

Multiregionales Energiesystemmodell mit Fokus auf Infrastrukturen

Theresa Martina Groß

Energie & Umwelt / Energy & Environment

Band / Volume 604

ISBN 978-3-95806-681-6

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

Multiregionales Energiesystemmodell mit Fokus auf Infrastrukturen

Theresa Martina Groß

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

Band / Volume 604

ISSN 1866-1793

ISBN 978-3-95806-681-6

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

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

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2023

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 604

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2022)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-681-6

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



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

Kurzfassung

Multiregionales Energiesystemmodell mit Fokus auf Infrastrukturen

Um die Klimaziele der Bundesregierung und die damit verbundene Reduktion der Treibhausgasemissionen in der Zukunft erreichen zu können, muss sich das gegenwärtige Energiesystem Deutschland einem deutlichen Wandel hin zu einer nachhaltigen Energieerzeugung unterziehen. Gegenstand der Forschung ist insbesondere die Evaluierung verschiedener Optionen zur Erreichung dieser Ziele, die vom Ausbau erneuerbarer Energien, der Nutzung alternativer Energiequellen bis zu Effizienzmaßnahmen in den Verbrauchersektoren reichen. Die Bedeutung dieses Wandels unter Betrachtung der regionalen Besonderheiten und der Notwendigkeit des Energietransports und den vorhandenen Speicheroptionen wird in diesen Untersuchungen dagegen oftmals komplett vernachlässigt.

Ziel dieser Arbeit ist deshalb die Entwicklung eines räumlich und zeitlich hoch aufgelösten Energiesystemoptimierungsmodells für Deutschland, welches die geographischen Besonderheiten bei der Energieerzeugung und -speicherung abbildet sowie die Nutzung der Sektorkopplung und den Transport der einzelnen Energieträger berücksichtigt. Durch die Kopplung des Modells mit einem sektoral hoch aufgelösten nationalen Gesamtenergiesystemmodell kann zum einen die Plausibilität der räumlich unaufgelösten Ergebnisse geprüft und um Aussagen zur räumlichen Ebene ergänzt werden. Zum anderen wird auf diese Weise der Transformationspfad des Energiesystems berücksichtigt, ohne die Modellkomplexität und damit die Rechenbarkeit des Optimierungsproblems weiter zu erschweren. Die Umsetzung des Modells erfolgt auf Basis des open-source verfügbaren Framework FINE und ergänzt dieses um Randbedingungen zur Abbildung von überregionalen Ausbauzielen.

Die Auswertung der Ergebnisse erfolgt mit Fokus auf die Auslegung und Auslastung der leitungsgebundenen Transportinfrastrukturen. Der Schwerpunkt liegt hierbei auf dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur und der Anbindung von Offshorewindparks in der kurz- und langfristigen Entwicklung des Energiesystems Deutschlands. Das Modell und die angewandte Methodik der Modellkopplung erlauben hierbei die Berücksichtigung einer integrierten Netzoptimierung. Die Ergebnisse verdeutlichen die Wichtigkeit des Infrastrukturausbaus und den Bedarf an Flexibilitätsoptionen um die Energienachfragen auch in Zukunft decken und die Treibhausgasreduktionsziele erreichen zu können. So bieten in der kurzfristigen Entwicklung bis 2030 Erdgaskraftwerke die notwendige flexible Stromerzeugung außerhalb von Wind- und Sonnenstunden und substituieren die emissionsintensivere Kohleverstromung. In der langfristigen Entwicklung kann eine Reduzierung des benötigten Speicherbedarfs nur durch den Ausbau des Stromnetzes erreicht werden. Dieser erlaubt zudem die verstärkte Nutzung von offshore bereitgestelltem Strom, welcher von Norden in den verbraucherstarken Süden transportiert werden muss. Aufgrund der sinkenden Bedeutung fossilen Erdgases ist die Umstellung des heutigen Gastransportnetzes sowie der Gasspeicherstätten auf den Wasserstofftransport und die Wasserstoffspeicherung eine ökonomisch und systemseitig sinnvolle Maßnahme, um den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur kostenoptimal zu bewerkstelligen. Die Notwendigkeit eines weiteren Ausbaus der Wasserstoffinfrastruktur in der längerfristigen Zukunft kann durch diese Maßnahmen allerdings nicht unterbunden werden.

Abstract

Multi-Node Energy Systems Model with Focus on Infrastructure

To reach the climate goals of the German government and the associated reduction of greenhouse gas emissions in the future, the current energy system of Germany must undergo a significant transformation towards a system based on sustainable energy generation. The main subject of the research is the evaluation of various options for achieving these goals, ranging from the expansion of renewable energies and the use of alternative energy sources to efficiency measures in the consumer sectors. In contrast, the significance of this change, taking into account the regional characteristics and the necessity of energy transport and the available storage options, is often completely neglected in these studies.

The aim of this work is therefore the development of a spatially and temporally highly resolved energy system optimization model for Germany, which maps the geographical features of energy generation and storage and takes into account the use of sector coupling and the transport of the individual energy sources. By coupling the model with the sectorally highly resolved national energy system model, on the one hand, the plausibility of the spatially unresolved results can be checked and statements on the spatial level can be added. On the other hand, the transformation path of the energy system is taken into account without further increasing the model complexity and thus the feasibility of the optimization problem. The implementation of the model is based on the open-source available framework FINE and complements it with constraints to map supra-regional expansion targets.

The results are evaluated with a focus on the design and utilization of grid-based transport infrastructures, especially with a focus on the development of a hydrogen infrastructure and the connection of offshore wind farms in the short-term and long-term development of Germany's energy system. Here, the model and the applied methodology of model coupling allow the consideration of an integrated grid optimization. The results highlight the importance of infrastructure development and the need for flexibility options in order to be able to meet Germany's energy demands in the future and to achieve the greenhouse gas reduction targets. In the short-term development until 2030, natural gas-fired power plants provide the necessary flexible power generation outside of wind and solar hours and substitute the more emission-intensive coal-fired power generation. In the long-term development, a reduction of the required storage capacities can only be achieved by expanding the electricity grid. This will also allow for the increased use of electricity provided offshore, that must be transported from the north of the country to the south with higher demand. Due to the decreasing importance of fossil natural gas, the reassignment of the current gas transport network as well as the gas storage facilities to hydrogen transport and hydrogen storage is an economically and sensible measure from a system point of view to achieve the development of a hydrogen infrastructure quickly and at optimal cost. However, these measures cannot prevent the need for further expansion of the hydrogen infrastructure in the long-term future.

Danksagung

Die vorliegende Dissertation entstand von November 2018 bis November 2021 am Institut für Energie- und Klimaforschung - Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) des Forschungszentrum Jülich.

Ich danke meinem Doktorvater Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten für die Möglichkeit an seinem Institut in diesem hochaktuellen Themenfeld der Energiewende forschen zu können. Herrn Univ.-Prof. Peter Kukla danke ich für die Übernahme des Korreferats. Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Wirt. Ing. Günther Schuh gilt mein Dank für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes.

Bei meinem ehemaligen Abteilungsleiter Herrn Dr.-Ing. Martin Robinius bedanke ich mich für die fachliche Unterstützung und motivierende Förderung. Meinem Gruppen- und späteren Abteilungsleiter Herrn Prof. Dr.-Ing. Jochen Linßen danke ich herzlich für die fachliche und organisatorische Begleitung dieser Arbeit, die Diskussionen und die Hilfestellungen, die es mir ermöglichten, mich in diesem für mich neuen Forschungsbereich zurecht finden zu können.

Darüber hinaus danke ich all meinen alten und neuen Kolleginnen und Kollegen, insbesondere meinen ehemaligen Bürokolleginnen Lara Welder und Dilara Caglayan, die mir bei daten- und programmtechnischen Fragen zur Seite standen und für eine angenehme Büroatmosphäre sorgten, sowie meinen Projekt-Teamkollegen Maximilian Hoffmann, Felix Kullmann und Leander Kotzur, die wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Ebenso danke ich auch Shruthi Patil, Andreas Smolenko, Henrik Büsing, Bismark Singh, Oliver Rehberg, Sandra Bystricky, Jan Priesmann und Lars Nolting aus dem METIS-Team, die die Zeit des Projekts angenehm und produktiv, aber auch unterhaltsam gestaltet haben. Des Weiteren danke ich meinen Masteranden Ernstjan de Boer, Maximilian Staggenborg, Toni Busch, Sven Wirtz und Robin Nowok für die intensive Zusammenarbeit während der Anfertigung ihrer Masterarbeiten. Die Erkenntnisse ihrer Arbeiten und die Erfahrungen, die ich bei der Betreuung dieser sammeln konnte, haben nicht nur zur Entwicklung meiner Dissertation, sondern auch zu meiner persönlichen Entwicklung beigetragen.

Abschließend möchte ich mich bei meiner Familie und meinen Freunden bedanken, die mich seit Jahren begleiten und für mich da sind, auch wenn es Zeiten gibt, in denen man länger nichts voneinander gehört hat. Meiner Mutter Brigitte Groß danke ich herzlich für jegliches Korrekturlesen meiner Arbeiten. Der größte Dank gilt meinem langjährigen Lebensgefährten Thorge, der mich auf meinem Weg immer unterstützt hat und stets dafür sorgte, dass ich auch mal Feierabend machte.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	i
Abstract	iii
Abbildungsverzeichnis	xv
Tabellenverzeichnis	xviii
Abkürzungsverzeichnis	xix
1. Einleitung	1
1.1. Motivation und Zielsetzung	1
1.2. Neuigkeitswert der Arbeit	2
1.3. Aufbau der Arbeit	3
2. Hintergrund und Literaturüberblick	5
2.1. Hintergrund und Methoden der Energiesystemanalyse	5
2.1.1. Methoden der Modellierung	6
2.1.2. Optimierung von räumlich und zeitlich aufgelösten Energiesystemmodellen	9
2.1.3. Zeitliche und räumliche Entfaltung von Eingangsdaten	11
2.1.4. Methoden zur Komplexitätsreduktion	14
2.2. Energieversorgung in Deutschland	18
2.2.1. Energielandschaft der Gegenwart	19
2.2.2. Energielandschaft der Zukunft	24
2.3. Infrastrukturen der Energieversorgung	33
2.3.1. Strom	34
2.3.2. Modellannahmen zur Abbildung des Stromsektors aus der Literatur	38
2.3.3. Erdgas	42
2.3.4. Modellannahmen zur Abbildung des Erdgassektors aus der Literatur	44
2.3.5. Wasserstoff	46
2.3.6. Modellannahmen zur Abbildung des Wasserstoffsektors aus der Literatur	48
2.3.7. Wärme	51
2.3.8. Modellannahmen zu Abbildung des Wärmesektors aus der Literatur	53
2.4. Zusammenfassung	55
3. Methodik	57
3.1. Methodik zur räumlich und zeitlich hoch aufgelösten Energiesystemoptimierung 57	
3.1.1. FINE - Framework for Integrated Energy System Assessment	58
3.1.2. Abbildung der räumlichen und zeitlichen Auflösung des Modells	60
3.2. Abbildung des interregionalen Energieaustausches	63
3.2.1. Abbildung des Stromnetzes	64

3.2.2.	Abbildung des Gasnetzes für den Transport von Erdgas und Wasserstoff	67
3.2.3.	Abbildung von Wärmenetzen	74
3.3.	Modellkopplung	75
3.3.1.	Regionalisierung der Endenergienachfragen	77
3.3.2.	Regionalisierung der Erzeugung	82
3.4.	Zusammenfassung	85
4.	Modellbeschreibung: FINE.Infrastructure	87
4.1.	Rahmenbedingungen	87
4.1.1.	Räumliche und zeitliche Auflösung	87
4.1.2.	Abbildung des Bestands	88
4.2.	Modellierte Energie- und Massenflüsse in FINE.Infrastructure	89
4.2.1.	Modellierte Nachfragen	90
4.2.2.	Modellierte Im- und Exporte	97
4.2.3.	Berücksichtigung von CO ₂ -Emissionen	101
4.3.	Modellierte Energieinfrastrukturen in FINE.Infrastructure	102
4.3.1.	Quellen	102
4.3.2.	Senken	110
4.3.3.	Umwandlung	110
4.3.4.	Speicherung	112
4.3.5.	Übertragung	116
4.4.	Zusammenfassung	116
5.	Szenarienanalyse: Auswertung und Diskussion	119
5.1.	Kurzfristige Entwicklung: Referenzszenario 2030	121
5.1.1.	Verteilung der jährlichen Gesamtkosten	122
5.1.2.	Stromerzeugung	122
5.1.3.	Wasserstoffbereitstellung	127
5.1.4.	Erdgasbereitstellung	130
5.1.5.	Fernwärmebereitstellung	130
5.1.6.	Nutzung von Speichertechnologien	131
5.1.7.	Auslastung der leitungsgebundenen Infrastrukturen	134
5.1.8.	CO ₂ -Emissionen	136
5.1.9.	Exkurs: Gasnetz und Gasimporte	136
5.2.	Langfristige Entwicklung: Referenzszenario 2050	139
5.2.1.	Verteilung der jährlichen Gesamtkosten	139
5.2.2.	Stromerzeugung	140
5.2.3.	Wasserstoffbereitstellung	144
5.2.4.	Erdgasbereitstellung	146
5.2.5.	Fernwärmebereitstellung	147
5.2.6.	Nutzung von Speichertechnologien	147
5.2.7.	Auslastung der leitungsgebundenen Infrastrukturen	150
5.3.	Freie Optimierung	152
5.3.1.	Freie Optimierung des Jahres 2030	152
5.3.2.	Freie Optimierung des Jahres 2050	154
5.3.3.	Vergleich zum Referenzszenario	156
5.4.	Auswirkungen verschiedener Strategien zur Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstofftransport	157
5.5.	Variation der Anbindungskonzepte von Offshore-Windparks	161

5.6. Variation des Wasserstoffimports	166
5.7. Diskussion	169
5.7.1. Diskussion der zeitlichen Repräsentation	170
5.7.2. Diskussion der freien Optimierung	172
5.8. Schlussfolgerungen	174
5.8.1. Stromnetz	174
5.8.2. Erdgasnetz	175
5.8.3. Wasserstoffnetz	176
5.8.4. Wärmenetz	177
6. Zusammenfassung	179
6.1. Ziel der Arbeit	179
6.2. Methodik	179
6.3. Ergebnisse aus der Szenarienanalyse	180
Anhang A. Techno-ökonomische Annahmen	185
A.1. Emissionsfaktoren	185
A.2. Source-Komponenten	185
A.3. Conversion-Komponenten	186
A.4. Storage-Komponenten	188
A.5. Transmission-Komponenten	190
Anhang B. Methodik	193
B.1. Kostenabschätzung für Gasinfrastrukturen	193
B.2. Verteilschlüssel	195
B.3. Nachfrageprofile aus NESTOR	196
B.3.1. Stromnachfrage	196
B.3.2. Erdgasnachfragen	198
B.3.3. Wasserstoffnachfragen	200
B.3.4. Fernwärmeforderungen	202
Anhang C. Szenarienanalyse	205
C.1. Basisszenario NESTOR: REF95	205
C.2. Referenzszenario 2030	206
C.3. Referenzszenario 2050	207
C.4. Auswirkungen verschiedener Strategien zur Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstofftransport	208
C.5. Diskussion	210
Literaturverzeichnis	215

Abbildungsverzeichnis

1.1. Aufbau der Arbeit.	4
2.1. Modelltypen zur Abbildung von Energiesystemen	7
2.2. Schematische Darstellung von Perfect Foresight und Myopic Foresight (angelehnt an [26]).	10
2.3. Schematische Darstellung räumlicher Aggregationsmethoden (angelehnt an [79]).	15
2.4. Schematischer Aufbau der Matrix bei Energiesystemmodellen.	17
2.5. Anteile der Endenergienachfragen für das Jahr 2019 (basierend auf [41]) . .	20
2.6. Endenergienachfragen aufgelöst nach Energieträger und Verbrauchersektoren für das Jahr 2019 (basierend auf [41])	21
2.7. Installierte Leistung und Nettostromerzeugung 2019	22
2.8. Jahresvolllaststunden 2019 des konventionellen Kraftwerkspark (marktbedingt) und des erneuerbaren Kraftwerkspark (dargebotsabhängig) (angelehnt an [97]).	23
2.9. Installierte Leistungen konventioneller Kraftwerke nach Bundesland 2020 . .	25
2.10. Schematische Darstellung der Sektorkopplung (eigene Darstellung, angelehnt an [70]).	27
2.11. Höchstspannungs-Stromnetz Deutschland inklusive der bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (Version 2019) [104, 190]. . .	35
2.12. Anbindungen der Offshorewindparks in Nord- und Ostsee gemäß Datenlage des NEP 2030 (Version 2019) [190] (ohne Berücksichtigung des Projektes NOR-0-2).	36
2.13. Kuppelleitungen zu den europäischen Nachbarländern	37
2.14. Hochdruckpipelinenetz Deutschland mit Angabe der Anzahl an Parallelsträngen (basierend auf der Datengrundlage aus [228]).	44
2.15. Mögliche Standorte für LH ₂ -Terminals in Deutschland [227]	50
2.16. Anteil an Fernwärme bei der Wärmebereitstellung in den einzelnen Bundesländern (basierend auf [267])	52
2.17. Annahme zum stündlichen Wärmepumpenwirkungsgrad im Vergleich zum angenommenen Verlauf der Außentemperatur.	54
3.1. Vereinfachte Darstellung der Modellstruktur in FINE.	59
3.2. Schematische Darstellung der Abbildung von räumlicher und zeitlicher Auflösung im Modell	61
3.3. Anpassung räumlich aufgelöster Daten an die räumliche Auflösung des Modells.)	62
3.4. Darstellung des räumlichen Aggregationsverfahren	64
3.5. Höchstspannungs-Stromnetz Deutschland inklusive der bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (Version 2019) [104, 190]. . .	65
3.6. Mögliche Anbindung von Offshore-Windturbinen für die Jahre 2030 (links) und 2050 (rechts) basierend auf den Annahmen aus Cerniauskas et al. [28]. . . .	66

3.7. Mögliche Verbindungswege für den Fall, dass alle Voronoi-Regionen an die Offshore-Regionen angebunden werden können.	67
3.8. Abbildung des existierenden Erdgasnetzes basierend auf den Daten aus [228].	68
3.9. Investitionskosten für Neubau von Erdgaspipelines	70
3.10. Potenzielle Pipelinerouten für den Ausbau der Gasnetzinfrastrukturen.	71
3.11. Umstellungsszenarien des Gasnetzes im Vergleich.	73
3.12. Mögliche Verbindungen zur interregionalen Übertragung von Abwärme exemplarisch dargestellt für die aggregierte räumliche Auflösung von 80 Regionen.	75
3.13. Schematische Darstellung der Modellkopplung zwischen Ein- und Mehrknotenmodell.	76
3.14. Schematische Darstellung der Arbeitsschritte zur Regionalisierung der Endenergienachfragen.	77
3.15. Stromnachfrage des Haushaltssektors und räumliche Verteilung der Nachfrage für das Jahr 2050.	79
3.16. Stromnachfrage des Industriesektors und räumliche Verteilung der Nachfrage für das Jahr 2050.	80
3.17. Verteilungen der Wasserstoffnachfragen des Industriesektors für das Jahr 2050.	81
3.18. Schematische Darstellung der hinzugefügten Randbedingungen zur Regionalisierung der Erzeugung.	83
4.1. Stromnachfrage pro Quadratkilometer für das Jahr 2050 und Spitzenlastfall (ohne Umwandlungssektor).	91
4.2. Normierte Stromnachfrageprofile einzelner Regionen für das Jahr 2050.	92
4.3. Erdgasnachfrage pro Quadratkilometer für das Jahr 2050 und Spitzenlastfall (ohne Energiesektor).	93
4.4. Normierte Erdgasnachfrageprofile zweier Regionen für die Jahre 2030 und 2050.	94
4.5. Wasserstoffnachfrage pro Quadratkilometer für das Jahr 2050 und Spitzenlastfall (ohne Umwandlungssektor).	95
4.6. Normierte Wasserstoffnachfrageprofile einzelner Voronoi-Regionen für das Jahr 2050.	96
4.7. Fernwärmenachfrage pro Quadratkilometer für das Jahr 2050 und Spitzenlastfall.	97
4.8. Jährliches Potenzial für Stromimport und -export zu den durch Kuppelleitungen am Stromnetz angebotenen Ländern.	98
4.9. Optionen für den Import von Erdgas.	99
4.10. Optionen für Wasserstoffimport: Via Schiff an den Terminals oder via Pipelines über die Niederlande.	100
4.11. Theoretisches maximales Potenzial pro Quadratkilometer von Onshore-Windturbinen, sowie maximale Volllaststunden der einzelnen Regionen.	103
4.12. Maximale Erzeugungsraten der Offshore-Windturbinen in den drei berücksichtigten Offshoreregionen.	104
4.13. Theoretisches maximales Potenzial pro Quadratkilometer von Dach- und Freiflächenphotovoltaik.	105
4.14. Maximale Volllaststunden der einzelnen Regionen für Dachflächenphotovoltaik.	106
4.15. Maximale Volllaststunden der einzelnen Regionen für Freiflächenphotovoltaik.	107

4.16. Maximale Erzeugungsraten der Dach- und Freiflächen- photovoltaik im Vergleich.	107
4.17. Theoretische Potenziale der berücksichtigten Biomassen.	108
4.18. Installierte Laufwasserkraftwerke in Deutschland ($\Sigma 3,8 \text{ GW}_{el}$).	109
4.19. Maximale Erzeugungsraten von Laufwasserkraftwerken.	110
4.20. Abgebildeter Bestand konventioneller Kraftwerke für das Jahr 2030 (basierend auf [75, 76, 112]).	112
4.21. Räumliche Verteilung des Potenzials von Pumpspeicherkraftwerken (basierend auf [148]).	113
4.22. Räumliche Verteilung der Speicherkapazitäten für Methan in den derzeit genutzten Porenspeichern bezogen auf das Arbeitsgasvolumen ($\Sigma 89 \text{ TWh}_{MRG}$).	114
4.23. Räumliche Verteilung der Speicherkapazitäten bezogen auf das Arbeitsgasvolumen für die Nutzung von Salzkavernen als Langzeitspeicher für methanhaltige Gase (MRG) und gasförmigen Wasserstoff (GH_2).	115
5.1. Übersicht der gerechneten Szenarien.	119
5.2. Verteilung der jährlichen Gesamtkosten über die verschiedenen Systemkomponenten (TAC: Total Annual Costs).	122
5.3. Installierte Leistungen und Nettostromerzeugung im Vergleich zu den Ergebnissen aus REF95.	123
5.4. Installierte Nettoleistungen für die Stromerzeugung 2030.	124
5.5. Nettostromerzeugung 2030.	126
5.6. Wasserstoffherzeugung im Vergleich.	127
5.7. Installierte Nettoleistungen für die Wasserstoffbereitstellung 2030 sowie installierte Wasserstoffpipelines (sowohl umgestellt als auch neugebaut).	128
5.8. Umgestellte und neugebaute Pipelines für den Transport von Wasserstoff im Referenzszenario 2030.	129
5.9. Fernwärmebereitstellung im Referenzszenario 2030.	130
5.10. Nutzung des Porenspeichers in Bayern zur Deckung der Erdgasnachfrage im Referenzszenario 2030.	132
5.11. Vergleich des Speicherbetriebs von Kavernenspeichern (saisonale Speicherung) und Batteriespeichern (tageszeitliche Speicherung) in einer Grenzregion von Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen.	133
5.12. Nutzung von Speichertechnologien für gasförmigen Wasserstoff und Strom im Referenzszenario 2030.	133
5.13. Zeitlicher Anteil des Jahres, bei dem die Stromleitungen im Referenzszenario 2030 über dem Grenzwert von 80 % der angenommenen Übertragungsleistung betrieben werden.	134
5.14. Durchschnittliche Auslastung der auf Wasserstofftransport umgestellten Pipelines im Referenzszenario 2030.	135
5.15. Wasserstoffherzeugung und Wasserstofftransportnetz 2030 im Fall begrenzter Erdgasimportmöglichkeiten.	137
5.16. Durchschnittliche Auslastung der auf Wasserstofftransport umgestellten Erdgaspipelines im Szenario mit begrenzten Erdgasimportmöglichkeiten.	138
5.17. Verteilung der jährlichen Gesamtkosten über die verschiedenen Systemkomponenten (TAC: Total Annual Costs)	139
5.18. Installierte Leistungen und Nettostromerzeugung für das Jahr 2050 im Vergleich zu den Ergebnissen aus REF95.	140

5.19. Installierte Nettoleistungen für die Stromerzeugung 2050.	142
5.20. Nettostromerzeugung 2050.	143
5.21. Wasserstofferzeugung im Vergleich für das Jahr 2050.	144
5.22. Installierte Nettoleistungen für die Wasserstoffbereitstellung 2050 sowie installierte Wasserstoffpipelines (sowohl umgestellt als auch neugebaut). . .	145
5.23. Umgestellte und neugebaute Pipelines für den Transport von Wasserstoff im Referenzszenario 2050.	146
5.24. Fernwärmebereitstellung im Referenzszenario 2050.	147
5.25. Vergleich des zeitlichen Verlaufs der Speicherfüllstände von Batteriespeichern in einer Region in Norddeutschland und einer Region in Süddeutschland.	148
5.26. Nutzung von Speichertechnologien für gasförmigen Wasserstoff und Strom im Referenzszenario 2050.	149
5.27. Zeitlicher Anteil des Jahres, bei dem die Stromleitungen im Referenzszenario 2050 über dem Grenzwert von 80 % der angenommenen Übertragungsleistung betrieben werden.	150
5.28. Durchschnittliche Auslastung der auf Wasserstofftransport umgestellten Pipelines im Referenzszenario 2050.	151
5.29. Durchschnittliche Auslastung der für Wasserstofftransport neu installierten Pipelines im Referenzszenario 2050.	152
5.30. Stromerzeugung und installierte Leistungen im Vergleich für das Jahr 2030. .	153
5.31. Wasserstoffbereitstellung und installierte Leistungen im Vergleich für das Jahr 2030.	154
5.32. Stromerzeugung und installierte Leistungen im Vergleich für das Jahr 2050. .	155
5.33. Wasserstoffbereitstellung und installierte Leistungen im Vergleich für das Jahr 2050.	156
5.34. Wasserstoffbereitstellung und -transport unter Berücksichtigung unterschiedlicher Umstellungsszenarien für das Jahr 2050.	159
5.35. Wasserstoffbereitstellung und -transport unter Berücksichtigung des kompletten Neubaus eines Wasserstofftransportnetzes (rechts) und ohne Wasserstoffnetz (links) für das Jahr 2050.	160
5.36. Räumliche Verteilung der Stromerzeugung für das Jahr 2050, wenn kein Wasserstoffnetzausbau erfolgen darf.	160
5.37. Stromerzeugung und -verbrauch in der Region Berlin und Umgebung in Kalenderwoche 35 (Spätsommer) für das Jahr 2030.	163
5.38. Installierte Leistungen für die Stromerzeugung und Anbindung der Offshorewindparks für die Jahre 2030 und 2050.	164
5.39. Durchschnittliche Auslastung und Zubau des Stromnetzes 2050 unter der Annahme, dass das Gleichspannungsstromnetz entlang der bestätigten Trassen erweitert werden kann.	165
5.40. Installierte Leistung und Wasserstoffbereitstellung im Jahr 2050 (freie Optimierung, mehr Wasserstoffimportmöglichkeiten).	168
5.41. Installierte Leistung und Wasserstoffbereitstellung im Jahr 2050 (freie Optimierung, ohne Wasserstoffimport).	169
B.1. Investitionskosten für Neubau von Wasserstoffpipelines	193
B.2. Investitionskosten für Umstellung von Pipelines	194
B.3. Normierte Stromnachfrageprofile 2030	196
B.4. Normierte Stromnachfrageprofile 2030	197

B.5. Normierte Ergasnachfrageprofile 2030	198
B.6. Normierte Ergasnachfrageprofile 2050	199
B.7. Normierte Wasserstoffnachfrageprofile 2050	200
B.8. Normierte Wasserstoffnachfrageprofile 2050	201
B.9. Normierte Fernwärmennachfrageprofile 2030	202
B.10. Normierte Fernwärmennachfrageprofile 2050	203
B.11. Wärmennachfrage des Gebäudesektors und räumliche Verteilung der Nachfrage für das Jahr 2050.	203
C.1. Durchschnittliche Auslastung der neu gebauten Wasserstoffpipelines im Referenzszenario 2030.	206
C.2. Durchschnittliche Auslastung der Übertragungsleitungen für Fernwärme im Referenzszenario 2030.	206
C.3. Räumliche Verteilung der aufsummierten Residuallasten im Referenzszenario 2050.	207
C.4. Durchschnittliche Auslastung der neu gebauten Wasserstoffpipelines im Referenzszenario 2050.	207
C.5. Durchschnittliche Auslastung der Übertragungsleitungen für Fernwärme im Referenzszenario 2050.	208
C.6. Räumliche Verteilung der Wasserstoffbereitstellung für das Jahr 2030 unter Berücksichtigung des optimistischen Umstellungsszenarios.	208
C.7. Durchschnittliche Auslastung des Wechsel- und Gleichstromspannungsnetzes im Jahr 2050, wenn kein Wasserstoffnetzausbau erfolgen darf (suboptimale Lösung).	209
C.8. Räumliche Verteilung der Wasserstoffbereitstellung für das Jahr 2030, wenn kein Wasserstoffnetzausbau erfolgen darf.	209
C.9. Stromerzeugung 2030 für verschiedene Konfigurationen der zeitlichen Aggregation.	211
C.10. Wasserstoffherzeugung 2030 für verschiedene Konfigurationen der zeitlichen Aggregation.	211
C.11. Stromerzeugung 2050 für verschiedene Konfigurationen der zeitlichen Aggregation.	213
C.12. Wasserstoffherzeugung 2050 für verschiedene Konfigurationen der zeitlichen Aggregation.	213

Tabellenverzeichnis

4.1. Stromnachfragen für die Jahre 2030 und 2050	90
4.2. Erdgasnachfragen für die Jahre 2030 und 2050	92
4.3. Wasserstoffnachfragen für die Jahre 2030 und 2050	95
4.4. Wärmenachfragen für die Jahre 2030 und 2050	96
4.5. Maximales Potenzial, durchschnittliche Volllaststunden sowie Investitions- und Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen an den drei berücksichtigten Offshore-Regionen.	104
4.6. Maximale Speicherkapazitäten in Salzkavernen für methanhaltige Gase oder gasförmigen Wasserstoff.	116
5.1. Zusammenfassung der abgebildeten leitungsgebundenen Infrastrukturen . .	121
5.2. Stromerzeugung durch konventionelle, thermische Kraftwerke im Referenzszenario 2030.	127
5.3. Stromerzeugung durch erneuerbare Energien im Referenzszenario 2030. . .	127
5.4. Speichertechnologien im Referenzszenario 2030.	131
5.5. Stromerzeugung durch erneuerbare Energien im Referenzszenario 2050. . .	144
5.6. Speichertechnologien im Referenzszenario 2050.	148
5.7. Vergleich der jährlichen Gesamtkosten (Total Annual Costs=TAC) mit verschiedenen Umstellungsszenarien zum Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes.	158
5.8. Vergleich der jährlichen Gesamtkosten (Total Annual Costs=TAC) mit verschiedenen Anbindungskonzepten der Offshorewindparks.	162
5.9. Vergleich der jährlichen Gesamtkosten (Total Annual Costs=TAC) und bereitgestellte Wasserstoffmengen für verschiedene Wasserstoffimportstrategien im Jahr 2030.	167
5.10. Vergleich der jährlichen Gesamtkosten (Total Annual Costs=TAC) und bereitgestellte Wasserstoffmengen für verschiedene Wasserstoffimportstrategien im Jahr 2050.	167
5.11. Einfluss der zeitlichen Repräsentation auf den Zielwert (TAC) der Optimierung.	170
A.1. Spezifische Emissionsfaktoren der berücksichtigten fossilen Energieträger zur Strom- und Wärmeerzeugung (basierend auf [26, 111]).	185
A.2. Techno-ökonomische Annahmen: Wind, Freiflächenphotovoltaik (PV OF) und Dachflächenphotovoltaik (PV RT) (eigene Annahmen basierend auf [26, 60, 63, 201, 209]).	185
A.3. Techno-ökonomische Annahmen: Import und Zukauf (eigene Annahmen basierend auf [26, 27, 209]).	186
A.4. Techno-ökonomische Annahmen: Umwandlungskomponenten (Teil 1) (eigene Annahmen basierend auf [27, 209, 244]).	186
A.5. Techno-ökonomische Annahmen: Umwandlungskomponenten (Teil 2) (eigene Annahmen basierend auf [27, 162, 232, 233, 236]).	187

A.6. Techno-ökonomische Annahmen: Umwandlungskomponenten (Teil 3) - Wasserstoffrückverstromung (eigene Annahmen basierend auf [26,209]). . .	187
A.7. Techno-ökonomische Annahmen: Speicherkomponenten (Teil 1) (eigene Annahmen basieren auf [27, 144, 147, 209]).	188
A.8. Techno-ökonomische Annahmen: Speicherkomponenten (Teil 2) (eigene Annahmen basierend auf [27, 147, 157, 162, 231, 244]).	189
A.9. Techno-ökonomische Annahmen: Speicherkomponenten (Teil 3) (eigene Annahmen basierend auf [27, 147, 157]).	189
A.10. Techno-ökonomische Annahmen: Speicherkomponenten (Teil 4) - Wärmespeicher (eigene Annahmen basierend auf [202, 290]).	190
A.11. Techno-ökonomische Annahmen: Stromnetz (basierend auf [27, 92, 193]). . .	190
A.12. Techno-ökonomische Annahmen: Wärme- und Gasnetz (eigene Annahmen basierend auf [27, 228, 231, 271, 287]).	191
B.1. Verteilschlüssel zur räumlichen Verteilung der Stromnachfragen.	195
B.2. Indikatoren zur Verteilung der Stromnachfrage.	198
B.3. Indikatoren zur Verteilung der Erdgasnachfrage.	199
B.4. Indikatoren zur Verteilung der Wasserstoffnachfrage.	202
B.5. Indikatoren zur Verteilung der Fernwärmefachfrage.	203
C.1. Ausgewählte Ergebnisse aus NESTOR für das Basisszenario REF95	205
C.2. Einfluss der zeitlichen Repräsentation auf die installierten Leistungen für das Jahr 2030.	210
C.3. Einfluss der zeitlichen Repräsentation auf die installierten Leistungen für das Jahr 2050.	212

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current / Wechselstrom
AEL	alkalische Elektrolyse
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CHP	Combined Heat and Power / Kraftwärmekopplung
DC	Direct Current/ Gleichstrom
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FINE	Framework for Integrated Energy System Assessment
GH ₂	gasförmiger Wasserstoff
H-Gas	Hochkalorisches Erdgas
JRC	Joint Research Center
KWK	Kraftwärmekopplung
L-Gas	Niederkalorisches Erdgas
LH ₂	Liquefied Hydrogen / Flüssigwasserstoff
LHV	Lower Heating Value / Heizwert
LNG	Liquefied Natural Gas / Flüssigerdgas
MILP	Mixed Integer Linear Program / gemischt ganzzahliges lineares Problem
MRG	methanhaltiges Gas
NEP	Netzentwicklungsplan
NG	Natural Gas / Erdgas
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OF	Open-field / Freifläche
PEM	Proton Exchange Membranes / Protonen-Austauschmembran
PEMEL	Proton Exchange Membranes Electrolysis / Protonen-Austauschmembran-Elektrolyse
PHES	Pumped Hydroelectric Energy Storage / Pumpspeicherkraftwerk
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
RT	Rooftop / Dachfläche
TAC	Total Annual Cost / annuierte Gesamtkosten

1. Einleitung

1.1. Motivation und Zielsetzung

Ein zukünftiges Energiesystem, welches zu hohen Anteilen von erneuerbaren Energiequellen gespeist wird, benötigt eine integrierte Betrachtung der Infrastrukturen, um eine sichere Versorgung aller Endverbraucher gewährleisten zu können. Aufgrund der benötigten Änderungen des heutigen Energiesystems, die sich durch die ambitionierten Ziele der Energiewende zur Reduktion der Treibhausgasemissionen ergeben, wird sich auch die Nutzung der leitungsgebundenen Infrastrukturen einem Wandel unterziehen müssen.

Regionale Unterschiede im Potenzial der erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Solar sorgen dafür, dass sich die gegenwärtige verbrauchernahe Energiebereitstellung zu einer den heutigen Verbrauchern ferneren Bereitstellung verschiebt.

Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung von Transformationspfaden, die die kurz- und langfristige Entwicklung des Energiesystems über das Jahr 2030 bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung von räumlichen Gegebenheiten untersucht und mögliche Ausbau- und Umbaustrategien der leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen aufweist.

Unter der Leitfrage, welche Optionen sich für die Änderung des Energiesystems für Deutschland aus der techno-ökonomischen Perspektive eignen, um die Ziele der Energiewende und des Klimaschutzgesetzes zu erreichen, werden anhand verschiedener Szenarien mögliche kostenoptimale Systemauslegungen des Energiesystems Deutschland vorgestellt und verglichen. Dabei wird ebenso die Sektorkopplung berücksichtigt, um Synergien zwischen den einzelnen Endenergiebereichen ausnutzen zu können.

Das Modell FINE.Infrastructure, welches im Rahmen dieser Arbeit entwickelt und bei der Optimierung der Szenarien Verwendung findet, wird mit dem Python-Package FINE (Framework for Integrated Energy System Assessment) umgesetzt. Dabei bietet das Optimierungsmodell die Möglichkeit, das Energiesystem Deutschland räumlich hoch aufgelöst abzubilden und dadurch den Austausch der verschiedenen berücksichtigten Energieträger zwischen den modellierten Regionen detailliert zu analysieren. Der Fokus des Modells liegt auf der Allokation der Energiebereitstellung und -speicherung innerhalb Deutschlands und dem Ausbau und Nutzung von leitungsgebundenen Transportinfrastrukturen zum Austausch von Energie, wobei die Zielfunktion durch die Minimierung der jährlichen Gesamtkosten des Systems beschrieben wird.

Anstelle von Einzeloptimierungen für die Energieträger Strom, Wasserstoff und Wärme wird hierbei ein gesamtsystemischer Ansatz gewählt. Dies hat den Vorteil, dass die Sektorkopplung detailliert berücksichtigt werden kann und sich das Kostenoptimum auf ein gekoppeltes Energiesystem unter Berücksichtigung verschiedener Speicher- und Transportmöglichkeiten bezieht.

FINE.Infrastructure wird in dieser Arbeit zur Beantwortung der folgenden Fragestellungen angewandt:

- Wie sehen die kostenoptimale Auslegung und der Betrieb der Energieinfrastrukturen in Deutschland unter Berücksichtigung der Reduktionsziele von Treibhausgasemissionen in Zukunft aus? Wie muss sich das Energiesystem zwischen 2030 und 2050 ändern, um diese Ziele zu erreichen? Wie werden die Energieträger in Zukunft transportiert und verteilt?
- Welche Rolle spielt Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem? Wie kann eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur für Deutschland aussehen?
- Wie werden Power-to-X Pfade im System berücksichtigt?
- Welche Rolle können existierende Infrastrukturen und deren Umstellung auf andere Energieträger in Zukunft spielen?

1.2. Neuigkeitswert der Arbeit

In der vorliegenden Arbeit wird das räumlich aufgelöste Energiesystemoptimierungsmodell FINE.Infrastructure aufgebaut, welches die Transformation des Energiesystems Deutschland unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen abbildet und Aussagen zur räumlichen Verteilung der Energieerzeugungsstrukturen sowie zum Aufbau und zur Nutzung von Transportinfrastrukturen erlaubt. Dabei handelt es sich um eine integrierte Ausbauplanung von Erzeugern und Übertragungsstrukturen.

Das Modell bietet in dem hier beschriebenen Stand eine flexible räumliche Auflösung zwischen 1 und 475 Regionen, deren Definition sich am Höchstspannungsstromnetz Deutschlands orientieren. Damit sind räumlich detaillierte Analysen zum Energiesystem Deutschland möglich unter Berücksichtigung des Transports verschiedener Energieträger über die definierten Regionsgrenzen hinweg.

Neben der Bestimmung von Design und Betrieb des Energiesystems erlaubt das Modell spezielle Auswertungen bezüglich der Transportinfrastrukturen. So können zusätzlich die Anbindungen zukünftiger Offshorewindparks optimiert sowie Strategien zur Umstellung des bestehenden Gasnetzes auf den Transport von Wasserstoff analysiert werden. In dieser Arbeit erfolgen die Szenarienauswertungen für ein zukünftiges Energiesystem Deutschland mit einer räumlichen Auflösung von 80 Regionen. Über die Modellkopplung mit einem Einknotenmodell, welches eine detaillierte Transformationspfadanalyse für Deutschland erlaubt, kann die sektorale Abbildung im räumlich aufgelösten Modell erhöht, die Plausibilität der Ergebnisse des Einknotenmodells überprüft und um Aussagen zur räumlichen Verteilung der Erzeuger und Speicher sowie zur Nutzung der Transportinfrastrukturen ergänzt werden.

Während bereits zahlreiche Studien mögliche Transformationspfade zur Erreichung der gesetzten Klimaziele für Deutschland analysieren (z.B. [1–6]), werden die Bedeutung der regionalen Begebenheiten und Aussagen zur räumlich aufgelösten Umsetzung der analysierten Maßnahmen nur auf einzelne Teilergebnisse bezogen oder nur mit einer sehr geringen räumlichen Auflösung untersucht. Das Modell und die angewandte Modellkopplung in der vorliegenden Arbeit erlauben dagegen zum ersten Mal ergänzende Analysen auf der räumlichen Ebene unter Berücksichtigung einer integrierten Netzoptimierung mit Pipelineumstellung und Gleichspannungsstromnetzausbau. Darüber hinaus können den Ergebnissen die kostenoptimale Verteilung und der zeitlich aufgelöste Betrieb von Erzeuger- und Speichertechnologien entnommen werden.

1.3. Aufbau der Arbeit

Die Vorgehensweise zur Beantwortung der Forschungsfragen und der damit verbundene Aufbau der Arbeit wird in Abbildung 1.1 schematisch dargestellt.

In Kapitel 2 werden die Hintergründe der vorliegenden Arbeit zusammengefasst. Dabei werden zunächst die Bedeutung der Energiesystemanalyse im Allgemeinen und die verschiedenen Modellierungsansätze vorgestellt. Des Weiteren wird auf die Komplexität der Modellierungen eingegangen und wie diese vereinfacht werden kann. In Abschnitt 2.2 werden die gegenwärtige Lage der Energieversorgung Deutschlands und die Herausforderungen hinsichtlich ihrer Transformation beschrieben, die sich aufgrund der angestrebten Klimaziele ergeben. Zur Verdeutlichung werden die einzelnen Infrastrukturen der Energieversorgung in Abschnitt 2.3 aufgeführt und ihre Bedeutung für das zukünftige Energiesystem analysiert. Darauf aufbauend werden die Modellanforderungen des vorgestellten multi-regionalen Energiesystemmodell für Deutschland abgeleitet.

Die gewählten Vorgehensweisen für die räumlich aufgelösten Systemanalysen der zukünftigen Energieversorgung Deutschlands werden in Kapitel 3 vorgestellt. Diese umfassen den gewählten Ansatz zum Aufbau des Energiesystemoptimierungsmodells sowie detaillierte Beschreibungen für die Modellierung der leitungsgelassenen Transportinfrastrukturen zur Übertragung von Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme. Darüber hinaus wird das Vorgehen der Modellkopplung eines Einknotenmodells zur ganzheitlichen Optimierung des Energiesystems Deutschland mit einem Mehrknotenmodell beschrieben. Die Modellkopplung wird dazu genutzt, die sektorale Auflösung des Mehrknotenmodells zu erhöhen und mögliche Transformationspfade des Energiesystems Deutschland mit einer räumlichen Auflösung zu analysieren.

Der Aufbau des hier aufgestellten Modells FINE.Infastructure mit allen räumlich aufgelösten Eingangsparameterdaten wird in Kapitel 4 ausgeführt. Dabei wird zunächst auf die Rahmenbedingungen des Modells eingegangen, die die räumliche und zeitliche Auflösung des Modells festlegen und die Berücksichtigung des Bestands erläutern. In einem zweiten Abschnitt werden die Energie- und Massenflüsse, darunter die Endenergienachfragen, Importe und die Berücksichtigung von Emissionen, beschrieben. Angelehnt an das Aufbauschema der hier gewählten Modellierungsmethode werden die abgebildeten Energieinfrastrukturen mit räumlicher Auflösung vorgestellt. Hierzu wird die Datenbasis der in Kapitel 2 beschriebenen, relevanten Energieinfrastrukturen auf die räumliche und zeitliche Auflösung des Modells angepasst.

Anhand dieses Modells und der Methodik der Modellkopplung werden im Kapitel 5 verschiedene Szenarien für die kurzfristige und langfristige Entwicklung des Energiesystems Deutschland hinsichtlich der Erzeugungsstrukturen und Nutzung der leitungsbasierten Transportinfrastrukturen analysiert. Zunächst erfolgt die Vorstellung des räumlich aufgelösten Referenzszenarios. Auf Basis dieser Ergebnisse werden verschiedene Variationen für die Umstellung von Erdgaspipelines auf den Transport von Wasserstoff und die Anbindung von Offshorewindparks untersucht und diskutiert. Des Weiteren werden die Notwendigkeit von Wasserstoffimporten und des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur anhand von Szenarienrechnungen dargelegt und diskutiert.

Die Ergebnisse werden mit den Resultaten unter Berücksichtigung anderer zeitlicher

Repräsentationen sowie mit den Resultaten einer freien Optimierung ohne Vorgaben aus der Modellkopplung verglichen und auf Basis der zugrunde gelegten Rahmenbedingungen diskutiert.

Die Vorgehensweise und Ergebnisse der Arbeit werden im Kapitel 6 zusammengefasst. Hierbei werden die wichtigsten Schlussfolgerungen und die Beantwortung der eingangs gestellten Fragen noch einmal hervorgehoben.

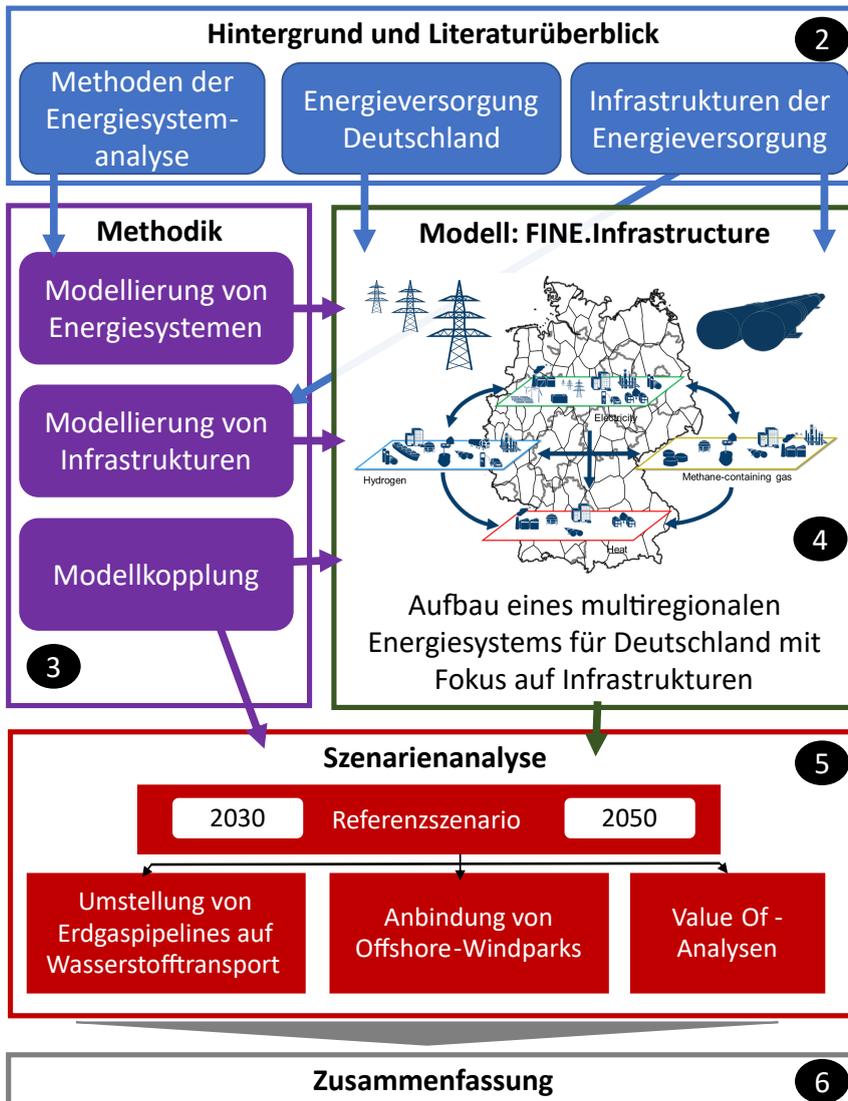


Abbildung 1.1.: Aufbau der Arbeit. Zusammenhänge sind mit Pfeilen markiert. Die schwarz umrahmten Zahlen verweisen auf das jeweilige Kapitel.

2. Hintergrund und Literaturüberblick

Zur Einordnung des Stands der Forschung werden in diesem Kapitel die Bedeutung der Energiesystemanalyse und die verschiedenen Modellierungsansätze vorgestellt. Des Weiteren wird auf die Komplexität der Modellierungen eingegangen und wie diese vereinfacht werden können.

Für die Modellierung des Energiesystems Deutschland wird in Abschnitt 2.2 auf die einzelnen Aspekte der Energieversorgung Deutschlands in der Gegenwart und Zukunft eingegangen.

Hierbei wird ein Überblick gegeben über die Zusammensetzung der Energienachfragen, die konventionelle und erneuerbare Energiebereitstellung, die Zusammensetzung des gegenwärtigen Technologieparks sowie dessen zukünftige Entwicklungen aufgrund von gesellschaftlichen, politischen und ökologischen Rahmenbedingungen. Danach werden im Abschnitt 2.3 die einzelnen Infrastrukturen der Energieversorgung aufgeführt und ihre Bedeutung für das zukünftige Energiesystem analysiert.

Darauf basierend werden jeweils die Anforderungen an das in dieser Arbeit entwickelte Modell und an die zu untersuchenden Szenarien abgeleitet.

2.1. Hintergrund und Methoden der Energiesystemanalyse

Die Energiesystemanalyse dient dazu, Entscheidungen in Energiepolitik und Energieforschung zu unterstützen, indem sie systematisch den Einfluss von Technologien und Infrastrukturen zur Energiebereitstellung und -umwandlung hinsichtlich spezifischer Fragestellungen untersucht und wissenschaftlich aufbereitet [7]. Die Bedeutung der Systemanalyse liegt dabei in der deskriptiven Darstellung der Funktionsweise des abzubildenden Systems, wobei das System eine begrenzte Menge an Elementen enthält, welche mit sich untereinander aber auch mit der Umwelt des Systems wechselwirken [8]. Ein System beschreibt hierbei einen Sachverhalt der realen Welt. Um diesen Sachverhalt untersuchen und Planungen und Entscheidungen unterstützen zu können, werden die realen Systeme in abstrahierter Form in Modellen abgebildet. Modellgestützte Systemanalysen werden in verschiedenen Bereichen angewendet und finden insbesondere dann Verwendung, wenn die Durchführung von Experimenten am realen System nicht umsetzbar ist - wie es zum Beispiel bei der Klimaforschung der Fall ist. Um Energiesysteme bewerten zu können, werden maßgeblich modellgestützte Systemanalysen durchgeführt, wodurch eine Vielzahl unterschiedlicher Energiesystemmodelle entwickelt wurden. Grundsätzlich gilt, dass Modellmethode und Grad der Komplexität der Modellierung an die jeweilige Fragestellung angepasst wird [9]. Dabei werden in der Energiesystemmodellierung zwischen Simulationsmodellen und Optimierungsmodellen von Energiesystemen sowie Gleichgewichtsmodellen zur Abbildung des Marktgeschehens unterschieden [10]:

- **Gleichgewichtsmodelle** werden dazu genutzt, den Einfluss verschiedener Strategien und Vorgaben auf die Gesamtwirtschaft zu untersuchen, wobei der Energiesektor als Teil der Wirtschaft modelliert wird. Anhand des Gleichgewichts über alle Märkte können wichtige ökonomische Parameter wie das Bruttoinlandsprodukt ermittelt werden.
- **Simulationsmodelle** liefern Aussagen darüber, ob vordefinierte Systemkonfigurationen gültig sind oder ob es in bestimmten Fällen zu Engpässen im System kommt. Sie eignen sich dazu, die Auswirkungen von Szenarien auf das Verhalten des Systems zu untersuchen und alternative Pfade aufzuweisen [11]. Ebenso ist es möglich, reale Märkte zu simulieren, Marktpreise zu ermitteln und eine Prognose des Marktgeschehens sowie des Akteursverhalten zu erhalten [7].
- **Optimierungsmodelle** liefern optimierte Systemauslegungen und haben keinen Fokus auf die Abbildung des Marktes. Das heißt, der Markt wird als perfekter Markt mit vollständiger Information modelliert [7]. Häufig werden die Gesamtkosten eines Systems minimiert unter Berücksichtigung von technischen, ökologischen und sozioökonomischen Randbedingungen. Es können aber auch andere Optimierungskriterien gelten (vergleiche hierzu [12]) sowie mehrere Kriterien gleichzeitig berücksichtigt werden (zum Beispiel [13]).

Eine Übersicht über die verschiedenen Modelle und Modellumgebungen, welche in den letzten Jahrzehnten entwickelt wurden, geben Lopion et al. [14], Ringkjøb et al. [10] und Groissböck [15]. Prina et al. [16] gibt eine Übersicht über die Klassifizierung und die Herausforderungen an Bottom-Up Energiesystemmodellen. Jerabaraj und Iniyar [17] zählen neben den Optimierungs- und Simulationsmodellen auch Prognosemodelle für Potenziale erneuerbarer Energien und für ökonomische Entwicklungen zu den Energiemodellen. Sie schlussfolgern, dass diese Modelle helfen, die Wechselwirkungen zwischen Energiesektor und Wirtschaft zu verstehen [17].

Im Folgenden wird zunächst allgemein auf Methoden der Modellierung in der Energiesystemanalyse eingegangen. Danach wird der Fokus auf die Optimierung von räumlich und zeitlich aufgelösten Energiesystemen gelegt und es werden Methoden zur Entfaltung von zeit- und raumabhängigen Inputparametern sowie zur Komplexitätsreduktion und Rechenbarkeit der ausformulierten Optimierungsprobleme vorgestellt.

2.1.1. Methoden der Modellierung

Um die verschiedenen Aspekte der Energiesysteme abbilden zu können, werden unterschiedliche Modelltypen angewendet. Abbildung 2.1 zeigt eine schematische Übersicht der Modelltypen und deren Anwendungsfokus. Auf der linken Seite stehen die Einknotenmodelle. Einknotenmodelle werden häufig zur Analyse von ganzheitlichen Energiesystemen auf nationaler Ebene verwendet. Sie können sektorale Zusammenhänge besonders detailliert abbilden und so auch Analysen über lange Planungszeiträume treffen. Aufgrund der fehlenden räumlichen Auflösung können technische und physikalische Details des Transports der Energieträger sowie räumliche Informationen zu Standortbedingungen einiger Technologien nicht oder nur durch stark vereinfachende Annahmen berücksichtigt werden. Auf der gegenüberliegenden Seite stehen die Netzmodelle. Ihr Fokus liegt auf einer detailgetreuen Abbildung von Übertragungsinfrastrukturen wie des Erdgasnetzes oder des Stromnetzes. So können sie Lastflüsse modellieren, Engpässe in den Netzstrukturen

der Energieübertragung ausfindig machen und damit als Entscheidungshilfe für zukünftige Netzerweiterungen dienen. Dabei beziehen sich diese Modelle meist nur auf einen Energieträger, wodurch die sektorale Auflösung gering ist. In der Mitte finden sich die Mehrknotenmodelle, die eine räumliche Auflösung zulassen und gleichzeitig mehrere Energieträger betrachten können, um Effekte der Sektorkopplung zu analysieren. Dadurch können Technologien ihren Standortanforderungen entsprechend platziert und betrieben werden. Aufgrund der zunehmenden Komplexität durch die räumliche Auflösung und sektorale Abdeckung ist die Abbildung von einzelnen Technologiepfaden, wie in Einknotenmodellen häufig abgebildet, sowie die Abbildung von technischen Details der Infrastrukturen, wie in Netzmodellen dargestellt, meist eingeschränkt.

Modelltyp	Einknotenmodelle	Mehrknotenmodelle	Gas- und Stromnetzmodelle
Fokus	Sektorale Abdeckung		Physik und Technik

Abbildung 2.1.: Schematische Darstellung verschiedener Modelltypen zur Abbildung von Energiesystemen.

Der Übergang zwischen den Modelltypen ist fließend und prinzipiell ist es möglich, in einem Modell sowohl die technischen und physikalischen Eigenschaften der Komponenten detailliert einzupflegen als auch die sektorale Abdeckung zu erhöhen. Die Berücksichtigung aller Details steigert die Komplexität des Modells und kann dazu führen, dass Berechnungen und Analysen hohe Ansprüche an Hardwareressourcen stellen und die Lösung nicht mehr in einem vertretbaren Zeitrahmen gefunden wird.

Modellkopplungen

Je nach Fragestellung kann die Nutzung von mehreren Modellen mit verschiedenen Detailgrad der modellierten Komponenten eine Möglichkeit sein, detailliertere Analysen zu den modellierten Energiesystemen zu erstellen. In der Literatur finden sich bereits zahlreiche Beispiele:

Robinius [18] und Robinius et al. [19] simulieren zum Beispiel zunächst ein räumlich aufgelöstes Energiesystem für Deutschland. Anhand der daraus resultierenden Residuallasten kann mit einem zweiten Modell eine Wasserstofftransportinfrastruktur erstellt werden. Hierbei werden ein detailliertes Modell für den Stromsektor mit einem Modell für den Gassektor gekoppelt. Reuß et al. [20] nutzen die Ergebnisse für Design und Betrieb eines räumlich und zeitlich aufgelösten Energiesystemmodells einer Teilregion Deutschlands und berechnen mit einem nachgelagerten Modell eine robuste Lösung zum Aufbau eines Wasserstoffpipelinenetzes unter der Berücksichtigung von Druckverlusten.

Pesch [21] entwickelt in seiner Arbeit ein multiskalares Modellpaket, um ein integriertes Energie- und Elektrizitätssystem abzubilden unter Berücksichtigung aller relevanten Skalenebenen. Dabei koppelt er ein Einknotenmodell des Energiesystems Deutschland mit

einem hoch aufgelösten Elektrizitätsmarktmodell für Europa und einem hoch aufgelösten Übertragungsnetzmodell für Deutschland. Aus dem Einknotenmodell werden die für den Stromsektor relevanten ermittelten Erzeugungskapazitäten sowie die sektoralen Stromnachfragen an die anderen beiden Modelle weitergegeben. Stromerzeugung, -importe und -exporte werden aus den Ergebnisanalysen des Markt- und Netzmodells entnommen und dem Einknotenmodell übergeben. Diese Iterationen werden so lange fortgesetzt, bis ein Konvergenzkriterium erfüllt ist. In diesem Fall wird demnach auch eine Rückkopplung der Modelle ausgeführt, welche in den vorher genannten Studien [18–20] nicht berücksichtigt wird.

Modellkopplungen können in zwei Verfahren unterteilt werden: Das *Hard-Coupling* und das *Soft-Coupling*. Bauer et al. [22] vergleichen die beiden Methoden, indem sie zwei einfache Modelle, ein Energiesystemmodell und ein makroökonomisches Wachstumsmodell, miteinander koppeln.

Beim *Hard-Coupling* werden Einzelmodelle direkt ineinander integriert, das heißt, aus mehreren Teilmodellen wird ein großes Gesamtmodell aufgebaut, welche alle berücksichtigten Randbedingungen miteinander verbindet. Dadurch entsteht ein konsistentes Modell und die Optimalität der Ergebnisse kann gewährleistet werden.

Bei der seriellen Verschaltung der Modelle handelt es sich um ein *Soft-Coupling*, eine weiche Kopplung verschiedener Modelle. Ausgangsparameter des einen Teilmodells werden als Eingangsparameter für ein anderes Teilmodell genutzt. Die Weitergabe der Parameter erfolgt iterativ und endet, wenn ein Konvergenzkriterium erfüllt ist. Mit diesem Verfahren kann das optimale Ergebnis, welches bei dem Hard-Coupling-Verfahren herauskommen würde, approximiert werden, wobei in diesem Fall die Optimalität des Ergebnisses nicht gewährleistet werden kann. Das Soft-Coupling-Verfahren erlaubt allerdings auch die einfache Kombination von Teilmodellen mit unterschiedlichen räumlichen und/oder zeitlichen Auflösungen, welche beim Hard-Coupling-Verfahren nicht ohne großen Aufwand in ein Gesamtsystem integriert werden können. Dadurch lassen sich mehr Komplexitäten abbilden [22]. Zwischenergebnisse aus den einzelnen Iterationen erlauben einen zusätzlichen Interpretationsspielraum und können direkt für weitere Analysen verwendet werden.

Übertragen auf die genannten Beispiele in den Studien [18–21] lässt sich feststellen, dass es sich bei diesen jeweils um Soft-Coupling-Anwendungen handelt. Die einfache Handhabung und die beliebigen Kombinationen machen das Soft-Coupling-Verfahren zu einer aussichtsreichen Methodik, um weitere Aspekte der Energiesystemmodellierung in den Analysen berücksichtigen und dadurch aussagekräftige Einsichten gewinnen zu können. Die Anzahl der gekoppelten Teilmodelle kann dabei beliebig erweitert werden. Häufig werden zwei Modelle miteinander gekoppelt (zum Beispiel [2, 23, 24]); in der Literatur sind aber auch Beispiele mit drei ([21]) oder vier ([25]) gekoppelten Modellen zu finden. Darüber hinaus können Modellkopplungen auch indirekt Teil des Modells sein, da Annahmen zur Entwicklung der Nachfragen, Potenziale und Kapazitätsfaktoren sowie zur Kostenentwicklung und zu den Import- und Exportmöglichkeiten häufig ebenfalls auf den Ergebnissen anderer Modelle beruhen (vergleiche zum Beispiel [26, 27]).

In dieser Arbeit wird ein nationales Energiesystemmodell für Deutschland ohne räumliche Auflösung mit einem räumlich aufgelösten Modell gekoppelt, wodurch Aussagen zur Plausibilität der räumlich nicht aufgelösten Ergebnisse, zur räumlichen Verteilung der installierten Leistungen sowie zur Auslegung der Übertragungsinfrastrukturen getroffen werden können. Eine erste Anwendung dieser Modellkopplung ist in Cerniauskas et al. [28] beschrieben.

2.1.2. Optimierung von räumlich und zeitlich aufgelösten Energiesystemmodellen

Für die Modellierung und Optimierung von räumlich und zeitlich aufgelösten Energiesystemen sind bereits zahlreiche Softwarepakete entwickelt worden. Dabei wird in dieser Arbeit unterschieden zwischen

- **Frameworks:** Sie dienen als Werkzeugkasten und geben die Struktur zum Aufbau von Modellen vor. Darüber hinaus bieten sie vorgefertigte Funktionen und Optionen, wie spezifische Sachverhalte in den Modellen abgebildet werden können.
- **Modelle:** Sie beinhalten die abstrakte, mathematische Formulierung des Problems, welche sich anhand der Technologieauswahl, den geographischen Umfang und den berücksichtigten Sachverhalten ergibt.
- **Szenarien:** Sie legen jeweils den Datensatz der Eingangsparameter fest, welche dem Modell übergeben wird, um eine bestimmte Fragestellung zu beantworten.

Beispiele für etablierte Frameworks der Energiesystemmodellierung sind FINE (Framework for Integrated Energy Systems Assessment) [29], oemof (Open Energy Modelling Framework) [30, 31], PyPSA (python for Power System Analysis) [32] und TIMES [33]. Mit Ausnahme von TIMES sind die aufgezählten Frameworks alle in der Programmiersprache Python aufgesetzt und open-source verfügbar. Die Aufstellung des Optimierungsproblems erfolgt in allen drei Fällen über das Python-Package Pyomo [34, 35], wodurch die Nutzung verschiedener Solver zur Berechnung der Optimierungsprobleme ermöglicht wird.

Die *Open Energy Platform* [36] gibt einen Überblick über die existierenden Frameworks, Modelle und Szenarien für die Energiesystemanalyse.

