedersachsen_Hessen	0	0	0
Niedersachsen_Thüringen	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Hessen	0	0	0
Hessen_Rheinland-Pfalz	0	0	0
Hessen_Thüringen	0	0	0
Hessen_Bayern	0	0	0
Hessen_Baden-Württemberg	0	0	0
Rheinland-Pfalz_Saarland	0	0	0
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0	0	0
Baden-Württemberg_Bayern	0	0	0
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	0	0	0
Bayern_Thüringen	0	0	0
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	0	0	0
Saarland_Gersheim	0	0	0
Berlin_Brandenburg	0	0	0
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Brandenburg_Sachsen	0	0	0
Sachsen_Thüringen	0	0	0
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Sachsen-Anhalt_Thüringen	0	0	0

Tabelle 7.49: Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2025

Verbindung	Kapazität [GW]	Ersatz-durchmesser [mm]	Länge [km]
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Schleswig-Holstein_Hamburg	0	0	0
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0	0	0
Hamburg_Niedersachsen	0	0	0
Niedersachsen_Bremen	0	0	0
Niedersachsen_Dornum	0,93	340	215,1
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	0,44	234	253,2
Niedersachsen_Hessen	0	0	0
Niedersachsen_Thüringen	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Hessen	0	0	0
Hessen_Rheinland-Pfalz	0,21	160	190,2
Hessen_Thüringen	0,1	111	203,2
Hessen_Bayern	0	0	0
Hessen_Baden-Württemberg	0	0	0
Rheinland-Pfalz_Saarland	0,38	217	95,9
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0	0	0
Baden-Württemberg_Bayern	0	0	0
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	0	0	0
Bayern_Thüringen	0	0	0
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	0,35	208	239,5
Saarland_Gersheim	2,9	600	47,2

Berlin_Brandenburg	0	0	0
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	0,1	111	216,4
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Brandenburg_Sachsen	0	0	0
Sachsen_Thüringen	0	0	0
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0,1	111	218,2
Sachsen-Anhalt_Thüringen	0	0	0

Tabelle 7.50: Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2030

Verbindung	**Kapazität [GW]**	**Ersatz-durchmesser [mm]**	**Länge [km]**
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Schleswig-Holstein_Hamburg	0	0	0
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0	0	0
Hamburg_Niedersachsen	0	0	0
Niedersachsen_Bremen	0	0	0
Niedersachsen_Dornum	1,96	494	215,1
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	1,2	386	253,2
Niedersachsen_Hessen	0	0	0
Niedersachsen_Thüringen	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Hessen	0,26	180	199
Hessen_Rheinland-Pfalz	0,7	294	190,2
Hessen_Thüringen	0,1	111	203,2

Hessen_Bayern	0,16	141	354,1
Hessen_Baden-Württemberg	0	0	0
Rheinland-Pfalz_Saarland	1,07	364	95,9
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0	0	0
Baden-Württemberg_Bayern	0	0	0
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	0	0	0
Bayern_Thüringen	0	0	0
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	0,99	351	239,5
Saarland_Gersheim	2,9	600	47,2
Berlin_Brandenburg	0	0	0
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	0,93	340	216,4
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	0,62	278	177,8
Brandenburg_Sachsen	0,15	136	220,6
Sachsen_Thüringen	0	0	0
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0,1	111	218,2
Sachsen-Anhalt_Thüringen	0,22	167	184,4

Tabelle 7.51: Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2035

Verbindung	**Kapazität [GW]**	**Ersatz-durchmesser [mm]**	**Länge [km]**
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Schleswig-Holstein_Hamburg	2,18	520	100,6
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0	0	0
Hamburg_Niedersachsen	0	0	0
Niedersachsen_Bremen	0	0	0
Niedersachsen_Dornum	1,96	494	215,1

Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	1,2	386	253,2
Niedersachsen_Hessen	0	0	0
Niedersachsen_Thüringen	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	5,63	836	244,2
Nordrhein-Westfalen_Hessen	1,04	360	199
Hessen_Rheinland-Pfalz	1,35	409	190,2
Hessen_Thüringen	0,45	237	203,2
Hessen_Bayern	0,16	141	354,1
Hessen_Baden-Württemberg	0,21	162	320,2
Rheinland-Pfalz_Saarland	7,38	957	95,9
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0,48	245	267,8
Baden-Württemberg_Bayern	0	0	0
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	1,51	433	189,3
Bayern_Thüringen	0,5	250	308,5
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	2,46	552	239,5
Saarland_Gersheim	8,34	1018	47,2
Berlin_Brandenburg	2,85	595	5,1
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	4,49	746	216,4
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	0,62	278	177,8
Brandenburg_Sachsen	0,6	273	220,6
Sachsen_Thüringen	0	0	0
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0,1	111	218,2
Sachsen-Anhalt_Thüringen	0,68	291	184,4

Tabelle 7.52: Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2040

Verbindung	Kapazität [GW]	Ersatz-durchmesser [mm]	Länge [km]
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Schleswig-Holstein_Hamburg	2,18	520	100,6
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0	0	0
Hamburg_Niedersachsen	0	0	0
Niedersachsen_Bremen	0	0	0
Niedersachsen_Dornum	1,96	494	215,1
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	1,2	386	253,2
Niedersachsen_Hessen	1,37	412	337,3
Niedersachsen_Thüringen	2,2	523	340,5
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	10,49	1141	244,2
Nordrhein-Westfalen_Hessen	1,04	360	199
Hessen_Rheinland-Pfalz	1,35	409	190,2
Hessen_Thüringen	0,45	237	203,2
Hessen_Bayern	0,16	141	354,1
Hessen_Baden-Württemberg	0,76	308	320,2
Rheinland-Pfalz_Saarland	12,38	1240	95,9
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0,95	343	267,8
Baden-Württemberg_Bayern	0	0	0
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	2,71	580	189,3
Bayern_Thüringen	1,16	379	308,5
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	3,75	683	239,5
Saarland_Gersheim	14,04	1320	47,2
Berlin_Brandenburg	2,85	595	5,1

Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	7,93	992	216,4
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	1,93	489	177,8
Brandenburg_Sachsen	0,6	273	220,6
Sachsen_Thüringen	0	0	0
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0,1	111	218,2
Sachsen-Anhalt_Thüringen	1,36	411	184,4

Tabelle 7.53: Regionale Expansion der umgerüsteten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2045

Verbindung	**Kapazität [GW]**	**Ersatz-durchmesser [mm]**	**Länge [km]**
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Schleswig-Holstein_Hamburg	3,19	629	100,6
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0	0	0
Hamburg_Niedersachsen	0	0	0
Niedersachsen_Bremen	0,55	261	78,9
Niedersachsen_Dornum	9,07	1061	215,1
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	1,33	407	268,4
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	13,12	1276	253,2
Niedersachsen_Hessen	8,62	1034	337,3
Niedersachsen_Thüringen	8,73	1041	340,5
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	10,49	1141	244,2
Nordrhein-Westfalen_Hessen	1,04	360	199
Hessen_Rheinland-Pfalz	1,35	409	190,2
Hessen_Thüringen	0,45	237	203,2
Hessen_Bayern	0,16	141	354,1

Hessen_Baden-Württemberg	1,98	496	320,2
Rheinland-Pfalz_Saarland	12,38	1240	95,9
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	1,09	368	267,8
Baden-Württemberg_Bayern	1,98	496	253,1
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	5,98	861	189,3
Bayern_Thüringen	2,17	519	308,5
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	5,16	800	239,5
Saarland_Gersheim	14,04	1320	47,2
Berlin_Brandenburg	2,85	595	5,1
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	17,45	1472	216,4
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	2,38	544	177,8
Brandenburg_Sachsen	1,03	357	220,6
Sachsen_Thüringen	0	0	0
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0,41	224	218,2
Sachsen-Anhalt_Thüringen	1,36	411	184,4

Neue Leitungen

Tabelle 7.54: Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2020

Verbindung	**Kapazität [GW]**	**Ersatz-durchmesser [mm]**	**Länge [km]**
Schleswig-Holstein_Hamburg	0	0	0
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0	0	0
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Hamburg_Niedersachsen	0	0	0
Niedersachsen_Bremen	0	0	0

Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	0	0	0
Niedersachsen_Hessen	0	0	0
Niedersachsen_Brandenburg	0	0	0
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Niedersachsen_Thüringen	0	0	0
Niedersachsen_Dornum	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Hessen	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	0	0	0
Hessen_Rheinland-Pfalz	0	0	0
Hessen_Baden-Württemberg	0	0	0
Hessen_Bayern	0	0	0
Hessen_Thüringen	0	0	0
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0	0	0
Rheinland-Pfalz_Saarland	0	0	0
Baden-Württemberg_Bayern	0	0	0
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	0	0	0
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Thüringen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	0	0	0
Saarland_Gersheim	0	0	0
Berlin_Brandenburg	0	0	0
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Brandenburg_Sachsen	0	0	0
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Sachsen_Thüringen	0	0	0
Sachsen-Anhalt_Thüringen	0	0	0

Tabelle 7.55: Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2025

Verbindung	Kapazität [GW]	Ersatz-durchmesser [mm]	Länge [km]
Schleswig-Holstein_Hamburg	0,05	76	98,7
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0	0	0
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Hamburg_Niedersachsen	0	0	0
Niedersachsen_Bremen	0,03	62	110,4
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	0	0	0
Niedersachsen_Hessen	0	0	0
Niedersachsen_Brandenburg	0	0	0
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0,17	143	252,6
Niedersachsen_Thüringen	0	0	0
Niedersachsen_Dornum	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Hessen	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	0	0	0
Hessen_Rheinland-Pfalz	0	0	0
Hessen_Baden-Württemberg	0	0	0
Hessen_Bayern	0	0	0
Hessen_Thüringen	0	0	0
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0	0	0
Rheinland-Pfalz_Saarland	0	0	0
Baden-Württemberg_Bayern	0	0	0
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	0,23	170	239
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Thüringen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	0	0	0

Saarland_Gersheim	0,06	85	56,5
Berlin_Brandenburg	0,17	143	16,1
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Brandenburg_Sachsen	0	0	0
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Sachsen_Thüringen	0	0	0
Sachsen-Anhalt_Thüringen	0	0	0

Tabelle 7.56: Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2030

Verbindung	**Kapazität [GW]**	**Ersatz-durchmesser [mm]**	**Länge [km]**
Schleswig-Holstein_Hamburg	0,16	139	98,7
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0,03	65	204,8
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Hamburg_Niedersachsen	0	0	0
Niedersachsen_Bremen	0,05	78	110,4
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	0	0	0
Niedersachsen_Hessen	0	0	0
Niedersachsen_Brandenburg	0	0	0
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0,17	143	252,6
Niedersachsen_Thüringen	0	0	0
Niedersachsen_Dornum	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Hessen	0	0	0
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	0	0	0

Hessen_Rheinland-Pfalz	0	0	0
Hessen_Baden-Württemberg	0	0	0
Hessen_Bayern	0	0	0
Hessen_Thüringen	0,08	102	178,4
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0,11	119	330,1
Rheinland-Pfalz_Saarland	0	0	0
Baden-Württemberg_Bayern	0	0	0
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	0,67	287	239
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Thüringen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	0	0	0
Saarland_Gersheim	0,06	85	56,5
Berlin_Brandenburg	0,17	143	16,1
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Brandenburg_Sachsen	0	0	0
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0	0	0
Sachsen_Thüringen	0	0	0
Sachsen-Anhalt_Thüringen	0	0	0