Zeitliche und räumliche Auflösung

Zur Optimierung von räumlich und zeitlich aufgelösten Energiesystemmodellen werden sowohl räumlich als auch als zeitlich aufgelöste Inputdaten benötigt. Die benötigte Auflösung der Daten ist abhängig von der Fragestellung und dem Detailgrad der Analyse. Zu den möglichen Auflösungen gehören unter anderem für die

- **Räumliche Auflösung:** administrative Grenzen (Länder, Bundesländer, Landkreise, Gemeinden), Gebotszonen (Stromanbieter, Gasanbieter), Netzverknüpfungspunkte (Stromnetz, Gasnetz),
- **Zeitliche Auflösung:** Sekunden, Minuten, Stunden, Tage, Wochen, Jahreszeiten, Jahre.

Die Komplexität des Energiesystemmodells steigt mit der Anzahl der betrachteten Zeitschritte, das heißt mit dem Detailgrad der zeitlichen Auflösung, und der Anzahl an betrachteten Regionen, da jeder Zeitschritt und jede Region dem Optimierungsproblem weitere Randbedingungen und Variablen hinzufügen.

Der **Planungshorizont** stellt den Zeitrahmen dar, für welchen die Auslegung und der Betrieb des Energiesystems optimiert wird. Wird die Optimierung für einen Zeitraum über mehrere Jahre durchgeführt, kann die zeitliche Entwicklung des Energiesystems analysiert werden. Der Planungshorizont wird anhand einzelner Stützjahre abgebildet, sodass Investitionsentscheidungen und die Transformation des Energiesystems über

den Lauf der Zeit betrachtet werden können. Dabei können bei der Optimierung von Transformationspfaden grundsätzlich zwei Ansätze unterschieden werden [26, 37]:

- **Perfect Foresight:** Dem Optimierungsproblem werden sämtliche Eingangsparameter für den gesamten Planungshorizont vorgegeben. Bei der Optimierung kann so bereits in den ersten Stützjahren auf das Wissen der nachfolgenden Jahre zurückgegriffen werden (perfekte Voraussicht). Dadurch können Investitionen, die erst in der späteren Zeit des Planungshorizonts benötigt werden, vorgezogen werden, sofern dies für die Zielfunktion förderlich ist. Die Ergebnisse der Optimierung entsprechen dem globalen Optimum für den gesamten Planungshorizont.
- **Myopic Foresight** (auch Time-Step): In diesem Fall wird die Optimierung schrittweise für jedes Stützjahr einzeln durchgeführt. Investitionsentscheidungen basieren somit nur auf Informationen eines begrenzten Zeitraums des Planungshorizonts. Dadurch kann nicht das globale Optimum für den gesamten Planungshorizont bestimmt werden. Der Vorteil dieses Ansatzes liegt jedoch darin, dass das Optimierungsproblem auf die einzelnen Stützjahre aufgeteilt und somit die Komplexität gering gehalten werden kann, wodurch die Rechenzeit erheblich kürzer ausfällt im Vergleich zur Anwendung der perfekten Voraussicht.

Abbildung 2.2 zeigt die beiden beschriebenen Ansätze im Vergleich. Die myopische Betrachtungsweise kann zudem noch weiter unterteilt werden in eine Betrachtung mit *forecasting* und einer Betrachtung mit *backcasting* [26, 38]: Das Forecasting berücksichtigt die historischen Entwicklungen. So wird auf Basis der vorangegangenen Optimierung und den historischen Entwicklungen obere und untere Schranken für die Ausbauziele des nächsten Optimierungsintervall vorgeben. Im Backcasting-Verfahren wird dagegen zunächst eine freie Optimierung des Zieljahres durchgeführt. Die Ergebnisse werden in einem zweiten dazu verwendet, Ausbaugrenzen für die Stützjahresoptimierungen zu ermitteln. Anschließend wird der Transformationspfad anhand der einzelnen Zwischenoptimierungen unter den gegebenen Randbedingungen optimiert.

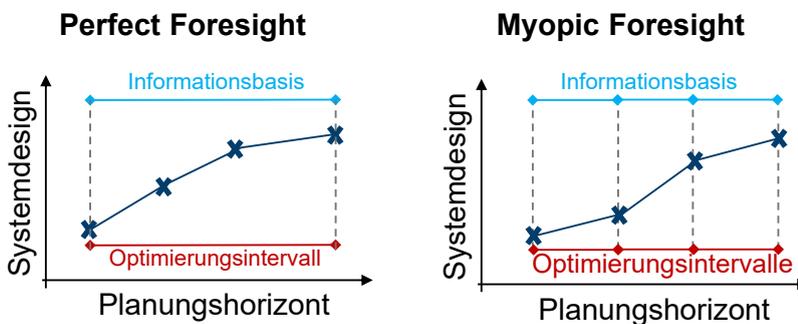


Abbildung 2.2.: Schematische Darstellung von Perfect Foresight und Myopic Foresight (angelehnt an [26]).

Darüber hinaus können Mischformen der Myopic Foresight- und Perfect Foresight-Verfahren eingesetzt werden, bei denen die für die Stützjahreoptimierungen zur Verfügung stehenden Informationen über die zukünftigen Entwicklungen der Parameter variiert werden (zum Beispiel *Rolling Horizon*, siehe dazu [39]). Die Komplexität des Modells steigt dabei mit der Anzahl der zu berücksichtigenden Informationen über zukünftige Entwicklungen der Parameter.

2.1.3. Zeitliche und räumliche Entfaltung von Eingangsdaten

Öffentlich zugängliche Datenquellen, die für die Energiesystemmodellierung genutzt werden können, weisen häufig nur eine begrenzte zeitliche und räumliche Auflösung auf. So sind die Angaben in den Energieverbrauchsstatistiken, wie sie von der AG Energiebilanzen e.V. und den Landesämtern für Statistik der einzelnen Bundesländer veröffentlicht werden, in Hinblick auf die Verbrauchssektoren unterschiedlich detailliert aufzufinden; die zeitliche Auflösung der Daten beschränkt sich aber meist auf die Angabe des jährlichen Verbrauchs und die räumliche Auflösung nur auf Landes- oder Bundeslandebene [40–42].

Um jedoch erforderliche Ausbaumaßnahmen für die einzelnen Energieträger im Energiesektor identifizieren zu können, werden zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Daten benötigt. Seim et al. [43] geben einen Überblick über Plattformen und Quellen, welche energiewirtschaftlich relevante Daten öffentlich zugänglich machen. Ihre Analyse zeigt, dass der Bedarf an zeitlich und räumlich aufgelösten Daten für den Verbrauch der einzelnen Energieträger durch die beschriebenen Datenquellen bisher nicht gedeckt werden kann [43].

Methoden zur Entfaltung der Daten auf zeitlicher und räumlicher Ebene sind geeignet, um die Auflösung der erhältlichen Datensätze zu erhöhen und sie für die Modellierung nutzbar zu machen.

Das Projekt DemandRegio [44] hat sich in seiner Laufzeit damit beschäftigt, Methoden zur zeitlichen und räumlichen Entfaltung von Inputdaten zu Nachfrageentwicklungen für die Energiesystemmodellierung zu evaluieren und weiter zu entwickeln. Die Eingangsdaten und entwickelten Methoden sind frei verfügbar [44, 45]. Ihr Fokus lag dabei auf den Endenergienachfragen der Sektoren Haushalte, Industrie und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, wobei im Rahmen des Projekts nur die Energieträger Strom und Erdgas betrachtet werden.

Im Folgenden werden mögliche Methoden für die zeitliche und räumliche Entfaltung von Rohdaten diskutiert.

Methoden zur zeitlichen Entfaltung von Daten

Auf Verbraucherseite sind die Daten aus den Energiebilanzen zwar sektoral gut aufgelöst, ihre zeitliche Auflösung ist aber häufig limitiert auf die Angabe des jährlichen Verbrauchs [40–42]. Einzelne Quellen bieten reale, standortspezifische Lastgangdaten für verschiedene Verbrauchersektoren und mit unterschiedlich hohen zeitlichen Auflösungen an [46–49]. Diese beschränken sich allerdings hauptsächlich auf die Stromnachfragen. Die ENTSO-E betreiben mit der *Transparency Plattform* eine Datenbank mit relevanten Daten für den Stromsektor, über welche auch auf historische Stromlastdaten einzelner Länder zurückgegriffen werden kann [50, 51]. Über diese sind jedoch keine Rückschlüsse auf den Verbrauch einzelner Sektoren möglich, da nur die Gesamtlast eingesehen werden kann. Historische Lastdaten bieten dennoch eine gute Grundlage als zeitlich aufgelöste

Nachfragen und werden in verschiedenen Studien verwendet, die keine Unterscheidung der einzelnen Verbrauchersektoren vornehmen (siehe zum Beispiel [18, 27, 52]).

Um Abschätzungen bezüglich des Nachfrageverhaltens einzelner Sektoren machen zu können, werden typisierte Standardlastprofile verwendet, welche sowohl für Strom- als auch für Gasnachfragen existieren [53–55]. Sektoral aufgelöste Jahreslasten können so mit normierten Standardlastprofilen multipliziert werden, um ein zeitlich aufgelöstes Lastprofil zu erhalten [44]. Als weitere Option zur zeitlichen Entfaltung von Nachfrageprofilen bieten sich Lastprofilmodelle an, welche synthetische Lastkurven erzeugen, indem sie das Verhalten der Verbraucher simulieren [56–59]. Werden synthetische Lastprofile für den Haushaltssektor simuliert, können hierbei zum Beispiel auch Eigenschaften wie die Haushaltsgröße und die unterschiedlichen Tätigkeiten der einzelnen Bewohner berücksichtigt werden, wodurch sich individuelle Profile ergeben [58, 59].

Auf Methoden zur Berechnung von zeitlich aufgelösten Erzeugungsprofile für erneuerbare Energien wie Wind und Photovoltaik wird im Abschnitt 2.3.2 eingegangen. Allgemein lassen sich diese Profile anhand historischer Wetterjahre mit Angaben von Windgeschwindigkeiten, Temperaturverlauf, Druckverhältnissen und Sonneneinstrahlung in Kombination mit den Leistungskennlinien der einzelnen Technologien abschätzen [60–63]. Häufig wird nur auf ein einzelnes Wetterjahr Bezug genommen. So wählen Fette et al. [2] das Jahr 2006 als zugrundeliegendes Wetterjahr mit der Begründung, dass es sich in Bezug auf die Wind- und Solarstromerzeugung um ein durchschnittliches Jahr handelt. Andere Arbeiten nehmen als Grundlage das Wetterjahr 2012 [21] oder 2013 [26, 27]). Caglayan et al. [64] zeigen, dass die kostenoptimale Auslegung eines Energiesystems mit einem hohen Anteil an volatilen erneuerbaren Energiequellen signifikant durch die Wahl des Wetterjahres und den damit verbundenen Erzeugungsraten beeinflusst wird. Sie folgern daraus, dass für eine robuste Auslegung mehrere Wetterjahre berücksichtigt werden sollten [64]. Alternativ bieten sich auch synthetisch erzeugte Wetterdaten an, um die Erzeugungsraten von erneuerbaren Energien abzubilden [65].

Methoden zur räumlichen Entfaltung von Daten

Die räumliche Auflösung der vorhandenen Daten bezieht sich meist auf administrative Grenzen. Die Energiebilanzen werden zum Beispiel auf Landesebene ausgegeben, über die Landesämter für Statistik der einzelnen Bundesländer können die Daten auf Bundeslandebene bezogen werden [53–55].

Zur räumlichen Entfaltung dieser Daten können prinzipiell zwei Verfahren unterschieden werden - Bottom-Up-Verfahren und Top-Down-Verfahren. Das Projekt DemandRegio erlaubt beide Ansätze, um räumlich aufgelöste Inputdaten für die Energienachfrageseite zu erhalten [44]:

Beim *Bottom-Up-Ansatz* basiert die Nachfrage auf einem spezifischen Energieverbrauchskennwert, welcher der Literatur oder den Statistiken entnommen werden kann. Hierzu zählt zum Beispiel der Stromverbrauch je Haushalt. Dieser Kennwert wird mit einer räumlich aufgelösten Größe multipliziert - zum Beispiel mit der Anzahl an Haushalten je Landkreis.

Der *Top-Down-Ansatz* beginnt dagegen mit einer absoluten Nachfrage auf einer aggregierten Ebene, zum Beispiel dem Jahresstromverbrauch eines Landes, welche dann mithilfe von sogenannten Verteilschlüsseln auf eine räumlich detaillierter aufgelöste Ebene übersetzt wird.

Verteilschlüssel können beliebig angepasst werden. Liegen die zu regionalisierenden Daten zum Beispiel für verschiedene Verbrauchssektoren vor, kann für jeden Sektor ein eigener Verteilschlüssel gewählt werden. Tabelle B.1 im Anhang zeigt für einige Studien exemplarisch die verwendeten Verteilschlüssel zur Regionalisierung der Stromnachfragen [2, 21, 44, 66, 67]. Die hier aufgeführten Studien haben gemeinsam, dass sie die Stromnachfragen der verschiedenen Endverbraucher zumindest teilweise nach unterschiedlichen Schlüsseln verteilen. Die Stromnachfrage des Verkehrssektors wird hierbei größtenteils vernachlässigt. In anderen Studien erfolgt die Verteilung der Stromnachfrage oft nur nach einem einzigen Indikator wie der Bevölkerungsdichte (vergleiche hierzu [52, 62]) oder die Nachfrage wird mit einer Kombination aus mehreren Indikatoren zu festen Verhältnissen, darunter Bevölkerungsdichte und Bruttoinlandsprodukt, den Regionen zugeordnet (zum Beispiel in [68, 69]). Die Verteilung der Stromnachfrage nur anhand des Bruttoinlandsprodukts dagegen ist nicht ausreichend, da stromintensive Wirtschaftszweige nicht zwingend signifikant zum Bruttoinlandsprodukt beitragen und umgekehrt [70].

Für die Verteilung anderer Energieträger bietet es sich an, den jeweiligen Verwendungszweck zu berücksichtigen. Die Gasnachfrage des Haushaltssektors setzt sich zum Beispiel aus den Bereichen Kochen, Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung zusammen. Energienachfragebestimmende Größen sind hier beispielsweise die Anzahl der Haushalte (Kochen), die Anzahl der Personen (Warmwasser) und die zu beheizende Wohnfläche (Raumwärme) [44]. Unter der Annahme, dass Wasserstoff im Verkehrs- und Industriesektor flächendeckend zum Einsatz kommen wird, verteilen Cerniauskas et al. [71] die Wasserstoffnachfragen für Industrieanlagen und Wasserstofftankstellen basierend auf nicht elektrifizierte Zugverbindungen (Wasserstoffzüge), Größe der Industrieanlagen (Industrie), registrierter Fahrzeugbestand, Einkommen, Bevölkerungsdichte (private Kraftwagen, Busse) sowie Frachtladungen (Lastkraftwagen).

Für die räumliche Verteilung werden dabei räumlich aufgelöste Eingangsdaten benötigt. Die Datenbank des Statistischen Bundesamtes (Destatis) [72] bieten zum Beispiel zahlreiche Datensätze aufgelöst für administrative Kreise an, darunter Daten aufgelöst für die Landkreisebene und kreisfreie Städte [73]. Die räumliche Auflösung der Inputdaten muss dabei nicht zwingend mit der räumlichen Auflösung des Energiesystemmodells übereinstimmen. Die benötigten Inputdaten können auf einer möglichst hohen räumlichen Auflösung zusammengetragen werden, um diese im Nachhinein wieder auf die für die Analyse gewünschte Auflösung zu aggregieren.

Die Studie e-HIGHWAY 2050 [74] definiert hierbei Kriterien zur Festlegung der betrachteten aggregierten Regionen für ein Europamodell. In ihren Kriterien nennen sie auch die Abwägung der Größe und Anzahl der Regionen [74]: Die Regionen sollten nicht zu klein gewählt werden, da die Lokalisierung von Erzeugern und Nachfragern nicht auf kleinen Skalen funktioniert. Des Weiteren sollte die Anzahl der Regionen limitiert sein, da die Genauigkeit eines Modells nicht mit einer hohen Anzahl an berücksichtigten Regionen korreliert. Werden sehr viele Regionen berücksichtigt, kann dies sogar zu einer verminderten beziehungsweise trügerischen Genauigkeit führen [74].

Für die räumliche Entfaltung der Erzeugerseite ist die Datenlage insofern zu überprüfen, ob die genauen Standortdaten oder Angaben zur Gemeindezugehörigkeit auffindbar sind. Die Plattform *Open Power System Data* bietet zum Beispiel Daten zu installierten Leistungen konventioneller Kraftwerke mit Standortdaten [75, 76] aber auch zu erneuerbaren Energien [77]. Um zusätzliche Potenziale auszuweisen, insbesondere für die erneuerbaren Energiequellen, können Daten für die Flächennutzung als Grundlage genommen werden,

welche Hinweise auf bebaute Flächen, Naturschutzgebiete, Wälder, Wasserflächen und ähnliches geben (zum Beispiel [78]). Auf Methoden zur Berechnung von räumlich aufgelösten theoretischen Potenzialen für erneuerbare Energien wie Wind und Photovoltaik wird im Abschnitt 2.3.2 eingegangen.

2.1.4. Methoden zur Komplexitätsreduktion

Wie bereits eingangs in diesem Unterkapitel erwähnt, steigt die Komplexität eines Energiesystemmodells mit der Anzahl der betrachteten Zeitschritte und betrachteten Regionen, da jeder Zeitschritt und jede Region dem Optimierungsproblem weitere Randbedingungen und Variablen hinzufügt. Neben den Zeitschritten und den Regionen spielt auch die Anzahl an betrachteten Technologien eine Rolle. Wenn sowohl Betrieb als auch Design eines Energiesystems optimiert werden sollen, erweitert jede berücksichtigte Technologie das Optimierungsproblem mit eigenen zusätzlichen Randbedingungen und Variablen, die sowohl zeitliche als auch räumliche Abhängigkeiten aufweisen. Dies kann dazu führen, dass die Lösungsdauer des Optimierungsproblems und der Bedarf an Hardwareressourcen wie Arbeitsspeicher stark ansteigen und teilweise keine Lösungen mehr gefunden werden können.

Um die Rechenbarkeit eines Energiesystemmodells gewährleisten zu können, ist es deshalb teilweise notwendig, die Komplexität des Systems zu reduzieren, wobei sich je nach Fragestellung andere Reduktionsmethoden anbieten. Kotzur et al. [79] beschreiben in ihrer Studie, wie sich die Komplexität von Optimierungsmodellen zusammensetzt und welche Methoden zur Lösbarkeit dieser Optimierungsprobleme existieren. Dazu gehören zum einen Methoden zur Reduktion der Komplexität durch die Änderung einzelner Komplexitätstreiber wie die Zeitreihenaggregation, zum anderen können aber auch effizientere Lösungsverfahren angewandt werden, sofern die mathematische Struktur des Optimierungsproblems die Anwendung erlaubt. Dabei unterscheiden sie drei Dimensionen, welche die Komplexität eines Energiesystemmodells beeinflussen [79]:

1. Die **Modellgröße**: Sie wird bestimmt durch die Anzahl der betrachteten Variablen und Randbedingungen sowie der Zielfunktion.
2. Die **Problemklasse**: Sie wird durch den Definitionsbereich der Variablen und durch die Formulierung der Randbedingungen bestimmt. Die Variablen können dabei stetig oder diskret definiert sein. Randbedingungen können lineare und nichtlineare Zusammenhänge beinhalten.
3. Die **Konnektivität**: Sie beschreibt, inwieweit die einzelnen Variablen und Randbedingungen miteinander gekoppelt sind.

Zeitliche Aggregationsmethoden

Die *Zeitreihenaggregation* ist eine weit verbreitete Methodik zur Reduktion der Komplexität von zeitlich hoch aufgelösten Energiesystemmodellen. Einen Überblick über die Methoden zur Aggregation von Zeitreihen geben Hoffmann et al. [80]. Die Anwendung dieser Methoden führt dazu, dass die zeitlich aufgelösten Inputdatenreihen und somit auch die Anzahl der Randbedingungen und Variablen reduziert werden. Dadurch lässt sich die Modellgröße beeinflussen. Kotzur et al. [81] untersuchen den Einfluss verschiedener Algorithmen zur Aggregation von Zeitreihen auf ein Energiesystemoptimierungsmodell.

Dabei werden basierend auf den zeitlich aufgelösten Inputdaten Typperioden generiert. Eine sehr effektive Komplexitätsreduktion ergibt sich, wenn diese Typperioden entkoppelt betrachtet werden können, denn so reduzieren sich die zeitabhängigen Variablen auf die reduzierte Anzahl an Zeitschritten der berücksichtigten Typperioden. Nachteil ist hierbei jedoch, dass die Langzeitspeicherung von Energieträgern über den Zeitraum einer Typperiode hinaus nicht betrachtet werden kann. Um Langzeitspeicher, wie die Nutzung von Gaskavernen zum Ausgleich der saisonalen Schwankungen der Erdgasnachfrage zur Raumwärmebereitstellung, berücksichtigen zu können, müssen diese Typperioden wieder gekoppelt werden. Eine Erweiterung der mathematischen Formulierung der Aggregationsmethoden zur Kopplung der Typperioden ist in Kotzur et al. [82] beschrieben. Anwendungen dieser Aggregation zu Typtagen und die damit verbundenen Auswirkungen können zum Beispiel aus der Studie von Caglayan et al. [83] entnommen werden.

Räumliche Aggregationsmethoden

Räumliche Aggregationsmethoden dienen ebenfalls dazu, die Modellgröße zu reduzieren. Sie können in zwei verschiedene Verfahrenszweige unterteilt werden [79]:

1. Zum einen kann die räumliche Auflösung direkt beeinflusst werden, in dem die Anzahl der betrachteten Regionen durch den Zusammenschluss einzelner Regionen zu großen Überregionen reduziert wird.
2. Zum anderen kann der Detailgrad einer modellierten Region beeinflusst werden, indem die Anzahl an berücksichtigten Randbedingungen pro Region reduziert wird.

Eine schematische Darstellung dieser beiden Verfahren kann Abbildung 2.3 entnommen werden.

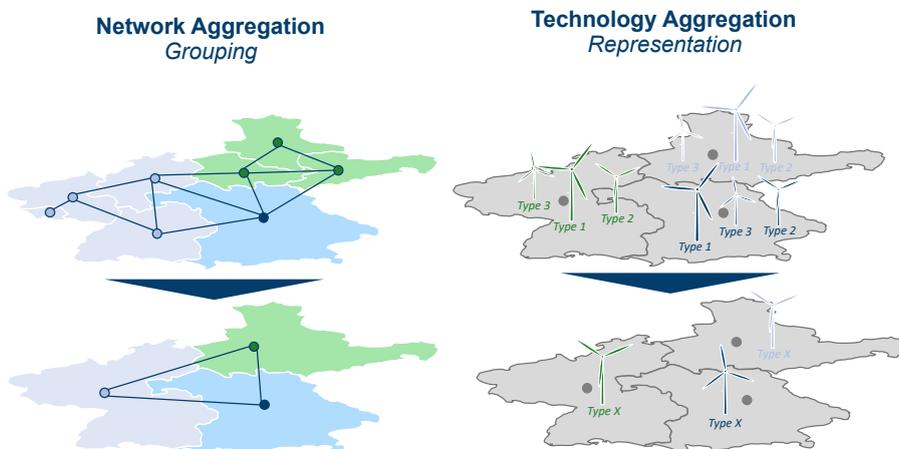


Abbildung 2.3.: Schematische Darstellung räumlicher Aggregationsmethoden (angelehnt an [79]).

Erstere Verfahren werden dazu genutzt, die Anzahl der betrachteten Regionen zu reduzieren, indem benachbarte Regionen mit ähnlichen Attributen zu einer großen Region zusammengeschlossen werden. Bei Energiesystemen mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energieträgern können hierbei besonders meteorologische Eigenschaften der Regionen eine Rolle spielen, da durch die Zusammenlegung von Regionen zur Reduktion der Komplexität auch die verwendeten zeitlich aufgelösten Inputdatenreihen, darunter Winddaten und Daten zur solaren Einstrahlung, aggregiert werden. Diese Zeitreihen legen den maximalen Ertrag dieser Technologien für jeden betrachteten Zeitschritt fest. Daten, die eindeutig den einzelnen Regionen zugeordnet werden können, können mit einfachen Rechenoperationen zusammengefasst werden. Dazu zählen zum Beispiel die Potentiale für Erneuerbare, die einfach aufsummiert werden können, oder zeitlich aufgelöste Inputdatenreihen, die durch eine Zeitreihe auf Basis ihrer Mittelwerte ersetzt werden können. Neben Technologien, die eindeutig einzelnen Regionen zugeordnet werden können, werden in Energiesystemen häufig auch regionsübergreifende Technologien berücksichtigt, welche den Energieaustausch zwischen Regionen erlauben. Dieser Energieaustausch zwischen den Regionen ist durch Übertragungskapazitäten begrenzt. Durch Übertragungsverluste beim Energieaustausch geht Energie in ihrer ursprünglichen Form für die Weiternutzung in einer anderen Region verloren. Bei der Zusammenlegung einzelner Regionen können diese Verbindungen nicht mehr gesondert betrachtet werden, was dazu führt, dass auch die Übertragungsverluste nicht adäquat berücksichtigt werden können. Innerhalb einer Region erfolgt die Energieverteilung gemäß der Kupferplattenannahme für Strom, das heißt, die Energie kann verlustfrei innerhalb der Region verteilt und genutzt werden (siehe zum Beispiel [2, 27]). Die Übertragungsleistungen zwischen den aggregierten Regionen müssen bei der räumlichen Aggregation neu berechnet werden, wodurch sich räumliche Aggregationsverfahren auf Basis der auf die Netzinfrastrukturen bezogenen Randbedingungen anbieten, um möglichst geringe Fehler durch die Kupferplattenannahmen innerhalb der Regionen aber auch für die Konnektivität der einzelnen Regionen untereinander zu erhalten [69]. So kann der Grad der Anbindung einer Region berücksichtigt werden. Dadurch wird verhindert, dass Regionen zusammengefasst werden, die derzeit keine Anbindungen untereinander haben. Würden diese Regionen zusammengefasst, könnte eine Region von Erzeugungspotenzialen und deren bereitgestellten Energieträgern profitieren, welche unter anderen Umständen nicht in diese Unterregion eingeführt werden könnten, da eine Übertragung ohne Netzausbau nicht möglich wäre.

Die Methoden des zweiten Verfahrenszweigs werden dazu genutzt, berücksichtigte Technologien innerhalb einer Region zu aggregieren, um dadurch die Anzahl an Variablen und Randbedingungen zu reduzieren und somit ein vereinfachtes Energiesystemmodell zu erhalten. Eine Anwendung hierfür findet sich in der Arbeit von Caglayan [62]. Die Autorin berücksichtigt in ihrer Arbeit die erneuerbaren Potenziale für Europa, indem sie die Landverfügbarkeit und meteorologischen Verhältnisse analysiert und anhand verschiedener Kriterien die theoretisch maximalen Potenziale und Erträge bestimmt basierend auf den Methoden von Ryberg et al. [60, 61, 84]. So kann sie zum Beispiel für jede verfügbare Lokation das bestmögliche Windturbinendesign auslegen, die dazugehörigen Erzeugungskurven für unterschiedliche Wetterjahre berechnen und dadurch die Stromgestehungskosten für jede einzelne Windturbine bestimmen. So ließe sich die optimale Verteilung von Windturbinen bestimmen, wenn jede einzelne Turbinenlokation als eigenständige Technologie berücksichtigt würde. Die Berücksichtigung jeder einzelnen Turbine in einem Land oder sogar auf Kontinentebene würde jedoch dazu führen, dass das Optimierungsproblem des Energiesystemmodells nicht mehr in einem akzeptablen Zeitrahmen gelöst werden kann. Deshalb bietet es sich an, die einzelnen Turbinen in

verschiedene Turbinenklassen einzugruppiert und für jede dieser Klassen Potenzial und Erzeugungskurven abzubilden. Dadurch werden die Erzeugungskurven von Windturbinen an windarmen und damit erzeugungsarmen Standorten nicht mit den Erzeugungskurven von Windturbinen an windreichen Standorten gemittelt. Die räumliche Auflösung des Modells kann dadurch gesteigert werden, ohne die Anzahl an Regionen zu erhöhen [62]. Eine geringe Anzahl an unterschiedlichen Technologieklassen pro Region führt dagegen zu einer Reduzierung der Komplexität des Energiesystemmodells. Analog gilt dies auch für konventionelle Kraftwerkstypen, bei denen entweder jeder Standort individuell modelliert werden kann oder alle Kraftwerke eines Typus innerhalb einer Region aggregiert und zusammen modelliert werden können.

Weitere Methoden zur Komplexitätsreduktion

Eine weitere Komplexität ergibt sich durch den Detailgrad der modellierten Technologien und der damit einhergehenden Definition der Problemklasse und Konnektivität. Optimierungsprobleme, welche nur stetige Variablen und lineare Zusammenhänge abbilden, sind konvex und können mit dem Simplex-Verfahren oder dem Innere-Punkte-Verfahren gelöst werden. Kommerzielle Solver - zum Beispiel Gurobi [85] - können diese Probleme effizient lösen.

Die steigende Anzahl an berücksichtigten Technologien, Regionen und Zeitschritten und die damit einhergehende steigende Modellgröße führen aber auch bei modernen Solvern zur Unlösbarkeit. Die Problematrix von linearen Energiesystemoptimierungsmodellen ist häufig dünn besetzt. Unter der Bedingung, dass diese Probleme nur wenige Variablen aufweisen, die mehrere Randbedingungen verbinden (*linking variables*), bzw. wenige Randbedingungen mehrere Variablen in sich einen (*linking constraints*), kann die Problemstruktur in einzelne Blöcke zerlegt werden, welche hochgradig parallel gelöst werden können. Der Solver PIPS++ (Parallel Interior Point Solver) nutzt diese Parallelisierbarkeit aus und kann so auch vermeintlich unlösbare Probleme optimieren [86, 87]. Abbildung 2.4 zeigt schematisch den Aufbau der Matrix mit den linking variables und linking constraints sowie den einzelnen Blöcken.

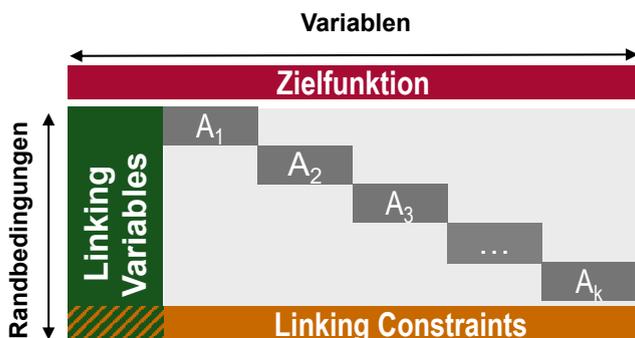


Abbildung 2.4.: Schematischer Aufbau der Matrix bei Energiesystemmodellen.

In der Energiesystemoptimierung gehören zum Beispiel Kapazitätsvariablen zu den linking variables, da diese für jeden betrachteten Zeitschritt identisch sind und deshalb in zahlreichen Randbedingungen vorkommen. Zu den linking constraints zählen zum Beispiel die zeitlichen Abhängigkeiten der Speicherfüllstände. Die Blockzerlegung kann anhand zeitlicher Perioden erfolgen. Hier bieten sich beispielsweise Tagesblöcke an, die alle Matrixeinträge für die jeweiligen 24 Stunden beinhalten.

Die Abbildung eines Energiesystems nur anhand linearer Randbedingungen und stetigen Variablen bringt Einschränkungen mit sich, denn nicht alle Zusammenhänge können unter diesen Voraussetzungen präzise modelliert werden. Die Abbildung des Teillastverhalten von Umwandlungstechnologien führen zum Beispiel zu gemischt-ganzzahligen nichtlinearen Optimierungsproblemen (MINLP). In diesen Fällen können spezialisierte Lösungsalgorithmen die Rechenzeiten von modernen Solvern wie Gurobi unterbieten [88]. Binärvariablen für Investitionsentscheidungen können Skaleneffekte abbilden, führen aber ebenfalls zu gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblemen (MILP) (zum Beispiel [89]). Zweistufige heuristische Verfahren, welche in einem ersten Schritt durch eine reduzierte Version des Modells die Binärvariablen festlegen und in einem zweiten Schritt den Betrieb und die tatsächliche Auslegung optimieren, können die Rechenzeiten in solchen Fällen reduzieren [90]. Lopion et al. [91] führen in ihrer Arbeit eine Methode ein, welche anhand eines quadratischen Ansatzes die Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten erlaubt und so robustere Systemauslegungen ermöglicht. Darüber hinaus ist es möglich, Binärentscheidungen und Nichtlinearitäten zu vereinfachen, in dem die Variablen kontinuierlich definiert oder Randbedingungen linearisiert werden. So nutzen Böing et al. [92] in ihrer Arbeit für den Stromnetzausbau vereinfachte, lineare Lastflussgleichungen, die die nichtlinearen Zusammenhänge zur Berücksichtigung von Blindleistung und Spannungsverlusten vernachlässigen, aber dennoch eine angemessene Genauigkeit bei den Auswertungen des Netzausbaus liefern.

Eine systematische Bewertung verschiedener Methoden zur Verbesserung der Rechenlaufzeiten großer Modelle, darunter zeitliche und räumliche Aggregationsmethoden sowie heuristische Dekompositionsmethoden, ist in Cao et al. [93] zu finden.

2.2. Energieversorgung in Deutschland

Der Energiesektor Deutschlands setzt sich aus einer Vielzahl an unterschiedlichen Umwandlungstechnologien zur Bereitstellung von Endenergie für die Endverbrauchssektoren zusammen. Allgemein handelt es sich dabei um die Umwandlung von Primärenergie in Endenergie. Zu den Primärenergieträgern werden hierbei Steinkohle, Braunkohle, Mineralöle, Gase, erneuerbare Energien und sonstige Energieträger inklusive Kernenergie gezählt. Zu den nachgefragten Endenergien zählen Strom und Fernwärme sowie die bereits erwähnten Primärenergieträger, welche unter anderem als Rohstoffe in Industrieprozessen zur Herstellung von Gütern, zur Herstellung von Treibstoffen für den Verkehrssektor und für die dezentrale Bereitstellung von thermischer Energie für Raumwärme und Warmwasser genutzt werden.

Umwandlungstechnologien zur Bereitstellung von Strom und Fernwärme können grob in die Unterkategorien der konventionellen und der erneuerbaren Energiebereitstellung unterteilt werden.

Der *konventionelle Kraftwerkspark* umfasst dabei die Energiebereitstellung durch fossil befeuerte, thermische Kraftwerke, Kernkraftwerke und Müllverbrennungskraftwerke. Allen gemein in dieser Unterkategorie ist dabei die Umwandlung von chemisch gebundener Energie zu thermischer und mechanischer Energie bis zur elektrischen Energie. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen haben einen höheren Nutzungsgrad des eingesetzten Brennstoffes, da sie zusätzlich zur Strombereitstellung eine Wärmeauskopplung zur Bereitstellung von Prozess- und Raumwärme aufweisen. Zu den wichtigsten Primärenergieträgern zählen Braun- und Steinkohle, Erdgas, Mineralöle, Kernbrennstoffe und anfallende Abfälle, welche nicht anderweitig verwertet werden können. Durch die Verbrennung kohlenstoffbasierter Primärenergieträger werden Treibhausgase freigesetzt, welche das Klima negativ beeinflussen und zur globalen Erwärmung der Erde beitragen. Dementsprechend werden ambitionierte Klimaschutzpläne mit signifikanten Reduktionen dieser treibhausgaswirksamen Emissionen etabliert. Kernkraftwerke, welche bei den Umwandlungen zwar keine Treibhausgase freisetzen, bergen dagegen Risiken aufgrund der Radioaktivität der Spaltprodukte und der daraus resultierenden Problematik der Endlagerung von abgebrannten Brennstäben. Deshalb wurde bereits 2010 der Ausstieg aus der Atomenergie in Deutschland beschlossen, der eine Abschaltung der letzten aktiven Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 vorsieht [94].

Der *erneuerbare Kraftwerkspark* dagegen umfasst Technologien zur Bereitstellung von Strom und Wärme durch Solar- und Windenergieanlagen, Wasserkraftwerke, Geothermie und die Nutzung von Biomasse. Für diese Technologien werden die Treibhausgasbilanzen bei der Energiebereitstellung als neutral angesehen, weshalb weltweit der Ausbau der erneuerbaren Technologien vorangetrieben wird¹.

Thermische Kraftwerke haben den Vorteil, dass sie für die Bereitstellung von Grundlaststrom sowie zur Deckung von Lastspitzen geeignet sind, da sie im Vergleich zu den erneuerbaren Technologien unabhängig von äußeren Einflüssen flexibel ausgebaut und betrieben werden können. Dadurch lässt sich ihr Einsatz besser planen und es kann ein größerer Anteil an gesicherter Leistung bereitgestellt werden. Als gesicherte Leistung wird hierbei der Anteil der Leistung eines Gesamtsystems aus mehreren Kraftwerken bezeichnet, der zu 99 % der Zeit zur Verfügung gestellt werden kann.

Erneuerbare Energien sind dagegen abhängig von Wetter- und Bodenverhältnissen. Ihre Potenziale weisen dadurch große regionale Unterschiede auf und die volatile Bereitstellung der Energie kann nicht direkt flexibel geplant werden. Aufgrund der Fluktuationen schwankt die verfügbare Leistung stark über die Zeit, wodurch der Anteil dieser Technologien an der gesicherten Leistung sehr gering ausfällt. Um dadurch entstehende zeitliche Diskrepanzen von Angebot und Nachfrage zu überbrücken und somit die Flexibilität gewährleisten zu können, ist die Einbindung von Speichertechnologien und Nachfrageflexibilitäten wichtiger Bestandteil von Energiesystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien.

2.2.1. Energielandschaft der Gegenwart

Für die Darstellung der gegenwärtigen Energielandschafts Deutschlands wird das Jahr 2019 gewählt. In diesem Jahr beträgt das Energieaufkommen in Deutschland etwa 4.686 TWh, wovon knapp 79 % importiert und 21 % im Inland gewonnen werden. Die größten Anteile der importierten Energieträger entfallen dabei auf Mineralölen (1.513 TWh)

¹Anmerkung: Die Herstellungsprozesse dieser Anlagen sind ebenfalls mit Emissionen verbunden, welche aber in der hier angewandten Systembilanzierung nicht berücksichtigt werden.

und Erdgas (1.547 TWh). Vom Energieaufkommen werden 699 TWh an Energieträgern exportiert. Davon entfällt mit 64 % der größte Anteil auf den Erdgastransit. [41]

Der Primärenergieverbrauch von Deutschland beträgt etwa 3.367 TWh, der Endenergieverbrauch liegt bei knapp 2.493 TWh. Abbildung 2.5 zeigt die Anteile der einzelnen Energieträger an der Endenergienachfrage. Die größten Nachfragen bestehen hierbei nach Mineralölen (38 %) und Gasen (24 %).

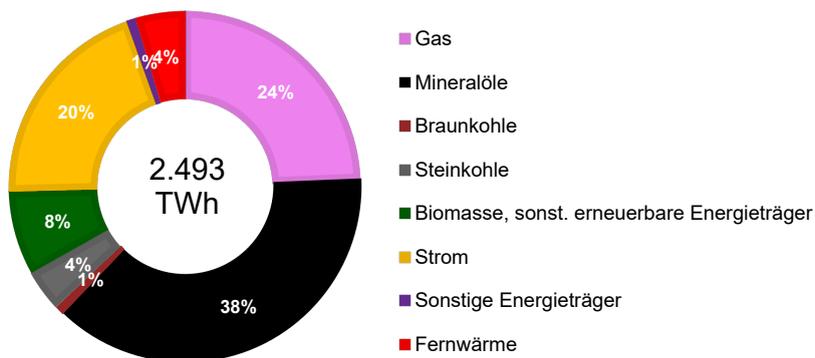


Abbildung 2.5.: Anteile der Endenergienachfragen für das Jahr 2019 (basierend auf [41]).

Die Endenergienachfragen werden in Abbildung 2.6 für die einzelnen Verbrauchersektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie und Verkehr aufgeschlüsselt dargestellt. Mineralöle werden dabei am stärksten im Verkehrssektor nachgefragt, da diese maßgeblich als Treibstoffe für die verschiedenen Transportmittel verwendet werden [41]. Im Haushaltssektor werden dagegen die meisten der nachgefragten Energieträger, insbesondere Erdgas und Heizöl, zur dezentralen Wärmeerzeugung genutzt, um die Nachfrage nach Raumwärme und Warmwasser decken zu können.

In der Entwicklung des Endenergieverbrauchs fällt auf, dass die Nachfrage nach Mineralölen, Steinkohle und Braunkohle anteilmäßig im Vergleich zu ihren Anteilen am Endenergieverbrauch im Jahr 1990 deutlich zurückging - von insgesamt 59 % im Jahr 1990 auf knapp 42 % im Jahr 2019 -, während der Anteil an erneuerbaren Energien und Erdgas von rund 0,5 % bzw. 16 % (1990) auf knapp 8 % bzw. 23 % (2019) anstieg. Diese Entwicklungen treffen für die Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und die verarbeitende Industrie zu. Der Anteil der Mineralöle am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor verbleibt dagegen konstant bei über 90 %. Zwischen 2010 und 2019 sind die Anteile der einzelnen Energieträger am Endenergieverbrauch als nahezu konstant anzusehen mit geringen Schwankungen von $\pm 1\%$ [40].

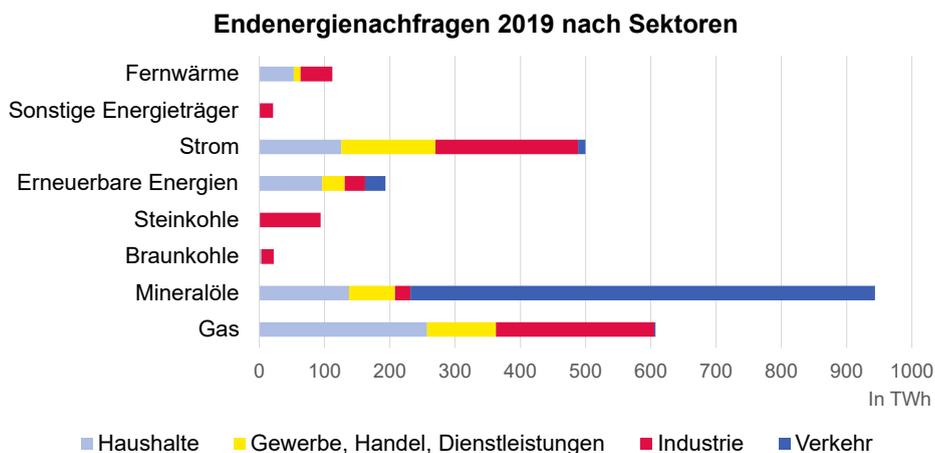


Abbildung 2.6.: Endenergienachfragen aufgelöst nach Energieträger und Verbrauchersektoren für das Jahr 2019 (basierend auf [41]).

Insgesamt fällt die direkte Endenergienachfrage nach den fossilen Energieträgern Steinkohle, Braunkohle, Mineralöl und Gas im Jahr 2019 mit einem Anteil von 68 % am gesamten Endenergieverbrauch hoch aus. Darüber hinaus erfolgt die Bereitstellung von Strom und Fernwärme zur Deckung der Endenergienachfragen ebenfalls größtenteils aus der Umwandlung von fossilen Energieträgern:

Im Jahr 2019 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien an den installierten Stromerzeugungsleistungen etwa 55 %, ihr Beitrag zur Stromerzeugung lag bei etwa 41 % bei einer Nettostromerzeugung von rund 552 TWh (vergleiche Abbildung 2.7) [95]. Onshore-Windkraft stellte dabei mit knapp 20 % den größten Anteil der Nettostromerzeugung.

Trotz des größeren Anteils an erneuerbaren Energien an der gegenwärtig installierten Erzeugungsleistung der Kraftwerke spielen die fossilen Energieträger damit noch eine wichtige Rolle bei der Strombereitstellung. Der Anteil der Erneuerbaren an der Nettostromerzeugung stieg aber sukzessive über die Jahre an. 2005 lag ihr Anteil an der Nettostromerzeugung mit 10,3 % noch deutlich niedriger als im Jahr 2020 [96]. Der niedrigere Anteil der erneuerbaren Energieerzeuger an der Nettostromerzeugung trotz des größeren Anteils an der installierten Nettoleistung liegt darin begründet, dass die maximale Stromerzeugung dargebotsabhängig ist; das heißt, sie wird von äußeren Einflussfaktoren bestimmt. So können die installierten Leistungen zur Umwandlung von Wind- und Solarenergie nicht in jeder Stunde des Jahres genutzt werden, da die Windprofile nicht konstant, sondern fluktuierend verlaufen und die solare Einstrahlung nur tagsüber erfolgt.

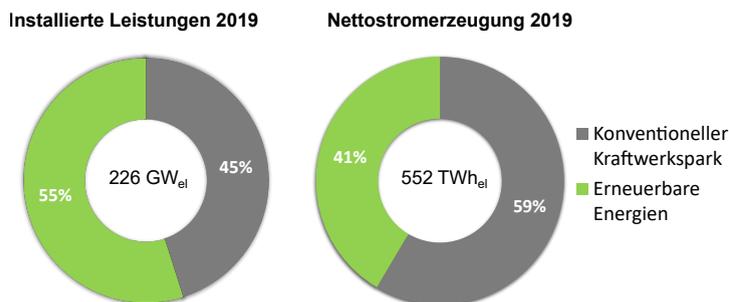


Abbildung 2.7.: Zusammensetzung der installierten Nettoleistungen und der Nettostromerzeugung 2019 in Deutschland ohne Berücksichtigung der Erzeugung durch Pumpspeichern (basierend auf [95]).

In Abbildung 2.8 sind die Jahresvolllaststunden einzelner Erzeugungstechnologien grafisch aufgetragen (basierend auf [97]), wobei die Zuordnung zu konventionellen und erneuerbaren Kraftwerksparks in grau beziehungsweise grün dargestellt ist. Die hohen Volllaststunden für Kernenergie und konventionelle Kraftwerke auf Braunkohlebasis lassen sich durch die Merit-Order erklären, welche die Kraftwerkskapazitäten nach steigenden Grenzkosten aneinanderreihet. Da Kernenergie und Braunkohlekraftwerke nach den erneuerbaren Erzeugern die geringsten Grenzerzeugungskosten aufweisen, werden diese Kraftwerkstypen zugeschaltet, sobald die Stromerzeugung der erneuerbaren Energiequellen nicht zur Deckung der Last ausreichen. In der Vergangenheit sind die Grenzkosten der Kraftwerke maßgeblich durch die Brennstoffkosten bestimmt worden, wodurch sich die typische Merit-Order grob in Atomkraftwerke, Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke und zuletzt Heizölkraftwerke unterteilen ließ (vergleiche [18,52]). Mit dem Beschluss des Europäischen Parlament und dem Rat der EU ist seit 2005 der EU-Emissionshandel aktiv, welcher vorschreibt, dass der Betreiber eines Kraftwerks für jede Tonne CO₂-Emissionen ein gültiges Zertifikat vorlegen muss [98, 99]. Mit steigenden Zertifikatskosten nehmen diese auch auf die Merit-Order Einfluss. Im Jahr 2019 zeigt sich der Fall, dass die Spotpreise von Erdgas gefallen sind bei gleichzeitig steigenden Preisen für Emissionszertifikate, wodurch sich die Reihenfolge der Kraftwerke in der durchschnittlichen Merit-Order veränderte [100]. Die Grenzkosten von Gaskraftwerken haben sich dabei an die Kohlekraftwerke angepasst, weshalb Gaskraftwerke im Jahr 2019 aufgrund des Börsenstrompreises teilweise gegenüber Steinkohlekraftwerken bevorzugt zugeschaltet wurden und dadurch höhere Volllaststunden aufwiesen als Steinkohlekraftwerke. Durch den wachsenden Anteil des erneuerbaren Kraftwerkspark an der Strombereitstellung, kommt es zum sogenannten Merit-Order-Effekt. Dieser beschreibt die Verschiebung des Marktpreises hin zu geringeren Preisen durch die reduzierte Nachfrage nach konventionellem Strom, da die Nachfrage zunächst aus erneuerbaren Stromquellen gedeckt wird [101, 102]. Thermische Kraftwerke auf Basis von Mineralöl, welche zumeist die höchsten Grenzkosten aufweisen und nur zur Deckung von Spitzenlasten genutzt werden, werden dadurch seltener zugeschaltet und weisen deshalb für das Jahr 2019 geringere Volllaststunden beziehungsweise geringere erzeugte Strommengen auf im Vergleich zu vorangegangenen Jahren [96].

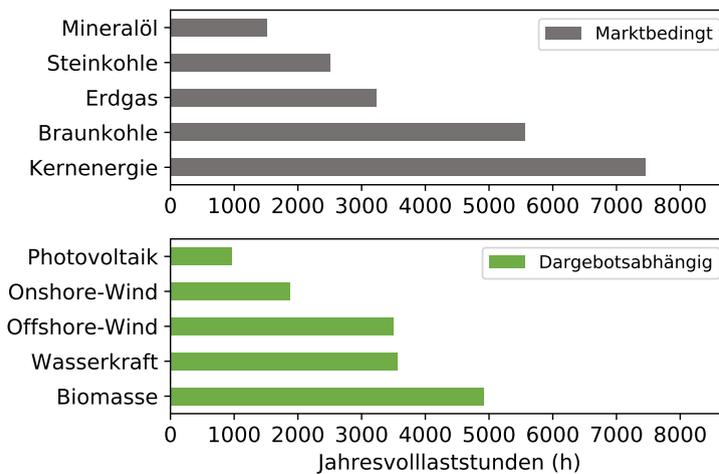


Abbildung 2.8.: Jahresvolllaststunden 2019 des konventionellen Kraftwerkspark (marktbedingt) und des erneuerbaren Kraftwerkspark (dargebotsabhängig) (angelehnt an [97]).

Neben dem erneuerbaren Strom wird auch Strom aus Kraftwärmekopplungsanlagen bevorzugt in die Netze eingespeist und transportiert. Durch die regionale Verteilung der erneuerbaren Potenziale und der Kraftwärmekopplungsanlagen sind jedoch Situationen möglich, bei denen die Netzstabilität aufgrund der vorhandenen Netzkapazitäten nicht gewährleistet werden kann. In diesem Fall können die Netzbetreiber die Einspeisung der bevorrechtigten Quellen abregeln - dies ist eine sogenannte Einspeisemanagementmaßnahme. Die durch die Abregelung nicht bereitgestellte Energiemenge wird Ausfallarbeit genannt. Am häufigsten von der Abregelung betroffen sind Windenergieanlagen; auf diese fielen im Jahr 2019 knapp 97% der durch Einspeisemanagementmaßnahmen verursachten Ausfallarbeit [95]. Die Menge der Ausfallarbeit hängt deshalb stark von den jeweiligen Windverhältnissen im Laufe des Jahres ab. Im Jahr 2010 betrug die Ausfallarbeit etwa 120 GWh_{el} , im Jahr 2019 lag sie dagegen bei knapp 6,5 TWh_{el} [95]. Bereits im Jahr 2017 wurde eine Ausfallarbeit von über 5 TWh_{el} gemessen, die unter anderem mit dem Anschluss neuer Offshorewindparks begründet wird [103]. Die hohen Ausfallarbeiten der Windenergie, die maßgeblich in den nördlichen Bundesländern anfallen, sind Indiz dafür, dass es einen erheblichen Netzausbaubedarf zwischen Nord- und Süddeutschland gibt, um den Windstrom aus dem Norden zu den Bedarfszentren im Süden zu transportieren [95, 103, 104].

Insgesamt betrachtet ist die gegenwärtige Endenergienachfrage und -versorgung von Deutschland noch maßgeblich von fossilen Primärenergieträgern geprägt. In der Strom- und Fernwärmeerzeugung ist allerdings eine Trendwende zu erneuerbaren Energien erkennbar, die in naher Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen werden. So kann bereits eine Reduktion der Kohlendioxidemissionen aus der Stromerzeugung, die im Jahr 1990 noch bei 366 Mio. t liegen, von 23 % bis zum Jahr 2017 beobachtet werden [105].

2.2.2. Energielandschaft der Zukunft

Aufgrund des anthropogenen Klimawandels durch Treibhausgasemissionen strebt die Bundesregierung im Einklang mit den Zielen auf EU-Ebene eine Energiewende an, durch die bis zum Jahr 2050 die Treibhausemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 um 80 % bis 95 % reduziert werden für ein weitestgehend treibhausgasneutrales Energiesystem [106]. Wissenschaftliche Studien untersuchen die Transformationsprozesse zur Erreichung dieser Vorgaben und definieren langfristige Szenarien für das Energiesystem Deutschland [1, 5, 6, 28]. Die Zielvorgaben sind dabei allerdings stetig im Wandel. So beschließt die Bundesregierung im Klimaschutzgesetz 2019 [107], dass das Energiesystem Deutschlands bis zum Jahr 2050 treibhausgasneutral werden soll. Dies bedeutet, dass bilanzseitig keine weiteren Emissionen auftreten dürfen. Als Zwischenziel wird für das Jahr 2030 eine Treibhausgasreduktion von mindestens 55 % gegenüber den Emissionen des Jahres 1990 angestrebt [107]. Das Gesetz basiert auf dem Klimaschutzplan 2050, der bereits mögliche Transformationspfade für das Energiesystem aufzeigt, um die Treibhausgasneutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts zu ermöglichen [108].

Ein neuer Gesetzesentwurf, der 2021 von der Bundesregierung verabschiedet wurde, sieht eine weitere Verschärfung des Klimaschutzgesetzes vor, sodass die Treibhausgasneutralität bereits im Jahr 2045 und im Jahr 2030 eine Reduktion von 65 % der Treibhausgasemissionen erreicht werden sollen [109]. Dieser neue Entwurf schreibt zudem für jedes Jahr aufgeschlüsselt für die einzelnen Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Industrie, Landwirtschaft, Verkehr und Abfallwirtschaft sowie für sonstige Bereiche Emissionsmengen vor, um die Reduktionsziele zu erreichen [109, 110].

All diesen Gesetzgebungen und Zielsetzungen gemein ist eine deutliche Reduktion der Treibhausgasemissionen in allen Bereichen des Energiesystems Deutschland. Bezogen auf den Energiesektor muss aufgrund dieser Treibhausgasreduktionsziele in Zukunft der Anteil des fossilen Kraftwerksparks auf null sinken, da bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern Treibhausgase in Form von Kohlenstoffdioxid emittiert werden (für die Emissionsfaktoren der relevanten fossilen Energieträger siehe Tabelle A.1 (basierend auf [26, 111])). Der Anteil der erneuerbaren Energien sowohl an der installierten Gesamtleistung als auch bei der Stromerzeugung wird weiter steigen. Es gilt daher die Frage zu beantworten, was dies für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems Deutschland bedeutet.

Abbildung 2.9 zeigt die installierten Leistungen konventioneller Kraftwerke auf Bundeslandebene (Stand 2020), wobei alle Anlagen berücksichtigt werden, die sich im Jahr 2020 im Markt befinden [75, 76, 112]. Es wird deutlich, dass gerade die bevölkerungsreichen Bundesländer, wie Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern, große Anteile der installierten konventionellen Kraftwerke in sich einbringen. Dies ist ebenso bedingt durch die hohe Dichte an energieintensiven Industrien, welche sich in diesen Bundesländern angesiedelt haben [113].

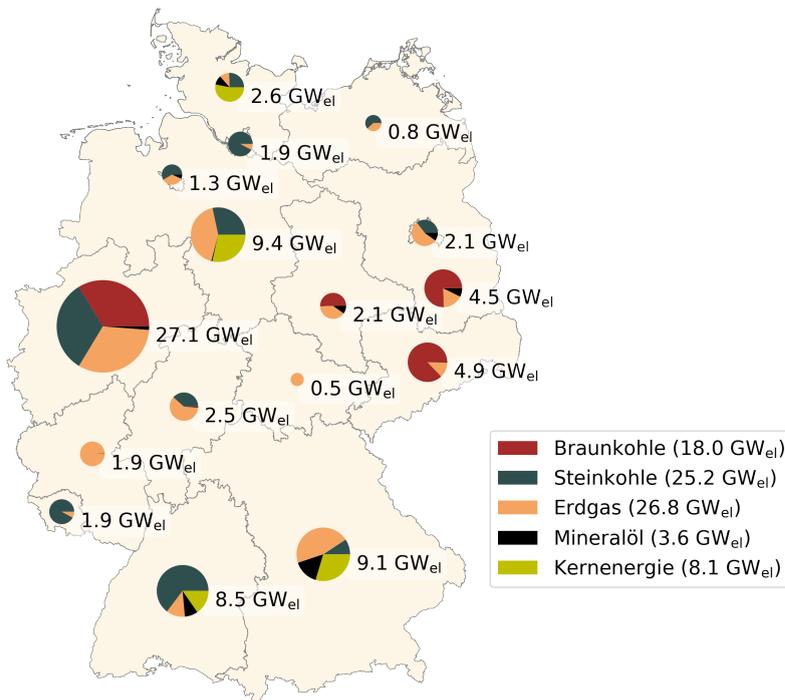


Abbildung 2.9.: Installierte Leistungen konventioneller Kraftwerke nach Bundesland (Stand 2020, basierend auf [75, 76, 112]).

In naher Zukunft wird gemäß Atomgesetz zunächst die Kernenergie aus dem inländischen Energiesystem ausscheiden. Bis Ende des Jahres 2022 sollen in Deutschland die letzten sechs Kernkraftwerke vom Netz gehen [94]. Diese liefern im Jahr 2020 bei einer installierten Leistung von 8 GW noch rund 11% des Nettostroms [96]. Neben dem Ausstieg aus der Kernenergie wird bis 2038 aber auch der Ausstieg aus der Kohle forciert [114].

Durch den zeitnahen Ausstieg aus Kernenergie und Kohleverstromung muss die Strombereitstellung aus anderen - vornehmlich erneuerbaren und treibhausgasneutralen - Quellen erfolgen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Im Vergleich mit den Volllaststunden des Jahres 2019, welche in Abbildung 2.8 dargestellt sind, fällt auf, dass die Technologien, welche die höchsten Volllaststunden aufweisen - namentlich Kernenergie und Braunkohle - und damit die Grundlast der Energienachfragen bedienen, in naher Zukunft keinen Strom mehr bereitstellen werden. Der alleinige Ausbau von Photovoltaik und Windenergieanlagen ist nicht ausreichend, um die nachgefragten Lasten zu jeder Stunde zu decken, da die Strombereitstellung dieser Technologien sowohl auf zeitlicher als auch auf räumlicher Ebene nicht an der heutigen Bedarfsverteilung orientiert erfolgen kann. Deshalb sind neben dem Ausbau der Erneuerbaren zusätzliche Flexibilitätsoptionen notwendig, um die Versorgungssicherheit bei gleichzeitiger Defossilisierung des Energiesystems gewährleisten zu können. Zum einen

bieten sich hier Optionen an, welche weitere Treibhausgasemissionen direkt vermeiden, indem das Energiesystem um- und ausgebaut, treibhausgasneutrale Technologien und Prozesspfade integriert und Möglichkeiten zur flexibleren Nutzung der bereitgestellten Energie genutzt werden. Hierbei zählen zu den wichtigsten Optionen die Nutzung der Sektorkopplung, der Ausbau und die Anpassung der Infrastrukturen, die weitere Integration von Speichertechnologien und Maßnahmen des Lastmanagement. Zum anderen können Verfahren angewandt werden, welche Treibhausgasemissionen gar nicht direkt vermeiden, sondern diese gezielt abscheiden und langfristig einlagern oder weiternutzen. Auf diese Optionen und Verfahren wird im Folgenden eingegangen.

Sektorkopplung

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) definiert den Begriff der Sektorkopplung als „die energietechnische und energiewirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen sowie deren Infrastrukturen mit dem Ziel einer Dekarbonisierung bei gleichzeitiger Flexibilisierung der Energienutzung in Industrie, Haushalt, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Verkehr unter den Prämissen Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit“ [115].

Das Prinzip der Sektorkopplung wird in Bezug auf fossile Treibstoffe bereits im gegenwärtigen Energiesystem genutzt. Dies geschieht beispielsweise bei der Nutzung von Erdgas, welches im Umwandlungssektor zur Erzeugung von Strom, im Verkehrssektor als Treibstoff, im Industriesektor als Rohstoff zur Herstellung von Wasserstoff, Methanol oder Ammoniak und im Haushaltssektor zur Wärmeerzeugung genutzt wird. Ermöglicht wird dies durch die Nutzung der Erdgasinfrastrukturen wie das Pipelinenetz. Für die Entwicklung der Endenergienachfragen bedeuten die Ziele der Bundesregierung, dass die Nachfrage nach fossilen Energieträgern sinken muss. Dies erfordert eine Wende im Verkehrssektor weg von mineralölbasierten Treibstoffen zu synthetischen Ersatzprodukten, Wasserstoff oder Strom [116, 117]. Industrieprozesse und die Bereitstellung von Wärme im Gebäudesektor müssen dekarbonisiert werden, um die Treibhausgasemissionen in diesen Sektoren zu senken [118, 119]. Dagegen wird die Nachfrage nach Strom deutlich steigen, da viele Prozesse elektrifiziert werden; das heißt, fossile Endenergieträger werden durch Strom aus erneuerbaren Energien substituiert [120]. Um die Dekarbonisierung voranzutreiben, gilt es somit, das Prinzip der Sektorkopplung auf Energieträger aus erneuerbaren Quellen zu übertragen. Eine schematische Darstellung der Sektorkopplung in Kombination mit Speichertechnologien ist in Abbildung 2.10 skizziert.

Robinius et al. [19] beschreiben in ihrer Studie, wie der derzeitige und zukünftige Überschussstrom aus der Stromerzeugung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen sektorübergreifend genutzt werden kann, um das Abregeln der Anlagen und damit das Entstehen von Ausfallarbeit zu vermeiden. Die Nutzung des Überschussstroms erfolgt über „Power-to-X“- Pfade, wobei X stellvertretend für Gas, Treibstoff, Chemikalien und Wärme steht.

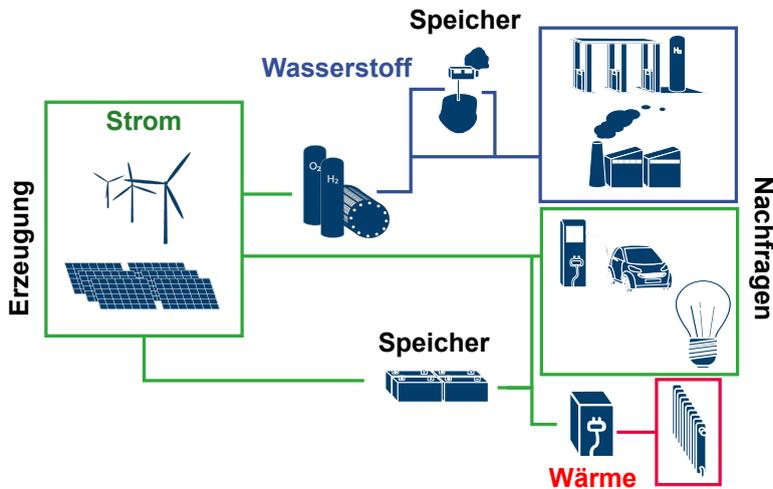


Abbildung 2.10.: Schematische Darstellung der Sektorkopplung (eigene Darstellung, angelehnt an [70]).

Der Pfad Power-to-Gas wird in zahlreichen Publikationen untersucht [19, 121–124]. Das Konzept wird maßgeblich in der Wasserelektrolyse angewandt: Mithilfe des elektrischen Stroms wird Wasser in seine Moleküle zerlegt und es entstehen Wasserstoff und Sauerstoff. Zu den relevanten Verfahren zählen die alkalische Elektrolyse (AEL), die saure Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten („Proton Exchange Membrane“- Elektrolyse (PEMEL)) und die Elektrolyse mit Feststoffoxiden (Solid-Oxid-Elektrolyse (SOEC)). Die Studien von Schiebahn et al. [122], Schmidt et al. [125], Carmo et al. [126], Götz et al. [123] und Buttler und Spliethoff [127] geben einen detaillierten Überblick über die einzelnen Verfahren der Wasserelektrolyse und deren zukünftigen Entwicklungen.

Der so gewonnene Wasserstoff kann dann in den verschiedenen Verbrauchersektoren als Energieträger verwendet werden, zum Beispiel als Treibstoff im Verkehrssektor [19, 116, 122] oder als Rohstoff oder Brennstoff in der Industrie [118, 128], oder wieder zu Strom umgewandelt werden [129]. Über die Methanisierung kann Wasserstoff weiter zu synthetischem Methan verarbeitet werden, um so weitere Anwendungsbereiche zu erschließen beziehungsweise vorhandene Infrastrukturen nutzen zu können [122, 123].

Darüber hinaus kann der Wasserstoff über die Methanolsynthese oder die Fischer-Tropsch-Synthese zu Flüssigkraftstoffen verarbeitet werden. Dieser mehrstufige Prozesspfad wird unter Power-to-Liquid zusammengefasst. Einen Überblick über die verschiedenen Synthesepfade geben Dieterich et al. [130], technoökonomische Bewertungen der synthetischen Flüssigkraftstoffe können den Studien von Varone und Ferrari [121], Schemme [131] und Fasihi et al. [132] entnommen werden. Die Flüssigkraftstoffe können in der chemischen Industrie oder dem Verkehrssektor - insbesondere als treibhausgasneutraler Treibstoff für den Flugverkehr - verarbeitet werden [133, 134]. Blöss et al. [135] geben in ihrer Studie einen Überblick über die

Berücksichtigung von Power-to-Heat Technologien in der Energiesystemmodellierung zur Deckung der Wärmenachfragen des Haushaltssektors. Hierbei unterscheiden sie zwischen der zentralen Wärmebereitstellung aus Strom, welche über Fernwärmenetze zu den Verbrauchern geleitet wird, und der dezentralen Wärmebereitstellung, welche direkt in den Wohnungen und Häusern erfolgt. Zu den Technologien der zentralen Wärmeversorgung zählen Großwärmepumpen, Elektrodenkessel und großskalige elektrische Boiler. Die dezentrale Wärmeversorgung mit Power-to-Heat Technologien erfolgt über elektrische Heizungen, kleinskalige Wärmepumpen und elektrische Boiler in Kombination mit Speicherelementen wie Warmwasserspeicher. [135]

Kirkerud et al. [136] beobachten, dass Power-to-Heat in Form von elektrischen Boilern im Fernwärmesektor die Integration von erneuerbaren Energiequellen in Dänemark verbessert und folgern daraus, dass in diesem Fall weniger Subventionen nötig sind, um den Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem Dänemark zu erhöhen.

Bernarth et al. [137] schlussfolgern, dass die Integration von Wärmepumpen in den Wärmenetzen an Konkurrenzfähigkeit gewinnt je höher die Restriktionen bezüglich der Treibhausgasemissionen ausfallen und je höher der Anteil an erneuerbaren Energiequellen im Energiesystem ausfällt.

Neben den Power-to-X Pfaden trägt auch die direkte Elektrifizierung der Verbrauchersektoren zur Sektorkopplung bei. Hierzu zählt insbesondere die Elektromobilität, welche in Form von batterieelektrischen Fahrzeugen und Oberleitungshybrid-Lastkraftwagen erfolgt und in Studien maßgeblich zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors beiträgt [3–6]. Mahmoudzadeh Andwari et al. [138] sehen ein großes Potenzial für den batterieelektrischen Antrieb bei kleineren Fahrzeugen in städtischen Gebieten. Neben Personenkraftwagen wird aber auch ein Potenzial der Elektrifizierung von leichten Nutzfahrzeugen gesehen und für Flotten des gewerblichen Bereichs, bei denen Fahrzeuge nach ihrem Einsatz in einem Depot abgestellt und dort geladen werden können [117].

In Labor-, Pilot- und Demonstrationsprojekten werden bereits die verschiedenen Pfade von Power-to-X angewendet und die technischen und wirtschaftlichen Aspekte des Anlagenbetriebs analysiert [139–142]. In Europa sind bis Juni 2020 bereits 220 Projekte für Forschungs- und Demonstrationszwecke verwirklicht worden oder derzeit in Planung [142]. Bis Mai 2018 lag die Anzahl der verwirklichten Power-to-Gas Projekte noch bei 128 Anlagen [141].

Die 220 Projekte sind über zwanzig europäische Länder verteilt, wobei mit 44 % der größte Anteil der Projekte in Deutschland angesiedelt ist. Etwa ein Drittel der Projektanlagen verarbeitet den erzeugten Wasserstoff noch weiter zu Methan, Methanol und andere Flüssigkraftstoffe. [142]

Integration von Speichertechnologien

Die Integration von Speichertechnologien ermöglicht die zeitversetzte Nutzung der bereitgestellten Energien, wobei zwischen der Kurzzeitspeicherung, welche Schwankungen über wenige Sekunden bis Stunden ausgleichen, der Langzeitspeicherung, welche die Speicherung über Wochen bis Monate erlaubt, und der saisonalen Speicherung unterschieden wird [143, 144]. Die gespeicherten Energieträger können zu einem späteren Zeitpunkt Versorgungsengpässe kompensieren und so die Versorgungssicherheit gewährleisten. Darüber hinaus kann die Ausfallarbeit der erneuerbaren Technologien

verringert werden, da die erzeugten Strommengen nicht zeitgleich nachgefragt oder verwendet werden müssen. Weiterhin kann die Dimensionierung der Erzeugungsanlagen reduziert werden, wenn gespeicherte Energieträger zur Lastspitzendeckung verwendet werden können. [145, 146]

Energiespeicher sind bereits in der gegenwärtigen Energielandschaft vorhanden: Porenspeicher und Salzkavernenspeicher werden für die Lagerung von Erdgas genutzt, um tages- und jahreszeitliche Verbrauchsschwankungen auszugleichen, aber auch um Krisenzeiten in der Energieversorgung zu überstehen [147]. Darüber hinaus werden in zwölf Salzkavernenspeichern Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas eingelagert, welche neben oberirdischen Tanks zur Krisenbevorratung genutzt werden [147].

Für die Speicherung von elektrischer Energie sind Pumpspeicherkraftwerke derzeit die wichtigste Speichertechnik. In Deutschland weisen die im Betrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerke eine Speicherkapazität von etwa 39 GWh auf [148]. Dezentrale Batteriespeicher und stationäre Großbatteriespeicher haben Ende 2018 eine installierte Speicherkapazität von 1,5 GWh in Deutschland, wobei ein Großteil der installierten Speicherkapazität von Großbatteriespeichern auf Lithium-Ionen-Batteriespeicher entfällt [149].

Wärmespeicher haben bereits eine hohe Marktdurchdringung im Haushaltssektor erreicht und werden dort in Kombination mit erneuerbaren Energien, Blockheizkraftwerken und Wärmepumpen betrieben. Auch im Industrie- und Energiesektor werden bereits Wärmespeicher eingesetzt, insbesondere um Kraftwärmekopplungsanlagen zu flexibilisieren. [149]

Detaillierte Beschreibungen zu den einzelnen Speichertechnologien finden sich in Sterner und Stadler [145], Huggins [150] und Fuchs et al. [143]. Der Stand der Technik und Entwicklungspotenziale sowie Forschungs- und Entwicklungsbedarf werden in Elsner et al. [144] zusammengefasst.

Zahlreiche Studien befassen sich mittels techno-ökonomischen Analysen mit der Bestimmung der zukünftig benötigten Speicherkapazitäten bei steigenden erneuerbaren Energiequellen in den Energiesystemen von Europa [151–154] und Deutschland [27, 155, 156], wobei in den existierenden Studien ein starker Fokus auf Batterie- und Wasserstoffspeicherung gelegt wird. Hierbei ist anzumerken, dass die Studien sich maßgeblich auf den Stromsektor fokussieren. Wärmespeicher werden somit nur für den Pfad Power-to-Heat-to-Power berücksichtigt; das heißt, die gespeicherte Wärme muss zum Beispiel über eine Dampfturbine wieder rückverstromt werden [152–154].

Während sich Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke aufgrund ihrer technischen Eigenschaften für die kurzfristige Speicherung von Strom anbieten, um etwa Tagesschwankungen auszugleichen, ist die Speicherung der aus Power-to-Gas Pfaden entstandenen gasförmigen Energieträger für den langfristigen und saisonalen Ausgleich geeignet [143]. Kostengünstige Optionen für eine langfristige Wasserstoffspeicherung sind die Umstellung existierender und der Neubau von Salzkavernenspeicher [157, 158]. Die Nutzung von erschöpften Gasvorkommen als potenzielle Speicher für synthetische Gase ist ebenfalls Gegenstand der Forschung [157, 159]. Ebenso ist die Nutzung von Röhrenspeichern für die Speicherung von Wasserstoff möglich mit dem Vorteil, dass ihr Potenzial nicht an die geologischen Eigenschaften der Region gebunden sind [157].

Ausbau der Infrastrukturen

Im Zuge der Energiewende werden in Deutschland die thermischen Kraftwerke und Kernkraftwerke, welche bedarfsnah angesiedelt sind (siehe Abbildung 2.9), durch erneuerbare Energieerzeuger ersetzt, deren regionale Potenziale von den derzeitigen Nachfragezentren abweichen. So müssen diese räumlichen Diskrepanzen durch Übertragungsinfrastrukturen ausgeglichen werden. Insbesondere für die Übertragung des im Norden bereitgestellten Windstroms in den verbraucherstarken Westen und Süden sind Netzausbaumaßnahmen nötig, um Übertragungsengpässe zu vermeiden [95, 103, 104]. Studien bestätigen den Bedarf nach Netzverstärkungsmaßnahmen und den zusätzlichen Netzausbau des Stromnetzes sowohl für Deutschland als auch für Europa [160, 161].

Neben dem Ausbau des Stromnetzes ist unter Berücksichtigung einer steigenden Nachfrage nach Wasserstoff durch die Sektorkopplung auch der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur für das zukünftige Energiesystem relevant. Dieses schafft die Flexibilität, dass Wasserstoff direkt in Regionen mit hohen negativen Residuallasten erzeugt werden und über die Wasserstoffinfrastruktur transportiert werden kann, wodurch Engpässe im Stromnetz vermieden werden. Analysen zum Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen in Deutschland finden sich in den Studien von Reuß et al. [162], Robinius [18], Baufumé et al. [163] und Cerniauskas et al. [28].

Lastmanagement

Eine weitere Flexibilitätsoption ist das Lastmanagement, welche dem Prinzip unterliegt, dass der Verbrauch der Erzeugung folgt und nicht wie bisher die Erzeugung dem Verbrauch untergeordnet ist.

Lastmanagement bezeichnet die aktive Steuerung des Energieverbrauchs und wird hauptsächlich auf die Stromnachfrage bezogen. Dabei reagiert die Stromnachfrage - meist getriggert durch Preissignale - auf das Stromangebot, um dieses Angebot optimal zu nutzen, die Netzstabilität zu sichern und Netzengpässe zu beseitigen.

Gellings [164] beschreibt schon in den 1980er Jahren die verschiedenen Formen des Lastmanagements. Zu den drei klassischen Maßnahmen des Lastmanagements, auch Demand-Side-Management genannt, zählen [164]:

- *Peak Clipping / Peak Shaving*: Reduktion der Spitzenlast.
- *Valley Filling*: Anheben der Last in Zeiten geringer Nachfragen; dies ist für die Zeiten im Jahr vorteilhaft, in denen die langfristigen Mehrkosten geringer ausfallen als der durchschnittliche Strompreis.
- *Load Shifting*: Verschiebung der Last von Zeiten der hohen Nachfrage auf eine Zeit mit geringerer Nachfrage.

Des Weiteren beschreibt Gellings [164] drei weitere Formen des Lastmanagements, welche auf langfristigen Strategien beruhen und auf Energieeinsparungsmaßnahmen und verbesserte Energieeffizienz (*Strategic Conservation*), Lastwachstum aufgrund der Elektrifizierung von Prozessen (*Strategic Load Growth*) und eine planbare Flexibilisierung der Lasten zum Beispiel durch Steuereinrichtungen der Verbraucherlast (*Flexible Load Shape*) abzielen. Teilweise überschneiden sich die Maßnahmen mit den Flexibilitätsoptionen durch Speichertechnologien (zum Beispiel die Installation von Nachtstromspeicheröfen zur Lastverschiebung) und der Sektorkopplung (Elektrifizierung).

Palensky und Dietrich [165] geben einen Überblick und eine Klassifizierung der verschiedenen Optionen des Demand-Side-Managements, welches sich von der vereinzelt Nutzung der Lastverschiebung auf Abruf und per Rundsteueranlagen zu einer breiten und intelligenten Nutzung der Laststeuerung entwickelt.

Maßnahmen des Lastmanagement sind vielversprechende Optionen zum kurzfristigen Ausgleich von Schwankungen des Stromangebots und können so die Integration von erneuerbaren Energiequellen unterstützen [166–168]. Ihre Eignung zum Ausgleich einer länger andauernden Schwankung im Stromangebot ist allerdings auf die maximal mögliche Dauer der zeitlichen Verschiebung limitiert [167].

Für das im Rahmen dieser Arbeit erstellte Mehrknotenenergiesystemmodell wird auf die Abbildung der Maßnahmen des Lastmanagements größtenteils verzichtet, um die Rechenbarkeit des Modells zu gewährleisten. Dies betrifft insbesondere die zeitliche Verschiebung von Lasten ohne Nutzung von Speichertechnologien. In zukünftigen Arbeiten könnte die Lastverschiebung integriert werden, wenn zeitgleich andere Komplexitätstreiber reduziert oder effizientere Lösungsalgorithmen nutzbar gemacht werden.

Abscheidung von CO₂

Eine Übersicht über die verschiedenen Technologien zur Abscheidung von CO₂ finden sich in MacDowell et al. [169], Markewitz et al. [170], Wilberforce et al. [171], Boot-Handford et al. [172], Leung et al. [173] und im IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage [174].

Bei dem als *Carbon Capture and Storage* (CCS) bezeichneten Vorgehen wird CO₂ direkt oder indirekt aus der Atmosphäre entnommen und langfristig, das heißt über mehrere hundert bis tausende Jahre, in geologische Speicherformationen eingelagert, sodass diese Emissionen nicht der Atmosphäre zugeführt werden. Hierbei sind drei Prozessschritte notwendig [170, 171, 174]:

1. Abscheidung und Komprimierung des CO₂ zu einem dichten Fluid
2. Transport des verdichteten CO₂
3. Einspeisung und Lagerung des verdichteten CO₂ in einem geeigneten Untergrundspeicher

Der Transport des CO₂ erfolgt dabei via Pipeline oder Schiff. Zwar ist der Transport in Tankwagen auf Straße und Schiene technisch möglich, aber im Vergleich zum Transport via Pipeline oder Schiff ist diese Option unwirtschaftlich [173, 174].

Zu den geeigneten Untergrundspeichern zählen poröse Gesteinsformationen, welche Fluide enthalten oder enthalten haben (zum Beispiel entleerte Gas- und Ölfelder), tiefe saline Formationen und nicht abbaubare Kohleflöze [174]. Die Untergrundspeicher können sowohl an Land als auch offshore gelegen sein. Wichtiges Kriterium zur Auswahl eines geeigneten Untergrundspeichers ist, dass die Deckschicht des Untergrundspeichers das eingespeiste CO₂ im Untergrund versiegelt und das Austreten für einen langen Zeitraum verhindert [174]. Ein Austreten des gelagerten CO₂ kann zur Versauerung der näheren Umgebung sowie zur Verunreinigung durch Schwermetalle führen, weshalb durch dauerhaftes Monitoring sichergestellt werden muss, dass das gelagerte CO₂ die nähere Umgebung und insbesondere das Grundwasser nicht beeinträchtigt [173]. *Carbon Capture and Usage*

(CCU) stellt die Alternative zu dem CCS-Verfahren dar. Bei diesem Verfahren wird der dritte Prozessschritt - die Lagerung des CO_2 in Untergrundspeichern - ausgetauscht durch die Nutzung des separierten CO_2 . So kann das CO_2 in der Industrie, in der Landwirtschaft, in der Energiegewinnung, in CO_2 -Löschanlagen, als Kühlmittel oder in der Getränkezubereitung genutzt werden [173, 175–178]. Die chemische Nutzung des abgeschiedenen CO_2 erlaubt außerdem die stoffliche Bindung in Materialien und Produkten für einen permanenten Zeitraum, sodass sie maßgeblich einen mindernden Effekt auf die CO_2 -Emissionsbilanzen hat [170].

Die Nutzung der Techniken zur Abscheidung von CO_2 in fossil befeuerten, thermischen Kraftwerke führt zu Wirkungsgradverlusten von 6 bis 10% gemessen an dem thermischen Wirkungsgrad des Kraftwerks und zu erheblichen Mehrkosten für Installation und Betrieb der Techniken [169, 173]. Darüber hinaus können die Emissionen der Kraftwerke trotz installierter CO_2 -Abscheidungsanlagen nicht vollständig abgeschieden werden. Die durchschnittliche Abscheidungsrate liegt derzeit zwischen 50 und 94% [179]. Die Integration von Abscheidungstechniken in fossilen Kraftwerken und in Industrieprozessen kann somit keine hundertprozentig treibhausgasneutrale Produktion gewährleisten. Ebenso ist es mit diesen Techniken nicht möglich, die Emissionen des Flugverkehrs und des Schiffstransport zu verhindern. [179]

Negative-Emissionen-Technologien sind dagegen geeignet, unvermeidbare Emissionen auszugleichen und sogar weitere Anteile von CO_2 der Atmosphäre zu entziehen. McGlashan et al. [180] führen eine techno-ökonomische Analyse zu verschiedenen Negative-Emissionen-Technologien aus und schlussfolgern, dass ein Mix der verschiedenen Optionen zur CO_2 -Abscheidung zur Treibhausgasneutralität beitragen können. Insbesondere die Abscheidung von CO_2 bei der Energieerzeugung durch Verbrennung von Biomasse (BECCS) hat ein hohes Potenzial, bereits zeitnah bis 2030 einen signifikanten Beitrag zur Emissionsreduktion zu leisten mit dem Vorteil, dass dieses Verfahren zusätzlich zur gesicherten Stromerzeugung und damit auch zur Versorgungssicherheit beitragen kann [180, 181]. Analog dazu kann die direkte CO_2 Abscheidung aus der Luft genutzt werden. Die Direktabscheidung (DAC) benötigt allerdings aufgrund der niedrigeren CO_2 -Konzentration in der Umgebungsluft einen höheren Energieaufwand pro Tonne abgeschiedenes CO_2 und bringt höhere Investitionskosten mit sich. Um die Klimaziele des Pariser Klimaabkommens zu erreichen, wird dennoch davon ausgegangen, dass weltweit großskalige Systeme zur Direktabscheidung von CO_2 aus der Luft gebraucht werden. Je nach Annahme zu den Lernkurven werden die Investitionskosten der DAC-Systeme so stark sinken, dass im Jahr 2050 die Kosten pro abgeschiedene Tonne an CO_2 Werte zwischen 200 und unter 50 Euro/ t_{CO_2} annehmen. [179]

Die Integration von CO_2 -Abscheidungstechnologien in das globale Energiesystem ist kritisch zu sehen, da Konflikte zur Nutzung dieser Techniken in Kombination mit fossilen Treibstoffen entstehen und so nur eine Dekarbonisierung ohne Defossilisierung des Energiesystems angestrebt wird; das heißt, das Energiesystem wird auch in Zukunft noch zu einem Anteil auf fossilen Treibstoffen basieren [182]. In Untersuchungen unter Berücksichtigung von sozialen, ökologischen und ökonomischen Aspekten wird allerdings die Nutzung von CCS in Kombination mit Kohlekraftwerken in Deutschland als wenig vorteilhaftes Szenario angesehen [183]. Vögele et al. [183] betonen in ihrer Studie, dass die intensivere Nutzung von erneuerbaren Energiequellen aus wirtschaftlicher und sozialer Sicht vorteilhafter ist als die Integration von CCS-Technologien in Kombination mit einem fossilen Kraftwerkspark. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommen Lilliestam et al. [184], welche Potenziale, Kosten, Risiken und Hindernisse zwischen der Nutzung von Kohlekraftwerken mit CCS und

Sonnenwärmekraftwerke vergleichen.

Die Beschlüsse der Bundesregierung, die Treibhausgasneutralität des Energiesystems Deutschland für 2045 anzustreben und im Jahr 2050 negative Treibhausgasemissionen aufzuweisen, erzwingt die Nutzung von Technologien, welche prozessbedingte unvermeidbare CO₂-Emissionen in Landwirtschaft und Industrie der Atmosphäre entziehen und negative Emissionen unterstützen [109]. In aktuellen Studien ist die Nutzung von CCS-Technologien, insbesondere von den Negative-Emissionen-Technologien BECCS und DAC in Kombination mit der Einlagerung des abgeschiedenen CO₂, Teil des Technologie-Portfolios des zukünftigen Energiesystems Deutschland und Europa (siehe z.B. [3, 6, 185]). Gemäß der geltenden Gesetzesgrundlage von 2012 ist allerdings die Zulassung und der Betrieb von unterirdischen Kohlendioxidsspeichern innerhalb Deutschlands derzeit nicht erlaubt [186]. Darüber hinaus haben die Bundesländer Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen gemäß dem CCS-Gesetz [186] § 2 Absatz 2 Satz 5 die unterirdische Kohlendioxidsspeicherung innerhalb ihrer Landesgebiete als unzulässig erklärt [187].

Für das im Rahmen dieser Arbeit erstellte Mehrknotenenergiesystemmodell wird aufgrund der zunehmenden Komplexitäten auf die detaillierte Abbildung des Industrie- und Landwirtschaftssektors verzichtet. Weil die verstärkte Einbindung erneuerbarer Energiequellen in den Energiesektor der Nutzung fossiler Energieerzeugung mit CO₂-Abscheidung und anschließenden Nutzung oder Speicherung vorzuziehen ist (vergleiche [183, 184]), werden im Modell CCS- und CCU-Pfade nicht berücksichtigt. Sollen in zukünftigen Arbeiten treibhausgasneutrale Szenarien und Szenarien mit negativen Treibhausgasemissionen modelliert werden, müssen diese Pfade integriert werden. Hierbei müssten insbesondere die räumlich aufgelöste Verfügbarkeit von möglichen CO₂-Lagerstätten, die Nutzung des abgeschiedenen CO₂ sowie dessen Transport im Modell berücksichtigt werden.

2.3. Infrastrukturen der Energieversorgung

Unter dem Begriff der Energieinfrastruktur werden alle Komponenten zusammengefasst, die für Umwandlungs-, Speicherungs- und Transportprozesse von Energie genutzt werden. In diesem Abschnitt werden die einzelnen Komponenten der Energieinfrastrukturen für zukünftige Energiesysteme vorgestellt und diskutiert, wobei insbesondere auf Komponenten eingegangen wird, die für die Modellierung der kurzfristigen Entwicklung bis ins Jahr 2030 und der langfristigen Entwicklung bis ins Jahr 2050 relevant sind.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Fokus auf leitungsgebundene Infrastrukturen gelegt, die Energie über weite Distanzen transportieren. Dazu zählen das Übertragungsnetz beziehungsweise Höchstspannungsnetz für Strom, das Fernleitungsnetz für Gase und überregionale Wärmenetze.

Die in diesem Abschnitt vorgestellten Komponenten werden dabei den vier Energieträgern Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme zugeordnet. Umwandlungskomponenten koppeln die verschiedenen Ebenen miteinander. In den folgenden Unterabschnitten wird jeweils zunächst auf die Transportinfrastruktur für den jeweiligen Energieträger eingegangen. In einem weiteren Unterabschnitt werden die Modellannahmen zur Abbildung der jeweiligen Ebene mit den berücksichtigten Erzeugungs- und Speicherkomponenten diskutiert.

2.3.1. Strom

Die Energieinfrastruktur für Strom setzt sich in Deutschland aus zahlreichen Komponenten zur Erzeugung, Speicherung und zum Transport von elektrischer Energie zusammen. Der Transport des Stroms vom Erzeuger zum Verbraucher erfolgt dabei über das Stromnetz. Um die elektrische Energie möglichst verlustarm zu den Verbrauchern zu transportieren, wird das Stromnetz in mehrere Spannungsebenen unterteilt:

- Das **Höchstspannungsnetz** bildet die oberste Spannungsebene des Stromnetzes und dient der Übertragung des Stroms vom Erzeuger zu den Umspannwerken, welche die elektrische Energie auf eine niedrigere Spannungsebene transformieren. Die Leitungen des Höchstspannungsnetzes haben eine Spannung von 220 kV bis 380 kV. Auf dieser Ebene finden auch die Stromimporte und -exporte statt.
- Das **Hochspannungsnetz** ist das überregionale Verteilnetz. Die Verbindungen haben eine Spannung von 110 kV und verteilen die elektrische Energie an Stadtwerke und stromintensive größere Industrieunternehmen.
- Das **Mittelspannungsnetz** bezeichnet das regionale Verteilnetz mit Spannungen zwischen 1 und 60 kV und verteilt die elektrische Energie an Städte und ansässige Unternehmen in den Regionen.
- Das **Niederspannungsnetz** wird für die lokale Verteilung an die Endverbraucher genutzt und weist eine Spannung von 400 V auf.

Um ein regional aufgelöstes Energiesystem aufzubauen, welches Deutschland insgesamt abbildet und dabei die wichtigsten Energieinfrastrukturen berücksichtigt, wird in dieser Arbeit für den Transport des Stroms nur das Höchstspannungsnetz berücksichtigt.

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht regelmäßig Berichte und Daten zum Stand der Versorgungssicherheit in Bezug auf die leitungsgebundene Versorgung mit Strom und Gas. Zu diesen Berichten und Daten zählen die Quartalsberichte zu Netz- und Systemsicherheit, welche die für das jeweilige Quartal benötigten Maßnahmen zur Netzstabilisierung und die daraus resultierenden Kosten auführen [188]. Zu diesen Maßnahmen zählen das Redispatch-Management, der Einsatz von Reservekraftwerken, das Einspeisemanagement mit Angaben der Ausfallarbeit und weitere unentschädigte Anpassungsmaßnahmen.

Gemäß des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG, § 12b) [189] sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, alle zwei Jahre einen nationalen Netzentwicklungsplan vorzulegen, welcher alle erforderlichen Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen des Übertragungsnetzes enthält. Seit 2018 sind zusätzlich auch die Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen von Offshore-Anbindungsleitungen sowie deren Netzanknüpfungspunkte an Land Teil des Netzentwicklungsplans [189]. Die Netzentwicklungspläne basieren dabei auf einem Szenariorahmen, deren Erarbeitung ebenfalls im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG, § 12a) [189] festgeschrieben ist und verschiedene Szenarien mit wahrscheinlichen Entwicklungen für die nächsten mindestens zehn bis höchstens 20 Jahre enthalten muss.

In Abbildung 2.11 ist das gegenwärtige Höchstspannungsnetz mit allen bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) [104, 190] mit Ausnahme der Offshore-Anbindungsleitungen dargestellt.

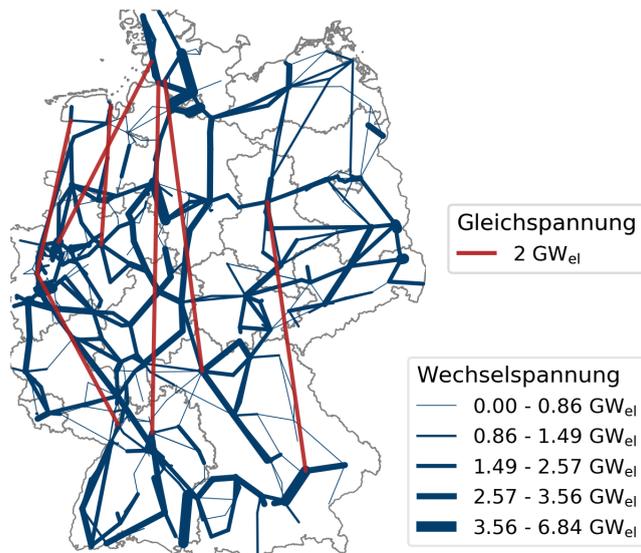


Abbildung 2.11.: Höchstspannungs-Stromnetz Deutschland inklusive der bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (Version 2019) [104, 190].

Die Trassenverläufe sind als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen den Höchstspannungsknoten eingezeichnet und bilden somit nicht den realen Zustand ab. Neben den Maßnahmen für das Wechselstromnetz sind mehrere Projekte für Höchstspannungsgleichstromtrassen (HGÜ-Systeme) bestätigt worden, welche insbesondere dazu dienen, Engpässe in der Übertragung vom Windstrom aus dem Norden in den verbraucherstarken Süden zu überwinden [95, 103, 104].

Bereits im ersten erstellten Netzentwicklungsplan 2012 [191] wurde die Notwendigkeit von HGÜ-Systemen erkannt aufgrund ihrer Vorteile bei der Übertragung von großen Strommengen über weite Distanzen. Dies beruht darauf, dass die Verluste bei der Übertragung geringer ausfallen als bei Wechselstromsystemen und Isolation und Konstruktion der Freileitungsmasten bei höheren Spannungen keinen erhöhten Aufwand in der Realisierung aufweisen, wie er im Gegensatz zur Realisierung von höheren Spannungsebenen für Wechselstromsysteme nötig wäre [191]. Die Nachteile der Inbetriebnahme von HGÜ-Systemen liegen in den höheren Investitionskosten aufgrund der notwendigen Installation von Konverterstationen, die Wechselstrom in Gleichstrom und umgekehrt umwandeln, weshalb die Wirtschaftlichkeit erst bei weiten Distanzüberbrückungen von über 400 km Freileitung gegeben ist [191]. Gemäß des 2015 beschlossenen *Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus* [192] wird für den Neubau von weiteren Höchstspannungs-Gleichstromtrassen angenommen, dass diese vorrangig als Erdkabel verlegt werden, wodurch abhängig von den örtlichen Begebenheiten Mehrkosten im Vergleich zur Verlegung von Freileitungen zu erwarten sind [190]. Die Kostenschätzungen des Netzentwicklungsplans sehen eine Steigerung der Investitionskosten von 2 Mio. Euro/km für eine als Freileitung installierte Doppelleitung mit 2 GW auf 6 Mio. Euro/km für eine als Erdkabel verlegte Neubautrasse mit einmal 2 GW Übertragungsleistung

vor [193]. Die Planung des Stromnetzes in Deutschland unterliegt dem ständigen Wandel mit dem Anspruch, die Entwicklung des Netzes bedarfsgerecht und unter Berücksichtigung neuer Innovationen zu gestalten, wodurch die vorgeschlagenen Maßnahmen in den Netzentwicklungsplänen bis zur endgültigen Genehmigung und zum Bau regelmäßig in den nachfolgenden Netzentwicklungsplänen geprüft und gegebenenfalls angepasst oder bestätigt werden [104, 190, 191, 194–196].

Ab dem Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) [190] werden auch Anbindungskonzepte für Offshorewindparks in Nord- und Ostsee analysiert und Maßnahmen vorgeschlagen. Abbildung 2.12 zeigt die gegenwärtigen Trassen des Offshorenetzes. Gleichstromverbindungen werden insbesondere für längere Distanzen zu Offshorewindparks in der Nordsee angenommen (grün eingezeichnet). Für kürzere Distanzen und für die Anbindung der Ostseewindparks sind Wechselstromleitungen installiert (blau eingezeichnet). Die Übertragungskapazitäten der einzelnen Leitungen variieren zwischen 400 MW und knapp 1 GW [190].

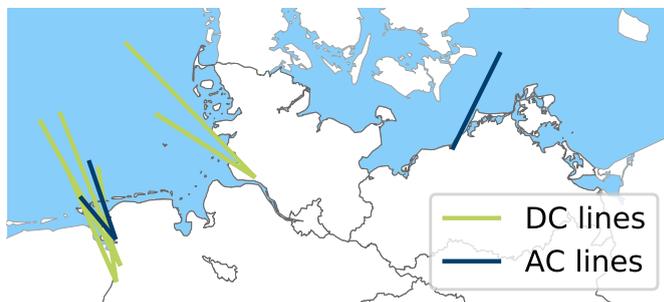


Abbildung 2.12.: Anbindungen der Offshorewindparks in Nord- und Ostsee gemäß Datenlage des NEP 2030 (Version 2019) [190] (ohne Berücksichtigung des Projektes NOR-0-2).

Die Netzverknüpfungspunkte liegen derzeit küstennah in den Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern. Im Netzentwicklungsplan 2035 (Version 2021) [195] werden dagegen bereits Netzverknüpfungspunkte bis in die vom Braunkohletagebau geprägten Regionen in Nordrhein-Westfalen vorgeschlagen. Ähnliche Annahmen werden auch in der Studie von Cerniauskas et al. [28] getroffen, die sich daraus ergeben, dass Höchstspannungsnetzknotten mit angeschlossenen fossil befeuerten Kraftwerken, die in naher Zukunft abgeschaltet werden, freie Kapazitäten für den Weitertransport großer Strommengen bieten.

Projekte zwischen Energieversorger und industriellen Großabnehmern planen bereits Anbindungen von Offshorewindparks bis in den Süden Rheinland-Pfalz, um dort die Produktion auf grünen Strom und Wasserstoff umzustellen. Die derzeitige Planung sieht allerdings vor, den durch den Offshorewindpark bereitgestellten Strom an ein Netzverknüpfungspunkt in Niedersachsen anzulanden und von dort über das Übertragungsnetz in den Süden zu transportieren. [197]

Für die Analysen der Netzausbaumaßnahmen und Anbindungskonzepte für Offshorewindparks wird im aktuellen, genehmigten Szenariorahmen ein Ausbau der

installierten Leistung an Offshorewindparks von derzeit 7,5 GW auf bis zu 40 GW für das Jahr 2040 berücksichtigt [198]. Die Konzentration von Offshorewindparks im Norden Deutschlands macht deutlich, dass die Analysen zu wirtschaftlich und technisch optimalen Anbindungskonzepten von erneuerbaren Energiequellen unter Berücksichtigung der räumlichen Gegebenheiten und potentieller Netzengpassstellen immer wichtiger werden, um auch in Zukunft alle Nachfragen decken zu können.

Das deutsche Stromnetz ist kein isoliertes Netz. Es ist eingebunden in das europäische Verbundnetz und kann über Interkonnektoren mit elf europäischen Ländern direkt interagieren und Strom austauschen (siehe Abbildung 2.13). Im Jahr 2018 importierte Deutschland über diese Leitungen 27,8 TWh_{el} und exportierte 80,6 TWh_{el} Strom [40]. Die ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) ist ein Zusammenschluss der Übertragungsnetzbetreiber aus 35 europäischen Ländern, die alle zwei Jahre den Ten-Year Network Development Plan erstellen und so die nationalen Netzentwicklungspläne der einzelnen Länder verbinden und ergänzen, indem sie länderübergreifende Maßnahmen und Projekte für verschiedene Zukunftsszenarien analysieren [199, 200].

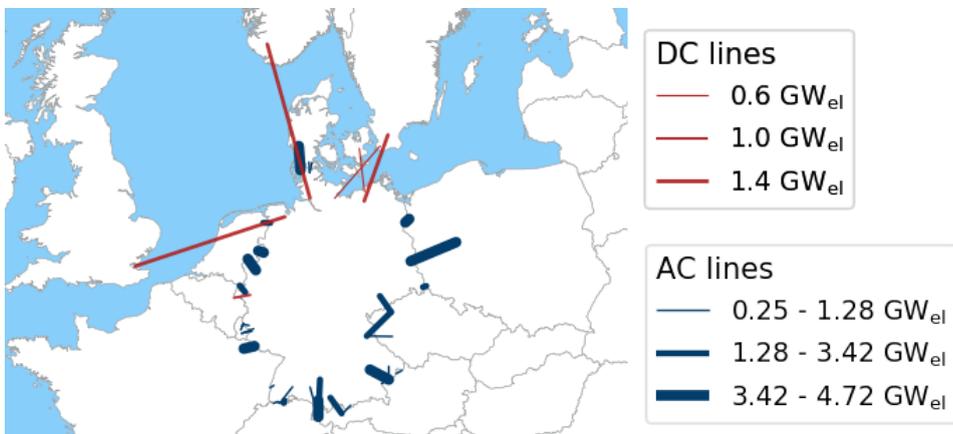


Abbildung 2.13.: Kuppelleitungen zu den europäischen Nachbarländern für den direkten Stromaustausch unter Angabe der Leistungskapazitäten (basierend auf den Daten aus [193] und [199], angelehnt an [27]).

Bedingt durch seine Lage und Konnektivität an andere europäische Länder ist es für die Abbildung des deutschen Energiesystems maßgeblich, Import- und Exportpotenziale für Strom zu berücksichtigen und im System zu integrieren. Die Berücksichtigung von Stromimporten und -exporten in Optimierungsmodellen von zukünftigen Energiesystemen wird erschwert durch die unbestimmten Strompreise, welche sich erst durch Angebots- und Nachfrageentwicklungen der verbundenen Länder ergeben und somit iterative Verfahren notwendig machen, die den Strommarkt Europas abbilden (vergleiche zum Beispiel Pesch [21]). Alternativ können fixe Import- und Exportprofile für die verbundenen Nachbarländer angenommen werden, um so die Austauschmöglichkeiten abzubilden [1, 26, 27].

2.3.2. Modellannahmen zur Abbildung des Stromsektors aus der Literatur

Das Stromnetz und die Interkonnektoren bilden das Grundgerüst der Strominfrastruktur für die räumliche Verteilung der elektrischen Energie. Die Stromerzeugung erfolgt durch den konventionellen und den erneuerbaren Kraftwerkspark.

Die Bedeutung des erneuerbaren Kraftwerkspark wird für die langfristige Entwicklung des Energiesystems Deutschland deutlich zunehmen. In dieser Arbeit werden für den erneuerbaren Kraftwerkspark

- Windenergieanlagen
- Photovoltaikanlagen
- Laufwasserkraftwerke
- Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis von Biomasse
- Rückverstromungsanlagen mit Wasserstoff

berücksichtigt. Darüber hinaus wird für die Entwicklung des Energiesystems Deutschland bis 2030 auch der konventionelle Kraftwerkspark berücksichtigt. Die modellierten Speichertechnologien umfassen Pumpspeicherkraftwerke und Lithium-Ionen-Batterien. Die techno-ökonomischen Parameter der berücksichtigten Technologien basieren auf verschiedenen Studien [26, 60, 63, 76, 144, 148, 201–203] und werden im Abschnitt A im Anhang tabellarisch zusammengefasst.

Windenergieanlagen

Die Windenergieanlagen umfassen sowohl Anlagen an Land (Wind-Onshore) als auch auf See (Wind-Offshore). Ende des Jahres 2020 betragen die installierten Leistungen in Deutschland für Wind-Onshore 54 GW und für Wind-Offshore 7,7 GW [95].

Die meisten Windturbinen an Land sind dabei in den nördlichen Bundesländern Niedersachsen (11,3 GW), Brandenburg (7,3 GW) und Schleswig-Holstein (6,7 GW) installiert [95]. Sowohl für die kurzfristige als auch die langfristige Entwicklung des Energiesystems Deutschland sind räumlich aufgelöste Daten zu den Potenzialen und Erzeugungsraten von Windenergieanlagen notwendig, um Analysen für die zukünftigen Infrastrukturen durchführen zu können. In der Literatur finden sich Methoden zur Bestimmung und Validierung räumlich und zeitlich aufgelöster Erzeugungsraten von Windenergieanlagen [60, 204–207]. Während sich einige Analysen dabei nur auf historische Bestände an Windenergieanlagen konzentrieren (siehe [204, 205]) oder sich nur auf eine bestimmte Referenzturbinen beziehen (zum Beispiel [206, 207]) und nur für diese Erzeugungsraten berechnen, haben Ryberg et al. [60] eine Methodik entwickelt, welche eine Abweichung des angenommenen Referenzturbinendesigns erlauben, um räumliche Besonderheiten bezüglich der durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten detaillierter zu berücksichtigen. Zur Berechnung der räumlich und zeitlich aufgelösten Daten für zukünftige Potenziale und Erzeugungsraten der Windenergieanlagen an Land werden zunächst anhand von soziopolitischen, physikalischen, ökologischen und techno-ökonomischen Randbedingungen verfügbare und geeignete Flächen zur Platzierung von Windturbinen bestimmt [84]. Im zweiten Schritt werden auf Basis dieser Landverfügbarkeit die Verteilung und das Design der Windturbinen simuliert, die Kostenparameter festgelegt und die Erzeugungsraten anhand von synthetischen Leistungskurven berechnet [60].

Ryberg et al. [60] errechneten mit diesem Workflow ein theoretisches Potenzial von 620 GW_{el} für Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2050. Ein ähnliches Verfahren wenden Schmid et al. [208] an, um die Verteilung der Windenergieanlagen in Deutschland abzubilden. Dabei berücksichtigen sie zusätzlich die bestehenden und geplanten, genehmigten Windparks und die Ausbauziele der einzelnen Bundesländer, um die kurzfristige Entwicklung des Potenzials und die Verteilung der Windenergieanlagen abzudecken [208]. Die Potenziale, Erzeugungsraten und Kostenparameter für zukünftige Onshore-Windenergieanlagen werden in dieser Arbeit den Ergebnissen des in den Studien von Ryberg et al. [60, 84] beschriebenen Workflows entnommen und mit den Annahmen aus Lopion [26] und Kullmann [209] abgeglichen.

Verfahren zur Bestimmung des räumlich aufgelösten theoretischen Potenzials und Erzeugungsraten von Offshore-Windenergieanlagen werden in den Studien von Caglayan et al. [63] und Bosch et al. [210] beschrieben. In dieser Arbeit werden die Potenziale, Erzeugungsraten und Kostenparameter für Offshore-Windenergieanlagen auf Basis des Verfahrens, welches in Caglayan et al. [63] beschrieben wird, bestimmt.

Analog zum Verfahren von Ryberg et al. [60] werden bei diesem Verfahren zunächst verfügbare Flächen ermittelt. Als Randbedingungen werden dabei die Wassertiefe, die Entfernung zur Küste, Schifffahrtsrouten, Wasserschutzgebiete und offshore verlegte Infrastrukturen wie Unterseekabel und Pipelines berücksichtigt. Darauf aufbauend werden die techno-ökonomischen Parameter des optimalen Turbinendesigns für jeden Standort ermittelt und die Erzeugungsraten simuliert. [63]

Für Deutschland ergibt sich daraus ein theoretisches Potenzial für Offshore-Windenergieanlagen von 82 GW_{el} [63].

Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen können entweder als Solarparks auf freier Fläche oder auf Dachflächen installiert werden. Im Jahr 2020 beträgt die installierte Leistung an Solarenergieanlagen in Deutschland 51 GW [95]. Verschiedene Studien bestimmen die Ausbaupotenziale von Photovoltaikanlagen und simulieren deren Erzeugungsraten auf Basis der solaren Einstrahlung historischer Wetterjahre [61, 208, 211, 212]. Die Potenziale und Erzeugungsraten für Photovoltaikanlagen, die dem Modell in dieser Arbeit hinterlegt sind, werden auf Basis des Workflows bestimmt, welcher in Ryberg [61] beschrieben ist:

Ähnlich wie zur Bestimmung der Windenergiepotenziale werden auch in diesem Workflow zunächst die verfügbaren Flächen bestimmt. Die verfügbare Fläche für Dachflächenanlagen ergibt sich anhand der Bevölkerungsdichte und der Gesamtbevölkerung innerhalb eines Rasters, wobei die Datengrundlage für diese Eingangsdaten auf dem Jahr 2015 basiert. Die so bestimmten Flächen beziehen sich allerdings aufgrund der Annahmen nur auf Dachflächen von Wohnanlagen und nicht auf Dachflächen von gewerblich genutzten Gebäuden. Für die Freiflächenanlagen werden die verfügbaren Flächen anhand von soziopolitischen, physikalischen, ökologischen und wirtschaftlichen Randbedingungen ermittelt. Die Verteilung der Freiflächenanlagen erfolgt in Form von Solarparks, deren Abstand zueinander mindestens 1 km beträgt und die maximal eine Fläche von 1,2 km² aufweisen. Die Erzeugungsraten der einzelnen Photovoltaikanlagen werden auf Basis der hinterlegten Modulwirkungsgrade und Flächenpotenziale simuliert. Bei den Freiflächenanlagen werden diese Simulationen für fest montierte Anlagen und für nachgeführte Anlagen durchgeführt. [61]

Die maximalen theoretischen Potenziale für Deutschland betragen 259 GW_p für Freiflächenanlagen und 190 GW_p für Dachflächenanlagen auf Wohnanlagen [61].

Laufwasserkraftwerke

Die Stromerzeugung auf Basis von Wasserkraft kann in Laufwasser-, Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerken erfolgen. In den Jahren von 2010 bis 2018 variiert die Nettostromerzeugung der Wasserkraftwerke in Deutschland zwischen $17,3 \text{ TWh}_{el}$ (2011) und $22,7 \text{ TWh}_{el}$ (2013) [96]. Dabei beträgt im Jahr 2020 die installierte Leistung von Laufwasserkraftwerken innerhalb Deutschlands etwa $3,5 \text{ GW}_{el}$ [95]. In der Literatur finden sich ebenfalls Werte von $5,6 \text{ GW}_{el}$ an installierter Leistung von Wasserkraftwerken [213]. Ein Teil dieser Anlagen befindet sich allerdings im Ausland und ihre Leistung wird ganz oder anteilig den deutschen Regelzonen zugeordnet. Für die Modellierung der Laufwasserkraftwerke wird auf einen räumlich aufgelösten Datensatz aus der Arbeit von Syranidou [52] zurückgegriffen. Die installierte Leistung innerhalb Deutschlands beträgt hierbei $3,8 \text{ GW}_{el}$. In diesem Datensatz werden allerdings nur 63 Laufwasserkraftwerke, deren Leistung jeweils mehr als 20 MW_{el} beträgt, berücksichtigt. Insgesamt sind rund 7300 Wasserkraftanlagen in Deutschland in Betrieb, von denen etwa 6900 Anlagen eine installierte Leistung von unter 1 MW_{el} aufweisen [213]. Analog zu Lopion [26] wird angenommen, dass das technische Potenzial der Wasserkraft weitgehend ausgeschöpft ist und sich die installierte Leistung an Wasserkraftwerken in Zukunft nicht signifikant verändern wird.

Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis von Biomasse

Die installierte Leistung an Kraftwerken, die Strom aus Biomasse erzeugen, beträgt im Jahr 2020 $8,6 \text{ GW}_{el}$, wovon mit jeweils etwa $1,8 \text{ GW}_{el}$ die größten Anteile in Bayern und Niedersachsen installiert sind [95]. In der Literatur finden sich viele Studien, die die Bedeutung der Biomasse für die Energiewende untersuchen und mögliche Potenziale der Nutzung von Biomasse im Energiesektor ausweisen [214–220].

Eine Metaanalyse verschiedener Zukunftsszenarien zeigt, dass die Nutzung von gasförmiger und fester Bioenergieträger zur Strom- und Wärmebereitstellung bevorzugt betrachtet wird. Flüssige Bioenergieträger werden in den untersuchten Szenarien dagegen nur als Biokraftstoffe im Verkehrssektor genutzt. Die meisten Studien gehen von einem Rückgang der Bedeutung von Bioenergie zur Strombereitstellung aus. [220]

Eine andere Analyse sieht den Einsatz von Bioenergie langfristig zur Defossilisierung von industriellen Hochtemperaturprozessen und im Verkehrssektor als notwendig an [219].

Für die Bereitstellung von Strom aus Biomasse wird im Modell basierend auf den Annahmen aus Welder [27] angenommen, dass dieser in Kombination mit Wärme in Biomasseheizkraftwerken auf Basis von Holzhackschnitzel und Biogas als Brennstoffe erzeugt wird. Als Potenzial für forstwirtschaftliche Biomasse werden dabei analog zu Thrän et al. [214] $142 \text{ TWh}_{Holz,LHV}$ angenommen. Die räumliche Verteilung des Potenzials für forstwirtschaftliche Biomasse erfolgt nach der Methodik von Welder [27], bei welcher dieses Potenzial den Waldflächen der einzelnen Bundesländer zugeordnet wird.

Die Biogaserzeugung erfolgt durch Vergärungsanlagen auf Basis von organischen Abfällen und Gülle. Im Jahr 2016 betrug die Anzahl an Biogasproduktionsanlagen etwa 8700, wovon der größte Anteil auf landwirtschaftliche Biogasproduktionsanlagen entfällt [216].

Die theoretischen Potenziale für die Biogaserzeugung werden auf $6 \text{ TWh}_{\text{Biogas,LHV}}$ durch organische Abfälle und $25 \text{ TWh}_{\text{Biogas,LHV}}$ durch Gülle als landwirtschaftliches Abfallprodukt geschätzt [214]. Die räumliche Verteilung der Potenziale erfolgt analog zu Welder [27] anhand der Bevölkerungsdichte für organische Abfälle und anhand der Ausbreitung von Weideflächen für Gülle.

Der Anbau von Energiepflanzen und die Nutzung von Biomasse im Verkehrssektor werden in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Es ist anzumerken, dass der Anbau von Energiepflanzen bei der Flächennutzung in direkter Konkurrenz zum Anbau von Ackerpflanzen für Nahrungs- und Futtermittelindustrie sowie zur Erhaltung von Ökosystemen steht. Die verstärkte Nutzung von Biomasse und Änderungen in der Bewirtschaftung der Flächen können die Ökosysteme und die Kohlenstoffbindung beeinflussen. [219]

Rückverstromungsanlagen

Aufgrund der Volatilität der erneuerbaren Energiequellen Wind und Solar bietet es sich an, den Pfad Power-to-Gas-to-Power im Modell aufzunehmen und so Strom aus Wasserstoff in Rückverstromungsanlagen zu erzeugen [129].

Im Modell werden basierend auf den Annahmen aus Lopion [26] und Kullmann [209] verschiedene Technologien zur Rückverstromung von Wasserstoff berücksichtigt, darunter Polymerelektrolytmembran(PEM)-Brennstoffzellen (PEMFC), Festoxidbrennstoffzellen (SOFC), Gasturbinen (H2GT) und Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (H2CCPP). Neben dem erzeugten Strom kann dabei teilweise auch die Abwärme genutzt werden. Detaillierte Beschreibungen dieser Technologien finden sich in Stolten [221] und Lefebvre und Ballal [222]. Seit 2018 sind bereits die ersten Kraftwerke mit Kraftwärmekopplung auf Basis von Wasserstoff im Betrieb [223].

Konventioneller Kraftwerkspark

Für die kurzfristige Entwicklung des Energiesystems ist es wichtig, auch den konventionellen, fossilen Kraftwerkspark zu berücksichtigen, da dieser beim Übergang zu einem treibhausgasarmen Energiesystem eine wichtige Rolle spielt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten [1, 26, 28]. Abbildung 2.9 zeigt die Verteilung des derzeitigen konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland [75, 76, 112]. Um das Energiesystem Deutschland im Jahr 2030 regional aufgelöst abbilden zu können, werden alle konventionellen Kraftwerkstypen berücksichtigt, die bis dahin noch nicht aufgrund des beschlossenen Ausstiegs aus Kernenergie und Braunkohleverstromung planmäßig abgeschaltet werden [94, 112, 114]. Informationen zu den Standorten, installierten Leistungen, Wirkungsgraden, Energieträgern und Technologien können dem Datensatz der Open Power System Data entnommen werden [75, 76]. Die thermischen und elektrischen Wirkungsgrade bei Kraftwärmekopplungsanlagen werden entsprechend den Annahmen aus der Arbeit von Lopion [26] angepasst.

Da bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern CO_2 -Emissionen entstehen (siehe Tabelle A.1 im Anhang) und der Ausstieg aus der Kohleverstromung bereits beschlossen ist [114], wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass im Jahr 2030 keine neuen Kraftwerke auf Basis von Mineralöl, Braunkohle oder Steinkohle zugebaut werden.

Im Jahr 2019 betragen die installierten Leistungen konventioneller Kraftwerke auf Basis von

Braunkohle 20,9 GW_{el}, auf Basis von Steinkohle 22,7 GW_{el}, auf Basis von Erdgas 30,1 GW_{el} und auf Basis von Mineralölprodukten 4,4 GW_{el} [95]. Für die kurzfristige Entwicklung des Energiesystems Deutschland kann es notwendig sein, neue Kraftwerke auf Basis von Erdgas zuzubauen, um die Versorgungssicherheit des Systems gewährleisten zu können, weshalb diese Maßnahme im Modell berücksichtigt wird [224].

Speichertechnologien

Zur Speicherung von elektrischer Energie werden in dieser Arbeit Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher betrachtet. Beide Technologien werden bereits im Energiesystem Deutschland genutzt [148, 149]. Stellvertretend für die Batteriespeicher werden im Modell Lithium-Ionen-Batterien betrachtet, welche derzeit auch den größten Anteil an installierten Batteriespeichern in Deutschland ausmachen [149]. Die technischen Details und Parameter sowie ihre Entwicklungsmöglichkeiten können der Studie von Elsner et al. [144] entnommen werden. Die Speicherkapazität von derzeit betriebenen Pumpspeicherkraftwerken beträgt 39 GWh_{el} [148]. Anhand der Datenbank auf Basis der Studie von Stenzel et al. [148] können die Standorte der Pumpspeicherkraftwerke und die installierten Speicherkapazitäten ermittelt werden. Darüber hinaus bietet sie Informationen zu Erweiterungen und neuen Projekten, wodurch sich die installierte Speicherkapazität von Pumpspeicherkraftwerken zukünftig um etwa 10 GWh_{el} erhöhen kann [148]. Diese Maßnahmen werden dem Modell als Ausbaupotenziale übergeben. Während Batteriespeicher innerhalb von einer Stunde geladen und entladen werden können, werden für die Entladung mit Volllast von Pumpspeicherkraftwerken sieben Stunden angenommen [144, 148].

Abbildung Stromimport und -export

Die Potenziale für Import und Export für das zukünftige Energiesystem Deutschland werden in dieser Arbeit nach der in Lopion [26] angewandten Methodik abgebildet. Bei diesem Verfahren entsprechen die Potenziale für Import und Export jeweils den positiven beziehungsweise negativen Residuallasten der angebundenen Länder [26]. Die stündlich aufgelösten Residuallasten ergeben sich aus der Differenz zwischen zukünftig erwarteten Eintrag von Strom durch erneuerbare Energiequellen und der erwarteten Stromnachfrage des Landes. Diese Daten werden aus der Arbeit von Syranidou [52] abgeleitet und basieren wiederum auf den Szenarien des e-Highway-Projekts² [225]. Da nur die positiven Residuallasten für die Importpotenziale berücksichtigt werden, wird gewährleistet, dass nur Strom aus erneuerbaren Energiequellen importiert werden kann und dieser keine Einträge in die nationalen Treibhausgasemissionsbilanzen mit sich bringt [26].

2.3.3. Erdgas

Der Transport und die Verteilung von Erdgas erfolgt hauptsächlich im gasförmigen Zustand in einem Pipelinenetz, welches sich in Deutschland über 500.000 km erstreckt. Die Infrastruktur kann dabei im Wesentlichen in drei Ebenen eingeteilt werden, die sich durch ihren Betriebsdruck und der Distanzüberbrückung unterscheiden. Für den Erdgastransport über weite Strecken, bei dem Distanzen von mehr als 100 km zurückgelegt werden, wird das

²In dieser Arbeit werden die Daten basierend auf dem Szenario *small & local* verwendet (siehe [225]).

Hochdrucknetz verwendet, welches einen Betriebsdruck von 70 bar und mehr aufweist. Das Mitteldrucknetz verteilt das Erdgas regional weiter bei Drücken im niedrigen zweistelligen Bereich. Die dritte Ebene dient der direkten Verteilung bis zum Endverbraucher, welche im Niederdrucknetz bei Drücken im einstelligen Bereich erfolgt.

Ausbaupläne des Erdgasnetzes werden nur für das Hochdrucknetz veröffentlicht. Diese Veröffentlichungen erfolgen im Netzentwicklungsplan Gas, der alle zwei Jahre gemäß des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG, § 15b) [189] publiziert wird und dabei Ausbaumaßnahmen des Gasnetzes über einen Zeithorizont von zehn Jahre analysiert, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb auch in naher Zukunft gewährleisten zu können [226, 227].

Das heutige deutsche Gas-Fernleitungsnetz gliedert sich in zwei Unternetze: das H-Gas- und das L-Gas-Netz. Die Ausdehnung des L-Gas-Netzes beschränkt sich dabei auf die Gebiete Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen. Bei L-Gas handelt es sich um niederkalorisches Erdgas, dessen Aufkommen ausschließlich der deutschen und niederländischen Produktion entstammt und dessen Methangehalt bei etwa 80 bis 87 Vol.% liegt. Die Verteilung des hochkalorischen Erdgases (H-Gas) erstreckt sich über ganz Deutschland. Das H-Gas wird im Wesentlichen aus Norwegen und Russland oder über LNG-Anlagen nach Deutschland eingeführt. Sein Methangehalt liegt bei 87 bis 99 Vol.%, weshalb es einen höheren Brennwert sowie höheren Energiegehalt hat als das L-Gas. Seit Beginn 2015 wird das L-Gas-Netz nach und nach auf den Betrieb mit H-Gas umgestellt, da die niederkalorische Erdgasgewinnung in Deutschland und Niederlande rückläufig ist. [227]

Im Jahr 2019 wurden 1.760 TWh an Erdgas importiert. Für 702 TWh Erdgas dient Deutschland lediglich als Transitland. Russland und Norwegen sind die wichtigsten Erdgaslieferanten für Deutschland. [95]

Die inländische Produktion von niederkalorischem Erdgas betrug im Jahr 2018 etwa 56 TWh, wobei über die Jahre ein deutlicher Rückgang beobachtbar ist [40]. Deutschland ist damit abhängig von Importen, um seine Nachfrage nach Erdgas zu decken. Im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 [227] wird davon ausgegangen, dass der Importbedarf von H-Gas in naher Zukunft weiter steigen wird.

Abbildung 2.14 zeigt das Hochdruckpipelinennetz Deutschlands basierend auf der Datengrundlage der Arbeit von Cerniauskas et al. [228], welches dem im Kapitel 4 beschriebenen Modell als Gasinfrastruktur hinterlegt wird. Die farbliche Codierung spiegelt die Anzahl paralleler Pipelinestränge wider.

Aufgrund der angestrebten Defossilisierung des Energiesystems wird die Nachfrage nach fossilem Erdgas sinken. Studien beschäftigen sich deshalb mit der Frage, inwieweit ein weiterer Ausbau des Erdgasnetzes erforderlich ist, um den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem Deutschland zu gestalten und dabei die Energiesicherheit gewährleisten zu können [24, 229, 230].

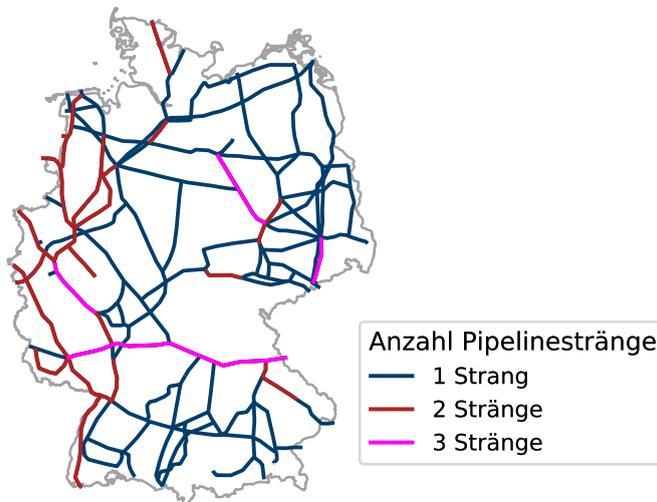


Abbildung 2.14.: Hochdruckpipelinennetz Deutschland mit Angabe der Anzahl an Parallelsträngen (basierend auf der Datengrundlage aus [228]).

Gillessen et al. [230] folgern aus ihren Untersuchungen, dass ein weiterer Ausbau der Erdgasinfrastruktur nicht zwangsläufig erfolgen muss. Die technische Notwendigkeit sowie die Wirtschaftlichkeit zukünftiger Leitungen unter Berücksichtigung der langfristigen Entwicklungen des Energiesystems sollten deshalb detailliert analysiert werden, um Fehlinvestitionen zu vermeiden [230]. Hauser et al. [24] sehen dagegen mögliche Engpässe im Gasnetz bei einem Anstieg der Erdgasnachfrage zur Deckung der Wärmenachfrage, die dazu führen können, dass aufgrund von Lastabwürfen lokale Fernwärmenetze nicht bedient werden.

2.3.4. Modellannahmen zur Abbildung des Erdgassektors aus der Literatur

Infolge der Importabhängigkeit Deutschlands zur Deckung der Erdgasnachfrage ist das Gasnetz ein wichtiger Bestandteil der Gasinfrastruktur. Da es sich bei Erdgas um einen fossilen Energieträger handelt, wird dieser in der langfristigen Entwicklung an Bedeutung verlieren. Um die Klimabilanz des Erdgases zu verbessern, ist es möglich, Methan aus Wasserstoff zu gewinnen oder Biogas aufzubereiten. Diese Gase können dann direkt dem Erdgasnetz zugeführt werden. Darüber hinaus wird in dieser Arbeit die Speicherung von Erdgas in Salzkavernen, Porenspeichern und Röhrenspeichern berücksichtigt. Im Abschnitt A im Anhang werden die Annahmen der techno-ökonomischen Parameter tabellarisch zusammengefasst, welche auf verschiedenen Studien beruhen [27, 157, 231–236].

Biogasaufbereitung und Methanisierung

Neben der Einspeisung von importiertem Erdgas ins nationale Erdgasnetz, ist es möglich, Methan aus Biogas oder Wasserstoff zu erzeugen und dieses ins Netz einzuspeisen.

Biogas muss dazu zunächst gereinigt und aufbereitet werden, damit es Erdgasqualität aufweist. Dafür sind die Schritte der Entschwefelung, Trocknung und Methananreicherung sowie die Entfernung weiterer Gasbegleitstoffe notwendig [237]. Detaillierte Beschreibungen der unterschiedlichen Reinigungs- und Aufbereitungstechniken können der Literatur entnommen werden [237–240].

Bei Einspeisung des aufbereiteten Biogases wird dieses untrennbar mit dem Erdgas vermischt und kann zur Deckung der Erdgasnachfragen sowie als Treibstoff für Gaskraftwerke genutzt werden [238].

Beim Prozess der Methanisierung reagieren Wasserstoff und CO_2 und es entstehen Methan, Wasser und Wärme. Die Gewinnung des CO_2 kann dabei beispielsweise aus der Umgebungsluft erfolgen mit dem Vorteil, dass diese Technik unabhängig vom Standort angewendet werden kann.

Speichertechnologien

Die Speicherung von Erdgas erfolgt maßgeblich in unterirdischen geologischen Lagerstätten, darunter Salzkavernen und Porenspeicher [147]. Aufgrund der Abhängigkeit Deutschlands von Erdgasimporten bieten Erdgasspeicher Versorgungssicherheit und Preisstabilität. Die größten Speicherkapazitäten in Salzkavernen finden sich in Niedersachsen (Ettel, etwa 4400 Mio. Nm^3 Speicherkapazität an Arbeitsgas) und im nördlichen Teil von Nordrhein-Westfalen (Epe, etwa 3500 Mio. Nm^3 Speicherkapazität an Arbeitsgas) [147].

Zu den Porenspeichern in Deutschland zählen Aquifere und ehemalige Gas- und Ölfelder. Der größte Porenspeicher findet sich ebenfalls in Niedersachsen (Rehden, 3900 Mio. Nm^3 Speicherkapazität an Arbeitsgas). Mit einem maximalen Arbeitsgasvolumen von 3000 Mio. Nm^3 weist aber auch Bayern große Porenspeicherkapazitäten für die Erdgasspeicherung auf. [147]

Standorte und Speicherkapazitäten von Salzkavernen und Porenspeichern in Deutschland können der Literatur entnommen werden [147].

Neben den geologischen Speicherstätten können Röhrenspeicher zur Speicherung von Erdgas genutzt werden mit dem Vorteil, dass diese nicht von den geologischen Gegebenheiten des Untergrunds abhängig sind [157]. Für die Modellierung wird angenommen, dass die Röhrenspeicher in einem Druckbereich von 30 bis 100 bar betrieben werden. Während sich die geologischen Speicherstätten insbesondere für den saisonalen Ausgleich eignen, können diese für den Ausgleich von Tages- und Wochenschwankungen genutzt werden [241]. Röhrenspeichern zur Erdgasspeicherung werden unter anderem in Oberhausen, Essen und Bocholt genutzt [241, 242].

Als weitere Speicheroption werden Doppelmembran-Gasbehälter berücksichtigt, welche noch nicht aufbereitetes Biogas speichern können. Es handelt sich dabei dementsprechend nicht um einen Erdgasspeicher.

Die Zwischenspeicherung des Biogases ist erforderlich, um Schwankungen der Menge und Qualität bei der Erzeugung auszugleichen und einen konstanten Volumenstrom für die anschließende Biogasaufbereitung zu ermöglichen [237]. Biogas kann in Nieder-, Mittel- oder Hochdruckspeichern gespeichert werden, wobei vor allem

Niederdruckspeicher aufgrund der niedrigen Investitionskosten weit verbreitet sind [235]. Doppelmembranspeicher gehören zu den Trocken-Gasspeichern im Niederdruckbereich und weisen eine hohe Lebensdauer und hohe Qualität bei niedrigen Investitionskosten auf [237].

2.3.5. Wasserstoff

Im gegenwärtigen Energiesystem Deutschland spielt Wasserstoff nur eine Nebenrolle und wird bisher nur in Unternehmen der Chemie- und Raffineriebranche genutzt. Aus diesem Grund gibt es derzeit nur lokale Wasserstoffverteilstrukturen für die regionale Versorgung der industriellen Abnehmer. Aufgrund der angestrebten Sektorkopplung und den Möglichkeiten, die sich durch den Pfad Power-to-Gas ergeben, ist davon auszugehen, dass die Berücksichtigung von Wasserstoff und der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Zukunft an Bedeutung gewinnen.