Tabelle 7.57: Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2035

Verbindung	**Kapazität [GW]**	**Ersatz-durchmesser [mm]**	**Länge [km]**
Schleswig-Holstein_Hamburg	0,16	141	98,7
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0,05	77	204,8
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Hamburg_Niedersachsen	0,07	91	140,4
Niedersachsen_Bremen	0,08	102	110,4

Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	0,05	75	215,2
Niedersachsen_Hessen	0	0	0
Niedersachsen_Brandenburg	0	0	0
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0,17	144	252,6
Niedersachsen_Thüringen	0	0	0
Niedersachsen_Dornum	0,05	77	213,7
Nordrhein-Westfalen_Hessen	0,04	73	222,1
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	0,03	62	312,2
Hessen_Rheinland-Pfalz	0,04	71	239,7
Hessen_Baden-Württemberg	0	0	0
Hessen_Bayern	0,03	62	317,1
Hessen_Thüringen	0,08	102	178,4
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0,12	120	330,1
Rheinland-Pfalz_Saarland	0,06	86	163
Baden-Württemberg_Bayern	0,04	67	268,4
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	0,67	287	239
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Thüringen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	0,04	73	235
Saarland_Gersheim	0,15	137	56,5
Berlin_Brandenburg	0,35	207	16,1
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	0,04	69	255,3
Brandenburg_Sachsen	0,05	82	190,7
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	0,36	211	196,6
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0,04	72	228,7
Sachsen_Thüringen	0,04	74	221,1
Sachsen-Anhalt_Thüringen	0,05	77	202,7

Tabelle 7.58: Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2040

Verbindung	Kapazität [GW]	Ersatz-durchmesser [mm]	Länge [km]
Schleswig-Holstein_Hamburg	0,17	145	98,7
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0,06	89	204,8
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0,04	67	344,8
Hamburg_Niedersachsen	0,09	107	140,4
Niedersachsen_Bremen	0,12	123	110,4
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	0,07	92	215,2
Niedersachsen_Hessen	0,03	63	391
Niedersachsen_Brandenburg	0,03	65	365,1
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0,03	63	393,8
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0,17	144	252,6
Niedersachsen_Thüringen	0,03	65	376,3
Niedersachsen_Dornum	0,06	88	213,7
Nordrhein-Westfalen_Hessen	0,06	85	222,1
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	0,04	71	312,2
Hessen_Rheinland-Pfalz	0,05	82	239,7
Hessen_Baden-Württemberg	0,03	63	389,2
Hessen_Bayern	0,04	72	317,1
Hessen_Thüringen	0,08	102	178,4
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0,12	122	330,1
Rheinland-Pfalz_Saarland	0,08	100	163
Baden-Württemberg_Bayern	0,05	78	268,4
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	0,67	288	239
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Thüringen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	0,06	86	235

Saarland_Gersheim	0,24	173	56,5
Berlin_Brandenburg	0,65	284	16,1
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	0,05	80	255,3
Brandenburg_Sachsen	0,08	101	190,7
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	0,36	211	196,6
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0,06	84	228,7
Sachsen_Thüringen	0,06	85	221,1
Sachsen-Anhalt_Thüringen	0,06	90	202,7

Tabelle 7.59: Regionale Expansion der neugebauten Wasserstoffinfrastrukturen im Jahr 2045

Verbindung	**Kapazität [GW]**	**Ersatz-durchmesser [mm]**	**Länge [km]**
Schleswig-Holstein_Hamburg	0,17	145	98,7
Schleswig-Holstein_Niedersachsen	0,06	89	204,8
Schleswig-Holstein_Mecklenburg-Vorpommern	0,04	67	344,8
Hamburg_Niedersachsen	0,09	107	140,4
Niedersachsen_Bremen	0,12	123	110,4
Niedersachsen_Nordrhein-Westfalen	0,07	92	215,2
Niedersachsen_Hessen	0,03	63	391
Niedersachsen_Brandenburg	0,03	65	365,1
Niedersachsen_Mecklenburg-Vorpommern	0,03	63	393,8
Niedersachsen_Sachsen-Anhalt	0,17	144	252,6
Niedersachsen_Thüringen	0,03	65	376,3
Niedersachsen_Dornum	0,06	88	213,7
Nordrhein-Westfalen_Hessen	0,06	85	222,1
Nordrhein-Westfalen_Rheinland-Pfalz	0,04	71	312,2

Hessen_Rheinland-Pfalz	0,05	82	239,7
Hessen_Baden-Württemberg	0,03	63	389,2
Hessen_Bayern	0,04	72	317,1
Hessen_Thüringen	0,08	102	178,4
Rheinland-Pfalz_Baden-Württemberg	0,12	122	330,1
Rheinland-Pfalz_Saarland	0,08	100	163
Baden-Württemberg_Bayern	0,05	78	268,4
Baden-Württemberg_Bad Säckingen	0,67	288	239
Bayern_Sachsen	0	0	0
Bayern_Thüringen	0	0	0
Bayern_Untergriesbach	0,06	86	235
Saarland_Gersheim	0,24	173	56,5
Berlin_Brandenburg	0,65	284	16,1
Brandenburg_Mecklenburg-Vorpommern	0,05	80	255,3
Brandenburg_Sachsen	0,08	101	190,7
Brandenburg_Sachsen-Anhalt	0,36	211	196,6
Sachsen_Sachsen-Anhalt	0,06	84	228,7
Sachsen_Thüringen	0,06	85	221,1
Sachsen-Anhalt_Thüringen	0,06	90	202,7