Der Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen wird in zahlreichen Publikationen adressiert [18, 27, 28, 162, 163, 243–246]. Wasserstoff kann dabei in unterschiedlichen Aggregatzuständen transportiert werden:

- Der Transport von Wasserstoff im flüssigen (Flüssigwasserstoff (LH₂)) oder gasförmigen (GH₂) Zustand erfolgt in geeigneten Sattelauflegern, zum Beispiel in Wasserstoff-Tubetrailer.
- Ebenso bietet es sich an, gasförmigen Wasserstoff in einem Pipelinetz zu transportieren.
- Der Transport via Schiene oder Schiff ergänzen die Möglichkeiten des Wasserstofftransports, wird derzeit aber noch nicht für die überregionale Verteilung von Wasserstoff praktiziert [247].
- Flüssigorganische Wasserstoffträger (LOHC) ermöglichen die Weiternutzung von existierenden Infrastrukturen. Sie können in Tankschiffen, Sattelauflegern und Tankwagen transportiert werden, die ursprünglich für mineralölbasierte Kraftstoffe ausgelegt sind [248].

Reuß et al. [245] untersuchen die Wasserstoffversorgungskette für die Deckung der Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor unter Berücksichtigung verschiedener Technologien für die Speicherung und den Transport des Wasserstoffs zu den Tankstellen. Aus ihren Analysen folgern sie, dass die optimale Versorgungskette Übertragungspipelines für den Transport des Wasserstoffs über weite Distanzen in Kombination mit Sattelzügen für komprimierten gasförmigen Wasserstoff zur Verteilung bis zum Endverbraucher vorsieht. Bei zunehmender Dichte an Tankstellen weisen Distributionspipelines einen Vorteil gegenüber dem Straßentransport auf. Transport via Schiff und Schiene werden im Vergleich nicht berücksichtigt. [245]

Der nationale Transport des Wasserstoffs in Form von LOHC ist nur bei einem sehr geringen Wasserstoffbedarf vorteilhaft, wobei angenommen wird, dass dieser direkt zur Tankstelle transportiert und der Wasserstoff vor Ort mit einem lokalen Dehydrierer aus dem LOHC freigesetzt werden muss [162].

Bei der Reduktion der Treibhausgasemissionen ist eine Umstellung des Energiesystems von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger unausweichlich. Die Nutzung von Erdgas wird somit in Zukunft immer geringer werden, da

bei dessen Nutzung ebenfalls Treibhausgase ausgestoßen werden, die es zu vermeiden gilt. Insbesondere durch Wartungsarbeiten, Fehlfunktionen, Leckagen und Methanschlupf entstehen auch Methanemissionen bei der Erdgasvorkette, welche die Exploration, Produktion, Aufbereitung, Verteilung und Lagerung des Erdgases umfasst [249]. Das globale Erderwärmungspotenzial dieser Methanemissionen liegt bei Betrachtung eines hundertjährigen Zeitraums 28- bis 34-mal höher im Vergleich zu Kohlendioxidemissionen [249]. Dies bedeutet, dass die heutige Erdgasinfrastruktur durch die Treibhausgasreduktionsziele an Bedeutung verlieren wird. Grüner Wasserstoff, welcher durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wird, bietet dagegen eine Alternative zum flexiblen Einsatz von Erdgas. Gasförmiger Wasserstoff kann in Salzkavernen gespeichert und per Pipeline transportiert werden analog zu Erdgas. Es liegt nahe, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur auch für Wasserstoff genutzt werden könnte und somit kein gänzlicher Neubau einer Wasserstoffinfrastruktur nötig wäre [157, 158, 228]. Zur Nutzung der bestehenden Infrastrukturen müssen allerdings die Eigenschaften des Wasserstoffs und deren Einfluss auf die Materialien mit direktem Kontakt - darunter zum Beispiel die Wasserstoffversprödung in Metallen - berücksichtigt werden [250].

Cerniauskas et al. [228] untersuchen in ihrer Studie, inwieweit sich die Umstellung von Erdgaspipelines auf den Transport von Wasserstoff auf die Kosten des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur auswirken. Dabei analysieren sie zunächst zwei Mechanismen der Materialzersetzung, welche ein frühzeitiges Versagen konventionellen Stahls hervorrufen. Dazu gehören die Herabsetzung der Wärmeeinflusszone und die Ermüdungsrissoausbreitung. Ihre Literaturrecherche ergibt dabei, dass Erdgaspipelines aus Stahl des Materials L485/X70 (Angabe nach ISO 3183/US) für eine Umstellung auf Wasserstofftransport infrage kommen, da diese nur eine geringe Anfälligkeit für die unterkritische Risswachstumsgeschwindigkeit und der damit einhergehenden Herabsetzung der Wärmeeinflusszone zeigen. Die Ermüdungsrissoausbreitung durch Wasserstoffversprödung des Materials kann dagegen in jeder Stahlsorte beobachtet werden. Modifikationen der Stahlrohre, zum Beispiel durch zusätzliche Beschichtungen der Oberflächen mit direktem Kontakt zum Wasserstoff, oder die Beimischung von Inhibitoren in den zu transportierenden Wasserstoff können das Risiko der Ermüdungsrissoausbreitung reduzieren, führen allerdings zu erheblichen Mehrkosten und Sicherheitsrisiken. Unter Berücksichtigung eines erhöhten Aufwands für die Instandhaltung der Pipelines können die Pipelines auch ohne direkte Modifikationen umgestellt werden. In diesem Fall müssen nur die Gasdruckregelanlagen und Verdichterstationen auf den Betrieb mit Wasserstoff angepasst werden. [228]

Der Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 [227] integriert bereits in seine Modellierung die mögliche Umstellung von Erdgaspipelines auf den Transport von Wasserstoff und weist für die Jahre 2025 und 2030 Leitungssysteme aus, welche potenziell umgestellt werden können. Die Umstellungen und Neubauten an Wasserstoffleitungen sind bis auf eine Ausnahme in der nördlichen Region Nordrhein-Westfalens und in Niedersachsen lokalisiert. Dies liegt in der Annahme begründet, dass dekarbonisierter Wasserstoff aus den Niederlanden importiert werden kann. Darüber hinaus geben sie bereits einen Ausblick auf ein mögliches Wasserstoffnetz für Deutschland mit einer Gesamtlänge von 5900 km, in welchem 90 % der berücksichtigten Verbindungen die existierende Erdgasinfrastruktur durch eine Umstellung auf den Betrieb mit Wasserstoff nutzen würden. Neue Wasserstoffpipelines verbinden die umgestellten Pipelines. [227]

In der Studie *European Hydrogen Backbone* [251, 252] wird ein möglicher Transformationspfad für Wasserstoffinfrastrukturen in Europa untersucht, um Nachfrage und Angebot zu verbinden. Dabei wird ebenfalls die Umstellung von Erdgaspipelines auf den Transport von Wasserstoff berücksichtigt, wobei angenommen wird, dass für die Umstellung Modifikationen notwendig sind, um den sicheren Transport von Wasserstoff zu gewährleisten [251]. Zu diesen Modifikationen wird eine innere Beschichtung der Pipelinerohre gezählt, welche technisch nicht unbedingt für die Umstellung benötigt wird, aber gegebenenfalls einen höheren Betriebsdruck erlaubt als die Nutzung ohne solch eine Beschichtung. Darüber hinaus müssen die Rohre von Stickstoffrückständen bereinigt und auf Rissbildungen untersucht sowie alte Ventile ausgetauscht werden. Erste Einschätzungen der Herstellerfirmen ergeben, dass die Investitionskosten für die Umstellung zwischen 10 % und 25 % der Kosten von neuen Verbindungen entsprechen. [251]

Erste Umstellungen von Erdgaspipelines auf den Transport von Wasserstoff zeigen, dass diese prinzipiell möglich sind unter der Voraussetzung, dass die Sicherheitsrisiken des Betriebs von Wasserstoffpipelines berücksichtigt werden [253]. Neben dem Transport von reinem Wasserstoff werden auch Optionen zur Beimischung des Wasserstoffs ins transportierte Erdgas untersucht [254–256]. Handelt es sich dabei um treibhausgasneutral produzierten Wasserstoff führt dies analog zu der Beimischung von synthetischem Methan und aufbereitetem Biogas zu einer Verbesserung der Treibhausgasbilanz des Erdgases im Erdgasnetz. In der Literatur werden allerdings auch bei diesem Prozess Reaktionen im Pipelinematerial erwartet [257, 258].

2.3.6. Modellannahmen zur Abbildung des Wasserstoffsektors aus der Literatur

In dieser Arbeit werden für den überregionalen Transport des Wasserstoffs nur Pipelines berücksichtigt. Dabei werden sowohl der Neubau als auch die Umstellung von Erdgaspipelines modelliert. Die Option der Einspeisung und Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz wird nicht betrachtet.

Die Erzeugung von Wasserstoff erfolgt entweder über die Wasserelektrolyse oder durch die Reformierung von Erdgas. Neben verschiedenen Speichermöglichkeiten wird darüber hinaus der Import von Wasserstoff erlaubt. Transport, Speicherung und Import erfolgen dabei in unterschiedlichen Aggregatzuständen und Druckniveaus, weshalb zusätzlich Kompressoren, Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen betrachtet werden. Die techno-ökonomischen Parameter sind im Abschnitt A im Anhang tabellarisch aufgeführt [26–28, 162, 245, 259].

Wasserelektrolyse und Dampfreformierung

Die verschiedenen Verfahren der Wasserelektrolyse und die damit verbundenen Investitionskosten werden in zahlreichen Studien analysiert [122, 123, 125–127, 260, 261]. Während bis 2014 nur alkalische Elektrolyseure in Europa realisiert wurden, wird ab 2015 ein deutlicher Anstieg an installierter Leistung von PEM-Elektrolyseuren beobachtet [142]. Ein großer Anteil der realisierten und noch zu realisierenden Projekte setzt bei geplanten Leistungen von mehreren Megawatt auf PEM-Elektrolyseure bei der Umsetzung [142].

Die alkalische Elektrolyse weist aufgrund ihrer hohen Technologiereife die niedrigsten

Investitions- und Betriebskosten auf [127, 261]. Aufgrund des kompakten Designs mit hoher Stromdichte, der kurzen Anlaufzeit und der Flexibilität bieten PEM-Elektrolyseure allerdings deutliche Vorteile gegenüber den alkalischen Elektrolyseuren [127]. Für alle Elektrolyseverfahren werden bis 2030 deutliche Reduktionen der Investitionskosten erwartet [125, 127, 260, 261]. Die Mehrheit von Experten aus Industrie und Wissenschaft, die im Rahmen einer Studie von Schmidt et al. [125] befragt wurden, geht allerdings davon aus, dass sich bis ins Jahr 2030 die PEM-Elektrolyse gegenüber der alkalischen Elektrolyse als bevorzugtes Verfahren durchsetzt. Aufgrund dessen wird in dieser Arbeit nur die PEM-Elektrolyse stellvertretend für die Herstellung von Wasserstoff aus Strom berücksichtigt.

Als zweites Herstellungsverfahren wird die Dampfreformierung von Erdgas berücksichtigt. Die Dampfreformierung ist im Jahr 2019 die am meisten genutzte Technologie zur Herstellung von Wasserstoff [262]. Der mittels konventioneller Herstellungsverfahren gewonnene Wasserstoff wird *grauer Wasserstoff* genannt. In Studien ist die konventionelle Wasserstoffherzeugung aus Erdgas noch bis zum Jahr 2040 in den optimierten Ergebnissen enthalten unter der Annahme, dass das Treibhausgasreduktionsziel bis zum Jahr 2050 95 % beträgt [26, 28]. Wird die Dampfreformierung in Kombination mit CO₂-Abscheidungstechnologien angewendet, wird das Erzeugnis als *blauer Wasserstoff* bezeichnet. In dieser Arbeit werden keine Abscheidungstechnologien berücksichtigt, weshalb im Modell nur zwischen konventioneller Wasserstoffherzeugung und der Wasserelektrolyse unterschieden wird.

Speichertechnologien

Je nach Aggregatzustand erfolgt die Speicherung von Wasserstoff in unterschiedlichen Speichertechnologien. Kruck et al. [157] fassen in ihrer Studie alle Untergrundspeichertechnologien von Wasserstoff zusammen. Dabei bieten sich für die saisonale Speicherung insbesondere Salzkavernen an [129, 157, 158]. In dieser Arbeit wird angelehnt an die Annahmen von Welder [27] angenommen, dass die derzeit für die Erdgasspeicherung genutzten Salzkavernen auf die Speicherung von Wasserstoff umgestellt werden können. Hierbei wird allerdings nur das Arbeitsgasvolumen der Salzkavernen berücksichtigt (basierend auf den Angaben aus [147]) und es wird kein Neubau von zusätzlichen Salzkavernen erlaubt, wodurch die Potenziale zur Wasserstoffspeicherung geringer ausfallen als in der Arbeit von Welder [27]. Darüber hinaus kann der gasförmige Wasserstoff - wie bereits für Erdgas angenommen - in Röhrenspeichern gespeichert werden. Für die Modellierung wird hierbei angenommen, dass die Röhrenspeicher in einem Druckbereich von 30 bis 100 bar betrieben werden.

Für die Speicherung von Flüssigwasserstoff werden kryogene Tanks berücksichtigt, in welchen der Wasserstoff mit Temperaturen unter 21 K eingelagert wird [27, 162, 245]. Aufgrund der sehr niedrigen Temperaturen innerhalb des Tanks im Vergleich zur Umgebungstemperatur kann ein Wärmestrom aus der Umgebung in den Tank nicht verhindert werden. Um einen Druckaufbau durch die Verdampfung des Wasserstoffs im Inneren des Tanks zu vermeiden, muss Wasserstoff abgelassen werden. In dieser Arbeit werden die dadurch entstehenden sogenannten Boil-Off-Verluste analog zu Reuß [162] auf etwa 0,03 % pro Tag festgesetzt unter der Annahme einer Weiterentwicklung des Isolationsmaterials. Für diese Annahmen wird von einer Tankgröße von etwa 3.000 m³ ausgegangen [162].

Import von Wasserstoff

Aufgrund der ungleichen Verteilung der Potenziale für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (vergleiche dazu für Europa zum Beispiel [61, 62]) ist die inländische Wasserstoffherzeugung zur Deckung aller Wasserstoffnachfragen ökonomisch nur bedingt sinnvoll. Studienergebnisse zeigen, dass im Jahr 2050 mehr als die Hälfte des benötigten Wasserstoffs zur Deckung der Nachfragen in Deutschland über Importe bereitgestellt werden [26, 28, 209]. Methodiken zur Bestimmung von Importpotenzialen und Importpreisen für Wasserstoff können der Literatur entnommen werden [263, 264]. Der resultierende Importpreis ist dabei abhängig von der Gesamtmenge des importierten Wasserstoffs, da diese den jeweiligen Ausbaugrad der benötigten Infrastrukturen in den Exportländern bestimmt. Basierend auf den Ergebnissen aus Cerniauskas et al. [28] wird für die Wasserstoffimporte nach Deutschland angenommen, dass diese aus Irland, Norwegen, dem Vereinigten Königreich, Island und der Niederlande erfolgen. Aus den gewichteten Importpreisen für die einzelnen Länder ergibt sich bei einem Gesamtimport von 191 TWh Wasserstoff ein mittlerer Importpreis von 11,55 ct/kWh bzw. etwa 3,85 Euro/kg_{H₂} für das Jahr 2050 [28]. In dieser Arbeit wird der Importpreis an die Ergebnisse von Kullmann [209] angelehnt. Bei einer Importmenge von knapp 240 TWh an Wasserstoff ergibt sich hierbei ein mittlerer Importpreis von 9,66 ct/kWh bzw. etwa 3,22 Euro/kg_{H₂}.

Für den Import des Flüssigwasserstoffs aus den genannten Ländern wird angenommen, dass dieser per Schiff transportiert wird [263, 264]. Für die Anlandung in Deutschland bieten sich dabei die Standorte für die in Diskussion befindlichen LNG (Liquid Natural Gas)-Terminals an. In Deutschland sind derzeit drei LNG-Terminals an den Standorten Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade mit einer Gesamtleistung von 32,5 GWh_{LNG}/h geplant [227]. Abbildung 2.15 zeigt die Lage dieser drei Standorte, welche in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen zu finden sind. An den Terminals wird das angelandete Flüssiggas über eine Regasifizierungsanlage in gasförmigen Zustand gebracht und ins Erdgasnetz eingespeist. Analog wäre dies auch mit Flüssigwasserstoff möglich, welcher nach einer Regasifizierung ebenfalls über die bestehenden Gasleitungen verteilt werden könnte. Für den Standort Brunsbüttel wird diese Option bereits geprüft [265].



Abbildung 2.15.: Mögliche Lokationen für LH₂-Terminals in Deutschland zum Import von flüssigen Wasserstoff über Schiffrouten [227].

In dieser Arbeit wird angenommen, dass ein Import von LH_2 an den drei geplanten LNG-Terminals möglich ist. Darüber hinaus kann Wasserstoff über die Niederlande per umgestellte Erdgaspipelines importiert werden. In diesem Fall wird Flüssigwasserstoff an die Seehäfen in Antwerpen (Belgien), Rotterdam (Niederlande) und Amsterdam (Niederlande) verschifft, gasifiziert und via Pipeline über die Grenze nach Deutschland transportiert. Obwohl angenommen wird, dass der Wasserstoff über eine Pipeline aus den Niederlanden importiert wird, wird auch dieser Import als LH_2 -Import modelliert, der zunächst in den gasförmigen Zustand gebracht werden muss, bevor er zur Deckung der Wasserstoffnachfragen genutzt werden kann. Dadurch sind die Bedingungen an allen berücksichtigten Importstandorten gleich.

Im Rahmen einer Szenarienvariation werden zusätzlich alle Importmöglichkeiten von Erdgas auch für den Import von Wasserstoff zugelassen. Dadurch ließe sich der Wasserstoffimport auch aus anderen Ländern wie Afrika realisieren [266]. Da im Rahmen dieser Arbeit eine Modellkopplung mit einem Einknotenmodell erfolgt (siehe Abschnitt 3.3), dessen Modellannahmen nur einen Wasserstofftransport über die nördlichen Länder berücksichtigt, wird diese Annahme nicht für alle Modellrechnungen angewandt.

2.3.7. Wärme

Die Wärmebereitstellung kann entweder dezentral am Ort der Nachfrage oder zentral zur Deckung der Nachfrage in einem größeren Umkreis erfolgen. Bei der zentralen Bereitstellung wird die thermische Energie beim Versorger in ein Rohrleitungsnetz eingespeist und über das Fernwärmenetz zu den angeschlossenen Verbrauchern übertragen. Die Wärme wird hierfür überwiegend in Kraftwärmekopplungsanlagen, Müllverbrennungsanlagen und Heizwerken bereitgestellt.

Der Wärmebedarf von Wohngebäuden wird in Deutschland gegenwärtig zum größten Teil dezentral durch Heizungen auf Basis fossiler Energieträger gedeckt. Knapp die Hälfte der Wohnungen wird mit Erdgas beheizt. Fernwärme deckt den Wärmebedarf in etwa 14 % der Wohnungen. [267]

Dabei ist die Nutzung von Fernwärme nicht gleichmäßig in Deutschland verteilt. Abbildung 2.16 zeigt, dass es große Unterschiede zwischen den einzelnen Bundesländern und ihrer Versorgung der Wohnungen mit Fernwärme gibt. Berlin und Mecklenburg-Vorpommern weisen eine Versorgung mit Fernwärme bei über 35 % der Wohnungen auf. In den südlichen Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern sowie Rheinland-Pfalz und Hessen, aber auch in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen, beträgt der Anteil an Fernwärme bei der Wohngebäudewärmeversorgung dagegen weniger als 10 %. [267]

Im Jahr 2018 beträgt die Länge der Fernwärmenetze in Deutschland insgesamt etwa 25.000 km, deren Betrieb von 453 Fernwärmenetzbetreibern sichergestellt werden [268]. Die Nettowärmeerzeugung für die Fernwärmenetze wird dabei von Erdgas (42 %, Stand 2018) und Steinkohle (21 %) dominiert. Nur etwa 15 % der Nettowärmeerzeugung basiert auf erneuerbaren Energiequellen, darunter Biomasse (7 %), biogene Abfälle (7 %), Geothermie (< 1 %) und Solarthermie (< 1 %). [268]

Mit 81 % wird der größte Anteil der Wärme in Kraftwärmekopplungsanlagen bereitgestellt; etwa 17 % wird ohne Kraftwärmekopplung erzeugt. Den geringsten Anteil mit etwa 2 % weist die Bereitstellung durch industrielle Abwärme auf. [269]

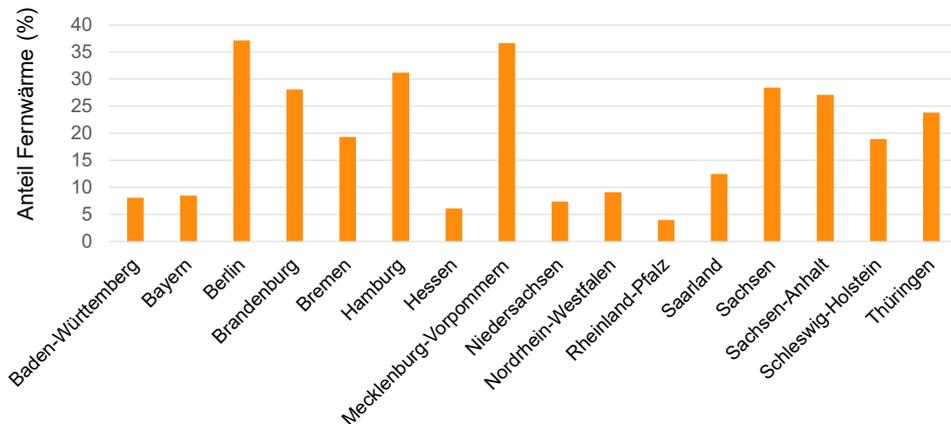


Abbildung 2.16.: Anteil an Fernwärme bei der Wärmebereitstellung in den einzelnen Bundesländern (basierend auf [267])

Um die Treibhausgasemissionen im Wärmesektor zu senken, müssen Fernwärmenetze in Zukunft mit treibhausgasneutral bereitgestellter Wärme betrieben werden. Dafür bieten sich für die Wärmeerzeugung Großwärmepumpen, Solarthermie, feste Biomasse, industrielle Abwärme, tiefe Geothermie, Abfallverbrennung und Elektrodenkessel an [270].

Die mittlere Netzlänge der Fernwärmenetze in den Bundesländern variiert zwischen unter 10 km (Hessen, Thüringen) und 200 km (Hamburg) [269]. Ein Fernwärmenetz versorgt dabei meist nur einzelne Gemeinden und Stadtteile und weist eine sternförmige Verteilstruktur auf. Die überregionale Verteilung von Fernwärme ist aufgrund der zu überwindenden Distanzen meist unwirtschaftlich, dennoch gibt es einzelne Beispiele. So verbindet die längste Fernwärmeleitung Österreichs das Werk Dürrrohr in Zwentendorf an der Donau mit St.Pölten (etwa 55.000 Einwohner) über eine 31 km langen Leitung mit einem Temperaturverlust von circa 2°C, wobei innerhalb St.Pölten weitere 76 km Fernwärmeleitungen für die Verteilung an die Haushalte verlegt sind [271]. In Deutschland verbindet als erstes überregionales Fernwärmenetz die *Fernwärmeschiene Ruhr* die Einzelnetze der Städte Bottrop, Essen und Gelsenkirchen. Das Projekt *Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr* erweitert die Fernwärmeschiene Ruhr zusätzlich um die Verbindung mit der *Fernwärmeschiene Niederrhein*, welche sich zwischen Duisburg, Dinslaken, Voerde und Moers erstreckt. Dazu werden rund 24 km Fernwärmeleitungen verlegt [272].

Die Fernwärmeversorgung bietet sich vor allem in Ballungsräumen mit einer hohen Wärmenachfragedichte an, da sich in diesen Regionen die Verteilungskosten der Fernwärme niedrig genug gestalten, um eine wirtschaftliche Alternative zu konventionellen Heizmethoden darzustellen. Einen Überblick über die Entwicklungen im Bereich der Fernwärme findet sich in den Studien von Lake et al. [273] und Werner [274]. In der Entwicklung der leitungsgebundenen Wärmeverteilung können vier Generationen der Fernwärmebereitstellung charakterisiert werden, welche sich maßgeblich in den

Temperaturniveaus des transportierten Mediums unterscheiden [273]. Wird in der ersten Generation noch Dampf (200°C) als Wärmeträger genutzt, ändert sich dies über die folgenden Generationen zu Heißwasser (> 110°C) und Warmwasser (< 110°C) bis hin zur Niedrigtemperaturverteilung (< 70°C) [275]. Der Trend zu sinkenden Temperaturniveaus erlaubt die zunehmende Integration von erneuerbaren Energiequellen in der Wärmebereitstellung sowie die Nutzung von Abwärme aus Industrieprozessen und dem Dienstleistungssektor mit niedrigeren Temperaturen [276–278]. Die vierte Generation der Wärmeverteilung ist derzeit noch in der Entwicklungsphase, wird aber als Schlüsseltechnologie für die zukünftige Verteilung von Wärme bei sinkenden Wärmenachfragen gesehen, da bei ihrer Nutzung im Vergleich zu den vorangehenden Generationen geringere Netzverluste sowie höhere Wirkungsgrade in der Wärmebereitstellung erwartet werden [279, 280]. Verschiedene Studien untersuchen die zukünftige Rolle von Fernwärme in den Energiesystemen, verzichten allerdings auf eine räumlich aufgelöste Auslegung von Wärmenetzen [270, 281–283].

2.3.8. Modellannahmen zu Abbildung des Wärmesektors aus der Literatur

Eine räumlich aufgelöste Abbildung von Wärmenetzen mit hohem Detailgrad ist im Kontext mit der Modellierung des gesamten Energiesystems Deutschland nicht möglich. Aufgrund der zunehmenden Komplexität ist eine detaillierte Modellierung der Wärmenetze unter Berücksichtigung der Topologie nur auf Quartiers- oder Gemeindeebene zu empfehlen (siehe zum Beispiel [284]). Bei einer geringeren räumlichen Auflösung werden die Kosten für die Fernwärmenetze abgeschätzt, indem ein durchschnittlicher Investitionskostenwert mit der installierten Wärmeleistung, welche in das Wärmenetz einspeist, multipliziert wird [285, 286].

In dieser Arbeit wird zwischen regionalen (innerhalb einer Region) und überregionalen (Verbindung mehrerer Regionen) Wärmenetzen unterschieden. So kann auch die Verbindung mehrerer Wärmenetze, wie es die Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr darstellt, abgebildet werden. Die Wärmebereitstellung für die Fernwärmenetze kann durch Kraftwärmekopplungsanlagen und Abwärmenutzung von Brennstoffzellen (siehe Abschnitt 2.3.2) sowie durch Großwärmepumpen und Elektrodenkessel erfolgen. Für die Speicherung von Wärme werden nur Technologien berücksichtigt, die keine besonderen geologischen Gegebenheiten voraussetzen. Zu diesen zählen Stahlbehälter-Kurzzeitwärmespeicher und saisonale Erdbeckenwärmespeicher. Die Kostendaten zu den einzelnen Technologien sind im Abschnitt A im Anhang tabellarisch aufgeführt (basierend auf [26, 209, 269, 271, 287–291]). Hochtemperatur-Prozesswärmenachfragen der Industrie und die Bereitstellung von Fernwärme auf Basis industrieller Abwärme werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Power-to-Heat: Wärmepumpe und Elektrodenkessel

Um die Wärmebereitstellung zu dekarbonisieren bieten sich Power-to-Heat Technologien wie Großwärmepumpen und Elektrodenkessel an. Eine Wärmepumpe nimmt thermische Energie aus der Umwelt oder einer Abwärmequelle auf und erhöht das Temperaturniveau durch Kompression des Mediums. Als Wärmequellen bieten sich hierfür zum Beispiel die Umgebungsluft, Bodenwärme, Oberflächengewässer oder industrielle Abwärme an. Die Leistungszahl bzw. der Coefficient of Performance (COP) der Wärmepumpe

ist dabei abhängig von der Temperatur der Wärmequelle. Abbildung 2.17 zeigt das angenommene Wirkungsgradprofil für eine Luftwärmepumpe basierend auf den Annahmen aus Kotzur [119]. Der COP schwankt dabei zwischen 2,29 und 4,15 und hängt von der angenommenen Außentemperatur ab. Der maximale Wirkungsgrad der Wärmepumpe ist ab einer Außentemperatur von 15°C erreicht. Eine Studie des AGFW [270] sieht das Potenzial der Großwärmepumpe insbesondere bei der Fernwärmeerzeugung für mittelgroße Städte.

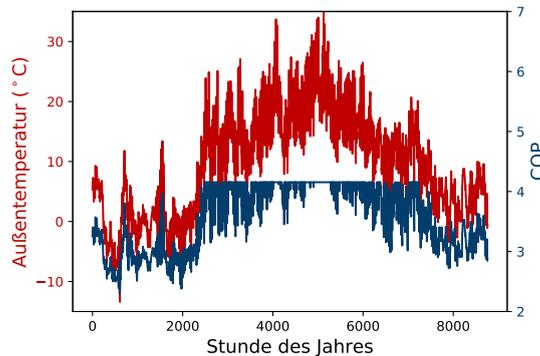


Abbildung 2.17.: Annahme zum stündlichen Wärmepumpenwirkungsgrad (in blau dargestellt) im Vergleich zum angenommenen Verlauf der Außentemperatur (in rot dargestellt) (angelehnt an [26, 119]).

Aufgrund des hohen Wirkungsgrades sind Großwärmepumpen zur Deckung der grundlegenden Wärmenachfrage geeignet.

Elektrodenkessel bezeichnen mit Wasser gefüllte Kessel, in denen Elektroden im direkten Kontakt mit dem Wasser stehen. Bei angelegter Wechselspannung wird das Wasser erhitzt und somit elektrische Energie direkt in thermische Energie umgewandelt. Diese wird über Wärmetauscher einem Fernwärmenetz zugeführt. Elektrodenkessel bieten sich an, Stromerzeugungsspitzen für die Wärmeerzeugung zu nutzen und so die Abregelung erneuerbarer Stromerzeuger zu verhindern, da sie aufgrund niedriger Investitionskosten bereits mit wenigen Volllaststunden ökonomisch sinnvoll betrieben werden können [270].

Speichertechnologien

In Deutschland werden für die Wärmespeicherung hauptsächlich Behälterwärmespeicher genutzt. Als Speichermedium dient Wasser. Derzeit sind 15 Speicher mit mehr als 10.000 m^3 Volumen in Betrieb bzw. in Bau [270].

Zu diesen zählt zum Beispiel der 2016 von den Stadtwerke Potsdam in Betrieb genommene Kurzzeitwärmespeicher mit einer Speicherkapazität von $1.200\text{ MWh}_{\text{th}}$. Der Speicher hat ein Volumen von 41.224 Kubikmetern und besteht aus einem Stahlbehälter mit einer Höhe von 48 Metern und einem Durchmesser von 45 Metern. Mit diesem soll die Wärmeversorgung der Stadt für 60 Stunden aufrecht erhalten werden. [290]

Auf Basis dieser Angaben werden als Option für die Kurzzeitwärmespeicherung Stahlbehälterspeicher modelliert. Die saisonale Wärmespeicherung erfolgt in

Erdbeckenwärmespeichern, welche ebenfalls Wasser als Speichermedium verwenden. In Dänemark hat sich diese Technologie aufgrund der niedrigen Investitionskosten bereits etablieren können [291]. Erdbeckenwärmespeicher bieten eine hohe Speicherkapazität, haben aber den Nachteil, dass für den Bau eine große Fläche benötigt wird, welche geeignete Boden- und Grundwasserverhältnisse zur saisonalen Wärmespeicherung vorweisen muss [291].

2.4. Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird ein Überblick über den Hintergrund und die Literatur der Energiesystemanalyse und im Speziellen zum Energiesystem Deutschland und seine weitere Entwicklung gegeben.

Hierzu wird zunächst die Bedeutung der Energiesystemanalyse und die verschiedenen Modellierungsansätze zur Abbildung von räumlich und zeitlich aufgelösten Energiesystemen hervorgehoben. Aufgrund der mit der räumlichen und zeitlichen Auflösung zunehmenden Modellgröße und damit einhergehenden wachsenden Modellkomplexität werden Methoden zur Komplexitätsreduktion vorgestellt, die die Rechenbarkeit eines detaillierten Modells weiterhin ermöglichen. Diese umfassen Methoden zur Reduktion der Komplexität von der zeitlichen und räumlichen Repräsentation des Modells sowie Methoden zur Reduktion der Komplexität der mathematischen Formulierung und zur Ausnutzung der mathematischen Struktur durch effizientere Lösungsalgorithmen für spezifische Problemstrukturen. Um die zukünftige Entwicklung des Energiesystems Deutschland analysieren zu können, wird des Weiteren die gegenwärtige Lage der nationalen Energieversorgung vorgestellt und Zukunftstrends analysiert, die die Erreichung der gesetzten Klimaziele ermöglichen. Zu diesen gehören insbesondere die Nutzung von Sektorkopplung, die Integration von Speichertechnologien und der Ausbau der Infrastrukturen, auf die bei der in dieser Arbeit durchgeführten Modellierung des Energiesystems besonderen Wert gelegt wird. Darüber hinaus wird eine ausführliche Evaluierung der einzelnen Infrastrukturen und Technologieoptionen der Energieversorgung durchgeführt, um ihre Bedeutung für das zukünftige Energiesystem zu analysieren und die Anforderungen an das in dieser Arbeit entwickelte Modell zu definieren.

3. Methodik

Im Rahmen dieser Arbeit werden anhand eines räumlich und zeitlich aufgelösten Energiesystemmodells die zukünftig benötigten Energieinfrastrukturen in Deutschland analysiert und ausgewertet. Diese Bewertung basiert auf Kostenoptimierungen der Auslegung und des Betriebs zukünftiger Energiesysteme für Deutschland, wobei die jährlichen Gesamtkosten des Systems minimiert werden. Dabei liegt der Schwerpunkt der Analyse auf der räumlichen Verteilung der Energieinfrastrukturen und der Nutzung von Flexibilitätsoptionen zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Um diese Aspekte analysieren zu können, muss zunächst ein Energiesystemmodell definiert werden, dessen räumliche und zeitliche Auflösung so ausgelegt wird, dass Aussagen zum Infrastrukturdiesign getroffen werden können.

Dieses Kapitel führt zunächst die gewählte Methode der räumlich und zeitlich aufgelösten Energiesystemoptimierung ein. Abschnitt 3.2 geht detailliert auf die Modellierung der Transportinfrastrukturen zur Übertragung von Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme ein. Die Methodik der Modellkopplung, welche ausgewählt wurde, um die sektorale Abdeckung des Mehrknotenmodells zu erhöhen, wird in Abschnitt 3.3 erläutert.

3.1. Methodik zur räumlich und zeitlich hoch aufgelösten Energiesystemoptimierung

Ein Schwerpunkt der Analysen liegt auf der Auslegung von leitungsgebundenen Infrastrukturen, welche den Austausch von Energieträgern über weite Distanzen gewährleisten. Dafür ist es wichtig, sowohl eine hohe räumliche als auch zeitliche Auflösung zu berücksichtigen. Die hohe räumliche Auflösung gewährleistet die Berücksichtigung von standortspezifischen Parametern, wie Wetterdaten, die eine große räumliche Varianz aufweisen und direkt die Bereitstellung von erneuerbarem Strom beeinflussen, oder Nachfragezentren, die sich aufgrund einer hohen Bevölkerungsdichte oder durch große industrielle Standorte ergeben. Darüber hinaus können Übertragungsinfrastrukturen, welche Nachfrage und Angebot verbinden, nur in räumlich aufgelösten Modellen betrachtet werden. Wenn mehrere Transferinfrastrukturen berücksichtigt werden, zum Beispiel Strom- und Gasinfrastrukturen, muss die räumliche Auflösung so angepasst werden, dass der Fehler durch notwendige Vereinfachungen möglichst gering ausfällt. Eine hohe zeitliche Auflösung ist wichtig, um Schwankungen bei der Energiebereitstellung und -nachfrage sowie die Nutzung von Speicheroptionen abbilden zu können.

3.1.1. FINE - Framework for Integrated Energy System Assessment

Als Grundlage für die Modellerstellung wird das open-source verfügbare Python-Package FINE (Framework for Integrated Energy System Assessment) verwendet [29]. Dieses bietet die Möglichkeit, Energiesysteme mit hohen räumlichen und zeitlichen Auflösungen aufzubauen und anhand technischer und sozioökonomischer Randbedingungen sowie unter Berücksichtigung von Umweltauflagen die kostenoptimale Auslegung des Systems und dessen Betrieb zu bestimmen und zu analysieren. Abbildung 3.1 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Zusammenspiels der unterschiedlichen Komponentenklassen, die in FINE genutzt werden können, um die verschiedenen Technologien und Bestandteile eines Energiesystems abzubilden. Jeder Node steht hierbei für eine Region. Insgesamt stehen fünf verschiedene Hauptkomponentenklassen zur Verfügung.

Quellen (Source-Komponenten) dienen der Bereitstellung von Gütern, welche dem System von außerhalb der Systemgrenzen zugeführt werden. Beispiele für Technologien, welche als Source-Komponenten modelliert werden können, sind Windturbinen und Photovoltaikanlagen, die dem System Strom zuführen³, oder Importe von Energieträgern. Senken (Sink-Komponenten) modellieren dagegen Energieströme, die über die Systemgrenzen hinausgehen. Hierzu zählen zum Beispiel Endenergienachfragen oder Exporte. Umwandlungskomponenten (Conversion-Komponenten) bilden Umwandlungsprozesse der berücksichtigten Güter ab. Dabei können beliebig viele verschiedene Güter als Input und Output dieser Umwandlungsprozesse berücksichtigt werden. Diese Komponenten bringen keine neuen Güter ins System, sondern wandeln nur im System befindliche Güter in andere um. Konventionelle Kraftwerke oder Rückverstromungsanlagen können so modelliert werden, wobei neben dem erzeugten Strom auch anfallende Nebenprodukte wie Treibhausgasemissionen abgebildet werden können. Speicherkomponenten (Storage-Komponenten) speichern Güter, um sie zu einem späteren Zeitpunkt wieder dem System zurückzuführen. Als Beispiel seien hier Batterien, welche die tageszeitlichen Schwankungen bei der Strombereitstellung durch erneuerbare Energien ausgleichen können, und Salzkavernen, welche gasförmige Energieträger über längere Zeit einspeichern können für den saisonalen Ausgleich von Energiebereitstellung und Nachfrage, genannt. Ausbau und Betrieb dieser Komponenten werden für jede modellierte Region optimiert, wobei regionsspezifische Parameter übergeben werden können. So können Kosten und Stromerzeugungsprofile für jede Region spezifiziert werden. Übertragungskomponenten (Transmission-Komponenten) bilden den Austausch zwischen den Regionen ab. Güter können so von einer Region zu einer anderen transferiert werden. Typische Anwendungsfälle sind die Abbildung von Strom- und Gasnetzen. Dabei erfolgt die Abbildung des Austauschs der Energieträger über einfache Bilanzgleichungen. Verluste können über einen linearen Verlustfaktor pro Längeneinheit berücksichtigt werden. Um die komplexeren, nichtlinearen Zusammenhänge des Wechselstromnetzes abbilden zu können, gibt es die zusätzliche Unterklasse *Linear Optimal Power Flow* (LOPF) der Transmission-Komponentenklasse, welche diese Klasse mit weiteren Randbedingungen ergänzt. Bei diesen Randbedingungen handelt es sich um die Linearisierung der nichtlinearen Zusammenhänge, um elektrische Blindwiderstände und Phasenwinkelverschiebungen berücksichtigen zu können. Die Blindwiderstände sind dabei abhängig von der Übertragungsleistung der Stromtrasse und verhalten sich somit nichtlinear, weshalb eine Erweiterung der Übertragungsleistungen in diesem Fall nicht

³Anmerkung: Die Umwandlung von Wind- und Sonnenenergie zu Strom wird hierbei nur indirekt abgebildet, indem in einem vorgelagerten Schritt bereits Stromerzeugungsprofile für diese Technologien erstellt wurden. Diese Stromerzeugungsprofile werden als Inputdaten dem System übergeben.

berücksichtigt werden kann.

Eine detaillierte Beschreibung der Randbedingungen, welche jede dieser Klassen dem Optimierungsproblem hinzufügt, kann Weller [27] entnommen werden.

Als Zielfunktion dient die Minimierung der jährlichen Gesamtkosten des Systems TAC (total annual costs). Jede modellierte Komponente $comp$ kann abhängig von der Region loc bis zu drei verschiedene Kostenanteile mit sich bringen, wie in Gleichung 3.1 dargestellt [27].

$$TAC^{comp} = \sum_{loc \in \mathcal{L}^{comp}} \left(TAC_{loc}^{comp,cap} + TAC_{loc}^{comp,bin} + TAC_{loc}^{comp,op} \right) \quad (3.1)$$

$TAC_{loc}^{comp,cap}$ beschreibt dabei den linearen Anteil der Kosten, welcher für den Zubau von Leistung erforderlich ist. Er ist proportional zur installierten Leistung cap und fällt nur an, wenn eine Komponente mit einer Kapazitätsvariablen abgebildet wird.

$$TAC_{loc}^{comp,cap} = \left(\frac{investPerCap_{loc}^{comp}}{CCF_{loc}^{comp}} + opexPerCap_{loc}^{comp} \right) \cdot cap_{loc}^{comp} \quad (3.2)$$

$TAC_{loc}^{comp,bin}$ beschreibt den binären Anteil der Kosten und bildet Kosten ab, welche anfallen, sobald eine Komponente installiert wird. Dieser Kostenanteil ist dabei unabhängig von der Größe der installierten Leistung und setzt sich zusammen aus den Anteilen $investIfBuilt$, welcher die Investitionsausgaben für den Bau der Komponente bezeichnet, und $opexIfBuilt$, welcher die Betriebskosten abbildet, die durch den Bau der Komponente anfallen.

$$TAC_{loc}^{comp,bin} = \left(\frac{investIfBuilt_{loc}^{comp}}{CCF_{loc}^{comp}} + opexIfBuilt_{loc}^{comp} \right) \cdot bin_{loc}^{comp} \quad (3.3)$$

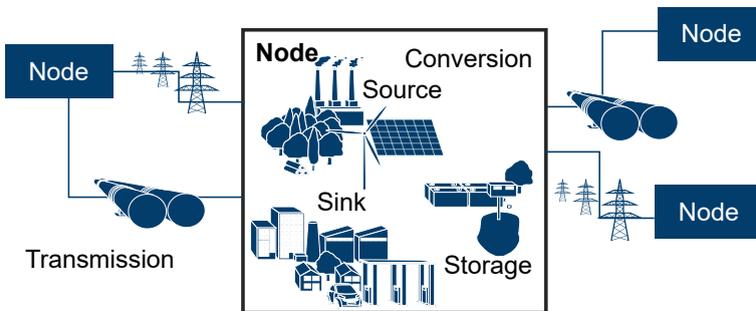


Abbildung 3.1.: Vereinfachte Darstellung der Modellstruktur in FINE mit den jeweiligen Komponentenklassen. Jeder Node steht repräsentativ für eine Region, die über Transmission-Komponenten Güter und Energieträger austauschen können.

Der Faktor $1/CCF_{loc}^{comp}$ bezeichnet den Annuitätenfaktor und setzt sich zusammen aus

$$CCF_{loc}^{comp} = \frac{1}{i} - \frac{1}{(1+i)^\tau \cdot i}, \quad (3.4)$$

wobei i dem Zinssatz entspricht und τ die Abschreibungsdauer bezeichnet. Dadurch werden die Investitionskosten auf die gesamte Nutzungsdauer verteilt.

Der dritte Kostenanteil $TAC_{loc}^{comp,op}$ ergibt sich durch den Betrieb einer Komponente. Er umfasst Kosten und Einnahmen $factorPerOp$, welche proportional zum optimierten Betriebsverlauf op anfallen. Darunter fallen zum Beispiel Kosten für den Import von Gütern, Kosten für den Einkauf von Treibstoffen für den Kraftwerksbetrieb oder Einnahmen durch den Export von Gütern über die Systemgrenze hinaus.

$$TAC_{loc}^{comp,op} = \sum_{\substack{(p,t) \\ \in \mathcal{P} \times \mathcal{T}}} \sum_{\substack{opType \\ \in \mathcal{O}^{comp}}} factorPerOp_{loc}^{comp,opType} \cdot op_{loc,p,t}^{comp,opType} \cdot \frac{freq(p)}{\tau^{years}} \quad (3.5)$$

Der Faktor $freq(p)$ gibt die Häufigkeit der Periode p an, welche sich durch die Nutzung der zeitlichen Aggregationsmethode ergibt, und τ^{years} steht für die Anzahl der modellierten Jahre.

Die Implementierung von FINE erlaubt den Aufbau von Modellen sowohl als reine lineare Optimierungsprobleme (LP, zum Beispiel [27, 62]) als auch als gemischt ganzzahlige lineare Optimierungsprobleme (MILP, zum Beispiel [90]). Durch die Einbindung von binären Entscheidungsvariablen kann der Ausbau von Komponenten optional erfolgen, wodurch die Berücksichtigung eines vereinfachten positiven Skaleneffekts möglich ist. Dieser positive Skaleneffekt bedeutet, dass die Gesamtinvestitionskosten pro Einheit einer Komponente mit zunehmendem Ausbau sinken.

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Framework FINE um weitere Randbedingungen ergänzt, welche die Modellkopplung zweier räumlich und sektoral unterschiedlich aufgelöster Energiesystemmodelle erlauben. Die benötigten Erweiterungen werden im Unterkapitel 3.3 beschrieben.

3.1.2. Abbildung der räumlichen und zeitlichen Auflösung des Modells

Um ein Modell in FINE aufzusetzen, ist es notwendig, diskrete Zeitschritte und Regionen zu definieren. Die Betrachtung von kontinuierlich definiertem Raum und Zeit ist hierbei nicht möglich. Abbildung 3.2 zeigt schematisch die erforderlichen Arbeitsschritte, um ein räumlich und zeitlich aufgelöstes Energiesystem in FINE abzubilden. In einem vorgelagerten Arbeitsschritt muss der kontinuierlich definierte Raum (volle Auflösung), welcher der zu modellierenden Gesamtregion entspricht, in eine endliche Anzahl diskreter Einzelregionen unterteilt werden (Diskretisierung). Die Anzahl der Einzelregionen ist beliebig wählbar. Die geringste räumliche Auflösung ist durch die Betrachtung der Gesamtregion als eine einzige Region gegeben. Auch der Zeithorizont, welcher bei der Modellierung betrachtet werden soll, muss in einem vorgelagerten Schritt diskretisiert werden. Durch das Zusammenfügen von Regionen und Zeitschritten kann die Komplexität des Modells reduziert werden (Clusterung).

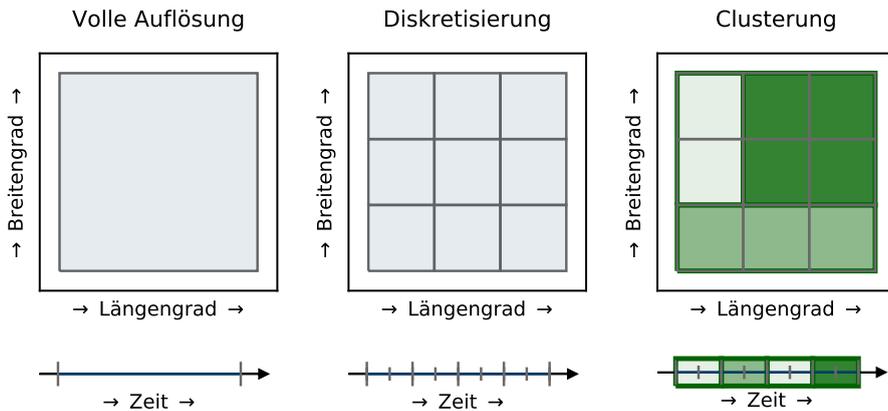


Abbildung 3.2.: Schematische Darstellung der Abbildung von räumlicher und zeitlicher Auflösung im Modell (angelehnt an [27]).

Zur Abbildung der verschiedenen Technologien, Potenziale und Nachfragen müssen Eingangsdaten, die zeit- und/oder ortsabhängig sind, auf die gleichen Regionen und Zeitschritte heruntergebrochen werden, damit sie an FINE übergeben werden können. Dafür bieten sich die in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen Methoden zur räumlichen und zeitlichen Entfaltung der Daten an. Ortsabhängige Daten können in unterschiedlichen Datenformaten vorliegen. So sind Kraftwerkstandorte mit genauen Koordinaten als Punktdaten gegeben, Übertragungsleitungen liegen als Liniendaten vor und Nachfragen können für administrative Regionen vorgegeben sein und entsprechen damit Flächendaten. Die Zuordnung dieser ortsabhängigen Eingangsdaten zu den abgebildeten Regionen erfolgt je nach Datenformat (siehe Abbildung 3.3):

- Punktdaten werden direkt der Region zugeordnet, innerhalb derer Grenzen sie liegen. Dadurch ist eine eindeutige Zuordnung möglich.
- Liniendaten verbinden entweder die Regionen, welche Start- bzw. Endpunkt enthalten (Liniendaten A) oder sie verbinden jegliche Regionen, deren Grenzen sie schneiden (Liniendaten B).
- Flächendaten werden anteilmäßig den einzelnen Regionen zugeordnet, mit denen sie Teilmengen bilden.

Die relevanten Eingangsparameter, darunter Potenziale und Nachfragen, werden dann gemäß ihrer Zuordnung für die einzelnen Regionen aufsummiert. Die Auslegung von Ausbauentscheidungen und Betrieb erfolgt für jede Region bzw. für jede Verbindung zwischen zwei Regionen. Eine Rückübersetzung auf die ursprünglichen Originaldaten ist allerdings nicht ohne Weiteres machbar; das heißt, liegen beispielsweise mehrere potenzielle Standorte für Windturbinen innerhalb einer Region und werden als eine Technologie mit aufsummiertem Potenzial abgebildet, kann die Optimierung nur die für diese Region insgesamt installierte Leistung an Windturbinen ermitteln, nicht aber deren genauen Standorte.

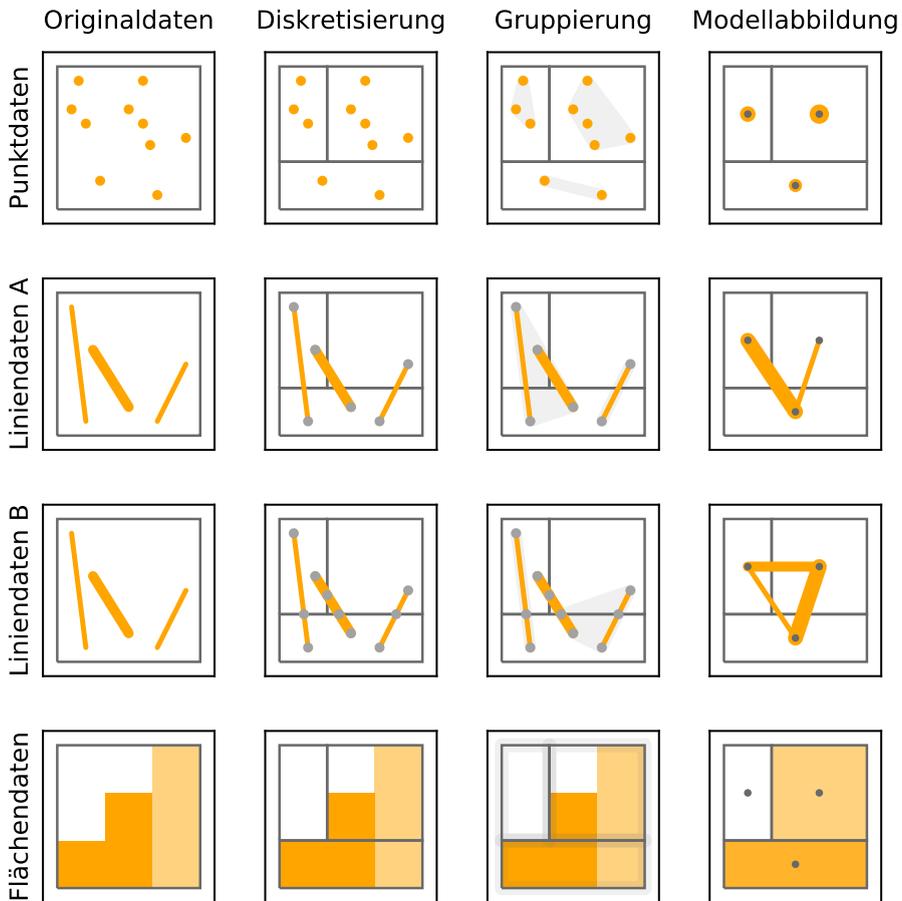


Abbildung 3.3.: Anpassung räumlich aufgelöster Daten an die räumliche Auflösung des Modells in Abhängigkeit des Datenformats (angelehnt an [27]).

Aufgrund der Vereinfachungen, die nötig sind, um eine gesamtheitliche Energiesystemoptimierung mit mehreren Regionen durchführen zu können, ist eine zu detaillierte Abbildung der einzelnen Technologien - zum Beispiel mit Berücksichtigung der genauen Standortdaten - nicht empfehlenswert, da die Genauigkeit der Ergebnisse nicht mit dem Detailgrad der Modellierung korreliert [74]. Die Optimierungsergebnisse können aber genutzt werden, um vorteilhafte Verteilungen und mögliche Engpässe zu erkennen und anhand der Analysen Empfehlungen für Ausbauentscheidungen auszusprechen.

3.2. Abbildung des interregionalen Energieaustausches

Im Modell werden verschiedene Infrastrukturen zum interregionalen Energieaustausch berücksichtigt: Das Stromnetz zur Übertragung von Strom, Gasnetze zur Übertragung von Erdgas und Wasserstoff und Fernwärmenetze zur Übertragung von Wärme. Um diese Infrastrukturen abbilden zu können, ist es wichtig, eine möglichst hohe räumliche Auflösung zu wählen. Die räumliche Auflösung beschreibt hierbei die Anzahl der Regionen, mit denen Deutschland abgebildet wird. Es muss angemerkt werden, dass innerhalb einer Region keine Transferverluste berücksichtigt werden, das heißt, jede Region verhält sich wie eine Kupferplatte, auf welcher sich Strom verlustfrei verteilen kann. Dies gilt ebenso für die anderen Energieträger. Um Verluste oder zusätzliche Kosten für die Auslegung und den Betrieb von Infrastrukturen für die intraregionale Verteilung zu berücksichtigen, können Heuristiken angewendet werden. Welder [27] schätzt zum Beispiel die Kosten der Verteilung von Wasserstoff zu Industrieanlagen und Tankstellen innerhalb der Regionen ab, indem sie anhand der Größe der berücksichtigten Regionen basierend auf den Arbeiten von Reuß et al. [245] und Reuß [162] eine kostenoptimale Verteilungsinfrastruktur auslegt und deren durchschnittlichen Kosten pro Kilogramm Wasserstoff mit der nachgefragten Menge in der Region multipliziert. In diesem Fall werden jedoch keine zusätzlichen Energiebedarfe berücksichtigt, die sich durch die Verteilung der Energieträger ergeben - zum Beispiel der zusätzliche Strombedarf an der Tankstelle zur weiteren Verdichtung des Wasserstoffs für die Befüllung von Wasserstofftanks [27]. Da in der vorliegenden Arbeit die Nachfragen der Endverbrauchssektoren exogen vorgegeben werden, würde diese Art der heuristischen Abbildung zusätzlicher Kosten für Verteilinfrastrukturen nur dazu führen, die Gesamtkosten des Systems zu erhöhen, ohne Auswirkungen auf die kostenoptimale Verteilung der Energieinfrastrukturen zu haben. Die Kosten würden in diesem Fall mit der jeweiligen Nachfrage der Region multipliziert und zu den Gesamtkosten hinzugerechnet. Aus diesem Grund wird in der vorliegenden Arbeit auf die Abschätzung der Kosten für Verteilinfrastrukturen verzichtet.

Erfahrungsgemäß ist davon auszugehen, dass Strom in Zukunft die wichtigste Rolle unter den Energieträgern innehaben wird. Deshalb bietet es sich an, die räumliche Auflösung am Stromnetz zu orientieren. Die Höchstspannungsknoten bilden dabei die Verbrauchsschwerpunkte ab und korrelieren ebenfalls gut mit den Verbrauchsschwerpunkten der anderen berücksichtigten Energieträger. So kann der Fehler, der sich durch die Kupferplattenannahmen innerhalb der Regionen ergibt, gering gehalten werden.

Die Zerlegung des Raums in einzelne Regionen wird deshalb auf Basis der Stromnetzdaten durchgeführt. Dabei werden die Höchstspannungsknoten extrahiert. Jeder Flächenpunkt Deutschlands wird demjenigen Höchstspannungsknoten zugewiesen, zu welchem er die kürzeste Distanz aufweist. Flächenpunkte, deren Distanz zu mehreren Höchstspannungsknoten identisch sind, bilden die Regionsgrenzen. Diese Art von Zerlegung führt zu einem Voronoi-Diagramm, deren einzelnen Regionen auch Voronoi-Regionen genannt werden. Die maximale Anzahl an Voronoi-Regionen und damit auch die maximale räumliche Auflösung ergibt sich durch die Anzahl berücksichtigter Höchstspannungsknoten, welche die Zentren der Voronoi-Regionen bilden. Da eine hohe räumliche Auflösung die Komplexität des Optimierungsproblems erhöht und

damit die Rechenzeit eines Modelllaufs stark beeinflusst, kann die Anzahl der Regionen durch räumliche Aggregationsmethoden gesenkt werden. Angelehnt an Welder [27] wird ein agglomeratives Clusterverfahren angewendet, welches die Regionen auf Basis ihrer euklidischen Distanz zueinander zusammenfasst. Die Fusionierung der Cluster erfolgt nach der Ward-Methode, welche auf der minimalen Zunahme der Fehlerquadratsumme der zusammenzufassenden Regionen basiert. Abbildung 3.4 zeigt exemplarisch die Ergebnisse der Aggregation zu 150, 80 und 10 Regionen. Die Anzahl der Regionen kann zwischen 1 und der Anzahl der Höchstspannungsknoten variiert werden.

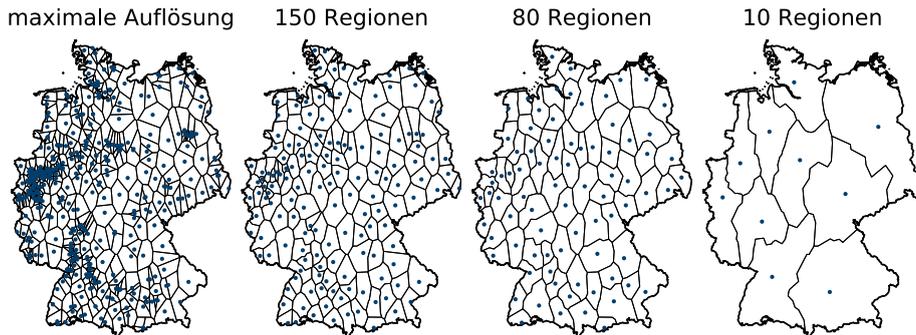


Abbildung 3.4.: Darstellung des räumlichen Aggregationsverfahren (angelehnt an [27]). Die maximale Auflösung liegt bei 475 Regionen, welche den Voronoi-Regionen um die Höchstspannungsknoten innerhalb Deutschlands entsprechen.

Die Abbildung aller berücksichtigten Übertragungsinfrastrukturen werden an die Voronoi-Regionen der Höchstspannungsknoten des Stromnetzes angepasst.

3.2.1. Abbildung des Stromnetzes

Grundlegend wird zwischen Gleichstrom- und Wechselstromleitungen unterschieden (siehe Abschnitt 2.3.1). Für das in dieser Arbeit betrachtete Energiesystemmodell spielt nur das Höchstspannungsnetz eine Rolle, welche für die Übertragung von Strommengen über größere Entfernungen genutzt wird. Aufgrund der räumlichen Auflösung und der steigenden Modellkomplexität können die Verteilnetze nicht detailliert betrachtet werden und werden deshalb vernachlässigt. Die Entwicklung des Stromnetzes wird an den Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) [190] angelehnt, wobei alle bestätigten Maßnahmen als gegeben berücksichtigt werden. Das Wechselstromnetz wird im Modell als LOPF-Komponente integriert. Ein weiterer Ausbau des Wechselstromnetzes wird nicht betrachtet, da es sich dabei um nichtlineare Zusammenhänge handelt. Diese würden eine Komplexität in das Modell bringen, die nicht mehr in dem vorliegenden Detailgrad lösbar wäre (siehe Abschnitt 3.1.1). Um die Versorgungssicherheit im Modell zu berücksichtigen, können nur jeweils 70 % der nominalen Übertragungsleistung der einzelnen Leitungen genutzt werden. Auf diese Weise wird das $(n-1)$ -Kriterium approximiert [27, 92]. Die räumliche Aggregation des Wechselstromnetzes erfolgt anhand der von Hörsch &

Brown [69] beschriebenen Methodik: Sind die aggregierten Regionen mehrfach miteinander verbunden, wird die Verbindung durch eine einzelne Trasse, deren Übertragungsleistung der Summe aller Verbindungen entspricht, abgebildet. Der Blindwiderstand wird auf den entsprechenden Wert der parallelen Verbindungen gesetzt.

Für das Gleichstromnetz wird angenommen, dass die Leitungen, welche hauptsächlich den erzeugungsstarken Norden durch die hohen Windpotenzialen mit den verbrauchsintensiven Süden und Westen verbinden, als Erdkabel verlegt werden. Die Kosten setzen sich dabei aus der Verlegung der Kabel und den Wechselrichtern am Anfang und Ende der jeweiligen Leitung zusammen. Verluste entstehen dabei an den Wechselrichter, welche jeweils 1,5% betragen. Ein Verlust durch die Übertragung wird nicht berücksichtigt. Die nominale Übertragungskapazität kann hierbei zu 100% genutzt werden.

Um Engpässe der Übertragungsleistung im Stromnetz zwischen Nord- und Süddeutschland abfangen zu können, kann der Zubau von weiteren Leitungskapazitäten entlang der Gleichstromtrassen erfolgen. Das Gleichstromnetz wird als Transmission-Komponente im Modell implementiert.

Da im Modell nur Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen den Regionen berücksichtigt werden können, wird für eine realistische Trassenführung die Länge der Leitungen mit einem Umwegfaktor von 1,25 multipliziert (vgl. [27, 74]).

Abbildung 3.5 zeigt das dem Modell hinterlegte Stromnetz. Dabei handelt es sich nicht um die realen Trassenverläufe, sondern nur um die existierenden (und geplanten) Punkt-zu-Punkt-Verbindungen der einzelnen Höchstspannungsknoten.

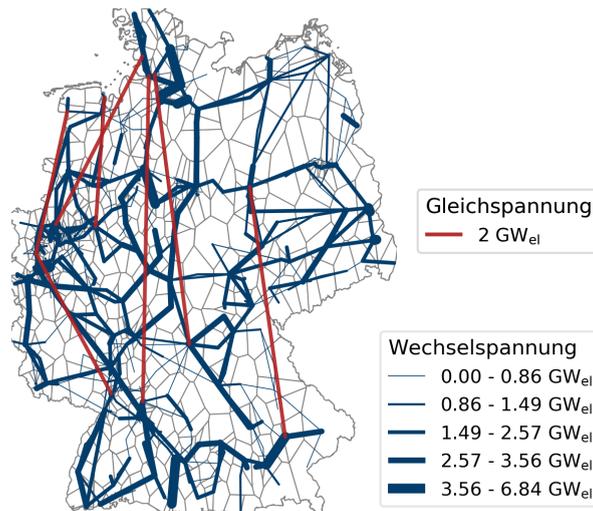
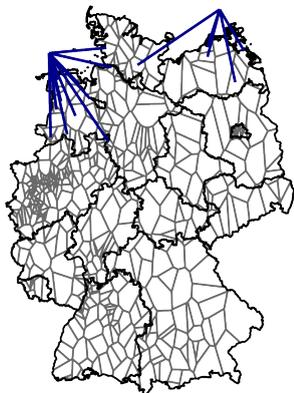


Abbildung 3.5.: Höchstspannungs-Stromnetz Deutschland inklusive der bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (Version 2019) [104, 190]. Im Hintergrund sind die Voronoi-Regionen eingezeichnet, welche die maximale räumliche Auflösung des Modells repräsentieren.