Regionale Entwicklung der Techniken des MKP-Szenarios

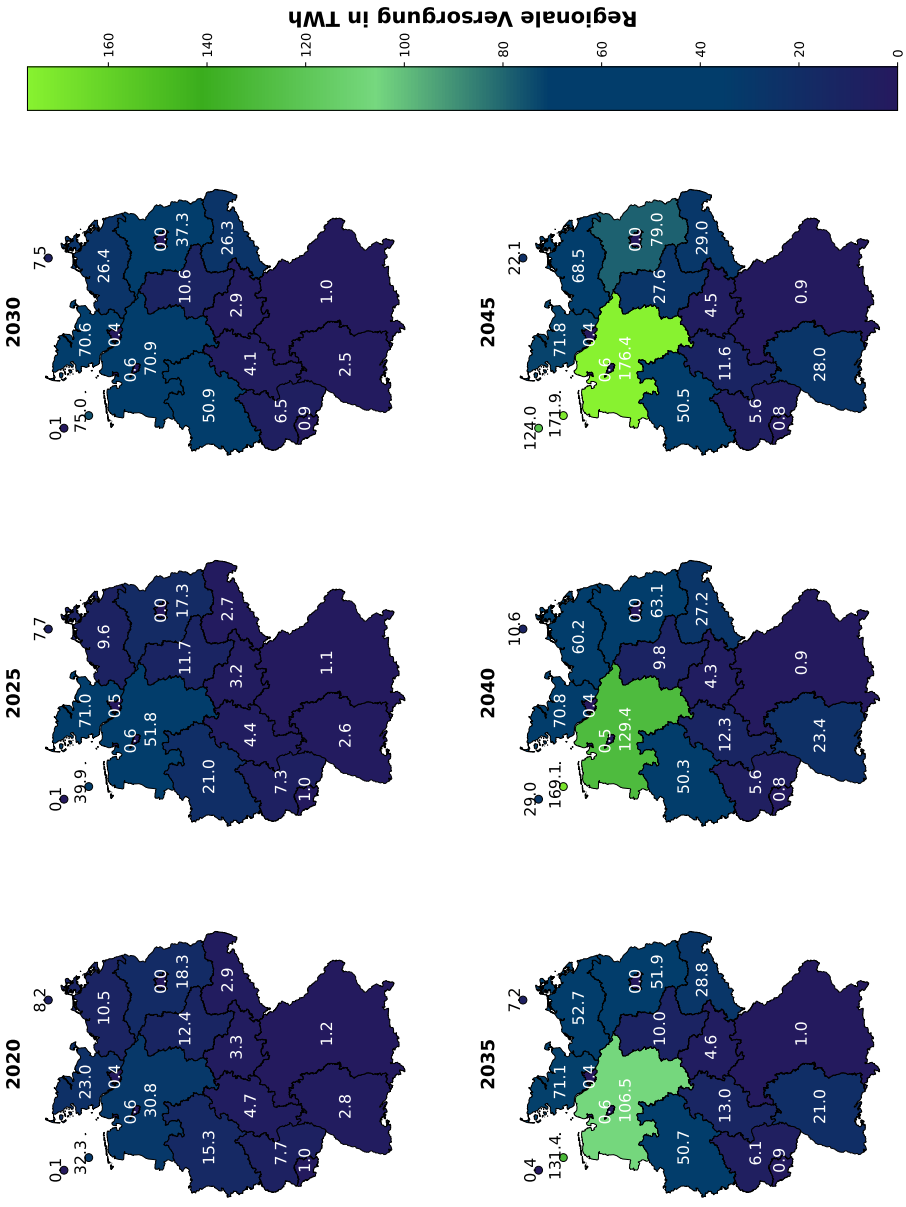

Abbildung 7.5: Regionale Versorgung von Windenergieanlagen

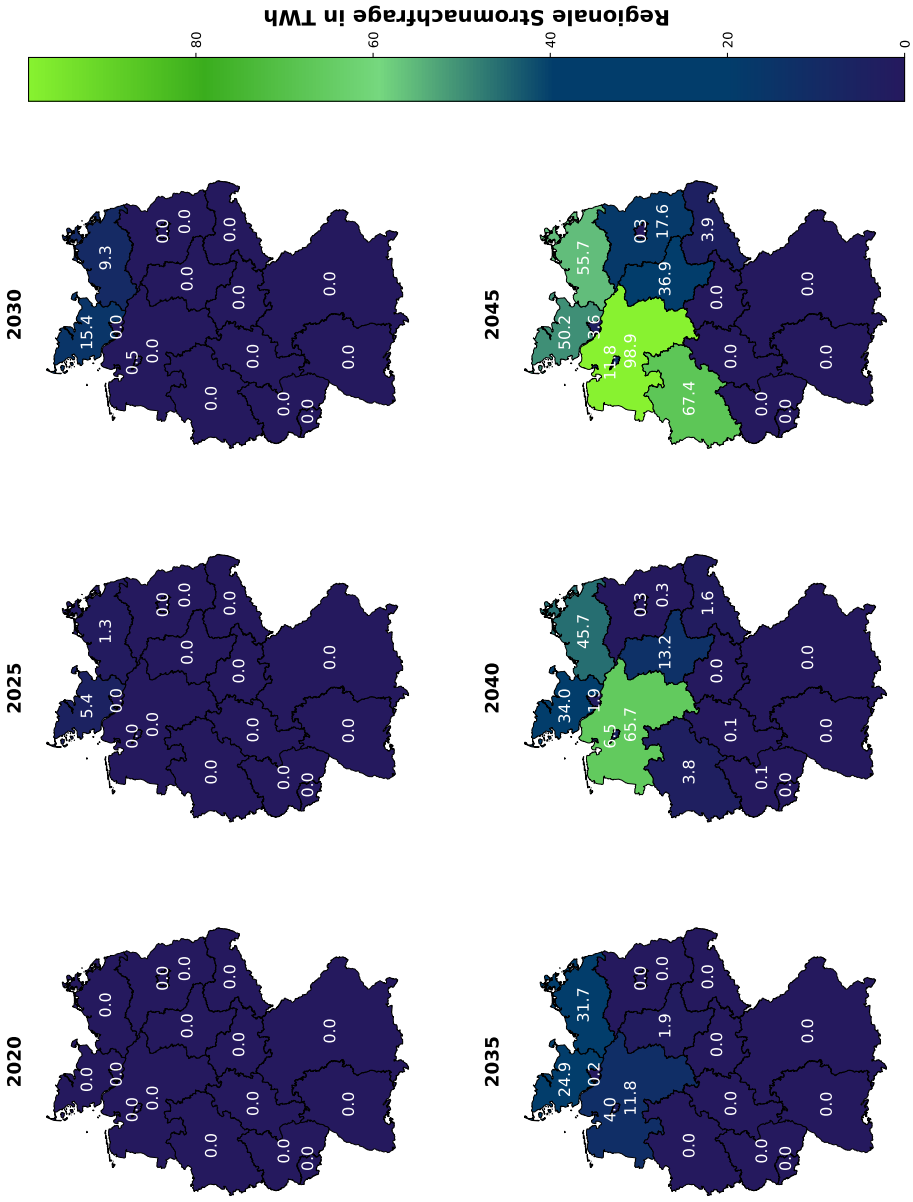

Abbildung 7.6: Regionale Stromnachfrage von Elektrolyseanlagen

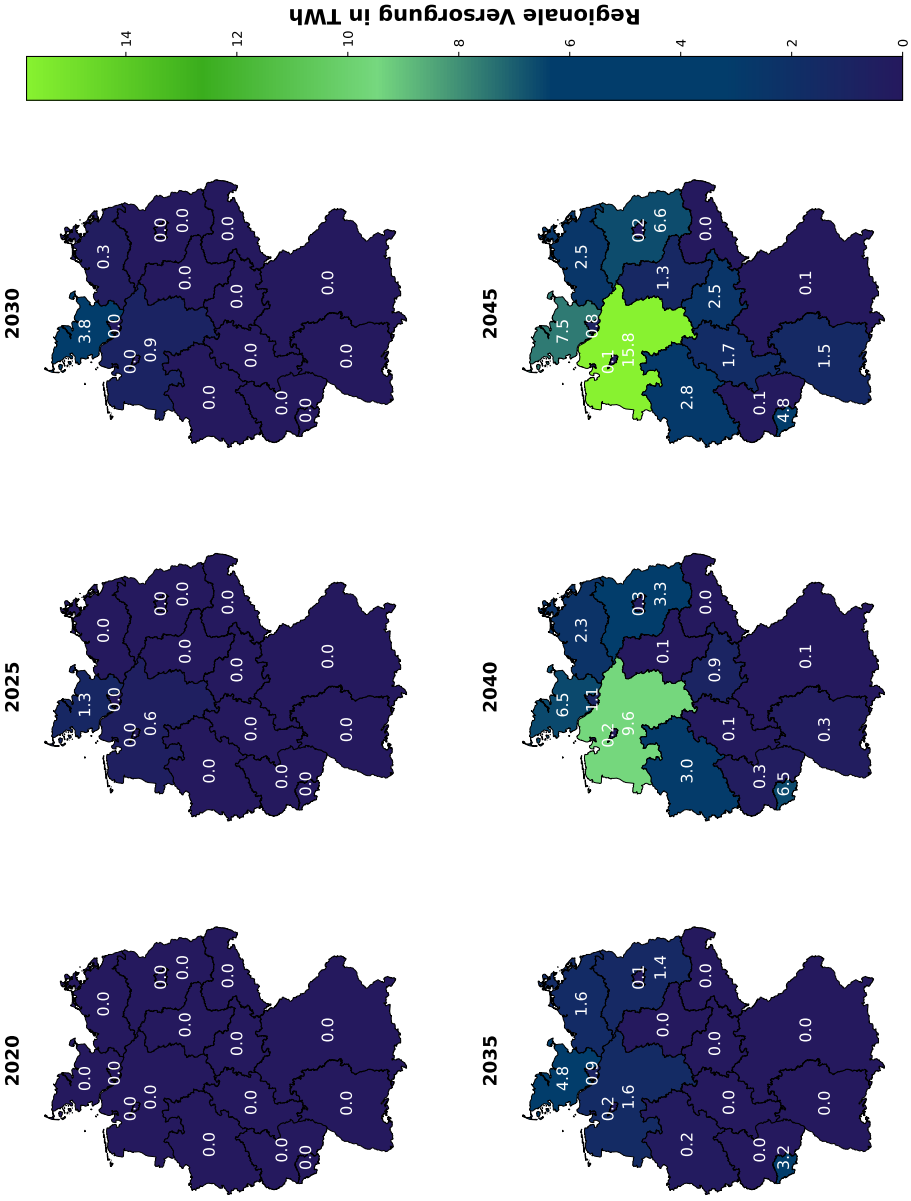

Abbildung 7.7: Regionale Versorgung von Wasserstoffkraftwerken

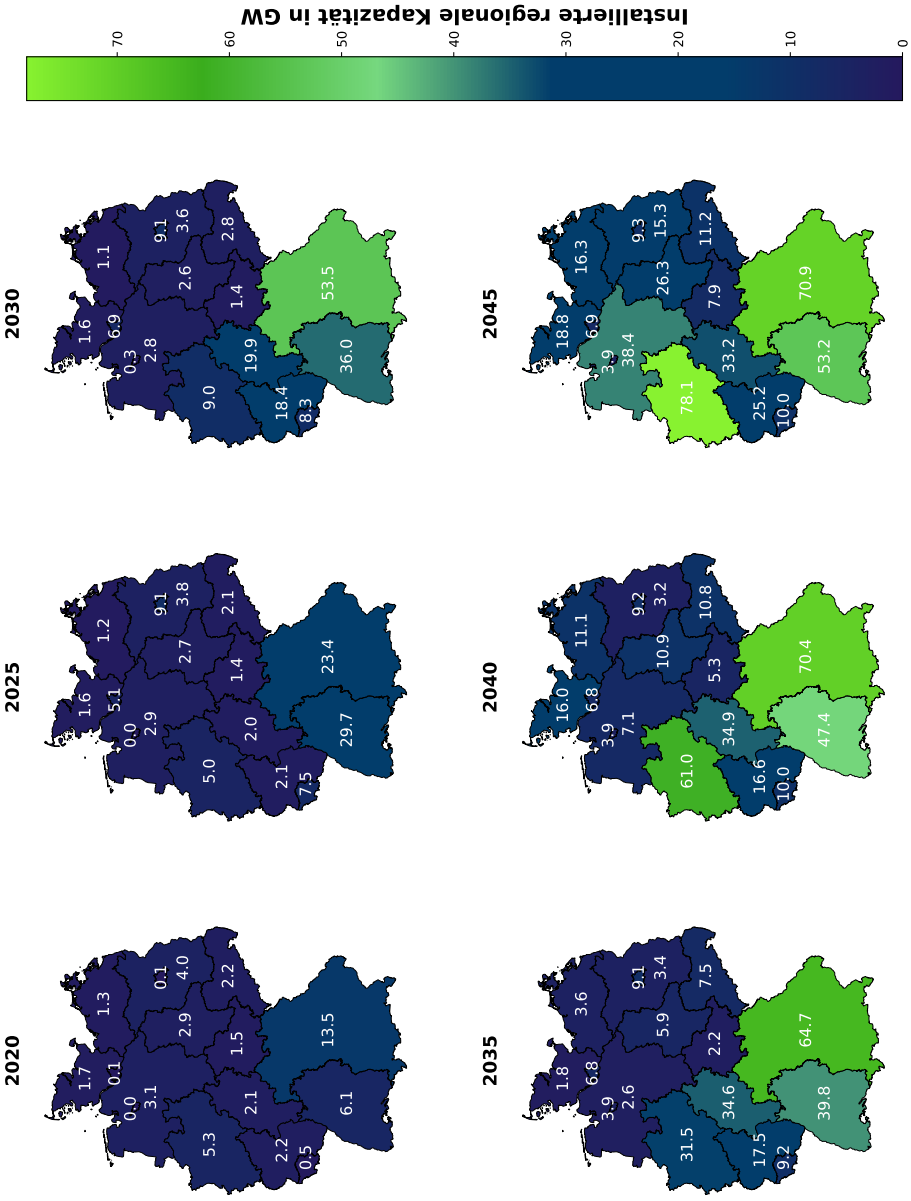

Abbildung 7.8: Regionale Entwicklung von PV-Systemen

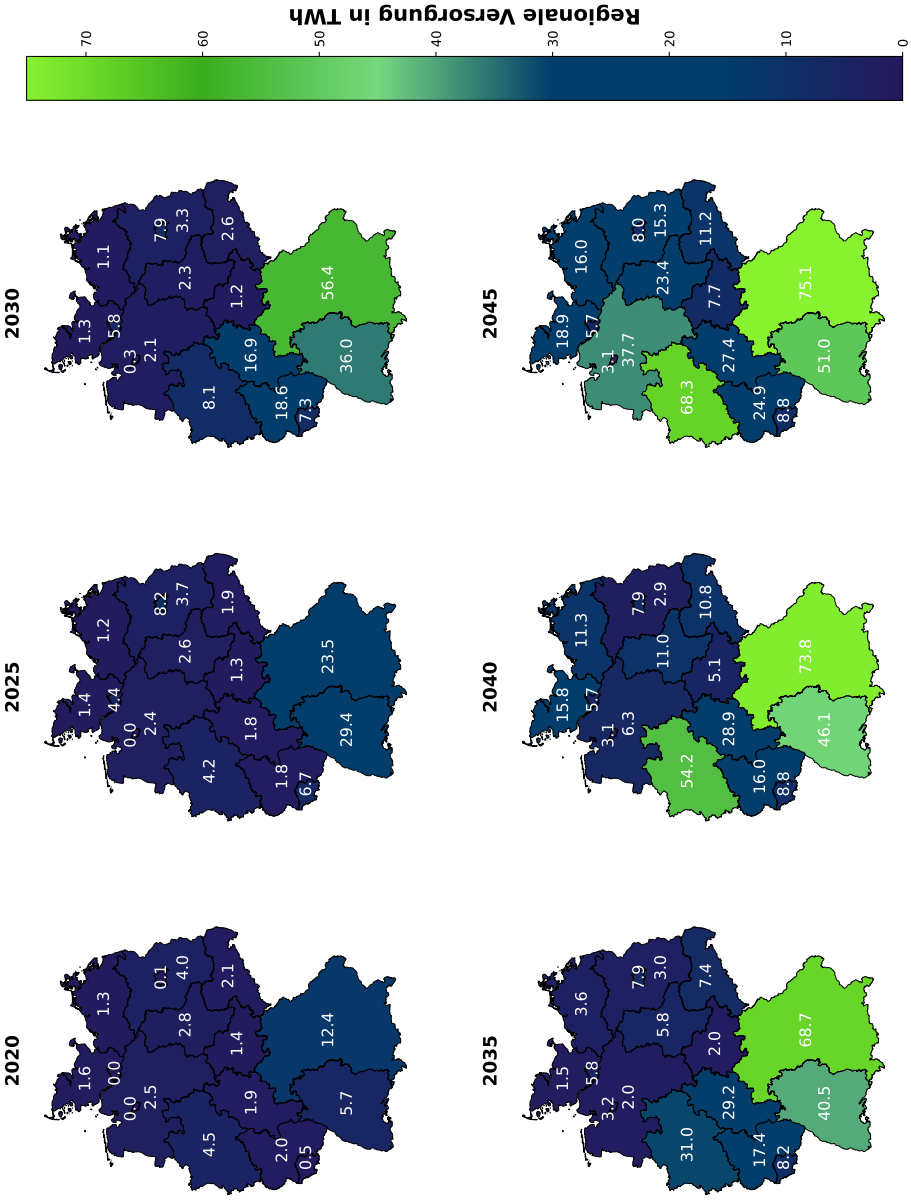

Abbildung 7.9: Regionale Versorgung von PV-Systemen

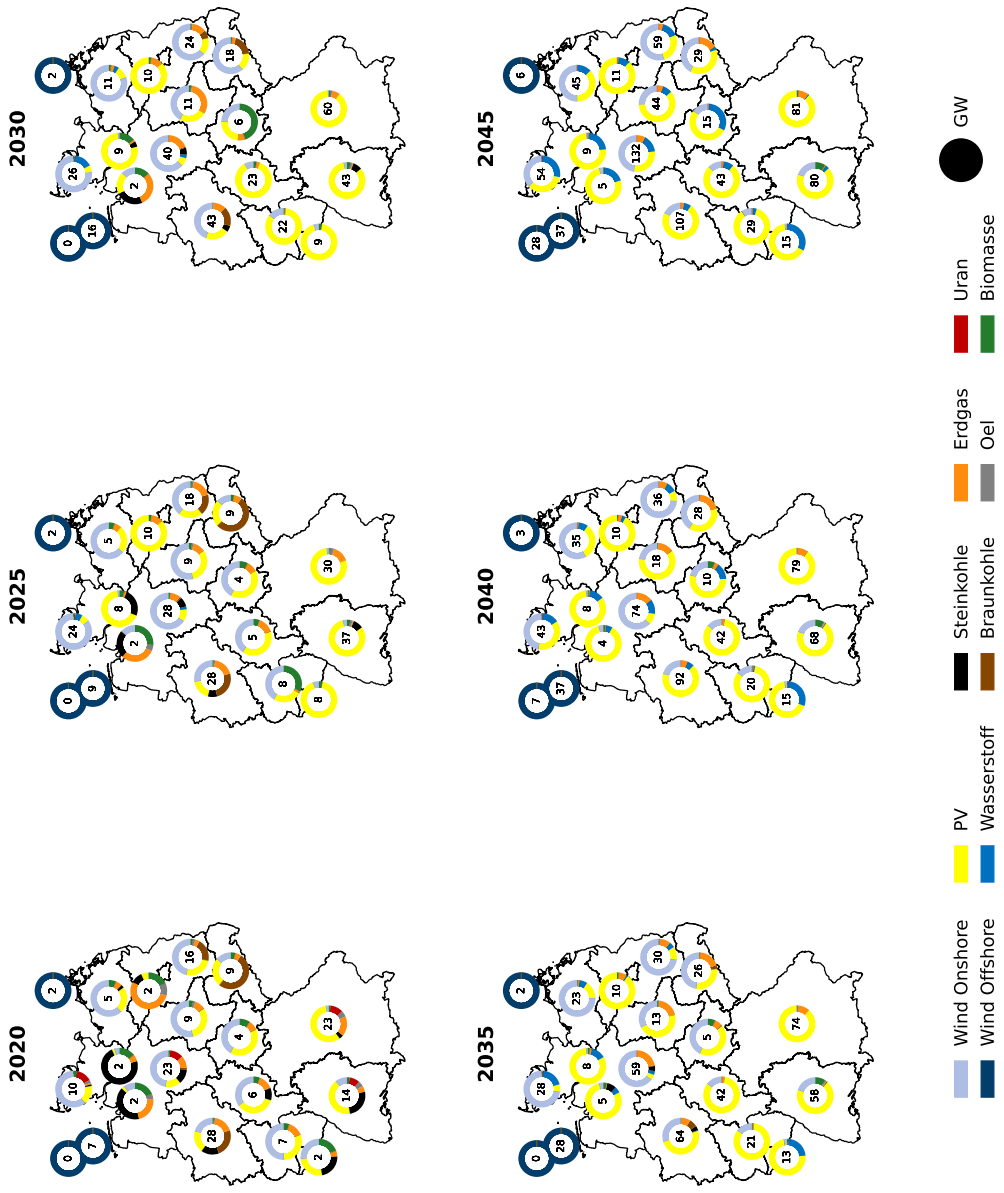

Abbildung 7.10: Regionale Entwicklung der Stromversorgungskapazitäten