Zur Anbindung der Offshore-Windturbinen werden drei weitere Regionen dem Modell hinzugefügt, welche die nähere Umgebung der Nord- und Ostseeküste und die entferntere Umgebung der Nordseeküste abbilden. Die Lokationen dieser Regionen werden anhand der existierenden offshore befindlichen Höchstspannungsnetzknoten der Offshorewindparks festgelegt. Für jeden dieser Offshore-Höchstspannungsknoten werden die Distanzen zu den onshore befindlichen Voronoi-Regionen bestimmt. Auf Nordseeseite werden die Höchstspannungsnetzknoten, deren minimale Abstände zu den Küstenregionen größer 100 km betragen, zusammengefasst und deren Schwerpunkt bestimmt. Ebenso wird mit den Netzknoten verfahren, deren Mindestabstand zu den Küstenregionen unter 100 km entsprechen. Auf Ostseeseite wird nur ein Höchstspannungsnetzknoten berücksichtigt, welcher direkt als Schwerpunkt der Ostseeregion genutzt wird.

An diesen drei Regionen können Offshore-Windturbinen installiert werden. Um den offshore erzeugten Strom im System verwenden zu können, müssen diese drei Regionen mit Stromkabeln an die einzelnen Voronoi-Regionen angeschlossen werden. Die bereits im Netzentwicklungsplan 2030 [104] bestätigten Netzanknüpfungspunkte und ihre dort genannten Übertragungsleistungen werden als existent angenommen. Um den weiteren Ausbau von Offshore Windturbinen erlauben zu können, müssen diese Verknüpfungen erweitert werden. Dafür können zwei verschiedene Datensätze berücksichtigt werden: Entweder kann das Modell frei entscheiden, welche der berücksichtigten Regionen an die Offshore-Regionen angebinden werden - in diesem Fall wäre auch ein Anschluss der Regionen in Süddeutschland möglich - oder es werden Regionen vorgegeben mit einer maximalen Anschlussleistung (siehe hierfür zum Beispiel [28]). Die Verbindungen zu vorgegebenen Regionen sind in Abbildung 3.6 dargestellt, wobei zur Übersichtlichkeit darauf verzichtet wurde, die Verbindungen zur entfernteren Nordseeregion aufzutragen. Diese können entsprechend den Verbindungen zur küstennahen Nordseeregion angebinden werden. Das nördliche Ruhrgebiet bildet dabei die südliche Grenze für die Anbindung von Offshorewindparks.

Offshoreverbindungen 2030



Offshoreverbindungen 2050

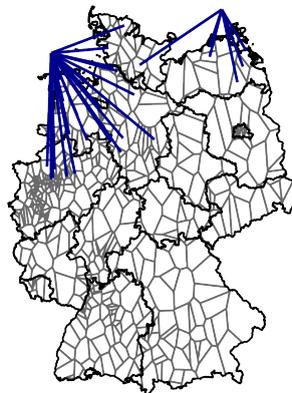


Abbildung 3.6.: Mögliche Anbindung von Offshore-Windturbinen für die Jahre 2030 (links) und 2050 (rechts) basierend auf den Annahmen aus Cerniauskas et al. [28].

Dagegen zeigt Abbildung 3.7 exemplarisch für 10 Regionen die Variante der freien Wahl bei der Anbindung. In diesem Fall gibt es keine Limitationen für die Anbindung von Süddeutschland. Zusätzlich werden die derzeit installierten Verbindungen berücksichtigt.

Die Implementierung der Verbindungen erfolgt als Transmission-Komponente unter den gleichen Annahmen wie die Abbildung des Gleichstromnetzes. Die Investitionskosten für die Verbindungen sind abhängig von der zu überbrückenden Distanz, weshalb die Anbindung der südlichen Regionen Deutschlands teurer ist als die Anbindung der küstennahen Regionen. Die Distanzen ergeben sich durch die Länge der Direktverbindungen von den Flächenschwerpunkten der Voronoi-Regionen zu den Offshore-Schwerpunkten multipliziert mit einem Umwegsfaktor von 1,25 (angelehnt an die Annahmen aus [69, 74]).

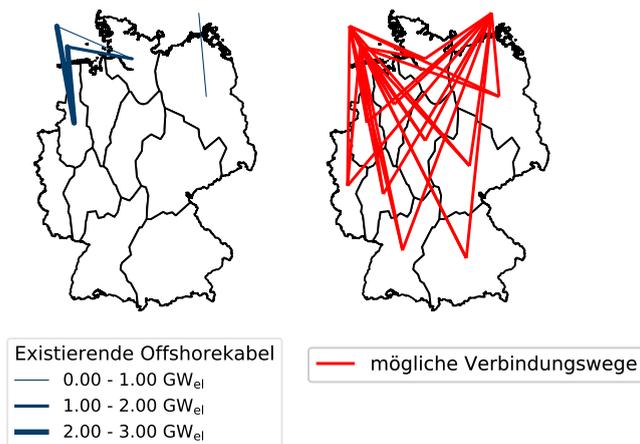


Abbildung 3.7.: Existierende Verbindungen (links) zu Offshore-Windparks und mögliche Verbindungswege für den Fall, dass alle Voronoi-Regionen an die Offshore-Regionen angebunden werden können (rechts). Hier exemplarisch dargestellt für die aggregierte räumliche Auflösung von 10 Regionen.

3.2.2. Abbildung des Gasnetzes für den Transport von Erdgas und Wasserstoff

Die Abbildung des Gasnetzes im Modell ist - ähnlich wie beim Stromnetz - auf das Hochdrucknetz limitiert, um den Transport der Gase über längere Distanzen erfassen zu können. Dabei werden dem Modell die Informationen über das existierende Erdgasnetz übergeben (siehe Abbildungen 2.14 und 3.8). Hierbei wird auf die Datengrundlage aus der Studie von Cerniauskas et al. [228] zurückgegriffen.

Die Versorgung mit fossilem Erdgas erfolgt im Modell komplett über Erdgasimporte. Eine inländische Erdgasgewinnung wird angesichts der gegenwärtigen Entwicklungen nicht betrachtet [227]. Die Bereitstellung von Wasserstoff kann dagegen sowohl inländisch via Wasserelektrolyse oder Dampfreformierung als auch über Importe geschehen. Dies bedeutet, dass die Gewinnung von Wasserstoff ebenfalls nicht zwanghaft innerhalb der

Region erfolgt, in welcher der Wasserstoff auch verbraucht wird. Besonders, wenn es sich um grünen Wasserstoff handelt, welcher durch Elektrolyse von Strom aus Wind- und Solarenergie gewonnen wird, ist die regionale Diskrepanz zwischen Bereitstellung und Nachfrage groß. Mehrere Studien untersuchen den Transport von Wasserstoff (siehe auch Abschnitt 2.3.5). Die Autoren stellen fest, dass über weite Distanzen der Transport von Wasserstoff am kostengünstigsten via Pipeline durchgeführt werden kann, sofern ein Landweg möglich ist [162]. In dieser Arbeit werden deshalb für den Transport von Erdgas und Wasserstoff über Regionsgrenzen hinweg nur Pipelines berücksichtigt. Hierdurch ergeben sich drei Optionen:

1. Es kann eine neue Pipelineinfrastruktur aufgebaut werden, die für den Transport von Wasserstoff bestimmt ist.
2. Es können neue Pipelines für den Transport von Erdgas installiert werden.
3. Es können existierende Pipelines, die bisher für den Transport von Erdgas genutzt werden, auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden.

Die direkte Einspeisung von Wasserstoff als Beimischung ins Erdgasnetz wird nicht im Modell berücksichtigt.

Abbildung 3.8 zeigt, wie das existierende Netz im Modell integriert wird: Dabei wird das Gasnetz mit der gewählten räumlichen Auflösung überlagert. Regionen, die vom Gasnetz geschnitten werden, gelten als verbunden. Die Übertragungsleistungen ergeben sich anhand der Pipelines, welche die jeweilige Grenze schneiden. Die Aggregation der Pipelines erfolgt demnach nach dem Schema für Liniendaten B (siehe Abbildung 3.3).

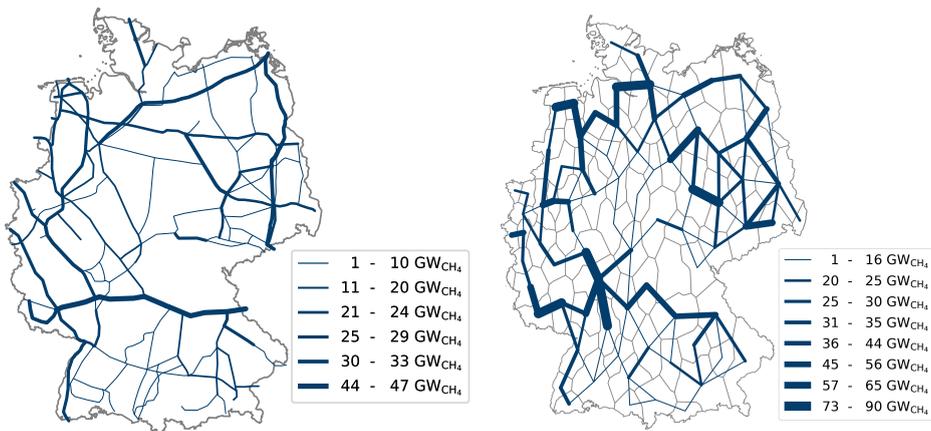


Abbildung 3.8.: Abbildung des existierenden Erdgasnetzes basierend auf den Daten aus [228]. Die berücksichtigten Pipelines des existierenden Erdgasnetzes (links dargestellt) werden mit der am Stromnetz orientierten räumlichen Auflösung überlagert (rechts exemplarisch für 80 Regionen dargestellt) .

Modellierung der Kosten für Gaspipelines

Für die Abschätzung der Kosten für Gaspipelines wird auf die Kostenfunktionen zurückgegriffen, welche in Mischner et al. [231] beschrieben sind. Die durchschnittlichen Jahreskosten für Installation und Betrieb von Hochdruckpipelines ergeben sich dabei durch folgende Formel [231]:

$$K_R = (I_R + K_{WI} \cdot d_{WI}) \cdot a, \quad (3.6)$$

wobei K_R die durchschnittlichen jährlichen Kosten der Rohrleitung bzw. des Gastransports via Rohrleitung bezeichnet (in EUR/a), I_R gibt die Investitionskosten für die Rohrleitung wider (in EUR), K_{WI} steht für die jährlichen Kosten für Wartung und Instandhaltung der Leitung (in EUR/a) und d_{WI} stellt den Diskontierungssummenfaktor für die Wartung- und Instandhaltungskosten dar (in Jahren). Die fixen Betriebskosten, d.h. die Kosten für Wartung und Instandhaltung der Leitung, werden zu 5 EUR/(m · a) abgeschätzt. Die spezifischen Investitionskosten können durch die Parameter E_R und F_R abgeschätzt werden, welche abhängig vom Nenndruck der Leitung sind. Anhand der Formel [231]

$$I_R = (E_R \cdot e^{F_R \cdot D}) \cdot L, \quad (3.7)$$

wobei L die Länge des Rohres (in m) und D der Durchmesser des Rohres (in mm) bezeichnet, können die spezifischen Investitionskosten approximiert werden. Dabei können die Investitionskosten, welche für den Neubau einer Pipeline entstehen, unterteilt werden in die Kosten des Materials und die Kosten der Installation.

Die Modellierung der Übertragungsleitungen in FINE über die Durchmesser ist nicht vorgesehen, da für die Übertragung nur einfache Bilanzgleichungen berücksichtigt werden. Allerdings lassen sich vereinfacht über den Massenstrom Rückschlüsse auf die Übertragungsleistung ziehen

$$\dot{Q} = \rho \cdot v \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (3.8)$$

unter der Annahme einer durchschnittlichen Fließgeschwindigkeit v (in m/s) und der Dichte ρ (in kg/m³). Für die Übertragung des Erdgases im Hochdrucknetz wird angenommen, dass die durchschnittliche Fließgeschwindigkeit v 10 m/s beträgt. Für die Dichte werden 55,35 kg/m³ (basierend auf einen Betriebsdruck von 70 bar und einer Temperatur von 10°C) und für den unteren Heizwert von Erdgas 10 kWh/kg angenommen. Abbildung 3.9 zeigt die Kostenfunktionen für Erdgaspipelines. Sowohl der Zusammenhang zwischen Kosten und Durchmesser als auch der zwischen Kosten und Übertragungsleistung sind nicht linear. Letzterer kann aber mit einem annehmbaren Fehler über lineare Regression approximiert werden. Dadurch können die Investitionskosten für Material zu 71 EUR/(GW_{CH₄} · m) und die kapazitätsunabhängigen Installationskosten zu 318 EUR/m abgeschätzt werden. Analog dazu können auch die Kosten für Wasserstoffpipelines bestimmt werden: Angelehnt an die Annahmen von Baufumé et al. [163] wird die durchschnittliche Fließgeschwindigkeit von Wasserstoff auf 15 m/s festgesetzt. Die Dichte beträgt 5,7 kg/m³ (basierend auf einen Betriebsdruck von 70 bar und einer Temperatur von 10°C). Für den unteren Heizwert von gasförmigem Wasserstoff wird 33,33 kWh/kg angenommen. Zusätzlich wird für den Betrieb der Pipeline mit Wasserstoff ein Aufschlag von 5% berücksichtigt (analog zu Welder [27]). Dadurch ergeben sich spezifische Investitionskosten abhängig von der Übertragungskapazität von 145 EUR/(GW_{GH₂} · m) und Installationskosten unabhängig von der Übertragungskapazität von 334 EUR/m (siehe Abbildung B.1 im Anhang).

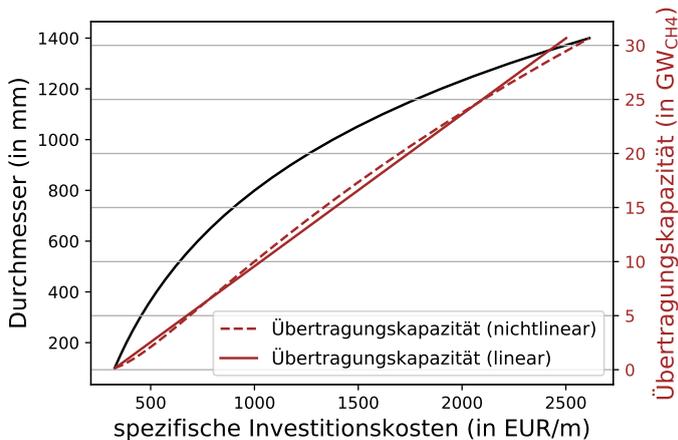


Abbildung 3.9.: Zusammenhang der Investitionskosten neuer Hochdruckpipelines in Abhängigkeit des Durchmessers und der Übertragungskapazität der Pipeline für Erdgas. Die Kostenfunktion basiert auf den Annahmen aus Mischner et al. [231].

Im Modell werden nur die Investitionskosten der Pipelines berücksichtigt. Auf die Abbildung der variablen und fixen Betriebskosten wird aufgrund der Vereinfachungen in der Modellierung des Energieaustauschs verzichtet.

Neubau von Gaspipelines

Der Neubau von Pipelines deckt die Optionen 1 und 2 ab, das heißt, sowohl den Neubau einer Wasserstofftransportinfrastruktur als auch die Erweiterung der Erdgastransportinfrastruktur. Die Berücksichtigung von Letzterem ist notwendig, da aufgrund der Orientierung der räumlichen Auflösung am Stromnetz und der auf das Hochdrucknetz limitierten Betrachtung des Gasnetzes im Modell Regionen enthalten sind, die nicht direkt am Erdgasnetz angeschlossen sind, aber eine Erdgasnachfrage aufweisen. Würde die Erweiterung des Erdgasnetzes nicht berücksichtigt, wäre gegebenenfalls die Lösbarkeit des Optimierungsproblems nicht gegeben.

Angelehnt an die Studie von Baufumé et al. [163] orientieren sich die potenziellen Routen für den Neubau von Gaspipelines an den existierenden Transportinfrastrukturen. Die Methodik zur Bestimmung dieser Routen erfolgt analog zu Welder [27]: Das Hochdruckgasnetz dient als Kandidatennetz für den weiteren Neubau. Die Flächenschwerpunkte der modellierten Regionen werden mit einer Sticheitung direkt an das Kandidatennetz angebunden. Die möglichen Pipelinerouten ergeben sich durch die Gesamtheit der kürzesten Verbindungswege zwischen den einzelnen Regionen. Abbildung 3.10 visualisiert die Methodik des Neubaus exemplarisch für eine räumliche Auflösung von 80 Regionen. Die Länge der neuen Pipelines ergibt sich durch die ermittelte Länge der Route multipliziert mit einem Umwegfaktor von 1,4 [245].

Es muss angemerkt werden, dass die Längen der benötigten neuen Pipelines und damit die Investitionskosten überschätzt werden, weil insbesondere die Sticleitungen für jede Verbindung zwischen zwei Regionen neu hinzugefügt werden müssen. Im Modell selbst erscheinen diese Verbindungen nur sternförmig als Direktverbindungen der Regionen (wie in Abbildung 3.8 rechts zu sehen). So ist es nicht möglich, dass sich mehrere Verbindungen abschnittsweise die gleichen Pipelines - zum Beispiel die Sticleitung zum Flächenschwerpunkt - teilen. Die Repräsentation des Gasnetzes könnte insofern dadurch verbessert werden, dass der Transport der Gase durch zusätzliche Gasnetzregionen geleitet wird, welche Kreuzungspunkte im Gasnetz abbilden.

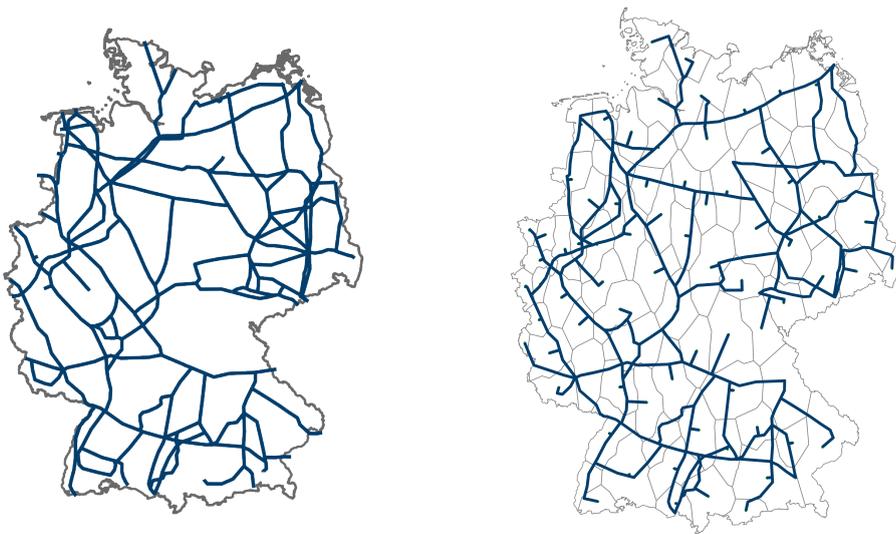


Abbildung 3.10.: Potenzielle Pipelinerrouten für den Ausbau der Gasnetzinfrastrukturen. Das existierende Erdgasnetz (auf Datengrundlage aus [228]) dient als Kandidatennetz für den Neubau von Pipelines (links). Die Regionsschwerpunkte werden mit dem Kandidatennetz verbunden. Die möglichen Verbindungen für den Pipelineneubau ergeben sich durch die kürzesten Wege zwischen den Regionen - hier exemplarisch für die räumliche Auflösung von 80 Regionen dargestellt (rechts).

Prinzipiell kann sich der Neubau der Routen auch an anderen Infrastrukturen wie Hauptverkehrsstraßen, Schienennetz oder Wasserstraßen orientieren [163]. Um die bestmögliche Umstellungsstrategie existierender Gaspipelines zu analysieren, werden in dieser Arbeit nur die Routen berücksichtigt, die sich anhand des Gasnetzes ergeben. So stehen Neubau und Umstellung von Pipelines in direkter Konkurrenz zueinander.

Umstellung von Erdgaspipelines auf den Transport von Wasserstoff

Wie in Abschnitt 2.3.5 beschrieben, ist davon auszugehen, dass die Auslastung der Erdgaspipelines zurückgehen wird, da die Reduzierung der Treibhausgasemissionen eine Abkehr von fossilen Energieträgern nötig macht. Wasserstoff, welcher aus erneuerbaren Energien gewonnen wird, kann die Versorgungslücke schließen und zum Beispiel in der Stahlproduktion fossile Rohstoffe ersetzen. Der Transport von gasförmigem Wasserstoff zu den Verbrauchern ist bei weiten Strecken am günstigsten über Pipelines zu bewerkstelligen [245]. Die Umstellung der existenten Gasinfrastruktur auf den Transport von Wasserstoff kann eine sinnvolle Maßnahme sein, um Kosten und Zeitaufwand für den Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur zu reduzieren [228]. In dieser Arbeit werden drei Umstellungsszenarien unterschieden:

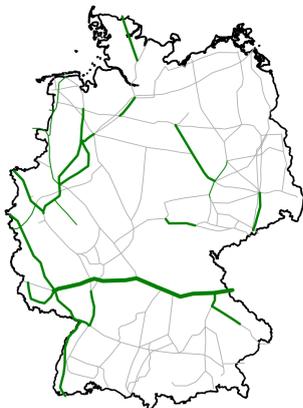
- Im konservativen Szenario dürfen nur mehrsträngige Pipelinerouten umgewidmet werden, deren Material dem Stahl L485/X70 (Angabe nach ISO 3183/US) entspricht. Einsträngige Pipelinerouten und jeweils ein Strang der mehrsträngigen Routen sind von der Umstellung ausgeschlossen. Dadurch kann die Versorgung mit Erdgas zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden.
- In einem ausbalancierten Szenario sind die Umstellungskriterien der Pipelines nur auf das Material beschränkt. Alle Pipelines aus Stahl L485/X70 können in diesem Szenario umgestellt werden.
- Das optimistische Szenario erlaubt die Umstellung aller Pipelines unabhängig von Material und Anzahl der parallelen Stränge. Da die Modellanwendung auf die Abbildung von Fernleitungen beschränkt ist, wird auch nur die Umstellung des Fernleitungsnetzes betrachtet. Abbildung 3.11 zeigt die umstellbaren Pipelinestränge für die drei Szenarien im Vergleich.

Die Gesamtlänge des betrachteten Pipelinenetzes beläuft sich auf 14.467 km. Dabei wird nur das Fernleitungsnetz berücksichtigt. Die räumlich aufgelösten Daten des hinterlegten Gasnetzes basieren auf der Arbeit von Cerniauskas et al. [228]. Im konservativen Szenario können Pipelines mit einer Gesamtlänge von 3.317 km umgestellt werden. Dies entspricht knapp 23 % der Länge des Gesamtnetzes. Im ausbalancierten Szenario liegt die umstellbare Länge bei 12.230 km und entspricht damit 84,5 % der Länge des Gesamtnetzes. Im optimistischen Szenario wird angenommen, dass 100 % des Netzes umgestellt werden können.

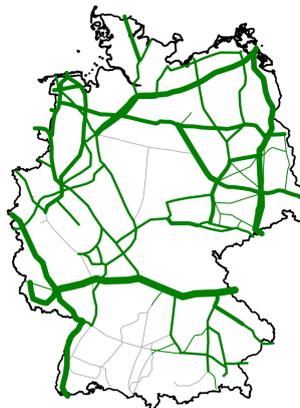
Abbildung 3.11 zeigt die drei Umstellungsszenarien im Vergleich unter Angabe der jeweiligen maximalen Übertragungsleistungen, welche sich für den Wasserstofftransport in den umgestellten Pipelinesträngen ergeben.

Cerniauskas et al. [228] geben Kostenfunktionen zur Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstoff an. Unter der Annahme, dass die Pipelineumstellung ohne kostenintensive Rohrbeschichtung oder weitere Maßnahmen erfolgen kann, können die Investitionskosten zur Umstellung mit $20 \text{ EUR}/(\text{GW}_{\text{GH}_2} \cdot \text{m})$ angegeben werden (siehe Abbildung B.2). Die Umstellung umfasst dabei nur die Anpassung der Verdichterstationen und Gasdruckregulierung sowie weitere Einbauelemente. Aus diesem Grund liegt es nahe, dass die Gesamtkosten der umgestellten Pipelines eigentlich von den fixen und variablen Betriebskosten dominiert werden [228]. In dieser Arbeit werden die Betriebskosten der Pipelines aufgrund der Vereinfachungen bei der Abbildung des Energieaustauschs zwischen den Regionen allerdings nicht berücksichtigt.

Konservatives Umstellungsszenario



Ausbalanciertes Umstellungsszenario



Optimistisches Umstellungsszenario

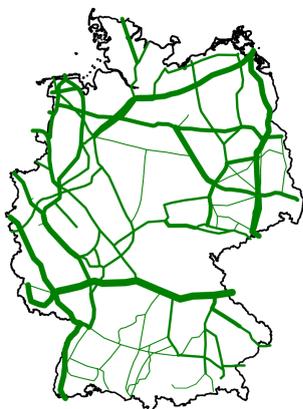


Abbildung 3.11.: Umstellungsszenarien des Gasnetzes im Vergleich. Pipelines, die in dem jeweiligen Szenario nicht umgestellt werden können, sind in grau dargestellt.

3.2.3. Abbildung von Wärmenetzen

Im Gegensatz zu der Abbildung der Infrastrukturen für Strom und Gas wird bei der Abbildung der Wärmeinfrastrukturen zwischen der interregionalen Übertragung von Wärme und der intraregionalen Verteilung von Wärme unterschieden. Dies liegt darin begründet, dass die Übertragung von Wärme mit hohen Netzverlusten verbunden ist. Über den Zeitraum von 2000 bis 2019 variieren die durchschnittlichen Fernwärme-Netzverluste zwischen 11 % und 14 %, wie es aus dem Hauptbericht 2019 des AGFW hervorgeht [269]. Die Verluste beziehen sich dabei auf die Differenz zwischen der Netzeinspeisung und der vom Endnutzer entnommenen, nutzbaren Wärme. Es ist davon auszugehen, dass durch die Einführung der vierten Generation von Wärmenetzen und der damit verbundenen Absenkung des Temperaturniveaus der transportierten Wärme die Netzverluste gesenkt werden können [279, 280]. In dieser Arbeit werden keine Unterschiede bezüglich der Temperaturniveaus und den Vorlauftemperaturen betrachtet, das heißt, die bereitgestellte Wärme aus allen Wärmequellen im Modell - ob Heizkraftwerk oder Großwärmepumpe - kann gleichermaßen für die Deckung der Wärmenachfrage genutzt werden. Um die intraregionale Verteilung der Wärme abzubilden, wird eine virtuelle Umwandlungstechnologie als Wärmenetz eingeführt, welche die bereitgestellte Abwärme in Nutzwärme mit einem Wirkungsgrad von 87 % überführt. Dadurch lassen sich die durchschnittlichen Netzverluste berücksichtigen, wobei diese auf einen relativ konservativen Wert von 13 % festgesetzt werden. Die Nutzwärme entspricht der nachgefragten Wärme. Die Abschätzung der Investitionskosten des Wärmenetzes wird angelehnt an die durchschnittliche Trassenlänge, den mittleren Anschlusswert pro Hausstation sowie den Kosten pro Hausübergabestation [269].

Diese Annahmen sind stark vereinfacht und berücksichtigen keine Informationen über Siedlungsstruktur und Gebäudebestand. In zukünftigen Arbeiten könnten diese Informationen integriert sowie existierende Fernwärmenetze und verschiedene Temperaturniveaus modelliert werden, um den Detailgrad des abgebildeten Wärmesektors zu erhöhen. Durch die Implementierung verschiedener Temperaturniveaus könnte so auch die Deckung von differenzierten, industriellen Prozesswärmenachfragen im Modell berücksichtigt werden.

Die Bereitstellung der Abwärme muss nicht zwingend in der Region der Nachfrage erfolgen. Die Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr [272] soll beispielsweise die Wärmebereitstellung von mehreren Großstädten verbinden (siehe Abschnitt 2.3.7). Bei einer hohen räumlichen Auflösung kann die Verbindung mehrerer Wärmenetze in verschiedenen Regionen eine Option sein, um die Kosten des Gesamtsystems zu senken. Um diesen Fall abbilden zu können, wird zusätzlich die interregionale Übertragung von Wärme als Transmission-Komponente in das Modell eingefügt. Abbildung 3.12 zeigt die möglichen Verbindungen exemplarisch für die aggregierte räumliche Auflösung von 80 Regionen. Jede Region kann dabei mit ihren Nachbarregionen verbunden werden, wobei die zu überbrückende Distanz durch den Abstand der Flächenschwerpunkte der Regionen gegeben ist. In diesem Fall werden die Luftliniendistanzen nicht durch einen Umwegsfaktor angepasst. Die techno-ökonomischen Annahmen dieser Übertragungsleitungen sind angelehnt an die Projektkosten und technischen Angaben der Fernwärmeleitung in St.Pölten [271, 287]. Die interregionale Übertragung ist nur für die Abwärme implementiert und muss in der Zielregion in Nutzwärme umgewandelt werden, um die Wärmenachfrage decken zu können.

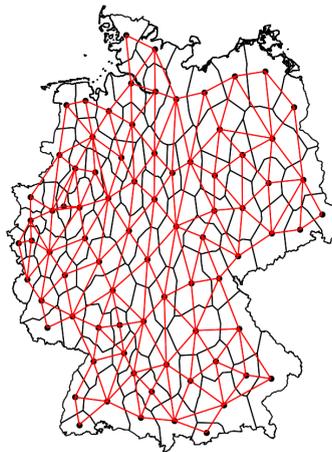


Abbildung 3.12.: Mögliche Verbindungen zur interregionalen Übertragung von Abwärme exemplarisch dargestellt für die aggregierte räumliche Auflösung von 80 Regionen.

3.3. Modellkopplung

Eine systemanalytische Bewertung von Energiesystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Einspeisung erfordert zeitlich und räumlich hochauflösende Modelle, um mögliche Engpässe in den Übertragungsinfrastrukturen zu erkennen und Optionen zur Überwindung dieser aufzuzeigen. NESTOR (entwickelt am IEK-3 [26]) bietet eine hohe zeitliche Auflösung sowie eine hohe sektorale Abdeckung für optimierte Transformationspfade des Energiesystem Deutschland. Um diesen Detailgrad zu erreichen, musste aber die räumliche Auflösung begrenzt werden. Die Analysen mit diesem Modell erfolgen nur für Gesamtdeutschland, was bedeutet, dass die Ergebnisse dieses Modells keine Aussagen zur räumlichen Verteilung der Nachfragen und Erzeugungsanlagen sowie zur Übertragung der Energieträger bieten (siehe zum Beispiel Ergebnisse aus [26, 209]). Diese Aussagen lassen sich allerdings treffen, wenn die Ergebnisse des sektoral aufgelösten Modells - ein Einknotenmodell - als Inputdaten für ein räumlich aufgelöstes Optimierungsmodell - einem Mehrknotenmodell - verwendet werden. Diese Methodik wird als Modellkopplung bezeichnet (siehe auch Abschnitt 2.1.1). Werden diese Daten zunächst bearbeitet und dann dem räumlich aufgelösten Modell übergeben, wird dies als Soft-Coupling bezeichnet. Hard-Coupling würde bedeuten, dass die Ergebnisse aus dem Einknotenmodell direkt ans Mehrknotenmodell übergeben und verarbeitet werden und so nach einem einzigen Optimierungsdurchlauf auch die räumlich aufgelösten Ergebnisse vorhanden sind. Weiterhin wäre denkbar, die Ergebnisse aus dem Mehrknotenmodell wieder an das Einknotenmodell zurückzuführen und so eine Rückkopplung in den Prozess zu integrieren.

In dieser Arbeit wird eine Modellkopplung ohne Rückkopplung als Soft-Coupling durchgeführt. Als Eingangsdaten werden die Ergebnisse aus dem Referenzszenario von Kullmann [209] verwendet. Abbildung 3.13 zeigt schematisch den Ablauf der Modellkopplung.

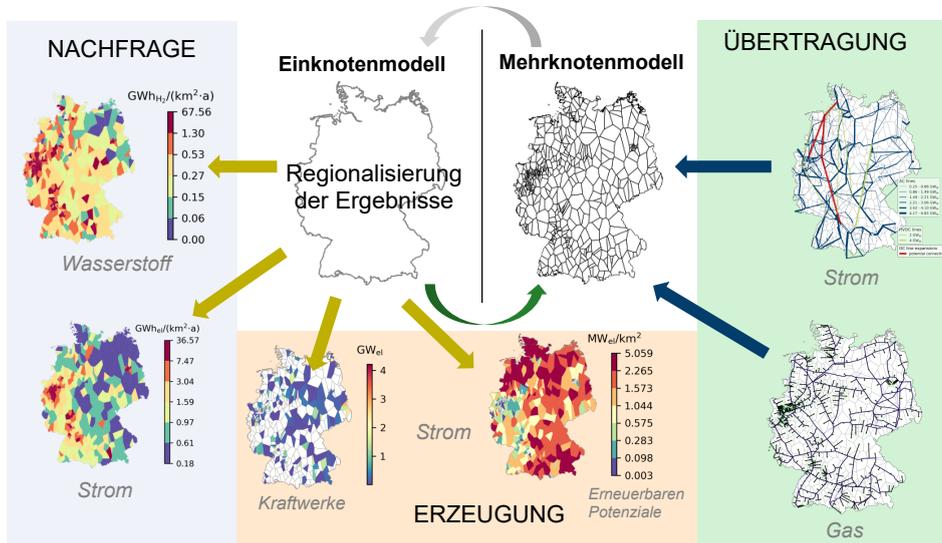


Abbildung 3.13.: Schematische Darstellung der Modellkopplung zwischen Ein- und Mehrknotenmodell.

Prinzipiell können drei Arbeitsschritte unterschieden werden, welche die Nachfrage, Erzeugung und Übertragung der berücksichtigten Energieträger betreffen:

- **Nachfrage**

Aus den Ergebnissen des Einknotenmodells werden die endogen optimierten Nachfrageprofile der einzelnen Verbrauchersektoren für die Endenergien Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme entnommen. Diese werden regionalisiert und dem Mehrknotenmodell als exogene Nachfragen übergeben.

- **Erzeugung**

Für die Erzeugerseite werden die aus dem Einknotenmodell resultierenden installierten Leistungen einzelner Technologien, darunter die installierten Leistungen für Wind- und Solarenergie sowie für die Wasserstoffbereitstellung und Rückverstromung, als Ausbauziele im Mehrknotenmodell übernommen. So kann gewährleistet werden, dass trotz unterschiedlicher Annahmen, die unter anderem aufgrund der räumlichen Auflösung basieren, ähnliche Energiesysteme aufgebaut werden. Dies ist notwendig, da auch die Nachfrageprofile auf diese installierten Leistungen abgestimmt sind. Um zu verhindern, dass das Optimierungsproblem unlösbar wird, werden die installierten Leistungen nicht als feste Größe gesetzt, sondern es werden Ausbaugrenzen vorgegeben, welche eine Abweichung von bis zu 10% von den Ergebnissen des Einknotenmodells erlauben.

• Übertragung

Für die Übertragung zwischen den Regionen werden das Stromnetz und mögliche Verbindungen für den Austausch von Erdgas, Wasserstoff und Wärme vorgegeben.

Im Folgenden werden die Regionalisierung der Endenergienachfragen erläutert sowie die neuen Randbedingungen eingeführt, welche dem Framework FINE hinzugefügt wurden, um die für die Modellkopplung benötigten Schritte durchführen zu können. Die Abbildung des interregionalen Energieaustauschs, welche die Übertragung der einzelnen Energieträger zwischen den betrachteten Regionen erlaubt, werden im Abschnitt 3.2 beschrieben.

3.3.1. Regionalisierung der Endenergienachfragen

Die Komplexität der Optimierung steigt mit den zu optimierenden Komponenten. Deshalb wird im räumlich aufgelösten Modell darauf verzichtet, die Nachfrageentwicklung der Endverbrauchssektoren mitzuoptimieren. Die Nachfragen werden als Stundenlastprofile aus den Szenarioergebnissen von NESTOR entnommen und als exogene Nachfragen in den verschiedenen Regionen dem Modell übergeben. Allerdings erfordert dies eine räumliche Verteilung dieser Nachfrageprofile. In Abschnitt 2.1.3 werden verschiedene Methoden zur räumlichen Entfaltung von Daten erläutert. In dieser Arbeit werden die Nachfragen über einen Top-Down-Ansatz verteilt, das heißt, die auf Gesamtdeutschland bezogenen Nachfragen werden über spezifische Verteilschlüssel auf die einzelnen Regionen heruntergebrochen.

Abbildung 3.14 zeigt schematisch die erforderlichen Arbeitsschritte für die Regionalisierung der Nachfragen.

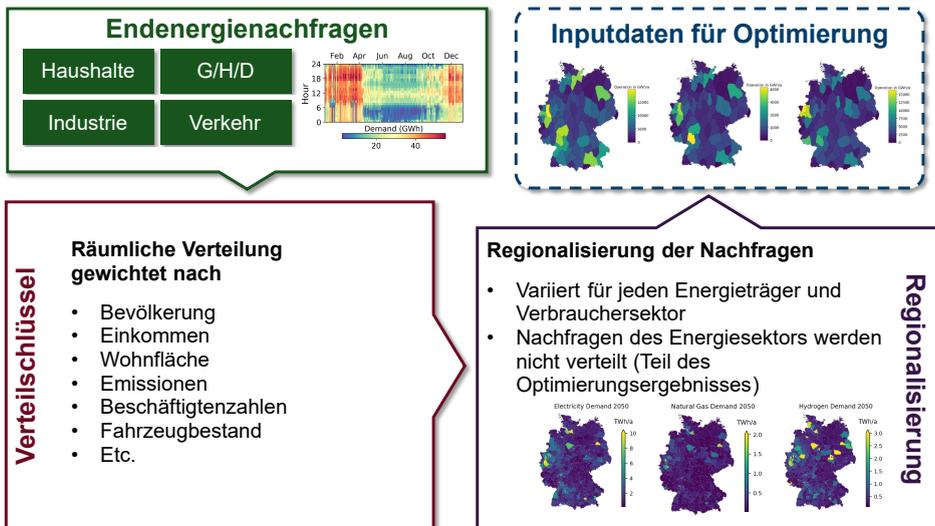


Abbildung 3.14.: Schematische Darstellung der Arbeitsschritte zur Regionalisierung der Endenergienachfragen.

Im Modell berücksichtigt werden die Nachfragen nach Strom, Erdgas, Wasserstoff und Fernwärme für die Verbrauchersektoren Gebäude, Industrie und Verkehr. Für die Stromnachfrage kann im Gebäudesektor zusätzlich zwischen den Nachfragen im Haushaltssektor und im Gewerbe/Handel/Dienstleistungssektor (GHD) unterschieden werden.

Die Regionalisierung der Nachfragen erfolgt nach unterschiedlichen Verteilschlüsseln, welche abhängig vom nachgefragten Energieträger und dem Verbrauchersektor gewählt werden. Für die Wahl der Verteilschlüssel werden die Ergebnisse des Projekts DemandRegio [44] herangezogen und deren Verteilungen so weit wie möglich adaptiert. Die Abbildungen B.3, B.4, B.5, B.6, B.7, B.8, B.9 und B.10 im Anhang zeigen jeweils für die Jahre 2030 und 2050 die normierten Nachfrageprofile der einzelnen Energieträger für die berücksichtigten Verbrauchersektoren. Die Verteilschlüssel werden in den Tabellen B.2, B.3, B.4 und B.5 im Anhang aufgeführt. Da jede Nachfrage der Verbrauchersektoren nach einem eigenen Verteilschlüssel verteilt wird, erhält somit jede Region ein individuelles Nachfragenprofil bestehend aus den Linearkombinationen der sektoralen Nachfragen.

Für die Verteilung der Nachfragen werden die in der *Nomenclature des unités territoriales statistiques* (NUTS) definierten Regionen verwendet, die sich eng an die administrativen Regionszuordnungen der Länder anlehnt. In einem ersten Schritt werden die Nachfragen anteilmäßig den NUTS 3-Regionen in Deutschland zugeordnet. Diese umfassen die Landkreise und kreisfreien Städte. In der vorliegenden Arbeit wird hierzu der Datensatz NUTS 3 (2016) verwendet, welcher Deutschland mit 401 Regionen abbildet [73]. Statistisch erfasste Daten, wie Einwohner- und Beschäftigtenzahlen, können in dieser Auflösung vom Statistischen Bundesamt Deutschland abgerufen und so als Indikatoren für die Verteilung genutzt werden [72]. Für die Verteilung der einzelnen Nachfragen werden sowohl auf diese Daten als auch auf Trendfortschreibungen des Projekts DemandRegio [44] zurückgegriffen.

Als Beispiel werden hier die Anwendungen der Verteilschlüssel zur Regionalisierung der Stromnachfragen des Haushalts- und des Industriesektors vorgestellt:

Die Stromnachfrage des Haushaltes setzt sich zusammen aus den Profilen einzelner Elektrogeräte in Wohngebäuden, wie Kühlschrank oder Waschmaschine, und der Nachfrage nach Beleuchtung. Darüber hinaus wird die Stromnachfrage, welche sich durch dezentrale Power-to-Heat-Pfade wie Wärmepumpen, ergeben, komplett der Haushaltsnachfrage zugerechnet⁴. Abbildung 3.15 zeigt die zeitliche und räumliche Verteilung der Stromnachfrage für den Haushaltssektor im Jahr 2050. Aufgrund der Heizperiode ist besonders in den Wintermonaten eine anhaltend hohe Nachfrage durch Wärmepumpen und Stromheizungen im Haushaltssektor sichtbar. In den Sommermonaten ist der Mittagspeak deutlich sichtbar.

⁴Kullmann [209] teilt diese Nachfragen in einem nachgelagerten Schritt anteilig den Verbrauchersektoren Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen zu. Dadurch kommt es zu Abweichungen in den Gesamtstromnachfragen dieser beiden Sektoren im Ein- und Mehrknotenmodell.

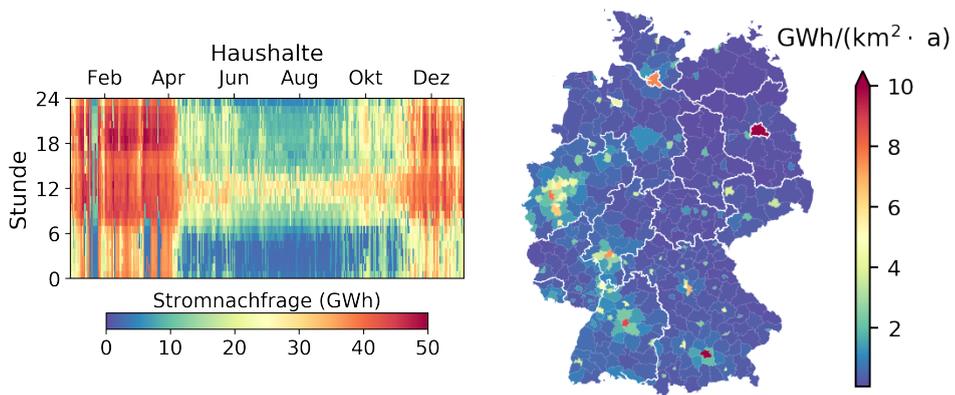


Abbildung 3.15.: Stromnachfrage des Haushaltssektors und räumliche Verteilung der Nachfrage für das Jahr 2050.

Die Indikatoren zur Regionalisierung der Nachfrage sind an die Ergebnisse des Projekts DemandRegio [44] angelehnt, welche auf Einwohnerzahlen und durchschnittliches Einkommen basieren. Dadurch wird den bevölkerungsreichen Städten - wie München, Stuttgart, Berlin und Hamburg - eine höhere Stromnachfrage zugeordnet als den ländlichen Gebieten.

Die Industrienachfrage verteilt sich zeitlich gesehen nahezu konstant mit einer Grundlast von etwa 30 GW für das Jahr 2050 (siehe Abbildung 3.16). Einzelne Prozessschritte, welche insbesondere zur Deckung der Hochtemperaturprozesswärmenachfragen im Industriesektor dienen, führen zu einem sprunghaften Anstieg der Nachfrage an einzelnen Tagen und Stunden. Dadurch erscheint ein tageszeitabhängiges Muster zwischen März und November. Die Indikatoren zur räumlichen Verteilung der Nachfrage werden ebenfalls an die Ergebnisse des Projekts DemandRegio [44] angelehnt.

So erfolgt die Gewichtung anhand der Beschäftigtenzahlen aufgelöst nach ihrem zugeordneten Wirtschaftszweig und den spezifischen Stromverbrauch des jeweiligen Wirtschaftszweigs. Hierfür wird die Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008 als Grundlage genommen. Im Unterschied zu der beschriebenen Methodik von DemandRegio [44] erfolgt die Verteilung allerdings wieder über einen Top-Down-Ansatz, bei welchem die Gesamtstromnachfrage des Industriesektors vorgegeben wird⁵. Industriell geprägte Regionen wie das Rheinland und das Ruhrgebiet, Bremen oder Ludwigshafen weisen durch diese Verteilung höhere Nachfragedichten auf aufgrund der Ansiedlung stromintensiver Industriebranchen und hohen Beschäftigtenzahlen in den zugehörigen Wirtschaftszweigen. In zukünftigen Arbeiten könnte der Verteilschlüssel für den Industriesektor dahingehend verbessert werden, dass die Nachfragen für die unterschiedlichen Wirtschaftszweige einzeln verteilt werden.

⁵DemandRegio [44] beschreibt ihrem Bericht nur ein Bottom-Up-Verfahren zur Feststellung der Nachfragen in den einzelnen Landkreisen.

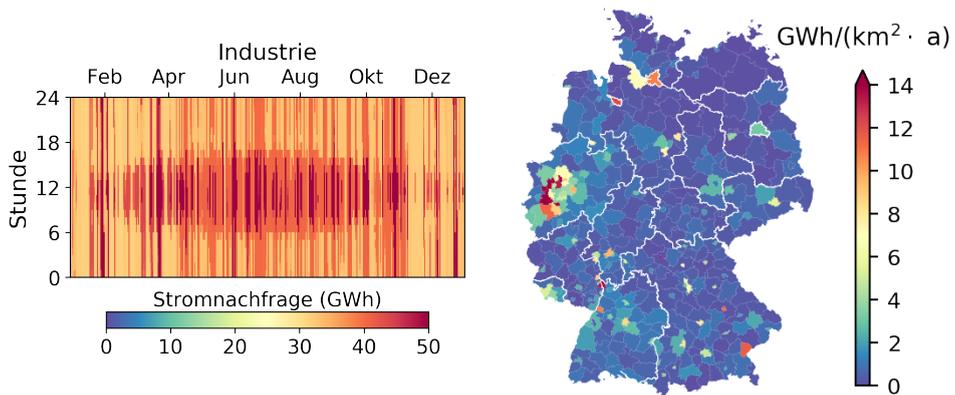


Abbildung 3.16.: Stromnachfrage des Industriesektors und räumliche Verteilung der Nachfrage für das Jahr 2050.

Während bei der Verteilung von Strom, Erdgas und Fernwärme jeweils ein Verteilschlüssel pro Verbrauchersektor angewendet wird, werden die Wasserstoffnachfragen des Industrie- und Verkehrssektors weiter unterteilt in die verschiedenen Wirtschaftszweige und Verkehrsmittel. Die dafür genutzten Verteilschlüssel sind an die Arbeit von Cerniauskas et al. [71] angelehnt. Die Wasserstoffnachfrage des Industriesektors wird dabei unterteilt in die Nachfragen der Stahl-, der Zement- und der chemischen Industrie sowie in eine Nachfrage sonstige Industriebranchen; die Wasserstoffnachfrage des Verkehrssektors gliedert sich in die Nachfragen der Privatkraftwagen, Lastkraftwagen, Züge und Busse. Abbildung 3.17 zeigt beispielhaft die räumliche Verteilung der einzelnen Wasserstoffnachfragen in den Industriezweigen für das Jahr 2050. Die einzelnen, spezifischen Industrieprozessen zugeordneten Nachfrageprofile werden dem jeweiligen Industriezweig zugeordnet und anhand der Anlagengrößen der zugehörigen Industriestandorte in Deutschland verteilt (siehe auch [71]). So erfolgt die zukünftige Nutzung von Wasserstoff in der Stahlindustrie nur in Regionen mit gegenwärtigen Stahlindustrieanlagen, wodurch die Landkreise Duisburg und Salzgitter besonders hohe Wasserstoffnachfragedichten aufweisen.

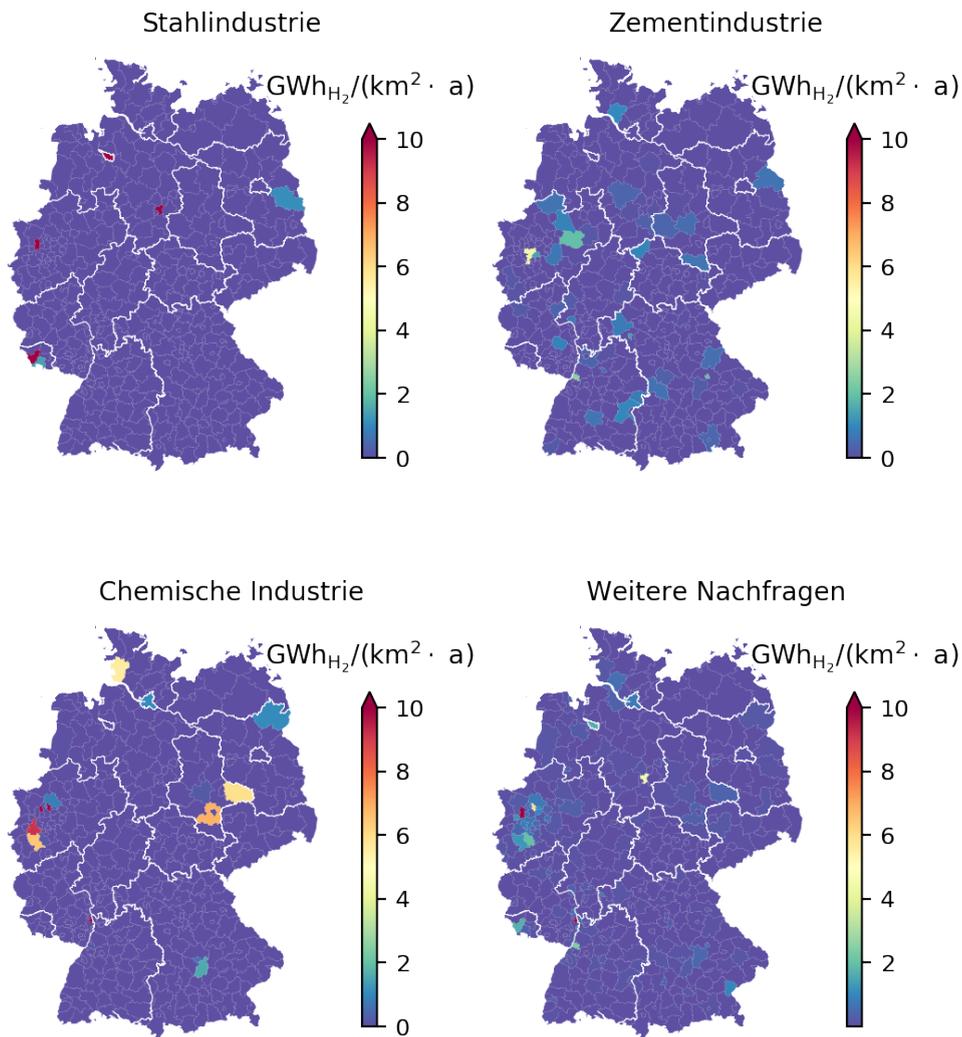


Abbildung 3.17.: Verteilungen der Wasserstoffnachfragen des Industriesektors für das Jahr 2050.

3.3.2. Regionalisierung der Erzeugung

Die räumliche Verteilung der Erzeugungskapazitäten ist Teil des Optimierungsergebnisses. Dies umfasst ebenfalls die insgesamt installierten Leistungen der einzelnen Technologien, welche im Modell betrachtet werden. Aufgrund der räumlichen Auflösung und der dadurch steigenden Komplexität des Problems ist die Überführung aller Technologiepfade des Einknotenmodells NESTOR in das Mehrknotenmodell nicht durchführbar. Die Lösungsdauer des Problems und die dazu benötigten Hardwareressourcen würden den Mehrwert dieser Rechnungen nicht rechtfertigen. Darüber hinaus können nicht alle Elemente des Energiesystems im gleichen Maße abgebildet werden, wie sie im Einknotenmodell modelliert sind. Insbesondere die Berücksichtigung von einzelnen industriellen Prozessschritten, Stoffströmen und Sanierungsmaßnahmen würden räumlich hoch aufgelöste Eingangsdaten zu den einzelnen Industriestandorten, den jeweiligen Produktionsketten und den Hausbestand aller Regionen erfordern, um diese adäquat in einem Mehrknotenmodell abbilden zu können. In einem Einknotenmodell reichen dagegen aggregierte Werte aus, um diese Sachverhalte modellieren zu können, da die räumlichen Gegebenheiten nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Ebenso wird im Mehrknotenmodell nicht zwischen der Installation von Technologien im kleinen und großen Maßstab differenziert, wie es im Einknotenmodell dagegen der Fall ist. Das heißt, es werden beispielsweise keine kleinskaligen Elektrolyseure berücksichtigt, welche an Tankstellen betrieben werden könnten, oder kleinskalige Blockheizkraftwerkelemente, welche in Gebäuden installiert werden zur autarken Versorgung. In NESTOR werden diese Technologien aus unterschiedlichen Netzebenen gespeist oder sie speisen in unterschiedliche Netzebenen und Sammelhubs ein, wodurch nur bestimmte Nachfragen gedeckt werden können (vergleiche [26]). Um diese Technologien im Mehrknotenmodell im gleichen Maße modellieren zu können, müssten für jede Region ebenfalls unterschiedliche Netzebenen und Nachfragen modelliert werden, welche die Optimierung dazu zwingen, auch teurere, kleinskalige Technologien auszubauen.

Die Abbildung dieser Sachverhalte in einem Mehrknotenmodell ist deshalb nicht Teil dieser Arbeit. Zukünftige Arbeiten könnten aber aufbauend auf der vorliegenden Arbeit weitere Details des Industrie- und Gebäudesektors sowie unterschiedliche Maßstäbe der Erzeugungstechnologien integrieren und ihre Auswirkungen auf das Gesamtsystem untersuchen.

Weiterhin sind auch die Kostenannahmen der beiden Modelle unterschiedlich. In NESTOR wird für eine Großzahl an Technologiepfaden der quadratische Ansatz aus Lopion et al. [91] angewendet, um eine robuste Technologieauswahl zu erhalten. Auf diesen Ansatz wird im Mehrknotenmodell verzichtet, um die Lösbarkeit des räumlich aufgelösten Modells zu erhalten. Ähnlich wird bei den Transportinfrastrukturen vorgegangen: Im Einknotenmodell werden die Transportinfrastrukturen rudimentär abgebildet, indem ein Ausbau dieser Strukturen anhand der gesteigerten Nachfragen abgeschätzt und dadurch ein Kostenwert für den Zubau von Übertragungs- aber auch Verteilnetzstrukturen generiert wird. Im Mehrknotenmodell wird auf diese approximierten zusätzlichen Kosten zur Erweiterung der Verteilnetzstrukturen verzichtet, da sie die kostenoptimalen Ergebnisse der räumlichen Verteilung der Erzeugungsstrukturen nicht betreffen, sofern die Erzeugungstechnologien nicht modellseitig in unterschiedliche Netzebenen einspeisen und alle Nachfragen der Sektoren exogen vorgegeben werden. Aus diesen Gründen sind die Systemkosten der beiden Modelle nicht direkt vergleichbar.

Einknoten- und Mehrknotenmodell stimmen somit nicht in ihrem Technologieportfolio, dem Detailgrad der Modellierung und der Kostenstrukturen überein. Dennoch können die Ergebnisse der Optimierung des Mehrknotenmodells weitere Schlussfolgerungen insbesondere bezüglich der Machbarkeit, der räumlichen Verteilung und der Nutzung und Erweiterung von Übertragungsstrukturen ermöglichen.

Während die Entwicklung und die räumliche Verteilung der einzelnen Nachfragen dem Mehrknotenmodell exogen vorgegeben werden, soll die räumliche Verteilung der Erzeugungstechnologien weiterhin Teil des Optimierungsergebnisses sein. Um dabei ein ähnliches Energiesystem aufzubauen, muss dem Modell für die verschiedenen Technologien ein Ausbauziel vorgegeben werden.

Die Vorgabe von Ausbauzielen, die den Ausbau der Technologien für mehrere Regionen betreffen, war bisher nicht im Framework FINE vorgesehen. Deshalb muss für diese Belange das Framework um weitere Randbedingungen ergänzt werden. Dabei handelt es sich um

1. eine Randbedingung, welche die installierte Gesamtleistung einer Technologiekomponente in allen modellierten Regionen begrenzt;
2. eine Randbedingung, welche die installierte Gesamtleistung verschiedener Technologiekomponenten in allen modellierten Regionen begrenzt.

Abbildung 3.18 zeigt schematisch die beiden hinzugefügten Randbedingungen.

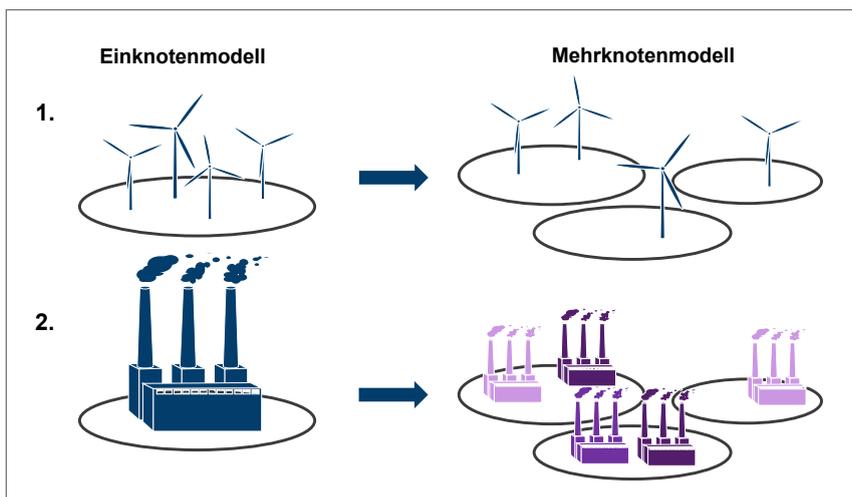


Abbildung 3.18.: Schematische Darstellung der hinzugefügten Randbedingungen zur Regionalisierung der Erzeugung.

Begrenzung der installierten Gesamtleistung einer Technologiekomponente

Die Begrenzung der installierten Gesamtleistung einer Technologiekomponente erfolgt durch das Hinzufügen zweier Randbedingungen, welche den minimalen und den maximalen Ausbau der Komponente beschränken. Dafür werden allen Komponentenklassen in FINE zwei weitere Attribute hinzugefügt:

- $totalExpansionMax_{comp}$ beschreibt den Maximalwert der installierten Leistung einer Technologiekomponente $comp$;
- $totalExpansionMin_{comp}$ beschreibt den Mindestwert der installierten Leistung einer Technologiekomponente $comp$.

Die Randbedingungen ergeben sich dabei durch die Ungleichungen 3.9 und 3.10. Dabei gilt, dass L die Menge aller modellierten Regionen darstellt. Die Variable $cap_{comp,loc}$ entspricht der installierten Leistung der Komponente $comp$ in der Region loc .

$$totalExpansionMax_{comp} \geq \sum_{loc \in L} cap_{comp,loc} \quad (3.9)$$

$$totalExpansionMin_{comp} \leq \sum_{loc \in L} cap_{comp,loc} \quad (3.10)$$

Werden für eine modellierte Komponente ein Wert für $totalExpansionMax_{comp}$ und/oder $totalExpansionMin_{comp}$ vorgegeben, gilt, dass die Summe der installierten Leistungen der Komponente an allen modellierten Regionen diesen Wert nicht überschreiten bzw. unterschreiten darf. Die Werte für $totalExpansionMax_{comp}$ und $totalExpansionMin_{comp}$ sind positiv zu definieren. Dabei darf $totalExpansionMin_{comp}$ nicht den Wert von $totalExpansionMax_{comp}$ übersteigen. Die Ausbaugrenzen einer Technologiekomponente können somit beliebig eng gesetzt werden. Werden beide Parameter auf den identischen Wert festgelegt, entspricht dies einem fest vorgeschriebenen Ausbau einer Komponente. Ebenso kann auch nur einer der beiden Parameter vorgegeben werden und so ein Mindestausbau oder ein Maximalausbau abgebildet werden.

Die Implementierung in FINE erfolgt als optionale Parameter. Standardmäßig sind beide Parameter auf None gesetzt, was bedeutet, dass die Randbedingungen zum minimalen und maximalen Ausbau nicht berücksichtigt werden.

Mit diesen Randbedingungen kann zum Beispiel der Ausbau der Elektrolyse an die Ergebnisse des Einknotenmodells angepasst werden.

Begrenzung der installierten Gesamtleistung verschiedener Technologiekomponenten

Neben der Begrenzung des Ausbaus einer einzelnen Komponente, kann auch die Begrenzung des Gesamtausbaus mehrerer verschiedener Komponenten notwendig sein. Dieser Fall tritt auf, wenn sich die abgebildeten Technologien im Einknoten- und Mehrknotenmodell unterscheiden. Zum Beispiel stimmt das Technologieportfolio zur Verstromung von Erdgas in den beiden Modellen nicht überein, da im Mehrknotenmodell auf die Abbildung von kleinskaligen Blockheizkraftwerken verzichtet wird, dafür aber die Abbildung derzeitig betriebener Erdgaskraftwerke detailliert ausfällt. Um hierbei ebenfalls einen vergleichbaren Ausbau zu erhalten, werden zwei weitere Parameter eingeführt:

- $sharedExpansionMax_C$ beschreibt den Maximalwert der installierten Leistung aller Technologiekomponenten der Menge C ;

- $sharedExpansionMin_C$ beschreibt den Mindestwert der installierten Leistung aller Technologiekomponenten der Menge C .

Die Menge C stellt eine Teilmenge aller modellierten Komponenten dar. Die Randbedingungen ergeben sich dabei durch die Ungleichungen 3.11 und 3.12. Dabei gilt, dass L die Menge aller modellierten Regionen darstellt. Die Variable $cap_{comp,loc}$ entspricht der installierten Leistung der Komponente $comp$ in der Region loc .

$$sharedExpansionMax_C \geq \sum_{loc \in L, comp \in C} cap_{comp,loc} \quad (3.11)$$

$$sharedExpansionMin_C \leq \sum_{loc \in L, comp \in C} cap_{comp,loc} \quad (3.12)$$

Werden für eine Teilmenge C der modellierten Komponente ein Wert für $sharedExpansionMax_C$ und/oder $sharedExpansionMin_C$ vorgegeben, gilt, dass die Summe der installierten Leistungen der Komponente dieser Teilmenge C an allen modellierten Regionen L diesen Wert nicht überschreiten bzw. unterschreiten darf. Die Werte für $sharedExpansionMax_C$ und $sharedExpansionMin_C$ sind positiv zu definieren. Dabei darf $sharedExpansionMin_C$ nicht den Wert von $sharedExpansionMax_C$ übersteigen. Die Ausbaugrenzen einer Teilmenge an Technologiekomponenten können somit beliebig eng gesetzt werden. Werden beide Parameter auf den identischen Wert festgelegt, entspricht dies einem fest vorgeschriebenen Ausbau dieser Teilmenge. Ebenso kann auch nur einer der beiden Parameter vorgegeben werden und so ein Mindestausbau oder ein Maximalausbau abgebildet werden.

Analog zur Implementierung von $totalExpansionMax_{comp}$ und $totalExpansionMin_{comp}$ gilt: Die Implementierung in FINE erfolgt als optionale Parameter. Standardmäßig sind beide Parameter auf None gesetzt, was bedeutet, dass die Randbedingungen zum minimalen und maximalen Ausbau einer Teilmenge nicht berücksichtigt werden.

Grundsätzlich gilt, dass die Teilmenge C aus den Komponentenportfolio beliebig klein gewählt werden kann. Besteht die Teilmenge nur aus einer Komponente, sind die Randbedingungen aus den Ungleichungen 3.11 und 3.12 identisch zu denen aus 3.9 und 3.10. Eine Unterscheidung ist demnach nicht zwingend notwendig, erlaubt jedoch eine Kombination beider Limitationen.

3.4. Zusammenfassung

Für den Aufbau eines Mehrknotenenergiesystemmodells wird in diesem Kapitel zunächst die Methodik zur räumlichen und zeitlichen Abbildung in der Energiesystemoptimierung eingeführt. Das Modell wird dabei mit dem open-source verfügbaren Framework FINE aufgesetzt. Zielfunktion ist hierbei die Minimierung der jährlichen Gesamtkosten des Energiesystems unter Berücksichtigung von technischen und sozioökonomischen Randbedingungen sowie Umweltauflagen. Die Modellierung kann in diesem Fall nur für diskret definierte Regionen und Zeitschritte erfolgen, wodurch ursprüngliche Eingangsdaten auf die räumliche und zeitliche Auflösung des Modells angepasst werden müssen. Je nach

Datenformat bieten sich hierfür unterschiedliche Verfahren an.