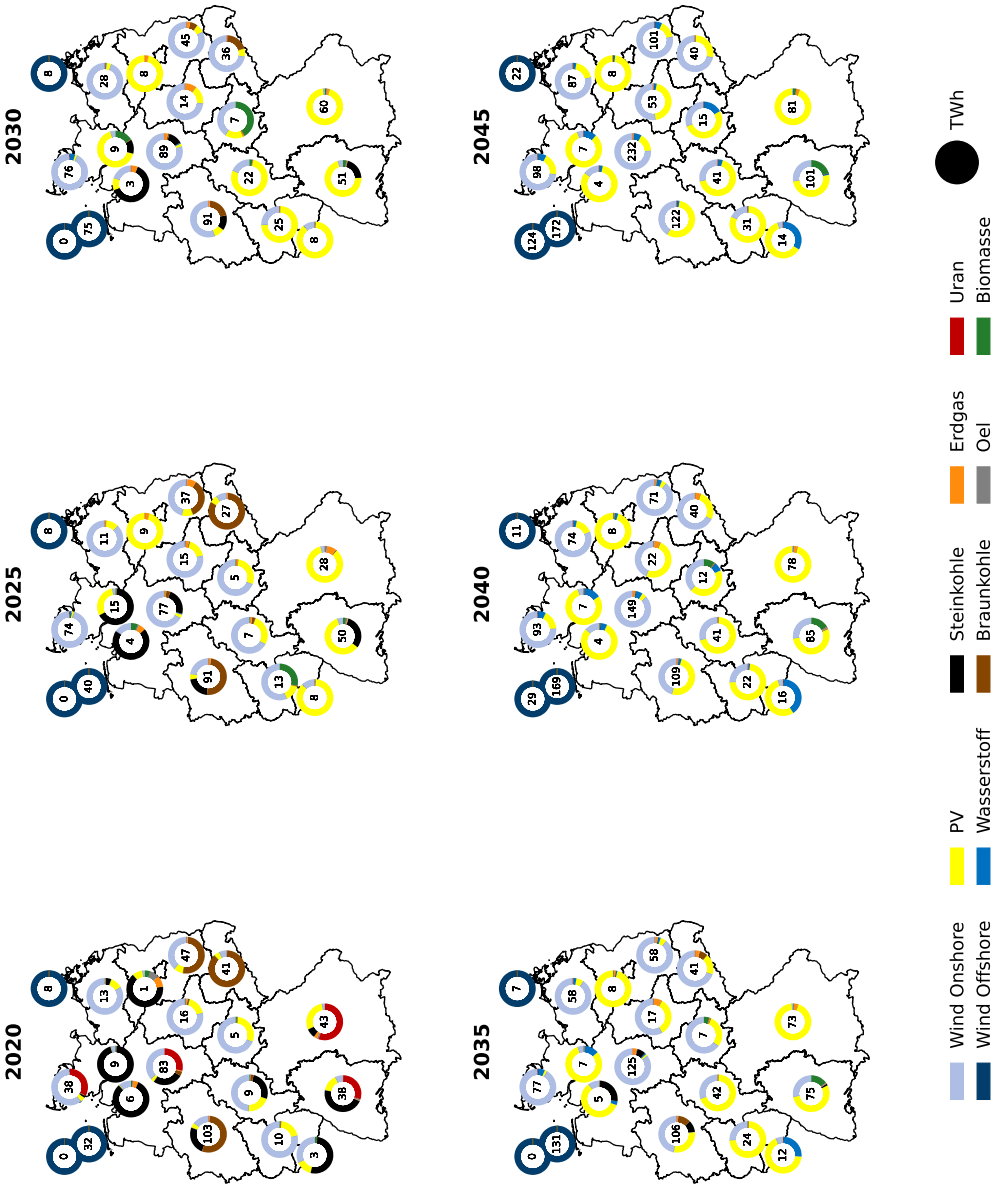

Abbildung 7.11: Regionale Entwicklung der Stromversorgung

Band / Volume 722
Combining Lattice Boltzmann Simulation and Synchrotron Imaging to Study Bubble Dynamics in Electrodes of Vanadium Redox Flow Batteries
K. Duan (2026), xxiii, 116 pp
ISBN: 978-3-95806-954-1 (Print)
ISBN: 978-3-95806-955-8 (E-Book)

Band / Volume 723
Geophysical characterization of landscapes along a climate and vegetation gradient in the Chilean coastal cordillera
I. Dal Bo (2026), 138 pp
ISBN: 978-3-95806-956-5 (Print)
ISBN: 978-3-95806-957-2 (E-Book)

Band / Volume 724
Model informed assessment of observation impact for emission rate optimization using four-dimensional variational data assimilation
A. Hermanns (2026), xvi, 109 Seiten
ISBN: 978-3-95806-958-9 (Print)
ISBN: 978-3-95806-959-6 (E-Book)

Band / Volume 725
Synthese und Bewertung hochaktiver Katalysatoren zur Herstellung höherer Alkohole aus Methanol als Kraftstoff
J. Häusler (2026), xiii, 265 Seiten
ISBN: 978-3-95806-962-6 (Print)
ISBN: 978-3-95806-963-3 (E-Book)

Band / Volume 726
Development and Characterization of Ni_3Fe Layered Double Hydroxide-Based Oxygen-Evolution Electrodes for Anion Exchange Membrane Water Electrolysis
I.Galkina (2026), vii, 173, xxxiii Seiten
ISBN: 978-3-95806-966-4 (Print)
ISBN: 978-3-95806-967-1 (E-Book)

Band / Volume 727
Surface Regeneration of Plasma-Facing Components by Wire-Based Laser Metal Deposition
J. Tweer (2026), XX, 186 pp
ISBN: 978-3-95806-970-1 (Print)
ISBN: 978-3-95806-971-8 (E-Book)

Band / Volume 728
Reducing the noble metal and titanium content of anode PTLs in PEM water electrolysis – performance and degradation
S. Zerressen (2026), XIII, 235 pp
ISBN: 978-3-95806-972-5 (Print)
ISBN: 978-3-95806-973-2 (E-Book)

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

Band / Volume 729
Gasfernleitungsnetze und deren Umstellung auf Wasserstoff
T. A. Triesch (2026), 364 pp
ISBN: 978-3-95806-978-7 (Print)
ISBN: 978-3-95806-979-4 (E-Book)

Band / Volume 730
Land-Atmosphere Coupling in a Changing Climate: Understanding Variability, Extremes, and Human Influence through Regional Climate Modeling
Y. Zhang (2026), 135 pp
ISBN: 978-3-95806-980-0 (Print)
ISBN: 978-3-95806-981-7 (E-Book)

Band / Volume 731
Abbildung gekoppelter Infrastrukturen in Energiesystemmodellen
P. Freitag (2026), XIX, 322 pp
ISBN: 978-3-95806-984-8 (Print)
ISBN: 978-3-95806-985-5 (E-Book)

Weitere ***Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich*** unter
http://wwwzb1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 731
ISBN 978-3-95806-985-5

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

JÜLICH
Forschungszentrum