Um den Austausch von Energieträgern über die Regionsgrenzen hinweg zu erlauben, werden dem Modell Annahmen für die leitungsgebundenen Infrastrukturen zur Übertragung von Strom, Gas und Wärme übergeben. Die Zerlegung des Raums erfolgt dabei auf Basis der Stromnetzdaten und dessen Höchstspannungsknoten, da über diese die Verbrauchsschwerpunkte detailliert abgebildet werden können. Die Liniendaten der verschiedenen Übertragungsinfrastrukturen werden mit dieser räumlichen Zerlegung überlagert. Für die Anbindung der Offshorewindparks und die Umstellung von Gaspipelines auf den Wasserstofftransport werden hierbei unterschiedliche Konzepte implementiert, um deren Auswirkungen in den Szenariovariationen zu untersuchen.

Im Abschnitt 3.3 werden die Arbeitsschritte der angewandten Kopplung zwischen dem Einknotenmodell NESTOR und dem in dieser Arbeit aufgebauten Mehrknotenmodell erläutert. Dafür ist zum einen die Verteilung der Nachfrageprofile auf die räumliche Auflösung des Mehrknotenmodells notwendig. Diese Nachfragen werden anhand von verschiedenen Verteilschlüsseln in Abhängigkeit des nachgefragten Energieträgers und des Endverbrauchersektors auf NUTS-3 Ebene heruntergebrochen. Zum anderen wird das Framework FINE um weitere Randbedingungen ergänzt, um Ausbaur Korridore für einzelne Technologiekomponenten in der Optimierung des Energiesystems vorgeben zu können.

4. Modellbeschreibung: FINE.Infrastructure

In diesem Kapitel wird das im Rahmen dieser Arbeit aufgebaute Modell FINE.Infrastructure eingeführt, welches für die nachfolgenden Szenarienanalysen für ein zukünftiges Energieversorgungssystem Deutschlands angewendet wird. FINE.Infrastructure ist mit dem institutseigenen open-source Framework FINE aufgesetzt, welches bereits in Abschnitt 3.1.1 beschrieben wird. Es handelt sich dabei um ein Optimierungsmodell, welches Design und Betrieb des Energiesystems Deutschland hinsichtlich der Minimierung der jährlichen Gesamtsystemkosten auslegt. Dabei werden sowohl Strominfrastrukturen als auch Infrastrukturen für Erdgas, Wasserstoff und Fernwärme berücksichtigt. Durch die integrierte Systemoptimierung dieser vier verschiedenen Infrastrukturen können Sektorkopplungseffekte analysiert und bewertet werden. Zunächst wird die räumliche und zeitliche Auflösung des Modells vorgestellt, danach werden die Entwicklung der Nachfragen aufgezeigt und die einzelnen Komponenten der modellierten Infrastrukturen eingeführt.

4.1. Rahmenbedingungen

4.1.1. Räumliche und zeitliche Auflösung

Die räumliche Auflösung des Modells FINE.Infrastructure ist nicht festgelegt und kann entsprechend der Fragestellung variiert werden. Dabei wird die räumliche Auflösung durch das hinterlegte Stromnetz vorgegeben. Die maximale Auflösung entspricht der Anzahl der Höchstspannungsknoten des Stromnetzes, welche innerhalb der Grenzen Deutschlands liegen. Für den Modellaufbau wird dabei das Stromnetz aus dem Netzentwicklungsplan 2030 - Version 2019 [193] ausgewählt, welches bereits in der Arbeit von Cerniauskas et al. [28] genutzt wird. Die Anzahl der berücksichtigten Höchstspannungsknoten innerhalb Deutschlands beläuft sich hierbei auf 475, das heißt, die maximale räumliche Auflösung des hier aufgebauten Modells beträgt 475 Regionen. Jede dieser Regionen wird durch die Voronoi-Region um einen Höchstspannungsknoten beschrieben (vergleiche Abschnitt 3.1.2 und 3.2.1).

Die Inputdaten aller räumlich aufgelösten Komponenten, darunter die theoretischen Potenziale von Windkraft- und Photovoltaikanlagen, werden für diese Auflösung bestimmt. Da die Lösungszeit des Optimierungsproblem sowie die benötigten Hardwareressourcen mit der Anzahl an Regionen ansteigen, können die Regionen zusammengefasst werden, um die räumliche Auflösung und damit die Modellgröße zu reduzieren (siehe Abbildung 3.4).

Um Aussagen zu Transformationspfaden zu ermöglichen, werden in den Szenarien zwei Jahre betrachtet: Das Jahr 2030 für die kurzfristige und das Jahr 2050 für die langfristige Entwicklung des Energiesystems. Im Abschnitt 2.1.2 werden die gebräuchlichsten zeitlichen Auflösungen aufgeführt. Diese variieren je nach Fragestellung. In der vorliegenden Arbeit wird ein Jahr anhand von 8760 Zeitschritten abgebildet, was einer stündlichen Auflösung entspricht. Die räumliche Auflösung und die Anzahl an berücksichtigten Komponenten

führen allerdings bereits zu einer großen Modellgröße und damit einhergehenden hohen Modellkomplexität, wodurch die zeitliche Auflösung mit Aggregationsverfahren approximiert wird, um die Lösungsdauer des Optimierungsproblems zu verringern. Hierzu wird die in Abschnitt 2.1.4 beschriebene Methode der Aggregation zu Typperioden mit je 24 Zeitschritten angewandt. Dies entspricht den sogenannten Typtagen. Die Anzahl der betrachteten Typtage kann zwischen 1 und 365 variiert werden. Aufgrund der Berücksichtigung von saisonalen Langzeitspeichern im Modell (zum Beispiel Salzkavernen zur Speicherung von Erdgas und Wasserstoff) werden die Typperioden gekoppelt betrachtet basierend auf der Methodik in Kotzur et al. [82].

4.1.2. Abbildung des Bestands

Die Optimierungen für die Jahre 2030 und 2050 werden unabhängig voneinander durchgeführt. Dies bedeutet, dass die installierten Leistungen des Jahres 2030 nicht bei der Optimierung 2050 zur Verfügung stehen und das Modell in beiden Jahresoptimierungen frei über die Platzierung der Technologien entscheiden kann. Prinzipiell gilt, dass die Bestände installierter Leistungen der vorangegangenen Jahre im System berücksichtigt werden sollten, sofern ihre technische Lebensdauer nicht überschritten ist.

Für die Modellierung des Energiesystems Deutschland werden allerdings auch gegenwärtige Bestände einzelner Technologien berücksichtigt, von denen auszugehen ist, dass sie in der kurz- und langfristigen Entwicklung noch eine Rolle spielen werden. Zu diesen Beständen zählen:

- Konventionelle Kraftwerke
Es werden alle Standorte und deren verfügbaren technischen Informationen berücksichtigt, deren Außerbetriebnahme noch nicht veröffentlicht wurden (basierend auf den Daten aus [75, 76, 112], Stand 19.01.2021).
- Kavernenspeicher
Es werden alle existierenden und geplanten Kavernenspeicher berücksichtigt (basierend auf [147], Stand 31.12.2019)⁶.
- Porenspeicher
Es werden alle existierenden Porenspeicher berücksichtigt (basierend auf [147], Stand 31.12.2019).
- Pumpspeicherkraftwerke
Es werden alle existierenden Pumpspeicherkraftwerke innerhalb Deutschlands sowie geplante Erweiterungen berücksichtigt (basierend auf [148], Stand April 2020).
- Laufwasserkraftwerke
Es werden alle existierenden Laufwasserkraftwerke innerhalb Deutschlands berücksichtigt (basierend auf [52]).
- Stromnetz
Es werden die bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans übernommen und als Bestandsnetz berücksichtigt (basierend auf [193]).

⁶Nutzung der Kavernenspeicher sowie ihre Umstellung auf den Betrieb mit Wasserstoff sind Teil des Optimierungsergebnisses.

- Gasnetz

Es wird ein existierendes Gasnetz vorgegeben und als Bestandsnetz berücksichtigt (basierend auf [228]).

Informationen zu den Entscheidungen des Jahres 2030 bezüglich der Umstellung einzelner Salzkavernen oder den Ausbau des Gasnetzes werden allerdings nicht der Optimierung des Jahres 2050 übergeben. Aufgrund der angenommenen Entwicklungen der Endverbrauchersektoren ist allerdings davon auszugehen, dass der kostenoptimale Ausbau dieser Komponenten keine gegensätzlichen Entwicklungen aufweist.

Der Bestand der erneuerbaren Energiequellen, existierende Fernwärmenetze und bereits in Planung und Bau befindliche Projekte für Elektrolyse und Batteriespeicher werden nicht berücksichtigt. Die Zusammenstellung eines räumlich hoch aufgelösten Datensatzes, welcher die gegenwärtigen und geplanten installierten Leistungen dieser Systemkomponenten sowie detaillierte Informationen zu ihren technischen Eigenschaften und ihrer Inbetriebnahme enthält, ist nicht Bestandteil dieser Arbeit. Aufgrund der Annahmen zu den technischen Lebensdauern dieser Technologien ist davon auszugehen, dass ein großer Anteil der bereits installierten Leistungen in naher Zukunft ausgetauscht werden muss. Dies gilt ebenso für die Optimierung des Jahres 2050, da das Zeitintervall zwischen den beiden Optimierungsjahren die technische Lebensdauer dieser Technologien übersteigt. Darüber hinaus werden für einige Technologien Ausbaugrenzen vorgegeben, wodurch ein Anteil des Bestands bezogen auf die installierte Gesamtleistung einer Komponente vereinfacht abgebildet wird. Die räumliche Verteilung ist dennoch Teil des Optimierungsergebnisses und kann von der räumlichen Verteilung des vorangegangenen Zeitschritts abweichen.

Werden in zukünftigen Arbeiten weitere Optimierungsschritte hinzugenommen und somit das Zeitintervall zwischen den Optimierungsjahren verringert, ist die Vererbung der installierten Leistungen von einem Optimierungsschritt zum nächsten notwendig. Um die vorangegangene Verteilung und die Außerbetriebnahme nach Ablauf der technischen Lebensdauer abbilden zu können, müssen die regionsspezifischen installierten Leistungen sowie das jeweilige Jahr der Inbetriebnahme dem nächsten Optimierungsschritt als Inputdaten übergeben werden. Dies führt zu einer steigenden Modellgröße und damit verbundenen steigenden Komplexität des Optimierungsproblems und beeinflusst somit die Lösbarkeit des Problems.

4.2. Modellierte Energie- und Massenflüsse in FINE.Infrastructure

Zu den modellierten Energie- und Massenflüssen in FINE.Infrastructure zählen die Endenergienachfragen der Verbrauchersektoren, die Import- und Exporte von Energieträger nach und aus Deutschland sowie die Treibhausgasemissionen. Da es sich bei dem Modell FINE.Infrastructure um eine reduzierte Abbildung des Energiesystems Deutschland handelt, werden nur die CO₂-Emissionen des Umwandlungssektors berücksichtigt. Emissionen der Landwirtschaft, des Verkehrssektors sowie des Industriesektors werden in diesem Modell nicht abgebildet.

4.2.1. Modellierte Nachfragen

Das hier verwendete Modell FINE.Infrastructure erlaubt die Berücksichtigung der Endenergienachfragen nach Strom, Erdgas, Wasserstoff und Fernwärme. Die Endenergienachfragen für die Verbrauchersektoren werden dem Modell exogen vorgegeben mit Ausnahme des Energie- beziehungsweise Umwandlungssektors. Die Nachfragen von letzterem Sektor sind Teil des Ergebnisses durch die Design- und Betriebsoptimierung des Energiesystems. Die Nachfrageprofile werden aus den Ergebnissen des Einknotenmodells FINE-NESTOR entnommen und regional aufgeteilt (siehe dazu Abschnitt 3.3).

In Abschnitt 3.3.1 wird bereits die Methode zur räumlichen Verteilung der Endenergienachfragen der einzelnen Sektoren und Energieträger beschrieben. Die Profile werden dabei anteilmäßig anhand verschiedener Indikatoren auf die Regionen verteilt. Um diese im Modell FINE.Infrastructure nutzen zu können, muss in einem nachgelagerten Schritt eine Überschneidung der räumlich verteilten Nachfragen (hier auf NUTS3-Ebene) und der gewünschten räumlichen Auflösung des Energiesystems erfolgen. Durch diese Überschneidung können die Nachfrageprofile flächenmäßig den bis zu 475 Regionen zugeteilt werden. Dadurch erhält jede Voronoi-Region ihre individuellen Nachfrageprofile für die einzelnen Energieträger.

Alle Nachfragen werden in FINE als Sink-Komponenten modelliert (siehe Abschnitt 3.1.1).

Stromnachfrage

Die Stromnachfrage wird aus den Nachfrageprofilen aus den Ergebnissen von FINE-NESTOR abgeleitet. Tabelle 4.1 führt die Nachfragewerte der einzelnen Verbrauchersektoren sowie die aufsummierte Stromnachfrage für die betrachteten Jahre 2030 und 2050 auf⁷. Die höchste Nachfrage weist hierbei in beiden Jahren der Industriesektor auf. Aufgrund der Zuordnung des Strombedarfs für Wärmepumpen übersteigt die Stromnachfrage des Haushaltssektors im Jahr 2050 die Nachfrage des G/H/D-Sektors. Insgesamt beträgt die Stromnachfrage im Jahr 2030 etwa 493 TWh_{el} und steigt zum Jahr 2050 um 43 % auf 706 TWh_{el}.

Tabelle 4.1.: Stromnachfragen der einzelnen Verbrauchersektoren für die modellierten Jahre 2030 und 2050.

Jahr	Haushalte	Gewerbe/Handel/ Dienstleistungen	Industrie	Transport	Gesamtnachfrage
2030	104 TWh _{el}	137 TWh _{el}	235 TWh _{el}	17 TWh _{el}	493 TWh _{el}
2050	200 TWh _{el}	136 TWh _{el}	333 TWh _{el}	37 TWh _{el}	706 TWh _{el}

Die Verteilung der Stromnachfrage des Jahres 2050 auf die Voronoi-Regionen ist in Abbildung 4.1 (links) dargestellt. Die höchsten Nachfragedichten finden sich in den dicht besiedelten Regionen in Nordrhein-Westfalen, in Stuttgart, Berlin, München, Frankfurt und

⁷Die hier abgebildeten Nachfragewerte können aufgrund der sektoralen Zuordnungen der Stromflüsse von den Werten aus Kullmann [209] abweichen.

Ludwigshafen. Die Verbrauchschwerpunkte der Stromnachfrage liegen damit hauptsächlich in West- und Süddeutschland. Der Spitzenlastfall tritt in einer Stunde Anfang Dezember auf und ist in Abbildung 4.1 (rechts) zu sehen. In dieser Stunde beträgt die Last $128 \text{ GW}_{\text{el}}$ ohne Berücksichtigung des Strombedarfs für den Umwandlungssektor. Die höchsten Lastfälle sind dabei in den industriell geprägten Regionen rund um Hamburg, München und im Landkreis Altötting zu beobachten. In diesem Fall sind die Lasten für die Gesamtregion abgebildet und nicht die Lastdichte der Region. Dadurch weisen großflächige Regionen mit einzelnen Großverbrauchern eine höhere Last auf als kleinflächige Regionen ohne diese.

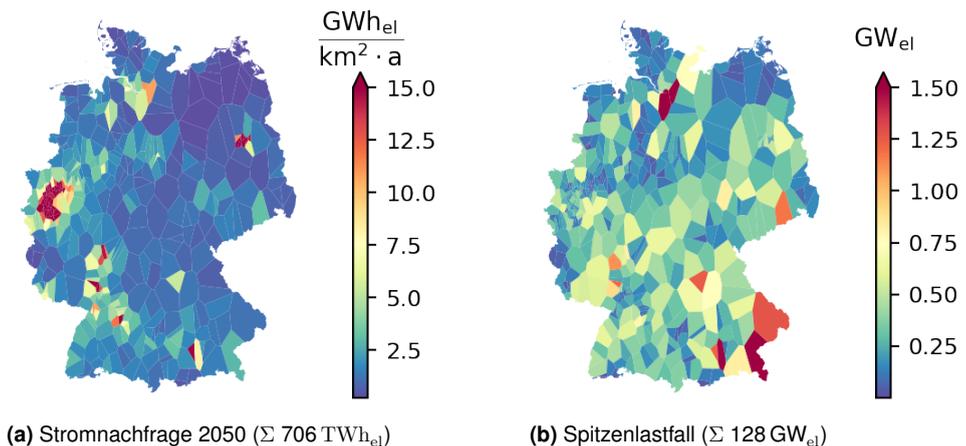


Abbildung 4.1.: Stromnachfrage pro Quadratkilometer für das Jahr 2050 und Spitzenlastfall (ohne Umwandlungssektor).

In der Darstellung der verteilten Stromnachfragen wird deutlich, dass die Anzahl der Höchstspannungsknoten und damit auch die Anzahl der Voronoi-Regionen in Gebieten mit hoher Stromnachfragedichte höher ausfällt als in Gebieten mit niedriger Nachfragedichte. Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Thüringen weisen deshalb eine geringere räumliche Maximalauflösung auf als Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern.

Jede Voronoi-Region weist ein eigenes, individuelles Nachfrageprofil auf, welches sich aus den Linearkombinationen der Nachfrageprofile der einzelnen Verbrauchersektoren zusammensetzt. In Abbildung 4.2 sind exemplarisch zwei normierte Nachfrageprofile für das Jahr 2050 dargestellt. Das linke Profil zeigt die Nachfrage einer ländlichen Region ohne Industriestandort. In dieser Region wird die Nachfrage vom Verlauf der Haushaltsnachfrage dominiert (vgl. Abbildung B.4). Im rechten Profil dagegen überwiegt die industrielle Nachfrage. Dadurch liegt in jeder Stunde eine Grundlast vor, welche etwa 50% der Maximallast in dieser Region entspricht.

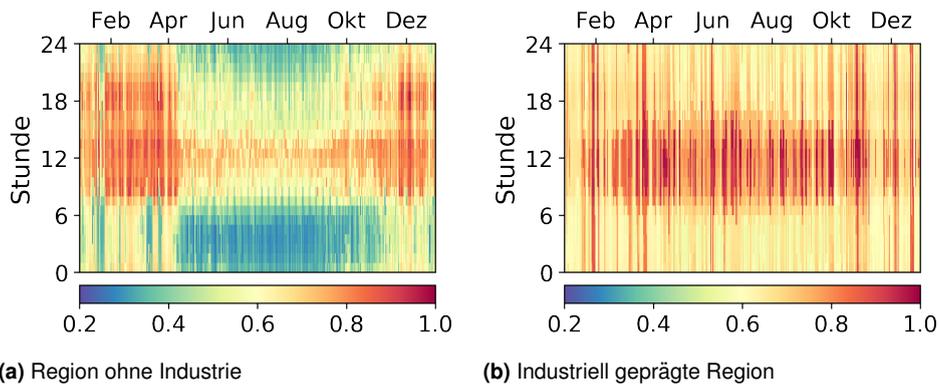


Abbildung 4.2.: Normierte Stromnachfrageprofile einzelner Regionen für das Jahr 2050.

Erdgasnachfrage

Die Erdgasnachfrage wird aus den Nachfrageprofilen aus den Ergebnissen von FINE-NESTOR abgeleitet. Da die nicht-energetischen Erdgasnachfragen des Industriesektors in dieser Arbeit nicht berücksichtigt werden, ergeben sich bei der Gesamtnachfrage leicht abweichende Werte zu denen aus FINE-NESTOR. Tabelle 4.2 zeigt die Nachfragen der Sektoren sowie die Gesamtnachfrage⁸. Im Jahr 2030 beträgt die Gesamtnachfrage nach Erdgas 651 TWh_{CH₄}. Diese muss im Modell komplett durch Importe und die Aufbereitung von Biogas gedeckt werden. Aufgrund der Reduktionsziele der CO₂-Emissionen und der damit verbundenen Abkehr von fossilen Energieträgern sinken die Nachfragen bis zum Jahr 2050 um 88 % auf 79 TWh_{CH₄}.

Tabelle 4.2.: Erdgasnachfragen der einzelnen Verbrauchersektoren für die modellierten Jahre 2030 und 2050.

Jahr	Gebäude	Industrie	Gesamtnachfrage
2030	420 TWh _{CH₄}	231 TWh _{CH₄}	651 TWh _{CH₄}
2050	45 TWh _{CH₄}	35 TWh _{CH₄}	79 TWh _{CH₄}

Abbildung 4.3 zeigt die räumliche Verteilung der Erdgasnachfragen des Jahres 2050 auf die Voronoi-Regionen. Links zu sehen ist Nachfragedichte. Die industriell geprägten und dicht besiedelten Regionen im Rheinland und Ruhrgebiet sowie um Ludwigshafen weisen die höchsten Nachfragedichten auf. Die Erdgasnachfrage des Gebäudesektors bezieht sich hierbei auf die dezentrale Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sowie die Nachfrage zum Kochen. Der Spitzenlastfall tritt Mitte Januar des Jahres auf und lässt sich durch den zu dieser Zeit erhöhten Bedarf an Raumwärme erklären (Abbildung 4.3b). Dabei

⁸Die hier abgebildeten Nachfragewerte können aufgrund der sektoralen Zuordnungen der Erdgasnachfragen im Industriesektor von den Werten aus Kullmann [209] abweichen.

beträgt die Höhe der Last $108 \text{ GW}_{\text{CH}_4}$. Die höchsten Lasten finden sich in den industriell geprägten Regionen.

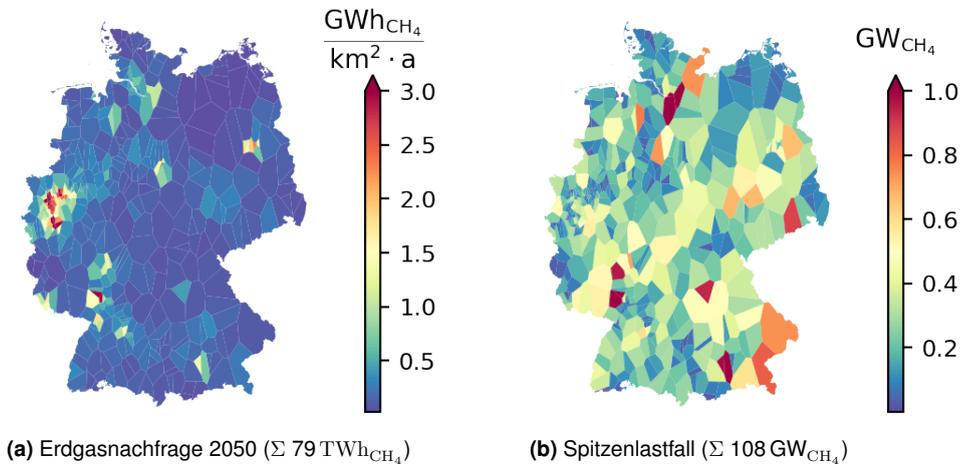


Abbildung 4.3.: Erdgasnachfrage pro Quadratkilometer für das Jahr 2050 und Spitzenlastfall (ohne Energiesektor).

Die räumliche Verteilung der Erdgasnachfrage zeigt, dass sich im Jahr 2050 die Bedarfszentren für Erdgas hauptsächlich auf Regionen in Nordrhein-Westfalen und im Grenzgebiet von Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz beschränken. Aufgrund des starken Rückgangs in der Nachfrage unterscheiden sich die zeitlichen Nachfrageprofile der einzelnen Regionen zwischen den beiden Jahren 2030 und 2050. Abbildung 4.4 zeigt exemplarisch für zwei Regionen die Nachfrageprofile für beide Jahre. Während im Nachfrageprofil 2030 in einer industriell geprägten Region eine konstante Grundlast vorherrscht, ist die Nachfrage im Jahr 2050 nur noch auf die Zeit zwischen November und April begrenzt. In Regionen ohne Industriestandorte ist die Erdgasnachfrage fast gänzlich auf die kältesten Tage des Jahres beschränkt.

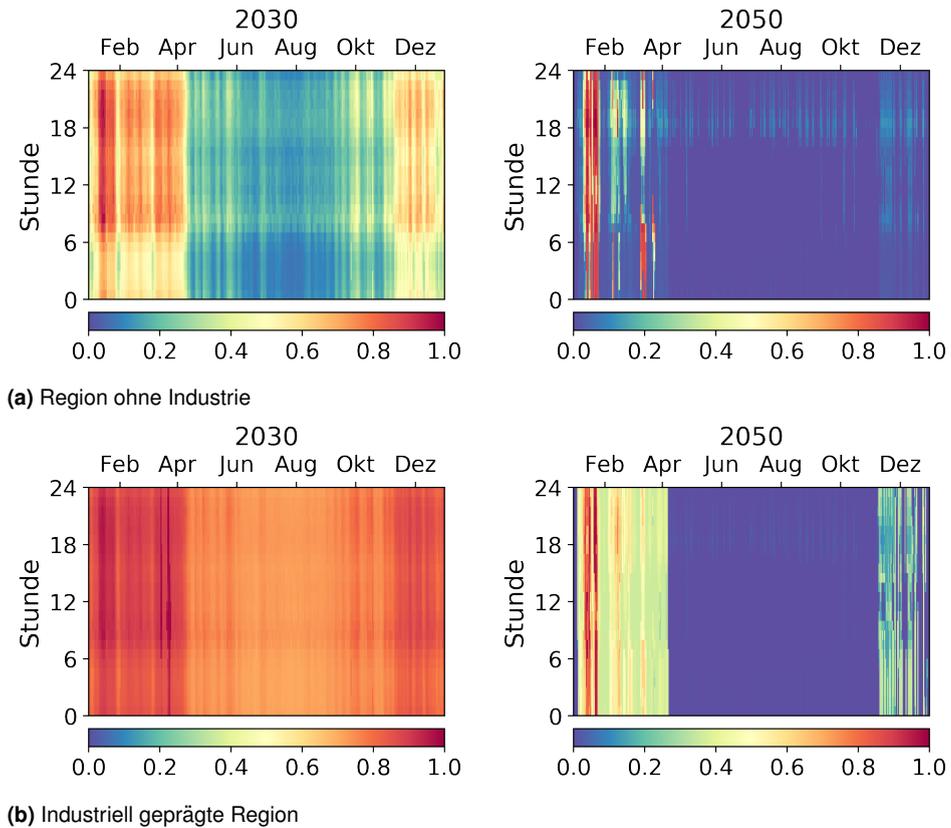


Abbildung 4.4.: Normierte Erdgasnachfrageprofile zweier Regionen für die Jahre 2030 und 2050.

Wasserstoffnachfrage

Die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage erfolgt gegensätzlich zur Entwicklung der Erdgasnachfrage: Die Gesamtnachfrage nach Wasserstoff steigt von $64 \text{ TWh}_{\text{H}_2}$ im Jahr 2030 auf $349 \text{ TWh}_{\text{H}_2}$ im Jahr 2050 (siehe Tabelle 4.3) ohne Berücksichtigung des Umwandlungssektors⁹. Dabei bezieht sich die Wasserstoffnachfrage des Industriesektors nur auf die zukünftige zusätzliche Nachfrage. Die derzeitige Wasserstoffnachfrage des Industriesektors, welche durch konventionelle Wasserstofferzeugung an den jeweiligen Industriestandorten gedeckt wird, wird in dieser Arbeit nicht berücksichtigt (analog zu [28]).

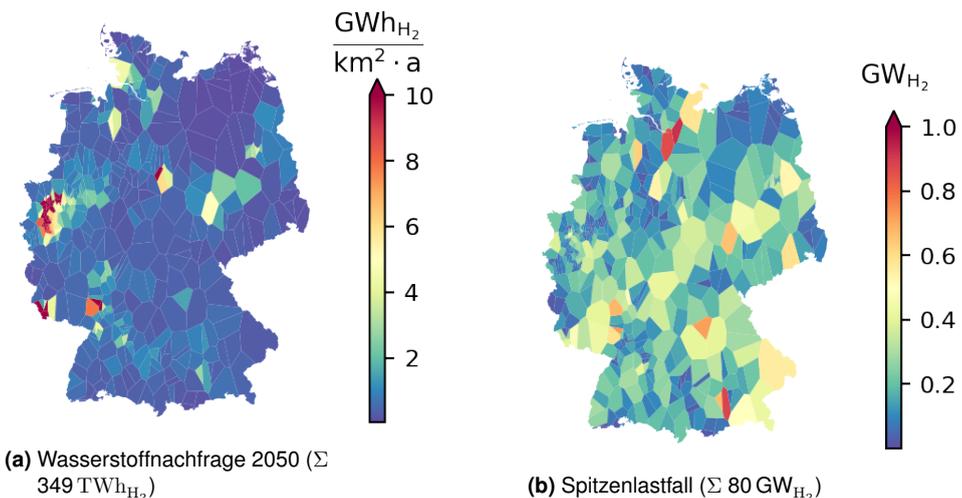
⁹Die hier abgebildeten Nachfragewerte können aufgrund der sektoralen Zuordnungen der Wasserstoffnachfragen im Industriesektor von den Werten aus Kullmann [209] abweichen. Die Wasserstoffnachfrage der Industrie bezieht sich nur auf zusätzliche Wasserstoffnachfragen. Die derzeitige Wasserstoffnachfrage, welche durch konventionelle Erzeugung an den jeweiligen industriellen Standorten gedeckt wird, wird vernachlässigt. Deshalb ergeben sich für das Jahr 2030 geringere Wasserstoffnachfragen im Industriesektor.

Tabelle 4.3.: Wasserstoffnachfragen der einzelnen Verbrauchersektoren für die modellierten Jahre 2030 und 2050.

Jahr	Gebäude	Industrie	Verkehr	Gesamtnachfrage
2030	1 TWh _{H₂}	18 TWh _{H₂}	45 TWh _{H₂}	64 TWh _{H₂}
2050	15 TWh _{H₂}	195 TWh _{H₂}	139 TWh _{H₂}	349 TWh _{H₂}

Insgesamt steigt die Wasserstoffnachfrage in allen Sektoren deutlich an, wobei Industrie und Verkehr 96 % der Gesamtnachfrage im Jahr 2050 ausmachen.

Die Wasserstoffnachfrage ist besonders in Regionen mit Standorten der Stahl-, Zement- oder chemischen Industrie erhöht. Dadurch ergeben sich hohe Nachfragedichten im Saarland und in Nordrhein-Westfalen (siehe Abbildung 4.5). Die Nachfrage des Verkehrssektors dagegen ist gleichmäßig über alle Regionen verteilt mit gering ausgeprägten lokalen Maxima in den dichter besiedelten Regionen. Der Spitzenlastfall für die Endverbrauchernachfragen ohne die Berücksichtigung des Umwandlungssektors tritt Mitte Februar auf mit einer nachgefragten Last von 80 GW_{H₂} (Abbildung 4.5, rechts), wobei zu dieser Stunde die Nachfrage des Gebäudesektors zur dezentralen Wärmebereitstellung überwiegt.

**Abbildung 4.5.:** Wasserstoffnachfrage pro Quadratkilometer für das Jahr 2050 und Spitzenlastfall (ohne Umwandlungssektor).

Je nachdem, ob Industriestandorte mit Wasserstoffbedarf in den Regionen angesiedelt sind oder nicht, unterscheidet sich das zeitliche Nachfrageprofil (siehe Abbildung 4.6). Aufgrund der konstanten Wasserstoffnachfrage des Verkehrssektors ist in allen Zeitschritten eine Grundlast vorhanden. Industriell geprägte Standorte weisen ihr Nachfragemaxima in den Sommermonaten bis November auf. Regionen ohne Industrie dagegen erreichen ihre maximale Nachfrage im Januar und März.

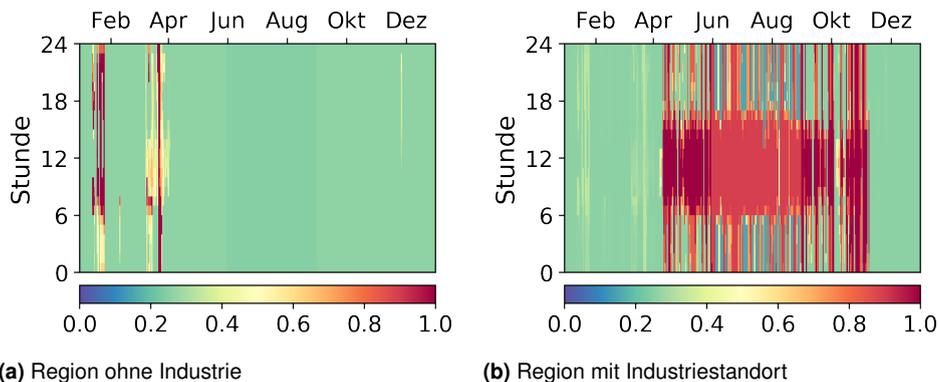


Abbildung 4.6.: Normierte Wasserstoffnachfrageprofile einzelner Voronoi-Regionen für das Jahr 2050.

Fernwärmenachfrage

Die modellierte Wärmenachfrage umfasst nur die Nachfrage, welche durch Fernwärmenetze gedeckt wird. Im räumlich aufgelösten Modell wird keine Optimierung der Wärmebereitstellung durchgeführt. Eine Mitoptimierung dieser Bereitstellung ist für zukünftige Arbeiten unter Berücksichtigung des Gebäudebestands in den jeweiligen Regionen und den damit einhergehenden Einschränkungen der Technologieauswahl denkbar.

Fernwärmenachfragen weisen der Gebäude- und der Industriesektor auf. Im Falle des Industriesektors wird hierbei nur die Nachfrage nach Niedertemperatur-Prozesswärme abgebildet, welche in den Ergebnissen aus FINE-NESTOR über Fernwärmenetze bereitgestellt wird. Die Wärmenachfragen summieren sich auf 187 TWh_{th} im Jahr 2030 und auf 167 TWh_{th} im Jahr 2050 (siehe Tabelle 4.4)¹⁰.

Tabelle 4.4.: Wärmenachfragen der einzelnen Verbrauchersektoren für die modellierten Jahre 2030 und 2050.

Jahr	Gebäude	Industrie	Gesamtnachfrage
2030	149 TWh _{th}	38 TWh _{th}	187 TWh _{th}
2050	126 TWh _{th}	41 TWh _{th}	167 TWh _{th}

Die Verteilung der Wärmenachfragen erfolgt nach der Bevölkerungsdichte und der Bruttowertschöpfung des Industriesektors. Dadurch weisen insbesondere Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg als dicht besiedelte Bundesländer eine höhere Fernwärmenachfrage pro Quadratmeter auf. Abbildung 4.7 zeigt die räumliche Verteilung der Nachfragedichten. Die maximale Last mit 48 GW_{th} tritt Mitte Januar auf.

¹⁰Die hier abgebildeten Nachfragewerte können aufgrund der sektoralen Zuordnungen der Wärmenachfragen und aufgrund der Vernachlässigung der Prozesswärmenachfragen von den Werten aus Kullmann [209] abweichen.

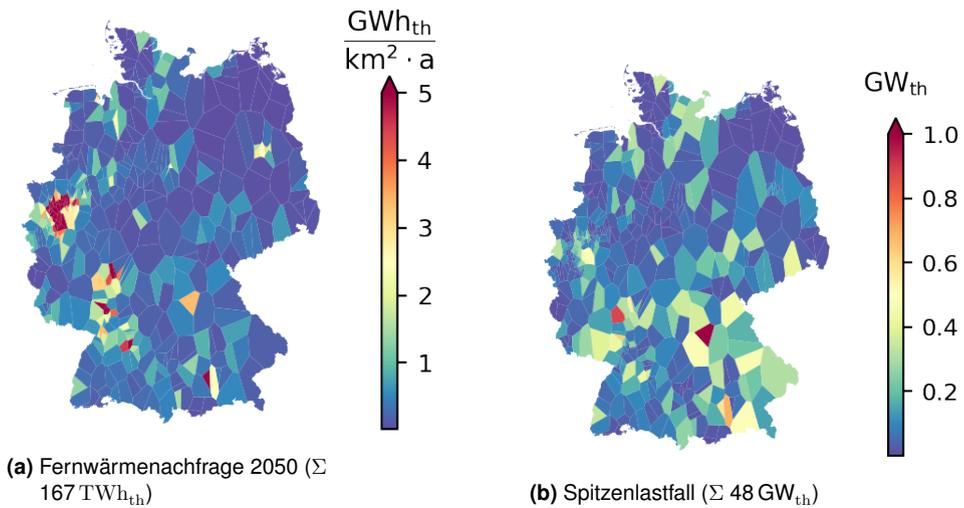


Abbildung 4.7.: Fernwärmenachfrage pro Quadratkilometer für das Jahr 2050 und Spitzenlastfall.

Der zeitliche Verlauf der Nachfrage wird im Falle des Industriesektors als konstant angenommen. Aus diesem Grund weisen alle modellierten Regionen ähnliche Wärmenachfrageprofile auf. Die höchsten Nachfragewerte werden aufgrund des erhöhten Raumwärmebedarfs in den Wintermonaten beobachtet.

4.2.2. Modellierte Im- und Exporte

Dem Modell ist es erlaubt, verschiedene Energieträger zu importieren. Räumliche Beschränkungen des Imports gelten für die Energieträger Strom, Erdgas und Wasserstoff. Diese können nur an bestimmten Grenzübergängen dem Energiesystem zugeführt werden. Darüber hinaus können die Primärenergieträger Mineralöl, Braun- und Steinkohle in jeder Region hinzugekauft werden, um die konventionellen, thermischen Kraftwerke zu betreiben. Der modellierte Export ist limitiert auf den Export von Strom und sollte in zukünftigen Arbeiten um weitere Energieträger erweitert werden.

Importe werden in FINE als Source-Komponenten abgebildet, der Stromexport als Sink-Komponente (siehe Abschnitt 3.1.1).

Stromimporte und -exporte

Die Modellierung der Stromimporte und -exporte erfolgt auf Basis der Methodik von Welder [27] und Lopion [26]. Wie bereits in Abschnitt 2.3.1 erläutert, werden die Potenziale für den Import und Export durch die positiven und negativen Residuallasten der angebotenen Länder definiert. Die Werte der Residuallasten basieren auf der Arbeit von Syranidou [52] und dem Szenario *small & local* aus dem e-Highway-Projekt [225]. Abbildung 4.8 zeigt die jährlichen positiven und negativen Residuallasten der berücksichtigten Import- und Exportländer. Die Kuppelleitungen, basierend auf dem

Netzentwicklungsplan 2030 (2019) [193] sind in schwarz eingezeichnet. Die Residuallasten liegen als stündliche Profile vor. Die maximalen Import-/Exportleistungen ergeben sich anhand der Übertragungsleistung der einzelnen Kuppelleitungen und sind den jeweiligen angebondenen Voronoi-Regionen zugeordnet. Die Summe aller importierten bzw. exportierten Strommengen über Kuppelleitungen aus demselben Land darf dabei in jedem Zeitschritt nicht die Summe der positiven bzw. negativen Residuallast übersteigen. Der Import und Export von Strom sind optional. Die Optimierung kann in jedem Zeitschritt wählen, ob Strom gemäß des Residuallastenprofils im- bzw. exportiert werden soll.

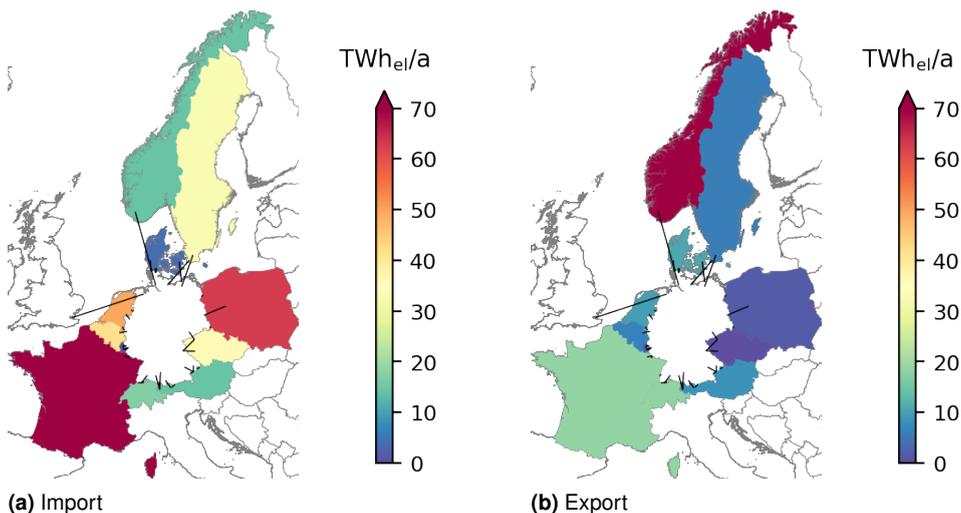


Abbildung 4.8.: Jährliches Potenzial für Stromimport und -export zu den durch Kuppelleitungen am Stromnetz angebondenen Ländern (angelehnt an [27]). Verbindungsleitungen sind in schwarz eingezeichnet.

Der Im- und Export nach bzw. aus Großbritannien ist aufgrund der vorliegenden Datengrundlage nicht berücksichtigt, weshalb in Abbildung 4.8 Großbritannien in weiß dargestellt ist. In zukünftigen Arbeiten sollte für Großbritannien ebenfalls ein Potenzial für den Im- und Export hinterlegt werden. Weiterhin wäre denkbar, die Modellierung des Stromim- und -exportes über eine Modellkopplung mit einem Energiesystem- oder Strommarktmodell für Europa zu erweitern, um so eine detaillierte Abbildung des internationalen Stromausstauschs zu ermöglichen.

Erdgasimporte

Der Import von Erdgas kann an allen grenzüberschreitenden Pipelines des Erdgasnetzes erfolgen. Die maximalen Übertragungsleistungen sind in Abbildung 4.9 dargestellt. Im Gegensatz zu der Importmodellierung von Wasserstoff werden für den Import von Erdgas keine konstanten Importraten berücksichtigt. Das Modell kann frei entscheiden, wie viel Erdgas an welcher Stelle und zu welchem Zeitpunkt importiert werden soll. Der Import von Erdgas wird zur Deckung der Erdgasnachfragen und für die Nutzung der Erdgaskraftwerke

benötigt. Die inländische Erdgasgewinnung wird nicht berücksichtigt. Der Transport des importierten Erdgases zu den jeweiligen Verbrauchern erfolgt über das Gasnetz. Die Importkosten sind zu jedem Zeitpunkt und an allen möglichen Importlokationen identisch.

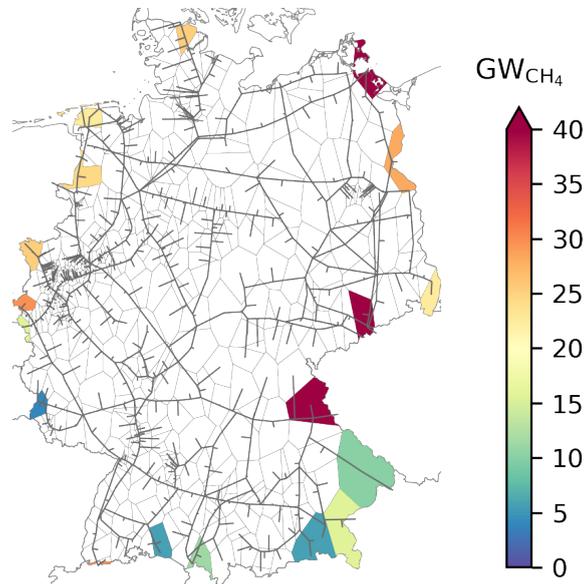


Abbildung 4.9.: Optionen für den Import von Erdgas.

Auf die Abbildung des Exports von Erdgas wird verzichtet. Dies bedeutet allerdings auch, dass der Transit von Erdgas nicht berücksichtigt wird. Aufgrund der Rolle Deutschlands als Transitland für die europäische Erdgasversorgung sollte in zukünftigen Arbeiten der Transit von Erdgas integriert werden. Hierfür werden zusätzliche Annahmen für den zukünftigen Erdgasverbrauch anderer Länder benötigt, die ihre Erdgasimporte hauptsächlich über den Transit durch Deutschland beziehen.

Wasserstoffimporte

Für die Modellierung des Wasserstoffimports werden folgende Annahmen getroffen:

- Flüssiger Wasserstoff kann via Schiff an den drei potenziellen Standorten für LNG-Terminals importiert werden.
- Wasserstoff kann über Pipelines aus den Niederlanden importiert werden.

In beiden Fällen werden die Importraten als konstant abgebildet (analog zu den Annahmen in FINE-NESTOR). Dies bedeutet, dass die ausgebaute Importleistung ganzjährig zu 100% genutzt werden muss. Es wird keine Unterscheidung zwischen grünem und blauem importiertem Wasserstoff vorgenommen. Die Kosten für den importierten Wasserstoff sind an allen Importstandorten identisch und werden auf den konservativen Wert von 96 Euro/GWh_{LH₂} (3,20 Euro/kg_{LH₂}) festgesetzt (basierend auf [28]).

Abbildung 4.10 zeigt die möglichen Lokationen und die maximal installierbaren Importleistungen für den Wasserstoffimport. An den drei Terminals wird angenommen, dass die maximale Importleistung jeweils $7 \text{ GW}_{\text{H}_2}$ beträgt. Die maximalen Importleistungen für den Import über die Niederlande orientieren sich an den Übertragungsleistungen der Importpipelines des Erdgasnetzes.

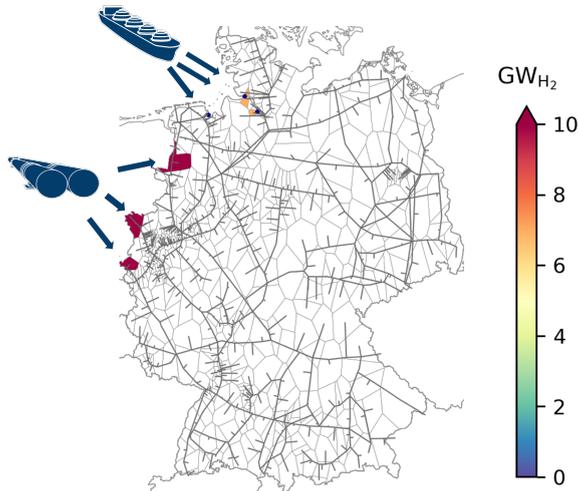


Abbildung 4.10.: Optionen für Wasserstoffimport: Via Schiff an den Terminals oder via Pipelines über die Niederlande.

Um alle berücksichtigten Importmöglichkeiten als gleichwertig zu betrachten, wird angenommen, dass sowohl der an den Terminals als auch der über die Pipeline importierte Wasserstoff in flüssiger Form ins System eingeführt wird. Dies liegt darin begründet, dass der über die Niederlande importierte Wasserstoff ebenfalls in flüssiger Form an einen Hafen angelandet wird und vor Ort regasifiziert werden muss, um diesen über die Pipelines zu transportieren. Da in dieser Hinsicht keine differenzierten Kostenanteile für die Regasifizierung des Flüssigwasserstoffs berücksichtigt werden, bietet es sich an, alle Standorte zu den gleichen Bedingungen abzubilden. Dadurch kann die Bevorteilung eines gasförmigen Wasserstoffimports bei gleichen Importkosten verhindert werden.

In zukünftigen Arbeiten könnten die Importkosten differenzierter betrachtet werden sowie weitere Importlokationen erlaubt werden. Ebenso wäre es möglich, neben der Nachfrage nach gasförmigem Wasserstoff eine Nachfrage nach Flüssigwasserstoff zu integrieren sowie den Transport von Flüssigwasserstoff abzubilden.

Weitere Importe

Zusätzlich wird im Modell der Zukauf weiterer Primärenergieträger erlaubt darunter Mineralöl, Braun- und Steinkohle. Diese werden für den Betrieb der konventionellen, thermischen Kraftwerke benötigt. Ihr Zukauf ist in jeder modellierten Region möglich. Ein Transport dieser Energieträger über Regionsgrenzen hinweg ist nicht abgebildet. Ebenso wird eine mögliche Speicherung bzw. Lagerung dieser Energieträger nicht berücksichtigt.

Die Kosten des Zukaufs sind für den gesamten Zeithorizont konstant und für alle Regionen identisch. Dadurch bietet die Abbildung von Transport und Speicherung dieser Energieträger in der vorliegenden Modellversion keinen Mehrwert, weil sie aufgrund der entstehenden Mehrkosten nicht gezogen werden würden. Prinzipiell kann das Modell aber um diese Komponenten erweitert werden.

4.2.3. Berücksichtigung von CO₂-Emissionen

Die Betrachtung der Treibhausgasemissionen wird auf die Emissionen von CO₂ limitiert. Das Modell selbst bildet dabei nur einen Teil des Gesamtsystems Deutschland ab. So wird beispielsweise der Sektor Landwirtschaft nicht berücksichtigt. Selbiges gilt für die Emissionen des Verkehrssektors sowie die anfallenden Emissionen durch die fossile, dezentrale Wärmebereitstellung - zum Beispiel durch Gas- und Ölheizungen.

Aus diesem Grund dürfen der Optimierung nicht die gesamtheitlichen Emissionsreduktionsziele der neuen Klimaschutzgesetze vorgegeben werden, welche derzeit für das 2030 auf 65% und für 2045 auf 100 % definiert sind [109, 110].

Das zugrunde liegende Referenzmodell, aus welchem die Nachfragen und Ausbaugrenzen extrahiert werden, basiert zudem auf einem älteren Klimaschutzgesetzesentwurf, welcher die Treibhausgasreduktion für das Jahr 2050 auf 95 % festlegt [106, 209].

Die Berücksichtigung der CO₂-Emissionen erfolgt im Modell FINE.Infrastructure deshalb folgendermaßen:

- Bei der Stromerzeugung durch konventionelle, thermische Kraftwerke fallen CO₂-Emissionen gemäß dem Brennstoff an, der in dem jeweiligen Kraftwerk genutzt wird. Diese werden in der Bilanzierung der Emissionen berücksichtigt.
- Die Nutzung von Biogas in einem Erdgaskraftwerk führt zu keinen CO₂-Emissionen, die in der Bilanz berücksichtigt werden.
- Die Verbrennung von Holzhackschnitzeln führt zu keinen CO₂-Emissionen, die in der Bilanz berücksichtigt werden.
- Treibhausgasemissionen der Sektoren Industrie, Verkehr, Abfallwirtschaft und Gebäude werden vernachlässigt.

Zusammenfassend werden somit nur die CO₂-Emissionen für die Stromerzeugung aus fossilen Primärenergieträgern detailliert abgebildet. Als Referenzwert für die Reduktionsziele wird deshalb - analog zu Welder [27] - der Wert der CO₂-Emissionen durch die Stromerzeugung für das Jahr 1990 gewählt. Dieser beziffert sich auf 366 Mt_{CO₂}/a [105]. Der Klimaschutzplan 2050 [108] sieht für das Jahr 2030 eine Gesamtreduktion der CO₂-Emissionen um 55 % vor, wobei der Energiewirtschaftssektor mit einer Reduktion von rund 62 % überproportional zur Zielsetzung beitragen soll. Die Emissionen dieses Sektors setzen sich zusammen aus der Verbrennung fossiler Rohstoffe zur Bereitstellung von Strom und Wärme sowie aus den Emissionen der Pipelineverdichter und der Raffinerien. Im Jahr 1990 summieren sich die Emissionen dieses Sektors auf 466 Mt_{CO₂}/a [108]. Mit der Änderung des Klimaschutzgesetzes mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 erhöht sich das Reduktionsziel 2030 insgesamt auf 65 % und im Speziellen für den Energiewirtschaftssektor auf knapp 77 % [109]. Die zulässigen Jahresemissionsmengen reduzieren sich dabei für diesen Sektor auf 108 Mt_{CO₂}/a im Jahr 2030 [109].

Aufgrund der eingeschränkten Abbildung des Energiewirtschaftssektors im Modell

FINE.Infrastructure und den Annahmen des zugrunde liegenden Referenzszenarios bezüglich der Reduktionsziele wird für das Jahr 2030 eine Reduktion der CO₂-Emissionen des Stromsektors um 70 % angestrebt, wodurch die Emissionen des Sektors auf 109,8 Mt_{CO₂}/a limitiert werden.

Für das Jahr 2050 wird davon ausgegangen, dass der Stromsektor keine weiteren CO₂-Emissionen ins System einbringen darf. Dies bedeutet, dass für die berechneten Szenarien des Jahres 2050 die CO₂-Emissionen auf 0 Mt_{CO₂}/a festgesetzt werden.

Die Modellierung der CO₂-Emissionen in FINE erfolgt als Sink-Komponente mit einer jährlichen Begrenzung der maximal erlaubten Emissionen. Das heißt, die aufsummierten CO₂-Emissionen über alle Zeitschritte des Jahres dürfen den maximal erlaubten Emissionswert nicht übersteigen.

4.3. Modellierte Energieinfrastrukturen in FINE.Infrastructure

Eine Übersicht aller modellierten Technologien sowie technische Daten und Modellierungsansätze aus der Literatur können Abschnitt 2.3 entnommen werden. In diesem Abschnitt wird jeweils kurz auf die Modellierung der Technologien in FINE eingegangen. Falls zutreffend werden zudem die räumlichen Verteilungen der Eingangsparameter beschrieben. Die Darstellung erfolgt dabei jeweils auf Basis der höchsten räumlichen Auflösung (475 Voronoi-Regionen).

Die Gliederung dieses Abschnitts orientiert sich an den fünf Komponentenklassen aus FINE (siehe Abschnitt 3.1.1).

4.3.1. Quellen

Neben den Importen, welche bereits in Abschnitt 4.2.2 beschrieben sind, werden die folgenden Technologien als Source-Komponenten in FINE modelliert:

- Windkraft
- Photovoltaik
- Biomasse
- Laufwasserkraftwerke

Windkraft

Für die theoretischen Potenziale zur Stromerzeugung durch Windenergie werden die Ergebnisse von Ryberg [61] und Caglayan et al. [63] als Grundlage genommen. Die Stromerzeugung kann entweder an Land - durch Onshore-Windturbinen - oder auf See - durch Offshore-Windturbinen - erfolgen.

Für den Ausbau der Onshore-Windturbinen werden verschiedene Kriterien hinterlegt, um die Platzierung der Turbinen an die theoretisch maximal erreichbare installierte Leistung anzupassen. Abbildung 4.11 zeigt die aggregierten Potenziale aller 475 Voronoi-Regionen sowie die Volllaststunden basierend auf dem Wetterjahr 2013. Aufgrund der Abstandsregelungen fallen die Potenziale in Bayern und im dicht besiedelten

Nordrhein-Westfalen geringer aus als in den anderen Regionen Deutschlands. Regionen ohne jegliches Potenzial sind in weiß dargestellt. Die nördlichen Regionen weisen dagegen aufgrund der Windverhältnisse und der niedrigeren Besiedlungsdichte ein höheres Potenzial auf.

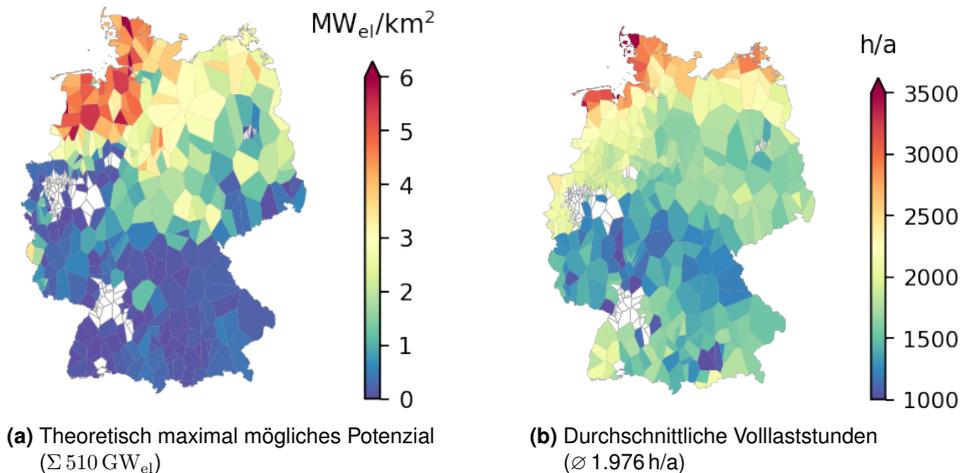


Abbildung 4.11.: Theoretisches maximales Potenzial pro Quadratkilometer von Onshore-Windturbinen, sowie maximale Volllaststunden der einzelnen Regionen. Regionen ohne jegliches Potenzial sind in weiß dargestellt.

Insgesamt summiert sich das theoretische Potenzial für die Installation von Onshore-Windturbinen auf $510 \text{ GW}_{\text{el}}$. Die durchschnittlichen Volllaststunden betragen 1.976 h/a , wobei insgesamt bis zu $1060 \text{ TWh}_{\text{el}}/\text{a}$ Strom aus Onshore-Windenergie bereitgestellt werden könnten, sollte das maximal theoretische Potenzial komplett ausgeschöpft werden.

Für die Modellierung der Offshore-Windturbinen werden drei weitere Regionen dem Modell hinzugefügt, welche die nähere Umgebung der Nord- und Ostseeküste und die entferntere Umgebung der Nordseeküste abbilden (siehe auch Abschnitt 3.2.1). Für letztere Region wird angenommen, dass die Wassertiefe bereits zu hoch ist, um die Windturbinen direkt im Boden zu befestigen. Dadurch fallen die Investitionskosten in dieser Region rund 40 % höher aus als für die Installation von Windturbinen in der direkten Umgebung der Küstengebiete. Das berücksichtigte maximale Potenzial in den drei Regionen beträgt insgesamt $82 \text{ GW}_{\text{el}}$. Die Verteilung der Potenziale und die durchschnittlichen Volllaststunden der Windenergieanlagen in den Regionen können Tabelle 4.5 entnommen werden.

Tabelle 4.5.: Maximales Potenzial, durchschnittliche Volllaststunden sowie Investitions- und Stromgestehungskosten von Windenergieanlagen an den drei berücksichtigten Offshore-Regionen.

	Ostsee	Nordsee, küstennah	Nordsee, küstenfern
Potenzial	5,7 GW _{el}	40,0 GW _{el}	36,4 GW _{el}
Volllaststunden	∅ 4.782 h/a	∅ 5.257 h/a	∅ 5.620 h/a
max. Erzeugung	27,4 TWh _{el} /a	210,6 TWh _{el} /a	204,1 TWh _{el} /a
Investitionskosten	∅ 1.993 Euro/kW	∅ 2.447 Euro/kW	∅ 3.337 Euro/kW
Stromgestehungskosten	∅ 0,06 Euro/kWh	∅ 0,07 Euro/kWh	∅ 0,09 Euro/kWh

Abbildung 4.12 zeigt die stündlichen, maximalen Erzeugungsraten der Windenergieanlagen an den drei Standorten basierend auf dem Wetterjahr 2013. Die Erzeugungsraten zeigen hierbei keine deutlichen wiederkehrenden Muster. Die Standorte in der Nordsee bieten dabei leicht höhere Erzeugungsraten, wodurch sich an diesen Standorten auch höhere maximale Volllaststunden ergeben. Die maximal erzeugbare Strommenge beträgt etwa 442 TWh_{el}/a, sofern alle theoretischen Potenziale ausgeschöpft werden.

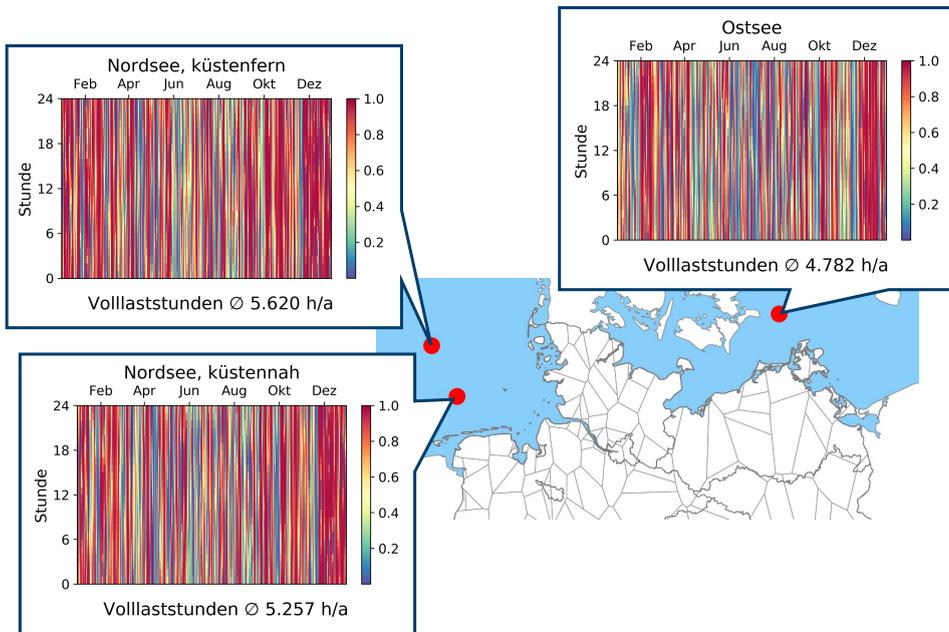


Abbildung 4.12.: Maximale Erzeugungsraten der Offshore-Windturbinen in den drei berücksichtigten Offshoreregionen.

Photovoltaik

Für die theoretischen Potenziale zur Stromerzeugung durch Photovoltaik werden die Ergebnisse von Ryberg [61] als Grundlage genommen. Dabei kann die Stromerzeugung entweder auf Dachflächen oder auf Freiflächen erfolgen.

Die Bestimmung des Gesamtpotenzials für Dachflächenphotovoltaik wird anhand eines mathematischen Zusammenhangs zwischen Gesamtbevölkerung und Bevölkerungsdichte realisiert [61]. Die Potenziale werden für ein 10kmx10km Raster berechnet, wobei das Potenzial jeweils dem Mittelpunkt des Rasters zugeordnet wird. Im Anschluss werden die so bestimmten Potenziale mit den Voronoi-Regionen überlagert. Die Potenziale für Freiflächenphotovoltaik ergeben sich aus den landschaftlich freien, nutzbaren Flächen für Photovoltaik basierend auf den Annahmen aus Ryberg [61].

Abbildung 4.13 zeigt die hinterlegten, theoretischen Potenziale für Photovoltaikanlagen pro Quadratkilometer. Die höchsten Potenziale pro Quadratkilometer für Dachflächenphotovoltaik finden sich in dicht besiedelten Regionen wie Berlin, Stuttgart und dem Rheinland, deren regionale Ausmaße mit den Voronoi-Regionen gut übereinstimmen. Regionen mit niedrigen Bevölkerungsdichten weisen nur geringe Potenziale pro Quadratkilometer auf (zum Beispiel Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg). Diese Regionen besitzen dagegen höhere Potenziale für Freiflächenphotovoltaik, da sie viele freie Flächen zur Installation dieser Anlagen bieten.

Insgesamt sind für die theoretischen, maximalen Potenziale 190 GW_p für Dachflächenphotovoltaik und 259 GW_p für Freiflächenphotovoltaik hinterlegt.

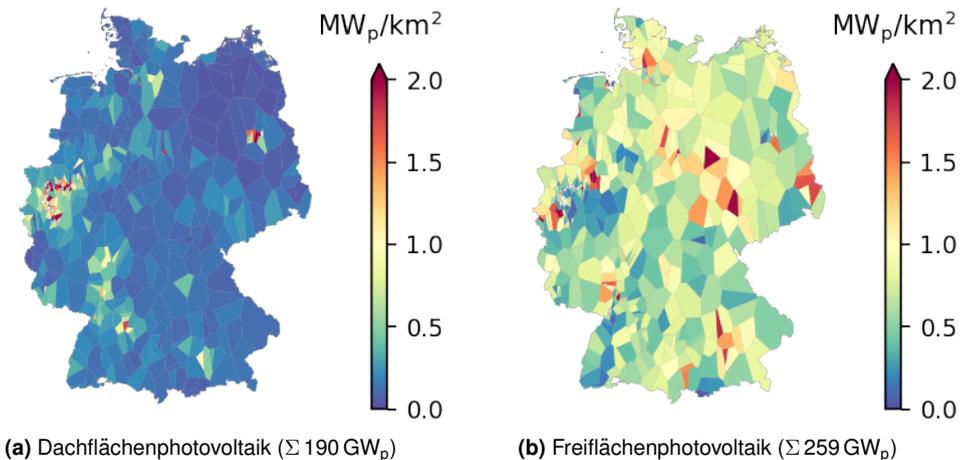


Abbildung 4.13.: Theoretisches maximales Potenzial pro Quadratkilometer von Dach- und Freiflächenphotovoltaik.

Das Potenzial der Dachflächenphotovoltaik wird analog zu Welder [27] auf die drei Dachausrichtungen nach Süden, Osten und Westen aufgeteilt und die Erzeugungsraten abhängig von den Winkeln berechnet. Die Modellierung erfolgt als drei verschiedene Source-Komponenten, welche jeweils eine Dachausrichtung repräsentieren. In Abbildung 4.14 sind die Volllaststunden der drei Ausrichtungen für das Wetterjahr

2013 dargestellt. Aufgrund der Sonneneinstrahlung weisen nach Süden ausgerichtete Dachphotovoltaikanlagen eine generell höhere Erzeugungsrate und damit höhere Volllaststunden auf als nach Westen oder Osten ausgerichtete Anlagen. Darüber hinaus sind die Volllaststunden der südlichen und nordöstlichen Regionen in allen Ausrichtungen höher als die der in Mitteldeutschland gelegenen Regionen.

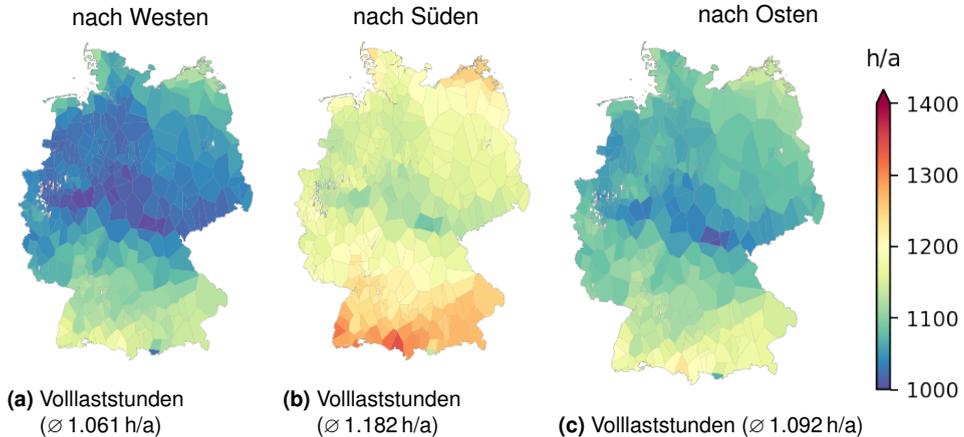


Abbildung 4.14.: Maximale Volllaststunden der einzelnen Regionen für Dachflächenphotovoltaik.

Im Fall der Freiflächenphotovoltaik werden zwei verschiedene Montageoptionen unterschieden: Die Anlagen können entweder fest montiert oder mit einer nachgeführten Winkelausrichtung installiert werden. Dadurch ergeben sich unterschiedliche Volllaststunden, aber auch unterschiedliche Investitionskosten. Nachgeführte Anlagen weisen höhere Volllaststunden auf als fix montierte, da sie sich an die Änderungen der Sonneneinstrahlungswinkel anpassen können. Wie in Abbildung 4.15 zu sehen, sind auch im Fall der Freiflächenphotovoltaik die Volllaststunden der südlichen und nordöstlichen Regionen höher als die der in Mitteldeutschland gelegenen Regionen.

Dem Modell werden beide Optionen für Freiflächenphotovoltaik erlaubt, wobei das hinterlegte theoretische Potenzial in Summe nicht überschritten werden darf. Die maximal erzeugbare Strommenge durch Freiflächenphotovoltaik liegt bei etwa $357 \text{ TWh}_{\text{el}}/\text{a}$ unter der Annahme, dass das gesamte theoretische Potenzial durch den Bau von nachgeführten Anlagen ausgeschöpft wird. Durch Dachflächenphotovoltaikanlagen können maximal $210 \text{ TWh}_{\text{el}}/\text{a}$ erzeugt werden, sofern alle theoretischen Potenziale ausgeschöpft werden.

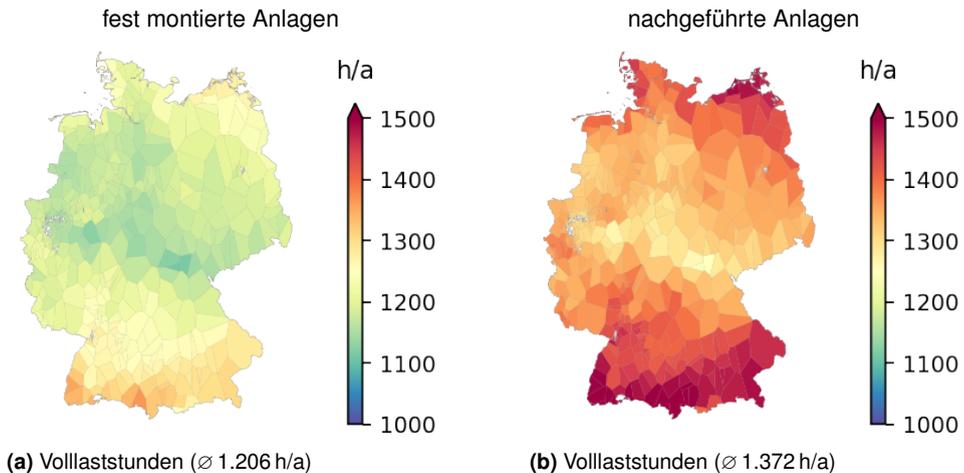


Abbildung 4.15.: Maximale Volllaststunden der einzelnen Regionen für Freiflächenphotovoltaik.

Photovoltaikanlagen weisen im Gegensatz zu Windenergieanlagen ein deutliches, wiederkehrendes Muster in ihren Erzeugungsraten auf, welches sich anhand der Sonnenstunden am Tag ergibt (siehe Abbildung 4.16). Das Maximum der Erzeugungsrates liegt dabei in den Mittagsstunden. In den Sommermonaten kann aufgrund der vermehrten Sonnenstunden eine höhere sowie länger andauernde Stromerzeugung erreicht werden. Im Winter ist die Stromerzeugung auf wenige Stunden am Tag begrenzt. Nachgeführte Freiflächenphotovoltaikanlagen können die Sonneneinstrahlung über die gesamten Sonnenstunden effizienter nutzen als Dachflächen- oder fest montierte Freiflächenphotovoltaikanlagen.

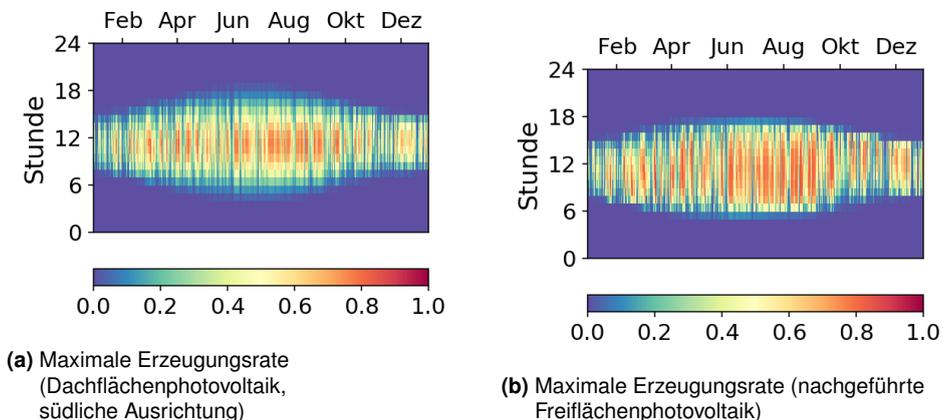


Abbildung 4.16.: Maximale Erzeugungsrates der Dach- und Freiflächenphotovoltaik im Vergleich.

Biomasse

Im Bereich der Biomasse werden im Modell zwei Arten unterschieden: forstwirtschaftliche Biomasse in Form von Waldholzresten und Biogas auf Basis von organischen Abfällen und Gülle.

Basierend auf der Methodik von Welder [27] wird das Potenzial der forstwirtschaftlichen Biomasse den Waldflächen in Deutschland zugeordnet. Das angenommene Gesamtpotenzial beträgt $142 \text{ TWh}_{\text{Holz,LHV}}$ [214]. In Abbildung 4.17a ist die Verteilung der forstwirtschaftlichen Biomasse pro Quadratkilometer abgebildet. Regionen an der Nordseeküste sowie städtische Regionen weisen dabei keine Potenziale auf. Der Transport von Holz über Regionsgrenzen hinweg wird nicht berücksichtigt, wodurch die Nutzung des Holzes als Brennstoff somit nur auf das Potenzial der einzelnen Regionen beschränkt ist. In zukünftigen Arbeiten könnte das Potenzial der forstwirtschaftlichen Biomasse um Altholz und Industrieholz ergänzt werden, deren theoretisches Potenzial auf knapp $47 \text{ TWh}_{\text{Holz,LHV}}$ geschätzt wird [214].

Die Erzeugung von Biogas ist im Modell begrenzt auf die Nutzung von organischen Abfällen und Gülle. Die räumliche Verteilung der Potenziale wird analog zu Welder [27] durchgeführt: Das Potenzial von Biogas aus organischen Abfällen wird auf Basis der Bevölkerungsdichte verteilt. Die Verteilung des Potenzials von Biogas aus Gülle erfolgt anhand der Weideflächenanteile in den Regionen. Insgesamt beträgt das Potenzial von Biogas $31 \text{ TWh}_{\text{Biogas,LHV}}$. Abbildung 4.17b zeigt die räumliche Verteilung des jährlichen Biogaspotenzials pro Quadratkilometer. Im Gegensatz zur forstwirtschaftlichen Biomasse kann das Biogas im Modell nach einem Aufbereitungsschritt über das Erdgasnetz in andere Regionen transportiert werden.

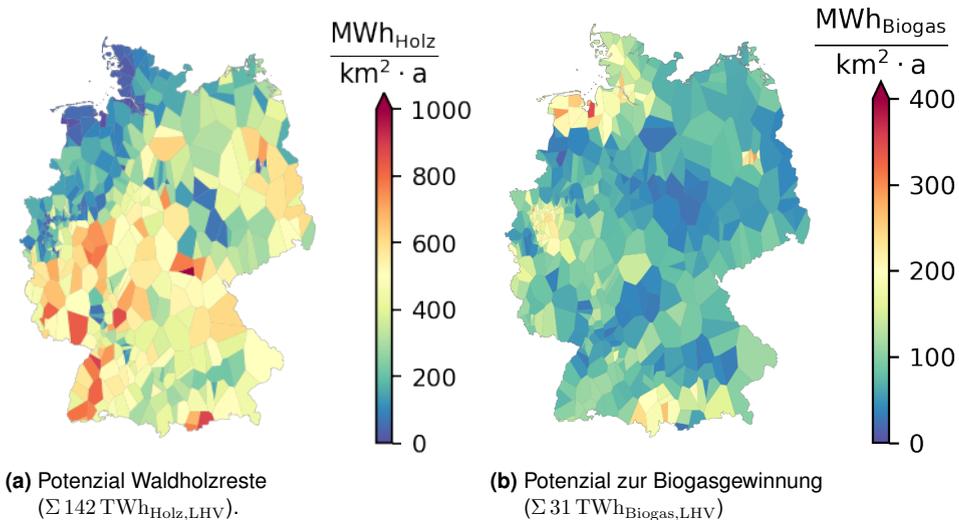


Abbildung 4.17.: Theoretische Potenziale der berücksichtigten Biomassen.

Die Modellierung der Waldholzreste erfolgt als Source-Komponente, welche das Holz zu beliebigen Zeitpunkten ins System einbringen kann, dabei jedoch nicht das jährliche Gesamtpotenzial überschreiten darf.

Die Bereitstellung des Biogases erfolgt dagegen in Form einer Biogasanlage, welche mit einer konstanten Rate betrieben werden muss. Die maximal installierbare Leistung ergibt sich aus dem theoretischen Potenzial der Region, welches gleichmäßig auf die 8760 h des Jahres aufgeteilt wird.

Laufwasserkraftwerke

Laufwasserkraftwerke, welche innerhalb Deutschlands betrieben werden, liegen standortscharf mit der jeweiligen installierten Leistung vor (basierend auf [52]). Gemäß dem Vorgehen bei der Aggregation von Punktdaten werden die installierten Leistungen den Voronoi-Regionen zugeordnet, in welchen die Standorte lokalisiert sind. Dadurch ergibt sich die Verteilung aus Abbildung 4.18. Laufwasserkraftwerke sind hauptsächlich in den südlichen Regionen vorzufinden. Der größte Anteil der Anlagen ist dabei in Bayern installiert. Die installierten Leistungen werden dem Modell als Bestand übergeben, wodurch nur Kosten für den Betrieb und die Wartung der Anlagen berücksichtigt werden.

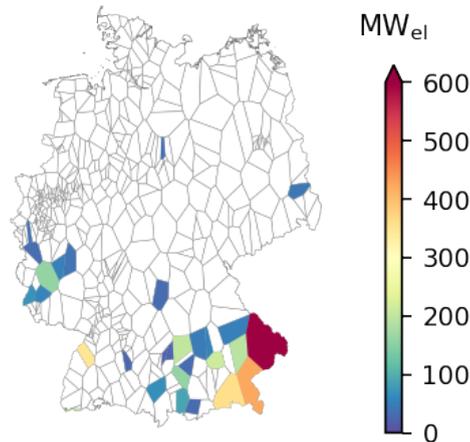
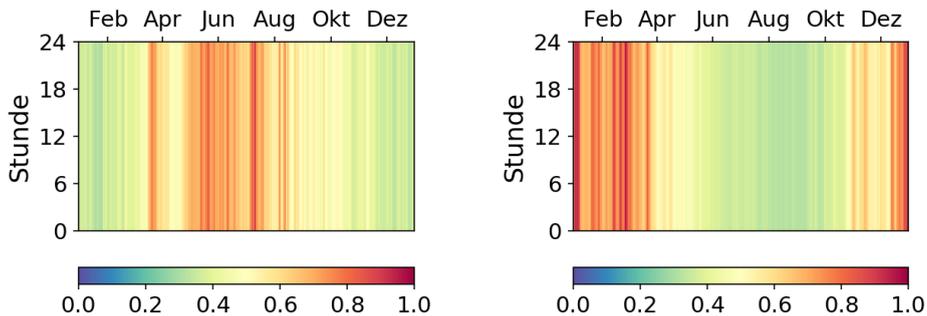


Abbildung 4.18.: Installierte Laufwasserkraftwerke in Deutschland ($\Sigma 3,8 \text{ GW}_{el}$).

Die Daten für die Erzeugungsraten basieren ebenfalls auf der Arbeit von Syranidou [52]. Insgesamt können die berücksichtigten Laufwasserkraftwerke $17,4 \text{ TWh}_{el}/a$ an Strom produzieren. Die Erzeugungsraten sind dabei abhängig von dem jeweiligen Standort und weisen Unterschiede im zeitlichen Erzeugungsprofil auf. Abbildung 4.19 zeigt die Erzeugungsraten zweier verschiedener Standorte im Vergleich. Während das in Bayern lokalisierte Kraftwerk insbesondere in den Sommermonaten hohe Erzeugungsraten aufweist, trifft dies für das in Rheinland-Pfalz angesiedelte Kraftwerk für die Wintermonate zu.



(a) Maximale Erzeugungsrates (Bayern)

(b) Maximale Erzeugungsrates (Rheinland-Pfalz)

Abbildung 4.19.: Maximale Erzeugungsrates von Laufwasserkraftwerken.

4.3.2. Senken

Alle berücksichtigten Nachfragen werden als Sink-Komponenten implementiert. Eine detaillierte Beschreibung der räumlichen Verteilung dieser Nachfragen findet sich in Abschnitt 4.2.1.

Darüber hinaus werden der Stromexport sowie die CO_2 -Emissionen als Sink-Komponenten abgebildet (siehe hierzu auch Abschnitt 4.2.3).

Zusätzlich werden weitere Senken im Modell eingeführt, welche Abwärme-, Strom- und Gasproduktionen sammeln, die nicht zur Deckung der Nachfragen und für Umwandlungsprozesse benötigt werden, und so zur Lösbarkeit des Modells beitragen. Diese werden mit hohen Strafkosten in Höhe von 1000 EUR/kWh versehen, sodass sie nur im Falle einer sonst ungünstigen Energiebilanz in der Lösung gezogen werden.

4.3.3. Umwandlung

Zu den Conversion-Komponenten zählen alle Technologien, welche einen oder mehrere Energieträger in andere Energieträger überführt. Dies gilt auch für die Änderung des Aggregatzustands eines Energieträgers. Zu den als Conversion-Komponenten modellierten Technologien zählen:

- Elektrolyse
- Dampfreformierung
- Konventionelle Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger
- Kraftwerke auf Basis von Biomasse
- Wasserstoffrückverstromung
- Wärmepumpen
- Elektrokessel
- intraregionale Wärmenetze

- Regasifizierung und Verflüssigung von Wasserstoff
- Verdichterstationen
- Methanisierung
- Biogasaufbereitung

Mit Ausnahme der konventionellen Kraftwerke sind die Eingangsdaten der modellierten Conversion-Komponenten ortsunabhängig. Das heißt, in allen Regionen gelten die gleichen Kosten und Wirkungsgrade.

Da der Transport von Holz über Regionsgrenzen hinweg jedoch nicht betrachtet wird, sind die Kraftwerke auf Basis von Holzhackschnitzeln auf Regionen mit Holzvorkommen beschränkt (vergleiche Abbildung 4.17a).

Zusätzliche Umwandlungskomponenten erlauben den Betrieb von Gaskraftwerken mit Erdgas, Biogas und methanisierem Wasserstoff, wobei nur bei der Verbrennung von fossilem, importiertem Erdgas CO_2 -Emissionen berücksichtigt werden.

Konventionelle Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger

Die Abbildung des Bestands an konventionellen, thermischen Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträger erfolgt anhand öffentlicher Datenquellen [75, 76] sowie der Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur zum Zu- und Rückbau der Kraftwerke (Stand 19.01.2021) [112]. Dabei werden jeweils die verschiedenen Bauarten der Kraftwerke als einzelne Komponenten abgebildet. So wird unter anderem unterschieden zwischen Gasturbinen, Dampfturbinen und Kombikraftwerken, wobei jede Bauart mit einem eigenen, durchschnittlichen Wirkungsgrad abgebildet wird. Die Wirkungsgrade werden dabei angelehnt an die Schätzungen und Annahmen aus der Datenbank der Open Power System Data [76] sowie den Arbeiten von Lopion [26] und Kullmann [209]. Darüber hinaus werden die Kraftwerke unterteilt in Kraftwerke mit und ohne Kraftwärmekopplung, um so neben der Stromerzeugung auch die Wärmeerzeugung für die Bereitstellung von Fernwärme zu modellieren.

Abbildung 4.20 zeigt die aufsummierten, installierten Leistungen an Kraftwerken unterteilt nach den Brennstoffen für die einzelnen Voronoi-Regionen. Die installierten Leistungen werden dabei dem Modell als maximales Potenzial übergeben. Im Jahr 2030 darf nur eine definierte Leistung im System zur Strom- und Wärmeproduktion genutzt werden unter Berücksichtigung des CO_2 -Emissionsreduktionszieles. Die Kraftwerke werden ohne weitere Investitionskosten abgebildet. Es fallen dementsprechend nur Kosten für Wartung und Betrieb an, sofern der Kraftwerksstandort im resultierenden, kostenoptimalen Energiesystem agiert.

Der Zubau von weiteren Gaskraftwerken erfolgt in Form von Gas- und Dampf-Kombikraftwerken mit und ohne Kraftwärmekopplung. Diese zählen nicht zu den Bestandsanlagen und werden deshalb mit zusätzlichen Investitionskosten modelliert. Die Standorte sind dabei beliebig wählbar.

Für die Optimierung des Jahres 2050 werden aus dem Bestand nur noch die Gaskraftwerke des konventionellen Kraftwerkparks berücksichtigt. Aufgrund der Restriktionen der CO_2 -Emissionen können diese Altanlagen nur mit Biogas oder durch die Methanisierung von Wasserstoff gewonnenem Methan befeuert werden.

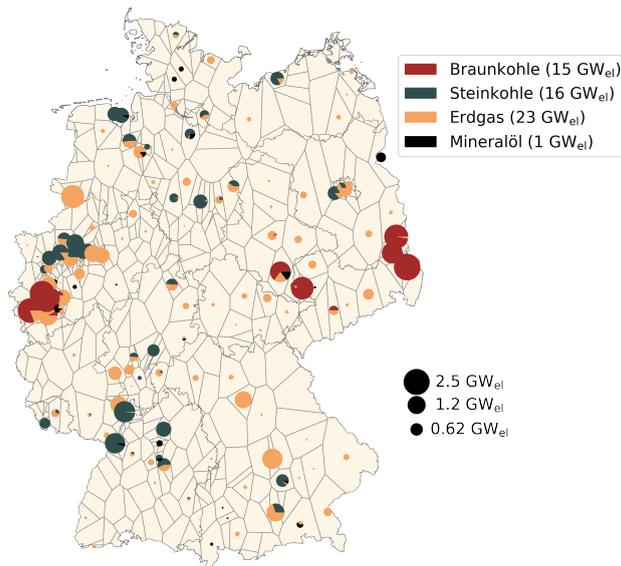


Abbildung 4.20.: Abgebildeter Bestand konventioneller Kraftwerke für das Jahr 2030 (basierend auf [75, 76, 112]).

In zukünftigen Arbeiten sollte für die Optimierung eines Energiesystems in naher Zukunft die weiteren Entscheidungen und Maßnahmen zum Ausstieg aus der Kohleverstromung berücksichtigt werden, um abweichende Verteilungen der in Zukunft noch genutzten Kraftwerke zu vermeiden. Des Weiteren wäre denkbar, eine Umstellung der Bestandskraftwerke auf den Betrieb mit Wasserstoff zu erlauben.

4.3.4. Speicherung

Alle Technologien, die zur Speicherung eines Energieträgers dienen, werden als Storage-Komponenten abgebildet. Dazu gehören:

- Lithium-Ionen-Batterien
- Pumpspeicherkraftwerke
- Porenspeicher
- Salzkavernen
- Röhrenspeicher
- Kryogene Tanks
- Doppelmembran-Gasbehälter
- Stahlbehälterwärmespeicher
- Erdbeckenwärmespeicher

Pumpspeicherkraftwerke, Porenspeicher und Salzkavernen weisen ortsabhängige Maximalpotenziale auf. Die anderen Storage-Komponenten können in jeder Region installiert und unter den gleichen Eingangsbedingungen genutzt werden.

Pumpspeicherkraftwerke

Die Standorte der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland liegen als Punktdaten vor und können so direkt den Voronoi-Regionen zugeordnet werden (siehe Abbildung 4.21). Im Modell wird unterschieden zwischen dem Bestand an Pumpspeicherkraftwerken, welcher heutzutage betrieben wird, und den geplanten Erweiterungen, deren Zubau optional erfolgen kann. Die installierten Leistungen des Bestands sind fest vorgegeben und werden ohne weitere Investitionskosten modelliert. So fallen für diese Pumpspeicherkraftwerke nur leistungsabhängige Kosten für die Wartung und den Betrieb an. Im Falle des Zubaus sind die geplanten Speicherkapazitäten als maximal installierbare Speicherkapazität vorgegeben und es werden zusätzlich Investitionskosten für den Bau berücksichtigt. Die Höhe der zugebauten Speicherkapazität ist damit Teil des Optimierungsergebnisses.

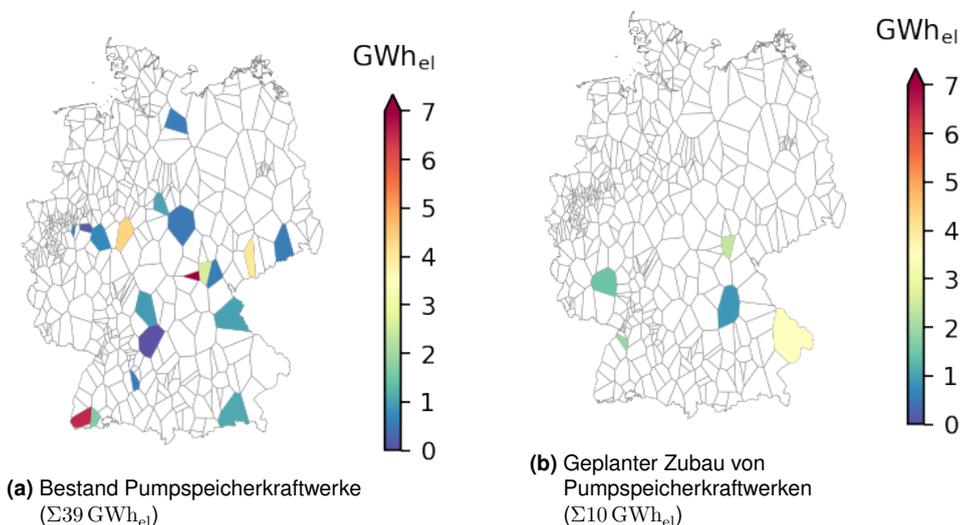


Abbildung 4.21.: Räumliche Verteilung des Potenzials von Pumpspeicherkraftwerken (basierend auf [148]). Regionen ohne Potenziale sind in weiß dargestellt.

Im Modell FINE.Infrastructure agieren die Pumpspeicherkraftwerke nur als Speichertechnologie. Pumpen und Turbinen werden nicht separat modelliert. Ebenso wird der externe Zufluss an Wasser und die dadurch zusätzliche Stromerzeugung nicht berücksichtigt.

Porenspeicher

Die Speicherkapazitäten der Porenspeicher ergeben sich aus den Arbeitsgasvolumen der einzelnen Lagerstätten (basierend auf den Angaben aus [147]). Diese werden als Bestand mit fest vorgegebenen Kapazitäten modelliert und somit ohne zusätzliche Investitionskosten abgebildet. Die Porenspeicher können im Modell zur Speicherung von methanhaltigen Gasen genutzt werden. Dazu zählen Erdgas, aufbereitetes Biogas und durch die Methanisierung von Wasserstoff gewonnenes Methan. Zur Umrechnung der Speicherkapazitäten von Arbeitsgasvolumen zu Gigawattstunden wird ein Heizwert von $10,3 \text{ kWh/Nm}^3$ angenommen. Dadurch ergibt sich insgesamt eine Speicherkapazität von rund $89 \text{ TWh}_{\text{MRG}}$ in den Porenspeichern.

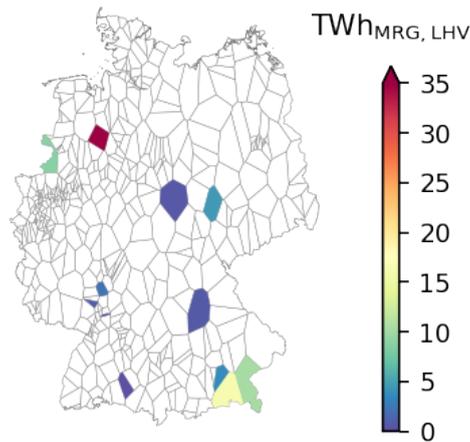


Abbildung 4.22.: Räumliche Verteilung der Speicherkapazitäten für Methan in den derzeit genutzten Porenspeichern bezogen auf das Arbeitsgasvolumen ($\Sigma 89 \text{ TWh}_{\text{MRG}}$). Regionen ohne jegliche Speicherkapazität sind in weiß dargestellt.

Die Standorte der Porenspeicher ergeben sich aus den Literaturangaben [147]. Abbildung 4.22 zeigt die räumliche Verteilung der Speicherkapazitäten, wie sie dem Modell vorgegeben werden, wobei Regionen ohne Porenspeicher in weiß dargestellt sind. Ein weiterer Zubau an Speicherkapazitäten sowie die Erschließung weiterer Lagerstätten in Porenspeichern werden nicht berücksichtigt.

Salzkavernen

Als weitere geologische Speicherstättenoption werden Salzkavernen zur Speicherung von gasförmigen Energieträgern berücksichtigt. Die Speicherkapazitäten ergeben sich hierbei analog zu denen der Porenspeicher aus dem Arbeitsgasvolumen der jeweiligen Speicherstätte. Im Modell werden zwei Formen von Salzkavernen unterschieden: Die derzeit bestehenden und genutzten Salzkavernen und geplante Erweiterungen. Darüber hinaus können diese jeweils entweder für die Speicherung von methanhaltigen Gasen (Erdgas,

aufbereitetes Biogas oder durch Methanisierung von Wasserstoff erhaltenes Methan) oder von gasförmigem Wasserstoff genutzt werden. Derzeit werden die Salzkavernen zur Speicherung von Erdgas genutzt [147]. Dem Modell wird aber erlaubt, Teile oder alle Salzkavernen auf den Betrieb mit Wasserstoff umzustellen. Die Investitionskosten für die Umstellung der Salzkavernen sind dabei niedriger als die Erweiterung und der damit verbundene Neubau geplanter Salzkavernen. In Abbildung 4.23 ist die Zuordnung der Speicherkapazitäten der existierenden und geplanten Salzkavernen dargestellt. Die Farbskalen zeigen die maximalen Speicherkapazitäten für die jeweiligen gasförmigen Energieträger an. Aufgrund der geringeren Energiedichte von Wasserstoff sind die Speicherkapazitäten für diesen niedriger als für methanhaltige Gase. Hierbei wird ein Heizwert von $3,0 \text{ kWh/Nm}^3$ angenommen.

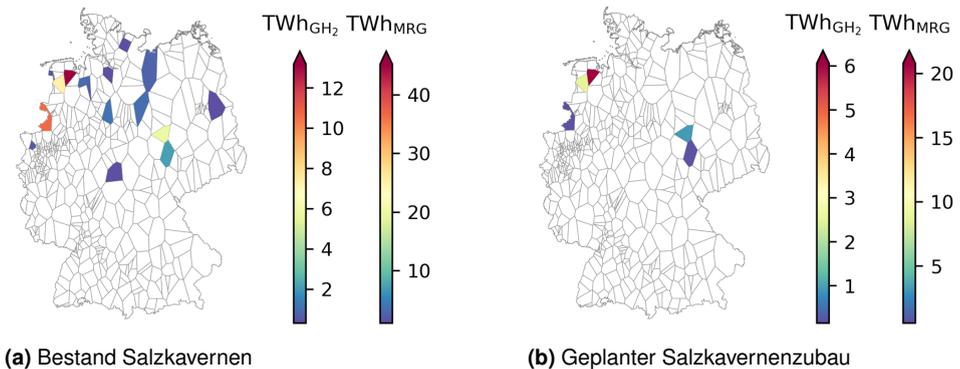


Abbildung 4.23.: Räumliche Verteilung der Speicherkapazitäten bezogen auf das Arbeitsgasvolumen für die Nutzung von Salzkavernen als Langzeitspeicher für methanhaltige Gase (MRG) und gasförmigen Wasserstoff (GH₂). Regionen ohne Salzkavernen sind in weiß dargestellt.

Die Speicherkapazitäten werden dem Modell als obere Grenze für die Nutzung von Salzkavernen vorgegeben. Tabelle 4.6 fasst die hinterlegten, aufsummierten maximalen Speicherkapazitäten der Salzkavernen für methanhaltige Gase und Wasserstoff zusammen. Das Modell kann frei entscheiden, ob die Salzkavernen zur Speicherung von methanhaltigen Gasen oder zur Speicherung von Wasserstoff genutzt werden sollen, wobei die Summe beider Speicherkapazitäten nicht die maximale Speicherkapazität der Salzkavernen innerhalb der jeweiligen Region übersteigen darf.

Tabelle 4.6.: Maximale Speicherkapazitäten in Salzkavernen für methanhaltige Gase oder gasförmigen Wasserstoff.

Energieträger	max. Speicherkapazität Bestand Salzkavernen	max. Speicherkapazität Zubau
methanhaltige Gase	158 TWh _{MRG}	34 TWh _{MRG}
Wasserstoff	46 TWh _{GH₂}	10 TWh _{GH₂}

Ein zusätzlicher Neubau von weiteren Salzkavernen wird in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Theoretische Potenziale für einen zusätzlichen Ausbau können allerdings aus der Arbeit von Welder et al. [29] entnommen und als weitere Speicherkomponente eingefügt werden.

4.3.5. Übertragung

Alle leitungsgebundenen Infrastrukturen, welche den interregionalen Transport von Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme erlauben, werden als Transmission-Komponenten modelliert. Dazu zählen

- Wechsellspannungsstromnetz
- Gleichspannungsstromnetz
- Stromleitungen zur Anbindung von Offshorewindparks
- Erdgaspipelinennetz
- Wasserstoffpipelinennetz
- interregionale Fernwärmenetze

Die Methodiken zur räumlichen Modellierung dieser Infrastrukturen werden in Abschnitt 3.2 detailliert beschrieben.

4.4. Zusammenfassung

Das Modell FINE.Infrastructure bildet das Energiesystem Deutschland mit einem hohen räumlichen Detailgrad ab. Die räumliche Auflösung orientiert sich dabei an den Höchstspannungsknoten des hinterlegten Stromnetzes, wodurch die maximale Auflösung bei 475 Regionen liegt. Die Eingangsdaten werden für zwei Optimierungsjahre zur Abbildung der kurzfristigen (2030) und der langfristigen Entwicklung (2050) des Energiesystems vorgestellt. Die Optimierungen erfolgen auf stündlicher Basis, sodass die beiden Jahre jeweils mit 8760 Zeitschritten abgebildet werden. Die Nutzung von räumlichen und zeitlichen Aggregationsmethoden ermöglicht die Komplexitätsreduktion des Modells durch die Reduktion der Modellgröße.

FINE.Infrastructure erlaubt die gekoppelte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmeinfrastrukturen in Deutschland. Dabei werden die Nachfragen der Endverbrauchssektoren für Strom, Erdgas, Wasserstoff und Fernwärme exogen für jede Region und jeden Zeitschritt vorgegeben. Darüber hinaus wird der Stromim- und export über das europäische Stromsystem erlaubt sowie der Import von fossilem Erdgas, Flüssigwasserstoff und der Zukauf der Primärenergieträger Braunkohle, Steinkohle und Mineralöl berücksichtigt. Die Reduktionsziele der CO₂-Emissionen werden in dieser Arbeit nur auf den Stromsektor bezogen, für welche im Jahr 2030 ein Rückgang um 70 % im Vergleich zu den Emissionen des Jahres 1990 und im Jahr 2050 ein Rückgang um 100 % angenommen werden.

Abschnitt 4.3 beschreibt die Abbildung der räumlich aufgelösten, modellierten Energieinfrastrukturen. Die Zuordnung der einzelnen Technologien orientiert sich dabei an den fünf Hauptkomponentenklassen des Frameworks FINE, welches für den Aufbau des Modells genutzt wird. Eine Zusammenstellung der technoökonomischen Parameter der einzelnen Komponenten kann dem Abschnitt A im Anhang entnommen werden.

5. Szenarienanalyse: Auswertung und Diskussion

Mithilfe des in Kapitel 4 vorgestellten Modells FINE.Infrastructure werden nun anhand verschiedener Szenarien die Auswirkungen von Treibhausgasreduktionszielen und der Entwicklung der Endenergienachfragen auf das zukünftige Energiesystemdesign untersucht. Der Fokus liegt hierbei insbesondere auf der räumlichen Verteilung der einzelnen Technologien sowie auf der Nutzung der leitungsgebundenen Infrastrukturen.

Eine Übersicht der untersuchten Szenarien ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Die Nachfragen und Ausbaugrenzen sind dem Referenzszenario (REF95) aus Kullmann [209] entnommen.

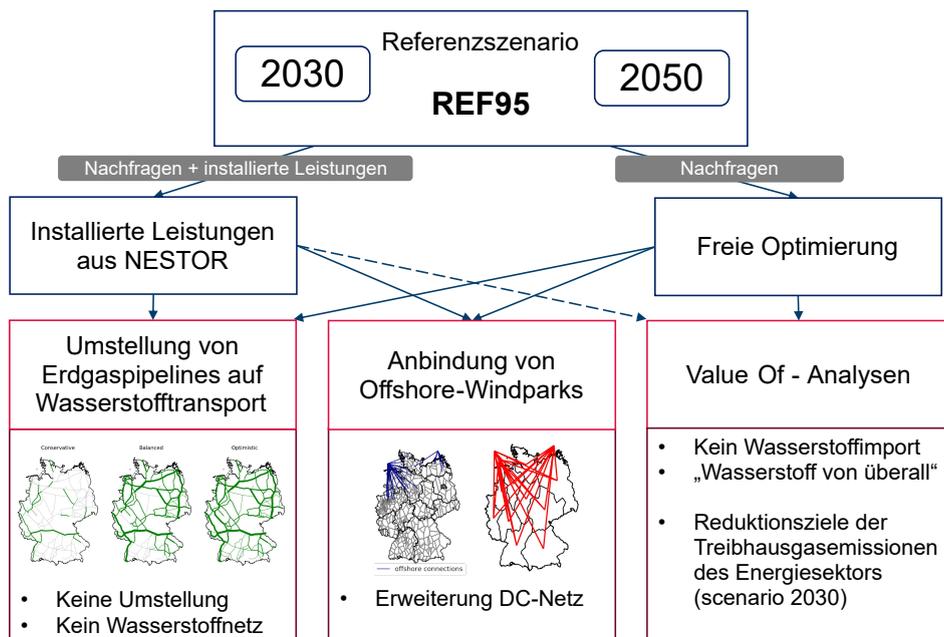


Abbildung 5.1.: Übersicht der gerechneten Szenarien.

Die Modellrechnungen werden für zwei Fälle durchgeführt:

- **Installierte Leistungen aus NESTOR:** Es werden mithilfe der in Abschnitt 3.3.2 beschriebenen Erweiterung Ausbauridore vorgegeben. Die Grenzen orientieren sich an den Ergebnissen des Szenarios REF95 aus Kullmann [209], welche in Tabelle C.1 zusammengefasst sind. Dabei werden Abweichungen von $\pm 5\%$ erlaubt.
- **Freie Optimierung:** Es werden keine Ausbauridore vorgegeben, sodass die installierten Gesamtleistungen Teil des Optimierungsergebnisses sind. Die hinterlegten Potenziale geben einen Maximalwert für den Ausbau der einzelnen Technologien vor.

Die Szenarien lassen sich dabei in zwei Hauptthematiken und in weitere Value of-Analysen unterteilen:

Ein Hauptthema umfasst die Umstellungsstrategien von Erdgaspipelines auf den Wasserstofftransport. Hierfür werden fünf verschiedene Szenarien betrachtet. Drei dieser Szenarien basieren auf den vorgestellten Umstellungsstrategien (siehe auch Abbildung 3.11). Im Szenario „Keine Umstellung“ wird die Umstellung des Erdgasnetzes nicht erlaubt, das heißt, das Wasserstoffnetz muss komplett neu aufgebaut werden. Im Szenario „Kein Wasserstoffnetz“ wird der Bau eines Wasserstoffnetzes nicht erlaubt. In diesem Fall kann der Wasserstoff nicht über Regionen hinweg transportiert werden.

Das zweite Hauptthema analysiert verschiedene Strategien bei der Anbindung von Offshore-Windparks. Hierbei werden vier verschiedene Szenarien miteinander verglichen. Diese unterscheiden sich in der Auswahl der Netzverknüpfungspunkte für die Anbindung von Offshore-Windparks (vergleiche Abbildung 3.6 und 3.7). In beiden Fällen wird zusätzlich eine Variation berechnet, in welcher der weitere Ausbau des Gleichspannungsstromnetzes erlaubt ist.

In den Value Of-Analysen wird der Wert des Wasserstoffimports untersucht: In einem Szenario wird der Wasserstoffimport nicht berücksichtigt („Kein Wasserstoffimport“). In einem zweiten Szenario darf das Modell zusätzlich alle Importoptionen des Erdgasnetzes für den Import von Wasserstoff nutzen („Wasserstoff von überall“). Diese beiden Szenarien werden nur als freie Optimierung durchgeführt.

FINE-Infrastructure berücksichtigt die leitungsgebundenen Infrastrukturen für Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme. Tabelle 5.1 fasst zusammen, ob das bereits installierte oder geplante Übertragungsnetz der leitungsgebundenen Infrastrukturen in der Modellierung integriert ist und ob ein weiterer Ausbau des Netzes erlaubt wird¹¹. Die Erweiterung des Gleichspannungsstromnetzes wird dabei nur in einer Szenariovariation erlaubt.

Die räumliche Auflösung wird für die Modellrechnungen auf 80 Regionen festgelegt. Da sich mit steigender Anzahl an Regionen auch die Modellgröße und damit die Komplexität des Modells erhöht, muss die räumliche Auflösung beschränkt werden. Mit einer Abbildung von 80 Regionen ist der räumliche Detailgrad der Modellierung höher als in anderen Studien (vgl. zum Beispiel [2, 27]) und der erhöhte Rechenaufwand durch die hohe Anzahl an Regionen und modellierten Komponenten sowie der hohe Bedarf an Hardwareressourcen wie Arbeitsspeicher können durch den Mehrwert dieser Auflösung noch gerechtfertigt

¹¹Die Erweiterung der leitungsgebundenen Infrastrukturen ist in diesem Modell nur entlang bestehender Verbindungen berücksichtigt. Im Falle der Pipelinenetze für Erdgas und Wasserstoff steht zusätzlich der Ausbau von Sticleitungen zum Regionsmittelpunkt zur Verfügung, um Regionen, die bisher nicht am Fernleitungsnetz angeschlossen sind, anzubinden.

werden. Ebenso ist diese räumliche Auflösung ausreichend, um detaillierte Aussagen zur Entwicklung der Transportinfrastrukturen treffen zu können.

Tabelle 5.1.: Zusammenfassung der abgebildeten leitungsgebundenen Infrastrukturen für Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme in Bezug auf derzeit installierten und geplanten Übertragungsleistungen und dem möglichen weiteren Ausbau.

Infrastruktur	Installiert / Geplant	Erweiterung
Wechselstromnetz	✓	
Gleichstromnetz	✓	✓
Anbindungen von Offshore-Windparks	✓	✓
Erdgasnetz	✓	✓
Wasserstoffnetz		✓
überregionales Wärmenetz		✓

Die Modellierung erfolgt jeweils für ein Jahr mit stündlicher Auflösung. Um die Modellgröße zu verringern und damit die Lösungszeit zu verkürzen, werden die Zeitreihen durch die Anwendung einer zeitlichen Aggregationsmethode zu 30 Typtagen zusammengefasst. Diese Typtage werden miteinander gekoppelt, damit die Langzeitspeicherung der Energieträger berücksichtigt werden kann [82].

Für die maximalen Erzeugungszeitreihen der erneuerbaren Energiequellen wird das Wetterjahr 2013 zugrunde gelegt (siehe auch Abschnitt 4.3.1). Das Wetterjahr wird hierbei unverändert übernommen. In zukünftigen Arbeiten kann die Versorgungssicherheit in Zeiten einer Dunkelflaute und die Robustheit der ausgelegten Systeme durch die Integration einer synthetischen Dunkelflaute bei Erzeugung und Stromimport tiefer gehend untersucht werden.

5.1. Kurzfristige Entwicklung: Referenzszenario 2030

Die Analyse der kurzfristigen Entwicklung des Energiesystems Deutschland wird anhand der räumlichen Optimierung des Jahres 2030 durchgeführt. Die Nachfragen ergeben sich aus dem Szenario REF95 aus Kullmann [209]. Mit 651 TWh_{CH₄} ist die Nachfrage nach Erdgas am stärksten ausgeprägt. Die Nachfrage nach Wasserstoff fällt dagegen mit 64 TWh_{H₂} gering aus¹². Die Stromnachfrage ist im Vergleich zum Jahr 2019 nahezu gleich geblieben (vergleiche Abbildung 2.5). Für das Referenzszenario 2030 wird angenommen, dass die CO₂-Emissionen des Energiesektors im Vergleich zu den Emissionen im Jahr 1990 um 70 % reduziert werden sollen. Als Bezugswert werden hierbei nur die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung gewählt.

Die Umstellung der Erdgaspipelines erfolgt nach dem konservativen Umstellungsszenario. Das heißt, es dürfen alle zweiten und dritten Pipelinestränge umgestellt werden, welche aus dem Stahl L485/X70 erbaut sind (siehe Abbildung 3.11).

¹²Die Wasserstoffnachfrage der Industrie bezieht sich nur auf zusätzliche Wasserstoffnachfragen. Die derzeitige Wasserstoffnachfrage, welche durch konventionelle Erzeugung an den jeweiligen industriellen Standorten gedeckt wird, wird vernachlässigt. Deshalb ergeben sich für das Jahr 2030 geringere Wasserstoffnachfragen im Industriesektor.

5.1.1. Verteilung der jährlichen Gesamtkosten

Die jährlichen Gesamtkosten (Total Annual Costs (TAC)) belaufen sich in diesem Szenario anhand der angenommenen Kosten für den Bau und den Betrieb der einzelnen Technologien sowie den Importen der Energieträger auf rund 64 Milliarden Euro. Die Aufteilung der Kosten auf die verschiedenen Komponentenklassen ist in Abbildung 5.2 zu sehen. Dabei ist der größte Kostenpunkt der Import von Erdgas, der für mehr als die Hälfte der Gesamtkosten verantwortlich ist. Dies liegt darin begründet, dass der Erdgasbedarf kostengünstiger über Importe als über die Aufbereitung von Biogas und Wasserstoff gedeckt werden kann.

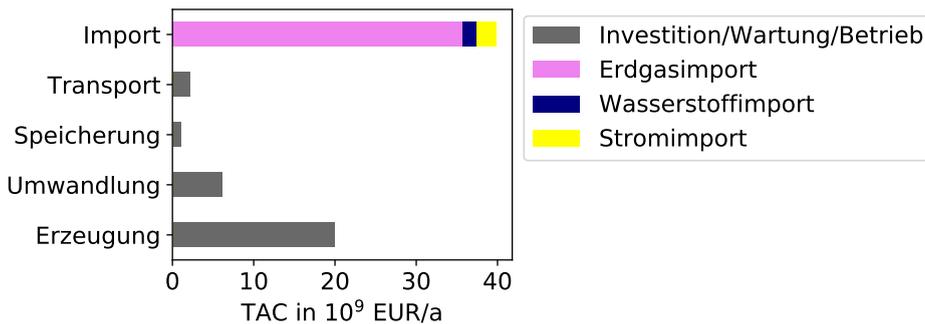


Abbildung 5.2.: Verteilung der jährlichen Gesamtkosten über die verschiedenen Systemkomponenten (TAC: Total Annual Costs).

Den niedrigsten Anteil an den Gesamtkosten haben die benötigten Speichertechnologien. Ihre Investitionskosten pro Speichereinheit fallen deutlich niedriger aus als die Kosten pro Erzeugungseinheit der erneuerbaren und fossilen Kraftwerke. Darüber hinaus werden keine weiteren Investitionskosten für derzeit betriebene Porenspeicher und Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt.

Der Kostenanteil für Transmissionskomponenten ist ebenfalls im Vergleich zu den Erzeugungs- und Umwandlungskomponenten gering. Hierbei werden nur die Kosten für den Ausbau und die Umstellung des Gasnetzes, für den Ausbau des Übertragungsnetzes für Fernwärme sowie für den Anschluss von Offshorewindparks berücksichtigt.

5.1.2. Stromerzeugung

Abbildung 5.3 zeigt den Vergleich der installierten Leistungen und der Nettostromerzeugung zwischen den Ergebnissen des Einknotenmodells NESTOR und des Mehrknotenmodells FINE.Infrastructure. Die kostenoptimale Lösung des räumlich aufgelösten Modells FINE.Infrastructure tendiert dabei zu einem höheren Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen der vorgegeben Ausbaugrenzen. Die Stromerzeugung aus reiner Biomasse wird im Mehrknotenmodell nicht gezogen. Dies betrifft sowohl die Stromerzeugung aus Waldrestholz als auch die Stromerzeugung aus Biogas und begründet sich durch die höheren Kosten im Vergleich zu den anderen Technologien. Die installierten Leistungen der Ölkraftwerke in NESTOR beziehen sich nur auf den Bestand, dessen technische

Lebensdauer noch nicht überschritten ist. Aufgrund der Einschränkungen der erlaubten CO₂-Emissionen werden die Ölkraftwerke im Jahr 2030 nicht mehr zur Stromerzeugung betrieben. Die bereitgestellte Strommenge fällt im räumlich aufgelösten Modell etwa 3% höher aus als im Einknotenmodell. Besonders die Windenergie und die Erdgaskraftwerke stellen im Vergleich zu den Ergebnissen aus NESTOR deutlich mehr Strom bereit. Knapp 60% des inländisch erzeugten Stroms stammt dabei aus erneuerbaren Energiequellen.

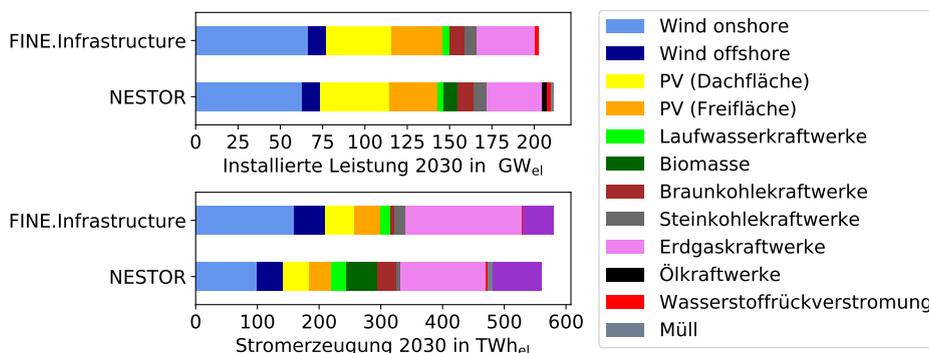


Abbildung 5.3.: Installierte Leistungen und Nettostromerzeugung im Vergleich zu den Ergebnissen aus REF95.

Der Vergleich zeigt allerdings, dass die beiden betrachteten Modelle mittels der Modellkopplung ähnliche Ergebnisse bei Design und Betrieb des Energiesystems aufweisen. Unterschiede ergeben sich durch die fehlende Abbildung von Kostenunsicherheiten in FINE.Infrastructure, wodurch teurere Technologien wie Biomassekraftwerke, für die keine Ausbaukorridore gesetzt werden, nicht gezogen werden. Des Weiteren ist in FINE.Infrastructure aufgrund der Modellkomplexität die Abbildung der zeitlichen Achse reduziert. Durch die Unterteilung der Zeitachse auf 30 Typtage, anhand derer das Jahr abgebildet werden, werden die Erzeugungsraten der erneuerbaren Energiequellen über- oder unterschätzt. Die Optimierung mit NESTOR ist dagegen mit der vollen Zeitauflösung berechnet. Aufgrund der vereinfachten räumlichen Abbildung der Potenziale erneuerbarer Energien ist eine Unter- bzw. Überschätzung der Erzeugungsraten allerdings ebenfalls nicht auszuschließen.

Abbildung 5.4 zeigt die Verteilung der installierten Nettoleistungen in den 80 Regionen für die Stromerzeugung 2030. Anhand dessen lassen sich verschiedene Beobachtungen machen:

- Windturbinen an Land werden hauptsächlich in den Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Sachsen installiert. Im Norden des Landes können aufgrund der Wetterbedingungen höhere Volllaststunden bei den Windturbinen erzielt werden als in den südlichen Bundesländern (vergleiche Abbildung 4.11b). Darüber hinaus weisen diese Standorte niedrigere Investitionskosten für die Installation von Windturbinen auf.

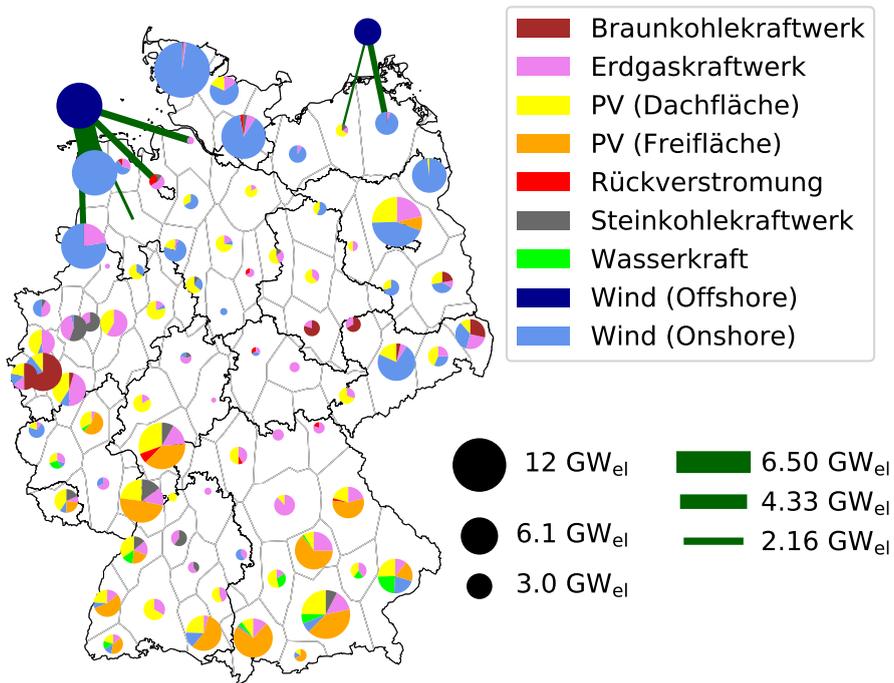


Abbildung 5.4.: Installierte Nettoleistungen für die Stromerzeugung 2030.

- Die Anbindung von Offshorewindparks erfolgt an Netzverknüpfungspunkten in Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern. Auf der Nordseeseite werden fünf Regionen angebunden, auf der Ostseeseite zwei. Das Potenzial der Windparks in der Ostsee wird in etwa zur Hälfte ausgeschöpft ($2,5 \text{ GW}_{\text{el}}$). In der Nordsee werden nur küstennah Offshorewindparks installiert.
- Die Platzierung der Photovoltaikanlagen auf Freiflächen erfolgt hauptsächlich in Süddeutschland. Dachflächenanlagen werden dagegen in nahezu allen Regionen installiert. Ausnahmen bilden Regionen, welche ein großes Potenzial für Windkraftanlagen aufweisen. Dies trifft insbesondere auf die Regionen an der Nordseeküste zu.
- Die mittig in Deutschland gelegenen Regionen weisen im Vergleich zu den anderen Regionen nur geringe installierte Erzeugungsleistungen auf. Dies lässt sich mitunter damit begründen, dass die Stromnachfrage in diesen Regionen niedriger ausfällt. Gleichzeitig sind die maximalen Erzeugungsraten für Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen in diesen Regionen niedriger als im Süden und Nordosten. Im Jahr 2030 werden deshalb in diesen Regionen bevorzugt Erdgaskraftwerke installiert.
- Nordrhein-Westfalen vereint einen großen Anteil der noch installierten Leistungen an Braun- und Steinkohlekraftwerken in sich. Diese Verteilung ergibt sich durch den modellierten Bestand der konventionellen Kraftwerke (vgl. Abbildung 4.20).

Darüber hinaus wird die Stromerzeugung durch Erdgaskraftwerke dominiert. Dies trifft insbesondere für die Regionen zu, welche einen hohen Anteil an industriellen Stromabnehmern und so auch eine konstant hohe Nachfrage haben.

- Weiterhin werden Steinkohlekraftwerke im Grenzgebiet von Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Hessen sowie im Saarland betrieben. Es handelt sich hierbei um Regionen mit einem geringen Potenzial für Windenergieanlagen und hohen Nachfragedichten aufgrund angesiedelter, industrieller Großabnehmer und hoher Bevölkerungsdichten.
- Erste Wasserstoffrückverstromungsanlagen sind im Bereich der Nordseeküste lokalisiert, welche Salzkavernen als Speicheroption für Wasserstoff aufweisen. Mit knapp 570 MW_{el} Leistung ist der größte Anteil der Rückverstromungsanlagen in Hessen installiert. Für alle installierten Anlagen gilt, dass sie nur in einzelnen Stunden zu Beginn des Jahres betrieben werden. Dabei werden sie genutzt, um die Fernwärmenachfragespitzen dieser Regionen zu bedienen.

Es ist anzumerken, dass die Übertragungsleistung der Anbindungen zu den Offshorewindparks die eigentlich installierte Leistung der Offshorewindparks übersteigen kann. Dadurch kann die bereitgestellte Offshore-Strommenge für jeden Zeitschritt in unterschiedliche, an die Offshore-Region angebundene Regionen eingespeist werden.

Die Zusammensetzung der Stromerzeugung für die einzelnen Regionen ist Abbildung 5.5 zu entnehmen. Die Stromerzeugung der Offshorewindturbinen ist dabei nur den Offshore-Regionen zugeordnet. Es lassen sich folgende Beobachtungen machen:

- Analog zu dem Anteil an installierten Leistungen ist auch der größere Anteil der erzeugten Strommengen in den modellierten Regionen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen lokalisiert. Dabei überwiegt in diesen Regionen die erneuerbare Stromerzeugung aus Windenergie.
- In der kostenoptimalen Lösung des Energiesystems wird im Jahr 2030 Strom größtenteils aus der Schweiz, Dänemark, Österreich und Norwegen importiert. Stromimporte tragen dabei maßgeblich in den südlichen Regionen von Baden-Württemberg und in den nördlichen Küstenregionen zum Strommix bei.
- Die Stromerzeugung über Braunkohlekraftwerke fällt in ihrem Anteil geringer aus als ihr Anteil an installierter Leistung in den jeweiligen Regionen. In Nordrhein-Westfalen trifft dies auch für die installierten Steinkohlekraftwerke zu. Die Stromerzeugung erfolgt in dem bevölkerungsreichsten Bundesland hauptsächlich durch flexibel einsetzbare Erdgaskraftwerke.
- Die Stromerzeugung der Regionen in Bayern, Baden-Württemberg und Thüringen erfolgt ebenfalls maßgeblich durch Erdgaskraftwerke. Dies trifft auch für die Regionen um die Stadtstaaten Bremen und Berlin zu.
- Die Wasserstoffrückverstromung spielt im Jahr 2030 bei der Stromerzeugung keine Rolle.
- In den südlichen Regionen Bayerns tragen Laufwasserkraftwerke maßgeblich zur Stromerzeugung bei.

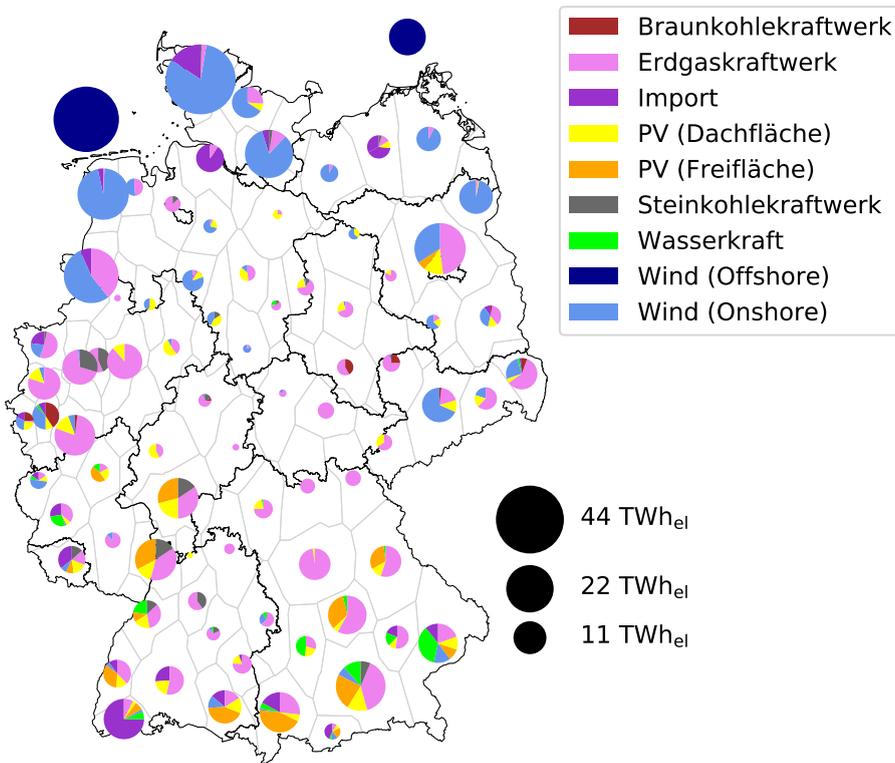


Abbildung 5.5.: Nettostromerzeugung 2030.

- Im Vergleich zu den nördlichen, südlichen und westlichen Regionen Deutschlands fällt die inländische Stromerzeugung in den mittig gelegenen Regionen nur sehr gering aus. Dies steht im Einklang mit den niedrigeren installierten Leistungen und den niedrigeren Stromnachfragedichten in diesen Regionen.

Die Tabellen 5.2 und 5.3 fassen die Stromerzeugung durch konventionelle, fossil befeuerte, thermische Kraftwerke und erneuerbare Energiequellen zusammen. Aufgrund der Restriktionen bezüglich der CO₂-Emissionen werden Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke im Vergleich zu Erdgaskraftwerke deutlich seltener betrieben. Während die Vollaststunden der verbleibenden Steinkohlekraftwerke in etwa denen des Jahres 2019 entsprechen, sinken diese bei den Braunkohlekraftwerken um 87% auf 748 h im Jahr 2030. Dies liegt insbesondere darin begründet, dass Braunkohle deutlich höhere CO₂-Emissionen aufweist als Erdgas und Steinkohle (vergleiche Tabelle A.1 im Anhang). Da die Erdgaskraftwerke teilweise neu zugebaut werden müssen, können zudem die Standorte dieser - im Gegensatz zu den vorgegebenen Standorten der Kohlekraftwerke - frei gewählt werden. Dadurch kann das Modell die neuen Gaskraftwerke netzoptimal platzieren. Zusätzliche Erdgaskraftwerke werden dabei insbesondere im Süden des Landes sowie in der Umgebung Berlins installiert. Im Vergleich zum Jahr 2019 nimmt die Auslastung der Erdgaskraftwerke dabei um 71% zu.

Tabelle 5.2.: Stromerzeugung durch konventionelle, thermische Kraftwerke im Referenzszenario 2030.

Primärenergieträger	inst. Leistung	Stromerzeugung	Volllaststunden
Steinkohle	7,6 GW	17,7 TWh	2318 h
Braunkohle	8,6 GW	6,4 TWh	748 h
Erdgas	34,4 GW	190 TWh	5514 h
Mineralöl	0 GW	-	-

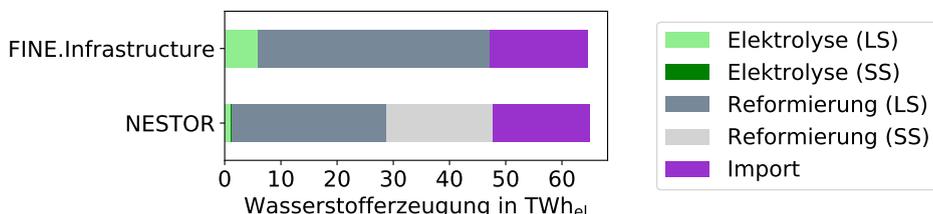
Anhand von Tabelle 5.3 und den berechneten Volllaststunden der Anlagen wird darüber hinaus deutlich, dass die Installation von Onshore-Windturbinen in Regionen erfolgt, die besonders hohe Erzeugungsraten aufweisen. Dies entspricht insbesondere den Regionen im Norden Deutschlands. Die Installation von Freiflächenphotovoltaik erfolgt dagegen auch in Regionen mit niedrigeren maximalen Erzeugungsraten, wodurch die Volllaststunden geringer ausfallen als der berechnete Durchschnitt von 1 206 h/a (vergleiche Abbildung 4.15).

Tabelle 5.3.: Stromerzeugung durch erneuerbare Energien im Referenzszenario 2030.

Technologie	inst. Leistung	Stromerzeugung	Volllaststunden
PV (Dachfläche)	38,5 GW	45,9 TWh	1191 h
PV (Freifläche)	41,9 GW	42,1 TWh	1004 h
Wind Onshore	66,1 GW	160,0 TWh	2421 h
Wind Offshore	11,1 GW	50,8 TWh	4563 h

5.1.3. Wasserstoffbereitstellung

Die eingeführten Nebenbedingungen der Modellkopplung führen auch im Fall von Wasserstoff dazu, dass sich die erzeugte und importierte Wasserstoffmenge beider Modelle angleichen (siehe Abbildung 5.6). Aufgrund der höheren Strommengen aus Windkraft wird in FINE.Infrastructure geringfügig mehr grüner Wasserstoff erzeugt. Dabei werden sowohl bei der Elektrolyse als auch bei der Reformierung nicht zwischen groß- und kleinskaligen Anlagen unterschieden. Dies liegt darin begründet, dass kleinskalige Anlagen aufgrund der derzeitig implementierten linearen Kostenminimierung aus ökonomischer Sicht nicht gezogen werden würden.

**Abbildung 5.6.:** Wasserstoffproduktion im Vergleich.

Die Verteilung der Anlagen ist in Abbildung 5.7 zusammen mit dem Ausbau des Wasserstofftransportnetzes zu sehen. Dabei lassen sich folgende Beobachtungen machen:

- Die Elektrolyse wird nur in zwei Regionen installiert. Diese Regionen zeichnen sich insbesondere dadurch aus, dass deren Stromerzeugung durch Windkraft dominiert wird. Die Auslastung der Elektrolyse fällt aufgrund der konstanten Wasserstoffimportraten und der flexibler einsetzbaren Reformierung mit Volllaststunden von 1730 h/a und 2330 h/a gering aus.
- Der größere Anteil des Wasserstoffimports erfolgt über die Niederlande. Dennoch wird auch ein Wasserstoffimport über die Flüssigwasserstoffterminals an der Nordseeküste gezogen.
- Pipelines verbinden die niederländischen Grenzregionen mit den südlichen Regionen. Der importierte Wasserstoff kann so zu den Verbrauchszentren im Süden transportiert werden.
- Süddeutschland deckt seine Wasserstoffnachfrage über den importierten Wasserstoff aus den Niederlanden als auch über inländisch produzierten Wasserstoff via Reformierung von importiertem Erdgas. Dabei wird Erdgas aus der Schweiz importiert.
- Neben dem Pipelinenetz, welches sich über die westlichen Regionen Deutschlands erstreckt, wird in Schleswig-Holstein ein in sich abgeschlossenes Netz aufgebaut.
- Der Osten Deutschlands deckt seine Wasserstoffnachfrage über die Reformierung von importiertem Erdgas. Pipelineverbindungen für den Wasserstofftransport werden nur im geringen Maße ausgebaut.

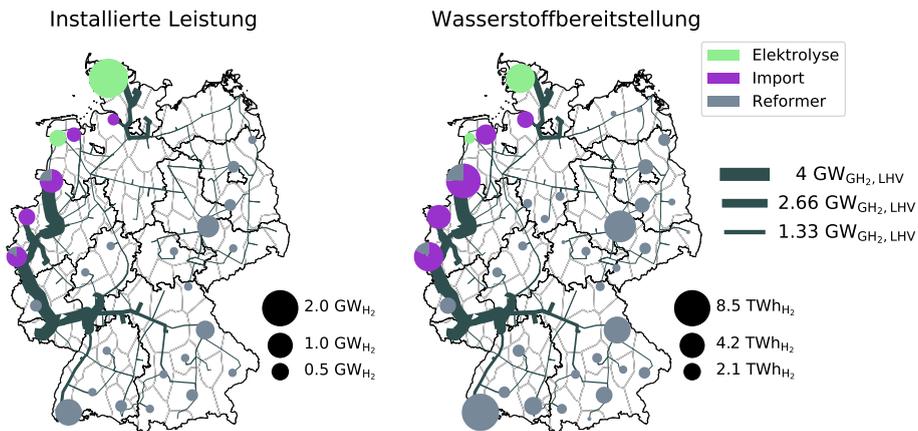


Abbildung 5.7.: Installierte Nettoleistungen für die Wasserstoffbereitstellung 2030 sowie installierte Wasserstoffpipelines (sowohl umgestellt als auch neugebaut).

Aufgrund der Reversierung der TENP Pipeline hat Deutschland die Möglichkeit, Erdgas aus dem Süden zu importieren (vgl. z.B. bestätigte Maßnahmen des NEP [227]), weshalb der Standort der Dampfreformierung im südlichen Baden-Württemberg nicht unplausibel ist. Gegenwärtig importiert Deutschland Erdgas hauptsächlich aus Norwegen und Russland [95]. In einer zusätzlichen Analyse wird deshalb untersucht, inwieweit die Beschränkung des Erdgasimports auf wenige Herkunftsländer Einfluss auf das kostenoptimale Energiesystemdesign nimmt (siehe Abschnitt 5.1.9).

Der Aufbau des Transportnetzes für Wasserstoff erfolgt hauptsächlich durch die Umstellung vorhandener Erdgaspipelines (siehe Abbildung 5.8). Dabei werden etwa 77% der für die Umstellung berücksichtigten Pipelinekilometer auf den Wasserstofftransport umgestellt, wobei in der Modellierung die Umstellung der Pipelines auch zu Teilen erlaubt ist, damit das Optimierungsproblem keine Binärentscheidungen aufweist. Das heißt, die Übertragungsleistungen der umgestellten Pipelines müssen nicht mit der maximal möglichen Übertragungsleistung der jeweiligen umstellbaren Pipeline übereinstimmen. Die Übertragungsleistungen der umgestellten Pipelines in Abbildung 5.8 spiegeln aufgrund der Minimierung der Kosten nur die mindestens gebrauchten Übertragungsleistungen wieder. Durch die vollständige Umstellung der Pipelines kann aber deutlich mehr Wasserstoff transportiert werden.

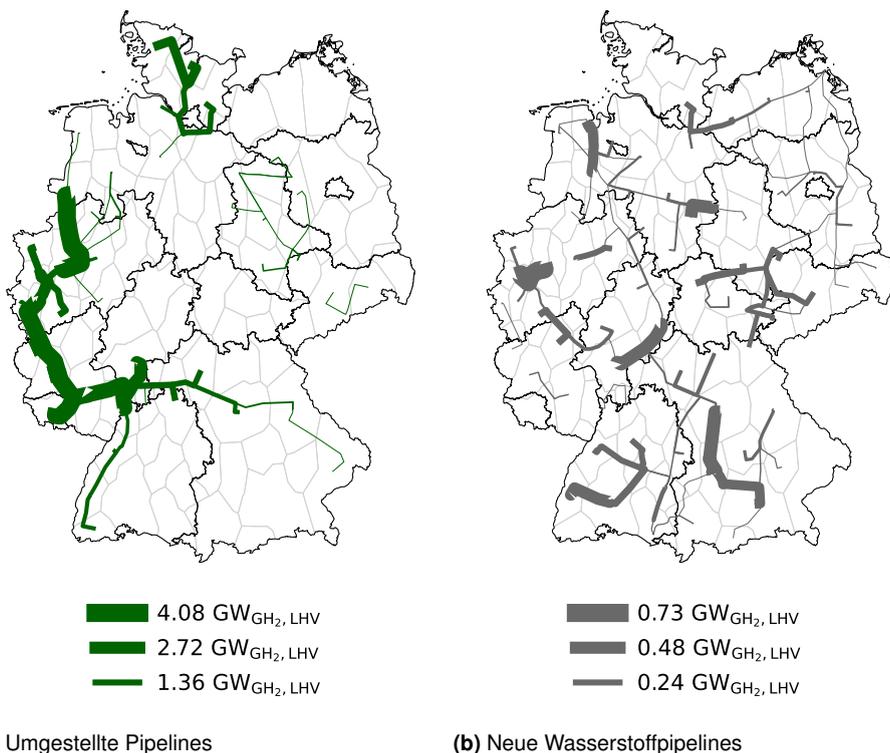


Abbildung 5.8.: Umgestellte und neugebaute Pipelines für den Transport von Wasserstoff im Referenzszenario 2030.

Ein Neubau von Wasserstoffpipelines ist bis zum Jahr 2030 nur im geringfügigen Maße notwendig, um weitere Regionen an die umgestellten Pipelines anzuschließen sowie eine Versorgung des Ostens von Deutschland sicherzustellen. Dabei werden neue Pipelines mit einer Länge von rund 3.600 km verlegt, deren Durchmesser größer als 100 mm sind. Die maximale Übertragungsleistung der neu installierten Wasserstoffpipelines entspricht in etwa dem Durchfluss einer Pipeline mit einem Durchmesser von 300 mm.

5.1.4. Erdgasbereitstellung

Aufgrund der Kostenannahmen wird die gesamte Erdgasnachfrage von rund 651 TWh_{CH₄} durch Importe von Erdgas gedeckt. Die alternative Deckung der nachgefragten Erdgasmenge durch aufbereitetes Biogas oder durch synthetisch aus Wasserstoff hergestelltes Erdgas wird nicht gezogen.

Insgesamt werden in diesem Szenario 1081 TWh_{CH₄} Erdgas importiert. Dabei wird das Erdgas sowohl zur Deckung der Endenergienachfrage der Verbrauchersektoren (zu 60 %), als auch im Umwandlungssektor zur Bereitstellung von Wasserstoff (5%) und Strom (35%) genutzt.

5.1.5. Fernwärmebereitstellung

Die Fernwärmebereitstellung erfolgt maßgeblich durch fossil befeuerte Kraftwärmekopplungsanlagen. In Abbildung 5.9 sind die Anteile der Technologien an der Fernwärmebereitstellung zu sehen. Dabei werden insgesamt 218 TWh_{th} Wärme erzeugt. Aufgrund der hohen Verluste durch den Transport der Wärme zu den Verbrauchern sowie durch die Speicherung der Wärme muss deutlich mehr Wärme bereitgestellt werden, als eigentlich nachgefragt wird - so beträgt die Nachfrage nach Fernwärme lediglich 187 TWh_{th} (siehe auch Abschnitt 4.2.1).

Der größte Anteil (etwa 64 %) der Fernwärme wird durch Kraftwärmekopplungsanlagen auf Basis von Erdgas bereitgestellt. Reine Heizwerke werden in diesen Modellrechnungen nicht betrachtet. Großwärmepumpen und Elektrodenkessel, welche die Wärme durch die Umwandlung von Strom erzeugen, tragen zu 21 % an der Fernwärmebereitstellung bei. Aufgrund der hohen CO₂-Emissionen fällt der Anteil von Kraftwärmekopplungsanlagen auf Basis von Braunkohle mit 3 % an der Fernwärmebereitstellung nur gering aus.

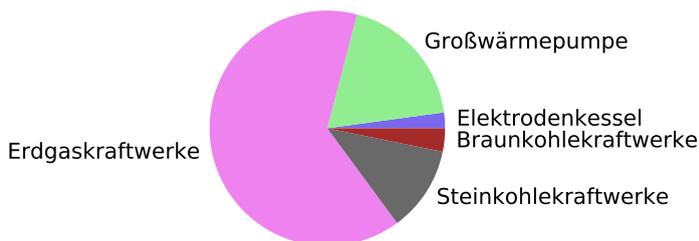


Abbildung 5.9.: Fernwärmebereitstellung im Referenzszenario 2030. Insgesamt werden 218 TWh_{th} Abwärme erzeugt.

Abbildung C.2 im Anhang zeigt die installierten, interregionalen Fernwärmeleitungen sowie deren durchschnittlichen Auslastungen. Aufgrund der hohen Verluste beim Transport von Wärme über weite Distanzen werden nur einzelne Verbindungen mit niedrigen Übertragungsleistungen ausgebaut. Schwerpunktmäßig werden insbesondere die Regionen in Nordrhein-Westfalen verbunden. Dabei weisen die installierten Leitungen durchschnittliche Auslastungen von 60 bis 90 % bezogen auf ihre Maximalkapazität auf.

5.1.6. Nutzung von Speichertechnologien

Speichertechnologien sorgen für die flexible Nutzung der bereitgestellten Energieträger. Tabelle 5.4 fasst die resultierenden, installierten Speicherkapazitäten und die daraus entstehenden Kosten sowie die Summe der Ein- und Ausspeicherung des jeweiligen Energieträgers für das gesamte Jahr zusammen. Die Kosten der Porenspeicher umfassen dabei nur die Kosten zum Ein- und Ausspeichern des Erdgases, da kein weiterer Ausbau erlaubt wird. Aufgrund der hohen Investitionskosten der Röhrenspeicher gegenüber den Kosten von geologischen Speicheroptionen für Gase wird nur eine geringe Speicherkapazität an Röhrenspeichern im Energiesystem des Referenzszenarios installiert.

Tabelle 5.4.: Speichertechnologien im Referenzszenario 2030.

Technologie	Speicher- kapazität	TAC (M€/a)	Speicherung (GWh)	Ausspeicherung (GWh)
Lithium-Ionen- Batterien	19 GWh	271,79	6.838	6.150
Pumpspeicher- kraftwerke	38 GWh	60,07	7.046	5.519
Salzkaverne (MRG)	44 GWh	0,16	61	61
Porenspeicher (MRG)	89 TWh	9,47	9.452	9.452
Röhrenspeicher (MRG)	5 GWh	1,13	259	259
Salzkaverne (H ₂)	4 TWh	47,93	11.530	11.530
Röhrenspeicher (H ₂)	2 GWh	1,36	103	103
Kryogene Tanks (LH ₂)	33 GWh	2,98	7.301	7.301
Stahlbehälter- wärmespeicher	94 GWh	88,99	15.084	14.065
Erdbecken- wärmespeicher	7 TWh	562,25	34.006	32.785

Die Speicherung von Erdgas erfolgt hauptsächlich in Porenspeichern. Da für den Erdgasimport bis auf die maximale Importrate und den Standorten der grenzüberschreitenden Importpipelines keine weiteren Einschränkungen berücksichtigt werden, ist eine Speicherung des Gases nur im geringen Umfang nötig und die Nutzung

der Porenspeicher ist auf ein Minimum beschränkt¹³. Zu den wenigen operierenden Porenspeichern zählen die Speicherstätten in der Region rund um München. In dieser Region ist die maximale Importrate ($5,6 \text{ GW}_{\text{CH}_4}$) geringer als die maximale Erdgasnachfrage ($9,1 \text{ GW}_{\text{CH}_4}$), weshalb das importierte Erdgas für die Heizperiode im Winter eingelagert werden muss. Abbildung 5.10 zeigt die Erdgasnachfrage dieser Region sowie die Ein- und Ausspeicherraten der Porenspeicher für das Jahr 2030. Die Speicher werden im Sommer geladen und im Winter entladen. Dabei folgt das tageszeitliche Muster der Einspeicherung den Erzeugungsraten durch die Photovoltaikanlagen in der Region. In den Nachtzeiten kann weniger eingespeichert werden, da ein Teil des importierten Erdgases in den Erdgaskraftwerken zu Strom umgewandelt wird. Der Betrieb der Porenspeicher in Bayern umfasst 93% der gesamten Speicheroperationen aller berücksichtigten Porenspeicher in Deutschland.

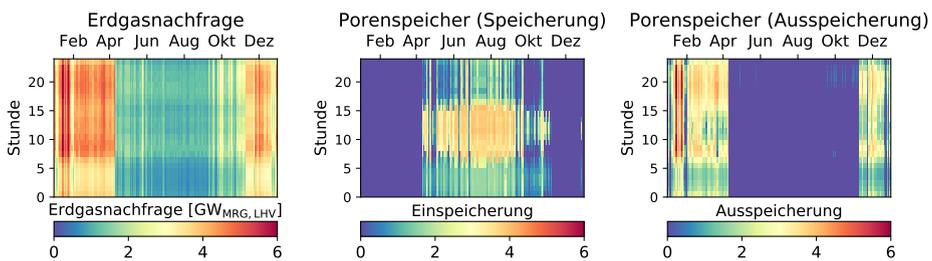


Abbildung 5.10.: Nutzung des Porenspeichers in Bayern zur Deckung der Erdgasnachfrage im Referenzszenario 2030.

Gasförmiger Wasserstoff wird maßgeblich in umgestellten Salzkavernen gespeichert, um jahreszeitliche Schwankungen in der Nachfrage auszugleichen (siehe Abbildung 5.11). In fünf der 14 Regionen mit Salzkavernenstandorten wird bereits das gesamte Speichervolumen auf die Speicherung von Wasserstoff umgestellt. Dabei handelt es sich um die Standorte in Schleswig-Holstein und um die Region rund um Berlin sowie um eine der Regionen in Nordrhein-Westfalen, in der Wasserstoff über die Niederlande importiert wird.

Die Installation von kryogenen Tanks erfolgt hauptsächlich in den Regionen mit Wasserstoffimport. Um den Import des Wasserstoffs über die Niederlande und an den Seehäfen gleich zu behandeln, wird in beiden Fällen Flüssigwasserstoff importiert, der für den Weitertransport gasifiziert werden muss. Für die Gasifizierung wird zusätzlich Strom benötigt, welcher aufgrund der volatilen Stromerzeugung durch die Erneuerbaren nicht zu jeder Tageszeit gleichermaßen zur Verfügung steht. Der Betrieb der Gasifizierung des Flüssigwasserstoffs orientiert sich deshalb je nach Standort an den Erzeugungsraten von Wind bzw. Photovoltaik. Da der Flüssigwasserstoff aber mit einer konstanten Rate importiert wird, muss dieser für die spätere Gasifizierung gespeichert werden, wodurch die Installation von kryogenen Tanks erforderlich wird.

¹³Die geopolitische Nutzung der Gasspeicher zum Beispiel zur Absicherung von Preisschwankungen und Knappheiten sind nicht Bestandteil der Modellierung.

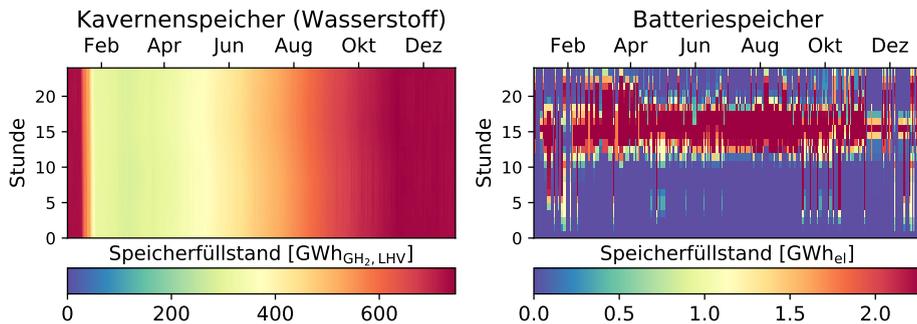
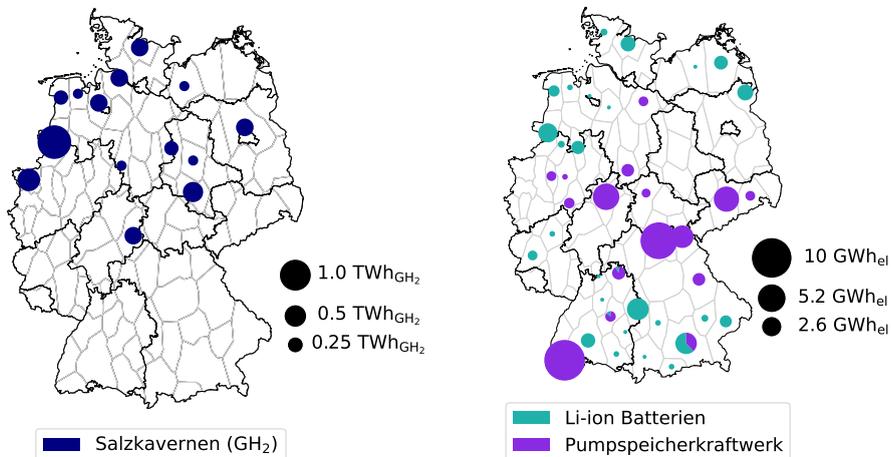


Abbildung 5.11.: Vergleich des Speicherbetriebs von Kavernenspeichern (saisonale Speicherung) und Batteriespeichern (tageszeitliche Speicherung) in einer Grenzregion von Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen.

Für die Speicherung von Strom werden Pumpspeicherkraftwerke verwendet, die derzeit bereits im Betrieb sind. Weitere Flexibilität zum Ausgleich von tageszeitlichen Schwankungen in der Stromerzeugung und Nachfrage wird durch die Installation von Batteriespeichern generiert (siehe Abbildung 5.11).

In Abbildung 5.12 sind die Standorte und installierten Kapazitäten der Speicheroptionen für gasförmigen Wasserstoff und Strom dargestellt. Es fällt auf, dass nicht in jeder Region eine Speicheroption installiert werden muss. In diesem Fall würde das Saarland, Sachsen-Anhalt und Berlin komplett und Brandenburg nahezu ohne Speicheroptionen für Strom auskommen.



(a) Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen

(b) Stromspeicher

Abbildung 5.12.: Nutzung von Speichertechnologien für gasförmigen Wasserstoff und Strom im Referenzszenario 2030.

Die saisonale Speicherung von Wärme erfolgt in Erdbeckenwärmespeicher, welche im Sommer gefüllt und im Winter zur Deckung des Raumwärmebedarfs entladen werden. Der hohe Bedarf an Wärmespeicherkapazitäten deutet darauf hin, dass die Wärmeerzeugung unabhängig vom Bedarf erfolgt.

5.1.7. Auslastung der leitungsgebundenen Infrastrukturen

Neben dem Design der Infrastrukturen ist es zudem möglich, Aussagen zum Betrieb und damit auch zur Auslastung der leitungsgebundenen Infrastrukturen zu treffen. Für die Betrachtung der Auslastung des Stromnetzes ist in Abbildung 5.13 dargestellt, zu wie viel Prozent des Jahres die Leitungen über einen Grenzwert von 80% der angenommenen Übertragungsleistung betrieben werden¹⁴. Im Wechselstromnetz werden nur einzelne Leitungen zeitweise über den Grenzwert ausgelastet. Eine höhere Auslastung weisen hierbei die Leitungen innerhalb Niedersachsens und eine Verbindung innerhalb Nordrhein-Westfalens auf.

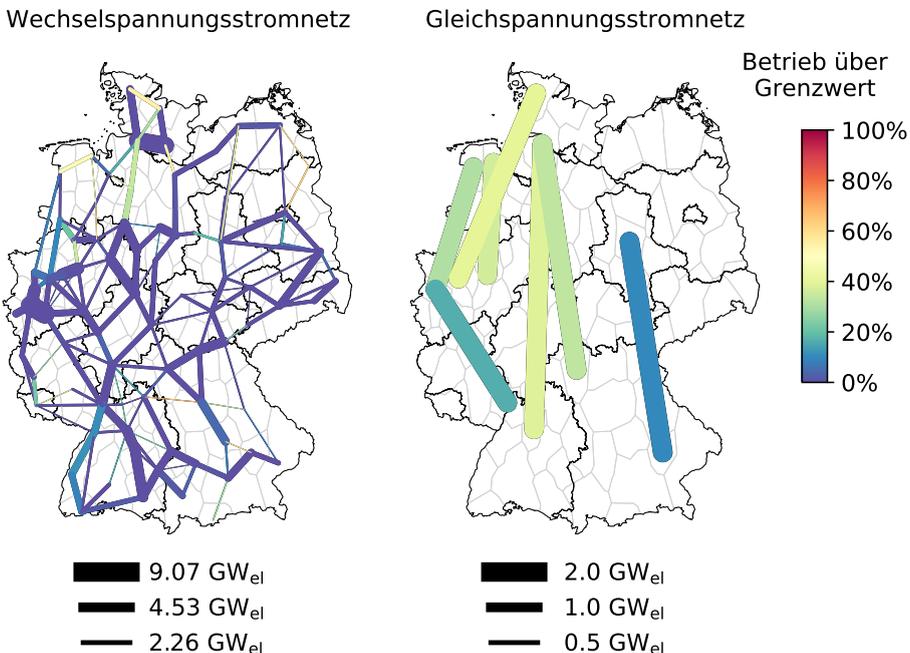


Abbildung 5.13.: Zeitlicher Anteil des Jahres, bei dem die Stromleitungen im Referenzszenario 2030 über dem Grenzwert von 80% der angenommenen Übertragungsleistung betrieben werden.

¹⁴Die angenommenen Übertragungsleistungen des Wechselstromnetzes entsprechen hierbei nur 70% der nominalen Übertragungsleistung. Der Grenzwert bezieht sich dabei nur auf die 70% der Übertragungsleistung. Siehe auch Abschnitt 3.2.1.

Diese Leitungen werden in etwa 50% des Jahres zur Übertragung von mehr als 80% der maximal übertragbaren Leistung an Strom betrieben. Ebenso trifft dies für eine Trasse in Schleswig-Holstein zu, welche die Region rund um Flensburg, in welcher Elektrolyse betrieben wird, mit seiner Nachbarregion verbindet. Die Auslastung der Verbindungen des Gleichstromnetzes liegen dagegen signifikant höher. Insbesondere die Nord-Süd-Verbindungen im Westen des Landes werden rund 40 bis 50% der Zeit im Jahr über dem Grenzwert von 80% betrieben. Die Verbindung Sachsen-Anhalts mit Bayern ist dagegen weniger ausgelastet und lässt sich darin begründen, dass in Sachsen-Anhalt für das Jahr 2030 im Vergleich zu den Randregionen in Deutschland nur geringe Strommengen bereitgestellt werden (vergleiche Abbildung 5.5).

Anhand dieser Beobachtungen kann gefolgert werden, dass die fokussierte Stromerzeugung im Norden durch Offshorewindparks und Windturbinen an Land dazu führt, dass die Verbindungen in die Verbrauchszentren im Süden stark ausgelastet werden und weitere Verstärkungen im Stromnetz nötig werden, um den erneuerbaren Strom transportieren und nutzen zu können.

Der Wasserstofftransport erfolgt hauptsächlich über umgestellte Pipelines, deren durchschnittliche Auslastung in Abbildung 5.14 dargestellt ist. Dabei werden die zur Umstellung erlaubten Parallelstränge getrennt betrachtet. Es fällt auf, dass die Pipelineverbindung innerhalb Baden-Württembergs eine durchschnittliche Auslastung von nahe 100% aufweist.

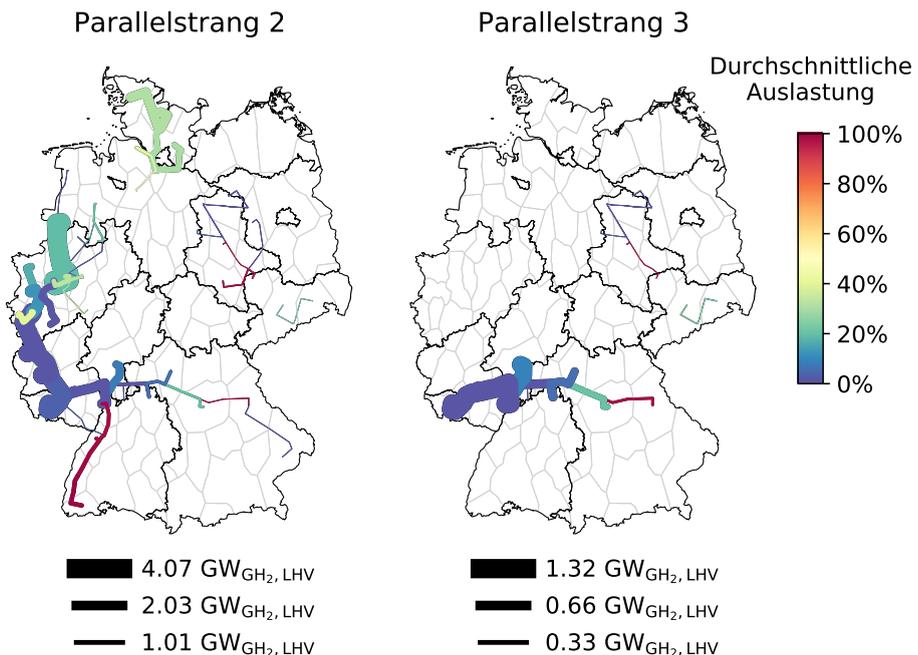


Abbildung 5.14.: Durchschnittliche Auslastung der auf Wasserstofftransport umgestellten Pipelines im Referenzszenario 2030.

In der südlichsten Region wird über die Reformierung importiertes Erdgas zu Wasserstoff umgewandelt. Von dort aus wird kontinuierlich Wasserstoff gen Norden transportiert, um insbesondere die Wasserstoffnachfrage der Region im Länderdreieck Baden-Württemberg/Hessen/Rheinland-Pfalz zu decken. In dieser Region ist mitunter das Chemiewerk BASF angesiedelt, wodurch diese Region aufgrund der Annahmen zur Regionalisierung der Nachfragen eine konstante Wasserstoffnachfrage aufweist.

Im Modell ist der Erdgasimport an allen grenzüberschreitenden Erdgaspipelines erlaubt (vgl. Abschnitt 4.2.2). Die Plausibilität der Ergebnisse durch diese Annahme wird in Abschnitt 5.1.9 diskutiert.

Höhere, durchschnittliche Auslastungen im Bereich von 20 - 40 % weisen auch die Pipelinestränge auf, die die Regionen mit Wasserstoffimporten aus den Niederlanden und den Flüssigwasserstoffterminals im Norden anbinden.

Die durchschnittliche Auslastung der neu zugebauten Wasserstoffpipelines ist in Abbildung C.1 im Anhang dargestellt. Über diese werden die Salzkavernenstandorte zur Speicherung des Wasserstoffs ans Wasserstoffnetz angeschlossen. Darüber hinaus werden mit diesen Pipelines Regionen angebunden, welche aufgrund der Umstellungskriterien der Erdgaspipelines nicht erreicht werden können. Wegen der geringen Wasserstoffnachfragen sind die Pipelines entsprechend gering dimensioniert, um die Investitionskosten niedrig zu halten.

5.1.8. CO₂-Emissionen

Etwa 79 % der erlaubten 110 Mt an CO₂-Emissionen werden durch die Nutzung von Erdgas zur Strom- und Wasserstoffherzeugung emittiert. Knapp 15 % entstehen bei der Verwertung von Steinkohle in der Stromerzeugung. Die geringe Nutzung von Braunkohle ist für die restlichen 6 % der CO₂-Emissionen verantwortlich. Diese Beobachtung lässt sich anhand der Emissionsfaktoren der einzelnen Energieträger erklären (siehe auch Tabelle A.1 im Anhang). Die Verwertung von Erdgas hat den geringsten Ausstoß an CO₂ im Vergleich zur Braun- und Steinkohle. Die Optimierung entscheidet sich demnach maßgeblich für die Nutzung des Energieträgers mit dem niedrigsten Emissionsfaktor, um das gesetzte CO₂-Budget effizient auszunutzen. Dadurch nimmt die Bedeutung von Braun- und Steinkohle im Energiesystem Deutschland des Jahres 2030 im Vergleich zu ihrer Bedeutung im gegenwärtigen Energiesystem deutlich ab.

Die Reduktion der CO₂-Emissionen in den Endverbrauchsbereichen wird durch die Kopplung mit FINE.NESTOR und den daraus entnommenen Nachfragen berücksichtigt.

5.1.9. Exkurs: Gasnetz und Gasimporte

Die Annahmen im Modell FINE.Infrastructure zum Gasnetz basieren auf der Datengrundlage der Studie von Cerniauskas et al. [228]. Aufgrund der allgemeinen Verfügbarkeit der Daten des Erdgasnetzes ist die Übereinstimmung der Daten mit der Realität nur bedingt gegeben. Abweichungen im Verlauf der Pipelines zwischen Modellannahmen und Realität können im Rahmen dieser Arbeit nicht vermieden werden. Die Evaluation dieser Daten ist ebenfalls nicht Bestandteil dieser Arbeit.

Dies gilt ebenso für die Annahmen der für Gasimporte verfügbaren Importpipelines. In dieser Arbeit wird der Transit von Erdgas nicht abgebildet. Dadurch ergeben sich mehr freie Kapazitäten für den Import von Gasen und der Umstellung zum Transport von

In Nordrhein-Westfalen findet keine Wasserstoffherzeugung in den Grenzgebieten zu den Niederlanden statt. Ebenso entfällt die Wasserstoffherzeugung in Rheinland-Pfalz. Stattdessen wird im Norden an der Grenze zu Dänemark zusätzlich zur Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse auch grauer Wasserstoff über die Dampfreformierung erzeugt. Dadurch entfällt der Flüssigwasserstoffimport an den Terminals in Brunsbüttel und Stade.

Das Wasserstofftransportnetz unterscheidet sich nur geringfügig von demjenigen des Referenzszenarios: Eine zusätzliche Pipeline verbindet die Wasserstoffherzeugung im Osten Deutschlands über Thüringen und Hessen mit Süddeutschland. Das Pipelinennetz im Norden Deutschlands bleibt weiterhin isoliert. Aufgrund der Verschiebung der Wasserstoffherzeugung von Baden-Württemberg nach Bayern ergeben sich auch Änderungen in der durchschnittlichen Auslastung der umgestellten Erdgaspipelines (siehe Abbildung 5.16). So steigt die durchschnittliche Auslastung der umgestellten MEGAL-Pipelinestränge in den Bayern durchkreuzenden Abschnitten auf nahezu 100%, während die Auslastung der TENP-Pipeline durch Baden-Württemberg mit etwa 10% deutlich unter der Vollaustattung im Referenzszenario liegt.

Die Zunahme der TAC beruht hauptsächlich auf den zusätzlichen Kosten für den Erdgas- und Wasserstofftransport. In diesem Bereich kommt es zu einer Kostensteigerung um 45%. Der Anteil der Transportinfrastrukturkosten an den TAC verbleibt aber im Vergleich zu den anderen Kostenkomponenten weiterhin gering.

Die räumliche Verteilung der Stromerzeugungstechnologien ist im Gegensatz zur Wasserstoffherzeugung nahezu unverändert. Dies bedeutet, dass die Beschränkungen des Erdgasimports keinen Einfluss auf die Installation von Erdgaskraftwerken nehmen.

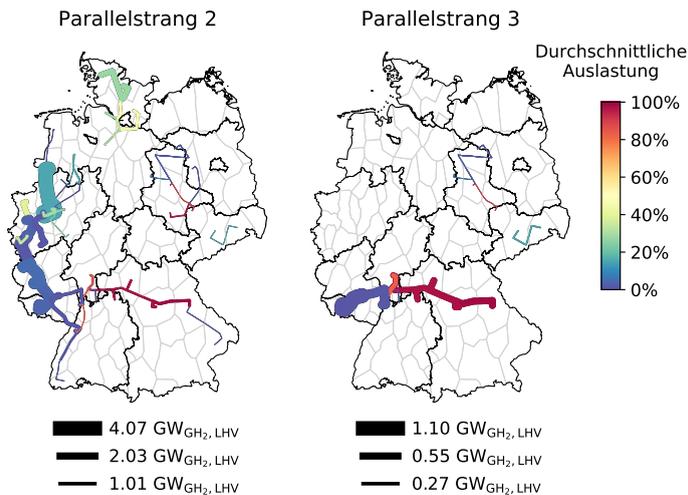


Abbildung 5.16.: Durchschnittliche Auslastung der auf Wasserstofftransport umgestellten Erdgaspipelines im Szenario mit begrenzten Erdgasimportmöglichkeiten.

5.2. Langfristige Entwicklung: Referenzszenario 2050

Für das Referenzszenario 2050 wird angenommen, dass keine weiteren CO₂-Emissionen bei der Strom- und Wasserstoffbereitstellung erlaubt sind.

Wie bereits im Referenzszenario 2030 unterliegt die Umstellung der Erdgaspipelines dem konservativen Umstellungsszenario (siehe Abbildung 3.11).

5.2.1. Verteilung der jährlichen Gesamtkosten

Die TAC belaufen sich in diesem Szenario anhand der angenommenen Kosten für den Bau und den Betrieb der einzelnen Technologien sowie den Importen der Energieträger auf rund 116,6 Milliarden Euro pro Jahr. Damit liegen die Kosten des Systems um etwa 84 % höher als für das optimierte System des Jahres 2030. Die Aufteilung der Kosten auf die verschiedenen Systemkomponenten ist in Abbildung 5.17 dargestellt.

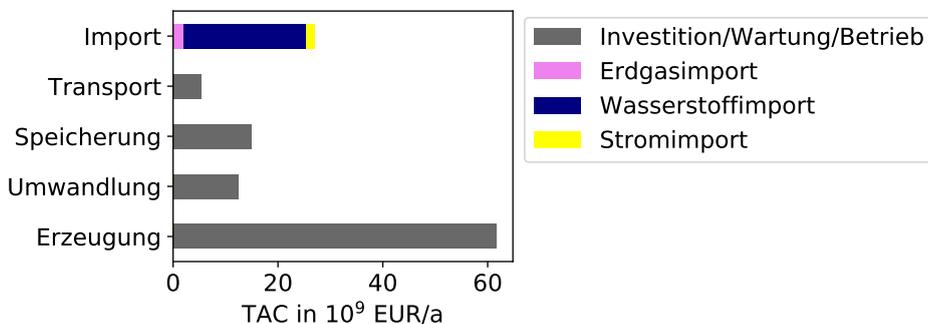


Abbildung 5.17.: Verteilung der jährlichen Gesamtkosten über die verschiedenen Systemkomponenten (TAC: Total Annual Costs)

Die Erzeugungskomponenten, welche insbesondere die erneuerbaren Stromerzeuger beinhalten, tragen mit ihrem Kostenanteil zu rund 50% zu den jährlichen Gesamtkosten bei. Rund 22% der jährlichen Kosten entfallen auf den Import von Wasserstoff, Erdgas und Strom. Dabei ist der Kostenanteil des importierten Wasserstoffs am höchsten. Dieser wird zur Deckung der Wasserstoffnachfrage sowie zur Erhöhung der Flexibilität durch die Nutzung von Wasserstoff in Rückverstromungsanlagen benötigt. Der Kostenanteil des Erdgasimportes sinkt auf unter 2% der jährlichen Gesamtkosten. Das heißt, der Erdgasimport spielt nur noch eine untergeordnete Rolle im System.

Weil der Anteil der fluktuierenden, erneuerbaren Energiequellen aufgrund der Restriktionen der CO₂-Emissionen deutlich ansteigt, wird auch der Bedarf an Speichertechnologien signifikant größer, um die zeitliche Diskrepanz zwischen Bedarf und Erzeugung zu überwinden. Dadurch steigt der Kostenanteil der Speicherkomponenten an den Gesamtkosten.

5.2.2. Stromerzeugung

Analog zur Auswertung des Referenzszenarios 2030 kann auch für das Jahr 2050 ein Vergleich der Energiesysteme NESTOR und FINE.Infrastructure durchgeführt werden. In Abbildung 5.18 sind die installierten Leistungen und die Nettostromerzeugung der beiden Energiesystemmodellergebnisse dargestellt. Das räumlich aufgelöste Modell FINE.Infrastructure tendiert in diesem Fall zu einer geringfügig niedrigeren installierten Leistung an Windenergieanlagen und einer geringfügig höheren installierten Leistung an Solarenergieanlagen. Die Installation von Kraftwerken auf Basis von Biomasse und Erdgas sind dem Modell nicht als zwingend vorgegeben worden. Dies liegt auch darin begründet, dass die Erdgaskraftwerke noch als Restbestände aus früheren Zeitschritten der myopischen Optimierung des Energiesystems Deutschland im System vorhanden sind. Erdgaskraftwerke tragen allerdings kaum zum bereitgestellten Strommix des Jahres 2050 bei. Die erzeugte Strommenge aus Biomassekraftwerken in NESTOR wird in FINE.Infrastructure hauptsächlich über Rückverstromungsanlagen bereitgestellt. Insgesamt wird im räumlich aufgelösten Modell weniger installierte Leistung benötigt, aber dennoch mehr Strom über erneuerbare Energiequellen und Wasserstoffrückverstromung bereitgestellt als im Einknotenmodell. Dabei fällt die bereitgestellte Strommenge etwa 2% höher aus als bei NESTOR.

Etwa 92% der inländischen Stromerzeugung erfolgt dabei direkt aus erneuerbaren Energiequellen. Die restlichen 8% werden durch Rückverstromungsanlagen erzeugt, welche mit grünem Wasserstoff betrieben werden.

Aufgrund der Randbedingungen zum Ausbau der Technologien ergeben sich dennoch Energiesysteme, welche trotz der Unterschiede in der räumlichen Auflösung sowohl im Design als auch im Betrieb hohe Ähnlichkeiten aufweisen.

Im Vergleich zum kostenoptimierten Referenzszenario 2030 verdreifacht sich die benötigte installierte Leistung von rund 200 GW_{el} auf rund 600 GW_{el} für die Stromerzeugung. Die inländisch erzeugte und bereitgestellte Strommenge ist im Jahr 2050 mit rund 1130 TWh_{el} fast doppelt so hoch wie die Strommenge von 580 TWh_{el} im Jahr 2030.

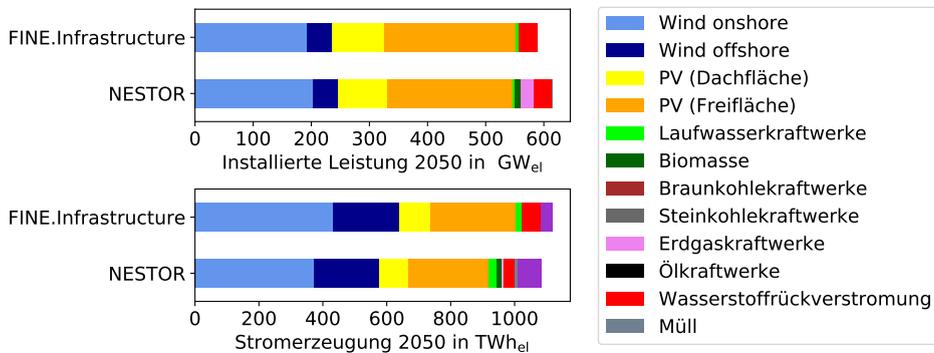


Abbildung 5.18.: Installierte Leistungen und Nettostromerzeugung für das Jahr 2050 im Vergleich zu den Ergebnissen aus REF95.

Die räumliche Verteilung der installierten Nettoleistungen für die Stromerzeugung 2050 in den 80 Regionen ist in Abbildung 5.19 dargestellt. Dabei lassen sich folgende Beobachtungen machen:

- Im Vergleich zum Jahr 2030 sind die installierten Leistungen mit bis zu 40 GW_{el} innerhalb einer Region deutlich höher. Hierbei zeigt sich, dass die prozentuale Verteilung der Leistung nicht mit der Verteilung im Jahr 2030 übereinstimmt. Das heißt, es wird nicht in jeder Region eine Verdreifachung der installierten Leistung beobachtet. So wird zum Beispiel in Sachsen im Jahr 2050 prozentual gesehen weniger installierte Leistung benötigt als im Jahr 2030.
- Der Mix an Erzeugungstechnologien in den Nordseeküstenregionen wird von Windenergieanlagen dominiert. Ein hoher Anteil an Onshore-Windenergieanlagen kann ebenso in Sachsen, Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Thüringen beobachtet werden.
- Im Südwesten dominieren Dachflächenphotovoltaikanlagen. Diese tragen im Nordosten nur in wenigen Regionen zum Strommix bei. Einen deutlichen Anteil haben sie im Nordosten nur in den Regionen rund um Berlin und Hamburg. Freiflächenphotovoltaikanlagen werden dagegen nahezu in fast allen Regionen installiert. Dies liegt auch darin begründet, dass das angenommene, theoretische Potenzial zu etwa 85 % ausgeschöpft wird.
- Wasserstoffrückverstromungsanlagen finden sich insbesondere in Regionen mit hohen Bevölkerungsdichten wie Berlin, Leipzig, das Rheinland, das Rhein-Main-Gebiet und Stuttgart. Ebenso werden Rückverstromungsanlagen in Regionen mit Salzkavernenspeichern oder im direkten Umkreis von diesen installiert - zum Beispiel in Sachsen-Anhalt. Teilweise kann die räumliche Verteilung der Anlagen auch als Substitution fossiler, thermischer Kraftwerke - insbesondere der Kohlekraftwerke - in diesen Regionen erklärt werden.
- Aufgrund der hohen installierten Leistung an Offshorewindparks von rund 45 GW_{el} müssen im Jahr 2050 auch Windparks in küstenferneren Gebieten der Nordsee installiert und angebunden werden. Die höheren Investitionskosten dieser Anlagen führen allerdings dazu, dass das System die küstennahen Standorte erst vollkommen ausschöpft.
- Der starke Ausbau der Offshorewindenergie führt auch dazu, dass die Anbindungen der Offshorewindparks weiter ins Land hinein bis ins Ruhrgebiet in Nordrhein-Westfalen erfolgen. Dabei werden Verbindungen mit rund 4 GW_{el} Übertragungsleistung installiert, um möglichst viel Strom in die Bedarfszentren des bevölkerungsreichsten Bundeslandes transportieren zu können und das Stromnetz zu entlasten.

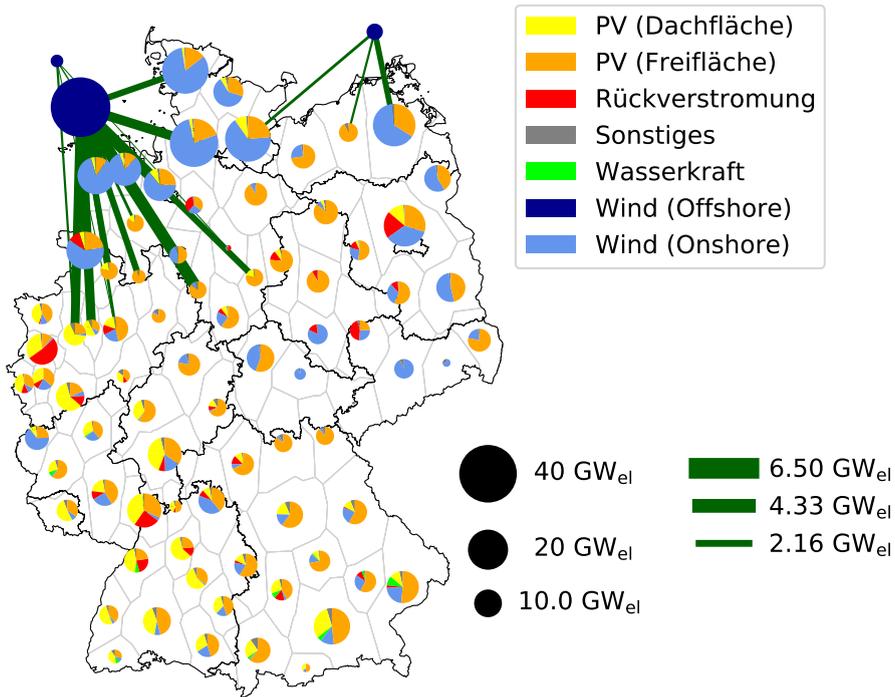


Abbildung 5.19.: Installierte Nettoleistungen für die Stromerzeugung 2050.

Abbildung 5.20 zeigt die Zusammensetzung der kostenoptimierten Stromerzeugung der einzelnen Regionen für das Jahr 2050. Den größten Anteil an der inländischen Stromerzeugung mit knapp 59% haben Windturbinen an Land und auf See. Da sich die räumliche Verteilung der Windenergieanlagen nahezu ausschließlich auf den nördlichsten Teil Deutschlands beschränkt, werden in den küstennahen Regionen die höchsten bereitgestellten Strommengen beobachtet.

Die Verteilung der Residuallasten (dargestellt in Abbildung C.3 im Anhang) zeigt, dass die bereitgestellte Strommenge die tatsächliche Nachfrage in den Küstenregionen deutlich übersteigt. Dabei ist nur die Stromnachfrage der einzelnen Verbrauchersektoren und der Power-to-Heat-Technologien berücksichtigt worden. Der Strombedarf der Elektrolyse ist in diesem Fall noch nicht eingerechnet worden. Es zeigt aber, dass sich gerade die Küstenregionen aufgrund der hohen Windenergiepotenziale als Elektrolysestandorte anbieten, da in diesem Bereich ein signifikantes Stromüberangebot kosteneffizient erreichbar ist. Zusätzlich kommt das Stromangebot der Offshorewindparks hinzu, die nicht direkt den landseitigen Regionen zugeordnet werden.

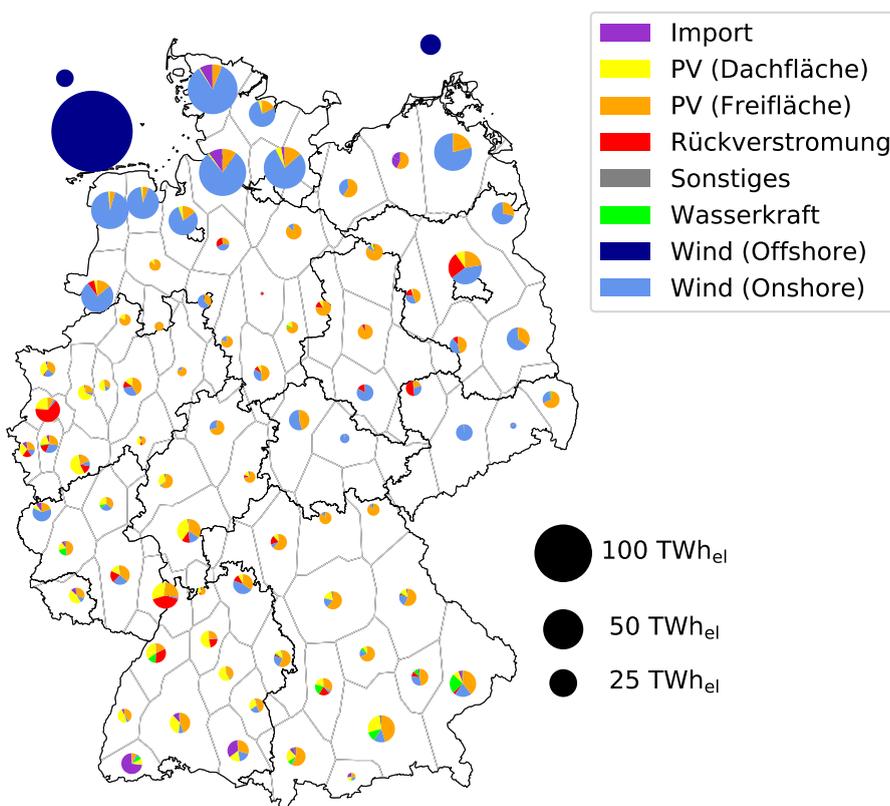


Abbildung 5.20.: Nettostromerzeugung 2050.

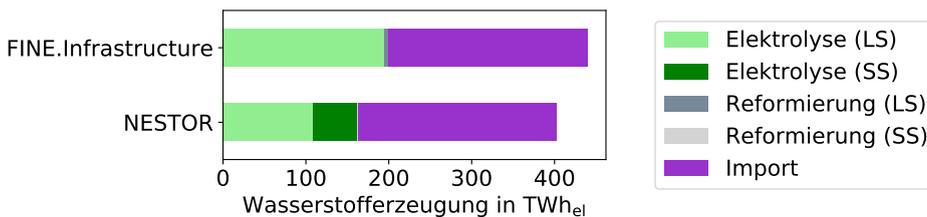
Tabelle 5.5 fasst die Stromerzeugung der erneuerbaren Energiequellen zusammen und gibt die durchschnittlichen Volllaststunden der einzelnen Technologien wieder, wie sie sich durch die Betriebsoptimierung des kostenminimalen Energiesystems Deutschland 2050 ergeben. Da beinahe das theoretische Potenzial der Freiflächenphotovoltaik ausgeschöpft ist, nähert sich die Volllaststundenzahl dem berechneten Durchschnitt von 1 206 h/a für fest montierte Anlagen, und fällt damit auch höher aus als im kostenminimalen System 2030. Die Volllaststunden von Dachflächenphotovoltaik und Onshore-Windenergieanlagen fallen im Vergleich zum Jahr 2030 geringfügig niedriger aus. Dies liegt darin begründet, dass aufgrund der höheren installierten Leistungen auch Standorte und Dachausrichtungen mit geringeren maximalen Erzeugungsraten gezogen werden. Für Offshorewindparks bewegen sich die Volllaststunden auf einem ähnlich hohen Niveau wie 2030. Diese liegen weiterhin niedriger als die berechneten durchschnittlichen Volllaststunden für die Offshorewindparks in Nord- und Ostsee. Dies zeigt, dass die Offshorewindparks regelmäßig abgeregelt werden, da der zusätzliche Strom in diesen Stunden nicht kosteneffizient genutzt werden kann.

Tabelle 5.5.: Stromerzeugung durch erneuerbare Energien im Referenzszenario 2050.

Technologie	inst. Leistung	Stromerzeugung	Volllaststunden
PV (Dachfläche)	88,3 GW	99,6 TWh	1128 h
PV (Freifläche)	227,4 GW	267,9 TWh	1179 h
Wind Onshore	192,0 GW	431,9 TWh	2250 h
Wind Offshore	44,8 GW	205,9 TWh	4595 h

5.2.3. Wasserstoffbereitstellung

Bei der Wasserstoffbereitstellung unterscheiden sich die Modellergebnisse insofern, dass das räumlich aufgelöste Modell FINE.Infrastructure eine um knapp 10 % größere Menge an Wasserstoff bereitstellt (siehe Abbildung 5.21). Rund 55 % des Wasserstoffs wird dabei importiert und 45 % über die Elektrolyse sowie geringe Mengen auch über die Reformierung von Biogas inländisch produziert. NESTOR sieht dagegen einen Anteil des importierten Wasserstoffs von knapp 60 % im Jahr 2050. Damit liegt der Anteil des importierten Wasserstoffs im räumlich aufgelösten Modell leicht niedriger als im Einknotenmodell. Begründet werden kann dies durch den Mehrbedarf an Wasserstoff für die Wasserstoffrückverstromung sowie durch die Berücksichtigung der überregionalen Verteilung des Wasserstoffs in die einzelnen Regionen. Da die absolute Importmenge an Wasserstoff durch die Modellkopplung festgesetzt wird, muss dieser Mehrbedarf über die inländische Produktion gedeckt werden.

**Abbildung 5.21.:** Wasserstoffproduktion im Vergleich für das Jahr 2050.

Im Gegensatz zur räumlichen Verteilung der Wasserstoffherstellungsanlagen im Jahr 2030 begrenzt sich die Installation von Elektrolyseuren auf die küstennahen Regionen im Norden Deutschlands (siehe Abbildung 5.22). Die Erdgasreformierung ist aufgrund der Nullemissionen von CO₂ keine Option mehr. Dadurch verlagert sich die komplette Wasserstoffherzeugung nach Norden, da in diesen Regionen eine hohe Stromerzeugung realisiert werden kann, die für die Elektrolyse benötigt wird (vergleiche Abbildung C.3). Da in den nördlichen Regionen somit bereits viel Wasserstoff inländisch erzeugt werden kann, erfolgt der Wasserstoffimport maßgeblich über die Pipelineverbindungen von den Niederlanden.

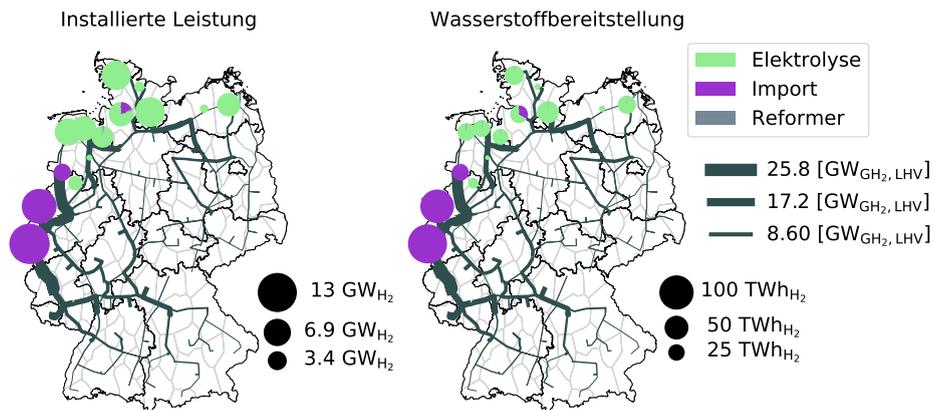


Abbildung 5.22.: Installierte Nettoleistungen für die Wasserstoffbereitstellung 2050 sowie installierte Wasserstoffpipelines (sowohl umgestellt als auch neugebaut).

Dies lässt sich kostenseitig dadurch begründen, dass die Grenzgebiete zu den Niederlanden aufgrund der ansässigen Industrien bereits eine hohe Wasserstoffnachfrage aufweisen und die überregionale Verteilung des importierten Wasserstoffs in den Süden Deutschlands über kürzere Distanzen erfolgt als die Verteilung des inländisch im Norden produzierte Wasserstoffs. Die östlichen Regionen Deutschlands werden dagegen komplett durch ein Pipelinennetz an die nördlichen Regionen angeschlossen. In diesem Gebiet wird - genau wie im Süden und in der Mitte Deutschlands - kein Wasserstoff erzeugt.

Abbildung 5.23 zeigt die umgestellten und neuen Pipelines für den Transport von Wasserstoff im Referenzszenario. Die Übertragungsleistungen übersteigen dabei deutlich diejenigen des Wasserstofftransportnetzes aus dem Referenzszenario 2030. Auch die mehrsträngigen Verbindungen im Osten Deutschlands werden nun komplett auf den Transport von Wasserstoff umgestellt. Der gesunkene Erdgasbedarf und der gestiegene Wasserstoffbedarf führen dazu, dass 100% der für die Umstellung berücksichtigten Pipelinekilometer umgestellt werden.

Allerdings wird in manchen Teilbereichen nicht die gesamte umstellbare Übertragungsleistung benötigt. Aus Gründen der Kostenoptimalität und der linearen Betrachtungsweise erfolgt in diesen Teilbereichen die Umstellung nur anteilig. Die Deckung der hohen Wasserstoffnachfragen erfordern dennoch einen deutlichen Ausbau des Wasserstoffgasnetzes. Dies ist teilweise auch in den Abschnitten notwendig, in welchen bereits Pipelines umgestellt werden können. Darüber hinaus werden Pipelineverbindungen benötigt, die die einzelnen umgestellten Wasserstoffpipelinennetze im Süden, Osten und Norden miteinander verbinden sowie Regionen ans Netz anbinden, welche nicht über die Umstellung von existierenden Pipelines erreicht werden können. Die Länge der neu zu bauenden Pipelineverbindungen beläuft sich dabei auf rund 10.700 km mit Durchmessern zwischen 115 mm und 1600 mm.

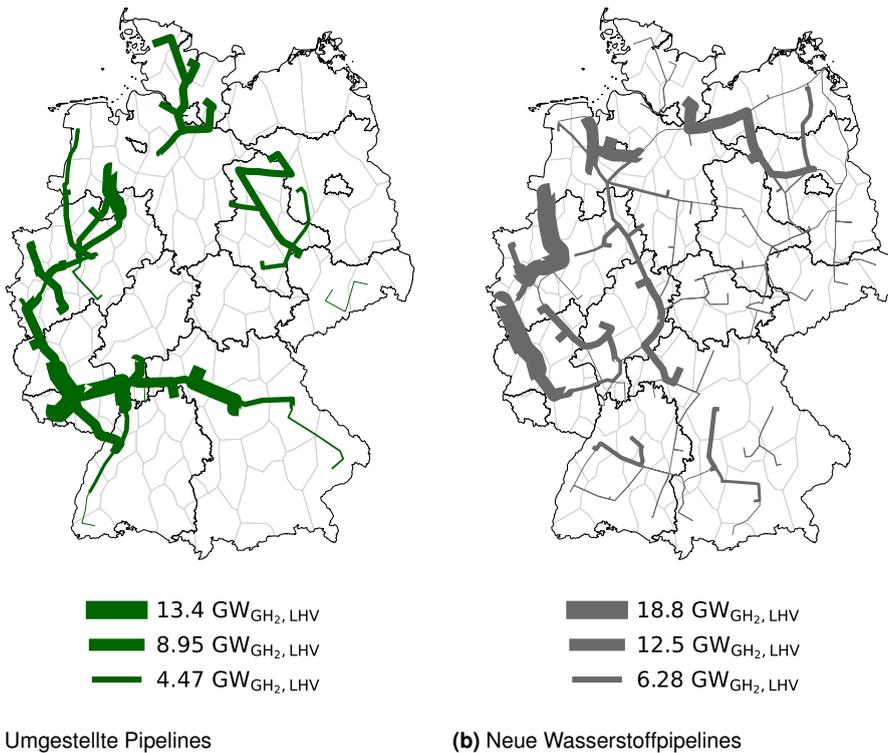


Abbildung 5.23.: Umgestellte und neugebaute Pipelines für den Transport von Wasserstoff im Referenzszenario 2050.

5.2.4. Erdgasbereitstellung

Die Bereitstellung von Erdgas zur Deckung der verbliebenen Erdgasnachfrage im Haushalts- und Industriesektor erfolgt komplett über Erdgasimporte. Die Aufbereitung von Biogas ist im Vergleich zum Import des Gases zu teuer, um als Option für die Deckung der geringen Restnachfrage in Betracht gezogen zu werden. Da nur Parallelstränge des Erdgasnetzes auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden können, ist die Transportinfrastruktur für Erdgas gegeben und das importierte Gas kann kostengünstig zu den Bedarfszentren transportiert werden.

Die Nutzung von Erdgas im Umwandlungsbereich entfällt aufgrund der damit verbundenen CO₂-Emissionen komplett. Werden in zukünftigen Arbeiten Technologien zur Kompensation der CO₂-Emissionen berücksichtigt, würde diese Option wieder offen stehen. Die hohen Kosten zur Herstellung von synthetischen Erdgasen führen dazu, dass auch diese nicht im Umwandlungsbereich in der Lösung gezogen werden.

5.2.5. Fernwärmebereitstellung

Ebenso wie die inländische Wasserstoffherzeugung muss auch die Fernwärmebereitstellung über emissionsfreie Technologien erfolgen. Fossile, thermische Kraftwerke können deshalb nicht mehr zur Deckung des Fernwärmebedarfs beitragen. Dadurch ändert sich die Wärmeerzeugungsstruktur von der Dominanz der fossilen Energieträger hin zu Power-to-Heat-Technologien (siehe Abbildung 5.24). Großwärmepumpen produzieren dabei knapp 81 % der insgesamt 200,8 TWh_{th} bereitgestellten Fernwärme. Rückverstromungsanlagen, Elektrodenkessel und Kraftwärmekopplungsanlagen auf Basis von Biogas stellen die restliche Fernwärmemenge in nahezu gleichen Teilen bereit. Holzbefeuerte Kraftwärmekopplungsanlagen finden aufgrund der angenommenen, höheren Investitionskosten keine Berücksichtigung in der kostenoptimalen Lösung.

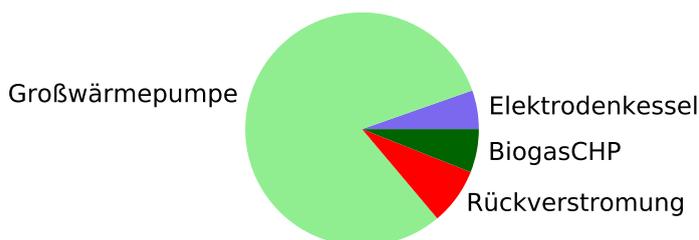


Abbildung 5.24.: Fernwärmebereitstellung im Referenzszenario 2050. Insgesamt werden 200,8 TWh_{th} Abwärme erzeugt.

Abbildung C.5 im Anhang zeigt die installierten, interregionalen Fernwärmeleitungen sowie deren durchschnittlichen Auslastungen. Die hohen Verluste bei der Übertragung und die fehlenden Großkraftwerke mit Kraftwärmekopplung führen dazu, dass die Wärmebereitstellung dezentral in den einzelnen Regionen stattfindet. Aus diesen Gründen werden prinzipiell keine Fernwärmeleitungen aufgebaut. Die einzelnen installierten Verbindungen, welche maßgeblich in Nordrhein-Westfalen zu finden sind, weisen nur geringe Übertragungsleistungen auf mit durchschnittlichen Auslastungen von 30 bis 50 % über das gesamte Jahr.

5.2.6. Nutzung von Speichertechnologien

Die Nutzung von Speichertechnologien in der langfristigen Entwicklung des Energiesystems Deutschland steigt im Vergleich zur kurzfristigen Entwicklung deutlich in seiner Bedeutung. Dies liegt darin begründet, dass die erneuerbaren Energiequellen weniger flexibel in ihrer Erzeugung sind als thermische Kraftwerke, wodurch ein hoher Bedarf an Optionen zur zeitlichen Entzerrung von Angebot und Nachfrage besteht. Tabelle 5.6 fasst die im Referenzszenario installierten Speichertechnologien mit ihren jeweiligen Speicherkapazitäten und Nutzung zusammen.

Tabelle 5.6.: Speichertechnologien im Referenzszenario 2050.

Technologie	Speicher- kapazität	TAC (M€/a)	Speicherung (GWh)	Ausspeicherung (GWh)
Lithium-Ionen- Batterien	334 GWh	5.418,44	98.276	85.779
Pumpspeicher- kraftwerke	43 GWh	129,90	9.955	7.783
Salzkaverne (MRG)	0 GWh	-	-	-
Porenspeicher (MRG)	89 TWh	0,30	300	300
Röhrenspeicher (MRG)	0 GWh	-	-	-
Salzkaverne (H ₂)	37 TWh	404,70	114.353	114.353
Röhrenspeicher (H ₂)	0 GWh	-	-	-
Kryogene Tanks (LH ₂)	1,7 TWh	157,38	33.175	33.110
Stahlbehälter- wärmespeicher	223 GWh	221,42	36.574	34.023
Erdbecken- wärmespeicher	23,6 TWh	1.835,21	97.102	93.662

Für die kurzzeitige Speicherung von Strom spielen dabei insbesondere Batteriespeicher eine große Rolle, welche in nahezu jeder Region installiert werden. Der zeitliche Verlauf des Speicherfüllstandes von Batteriespeichern weist dabei deutlich ein tageszeitabhängiges Muster auf. Dieses wird auch bereits im Jahr 2030 beobachtet (vergleiche Abbildung 5.11). Allerdings werden Batteriespeicher in windreichen Regionen nun auch zur Speicherung von Windenergie verwendet. Abbildung 5.25 zeigt die unterschiedlichen Verläufe der Batteriespeicherfüllstände von einer Region mit hohem Windanteil im Strommix (Norddeutschland) und einer Region mit hohem Sonnenenergieanteil im Strommix (Süddeutschland). Während in Süddeutschland die Batterie tagsüber geladen und nachts entladen wird, weist der Batteriespeicher in Norddeutschland seine Entladezeiten eher in den frühen Morgenstunden auf.

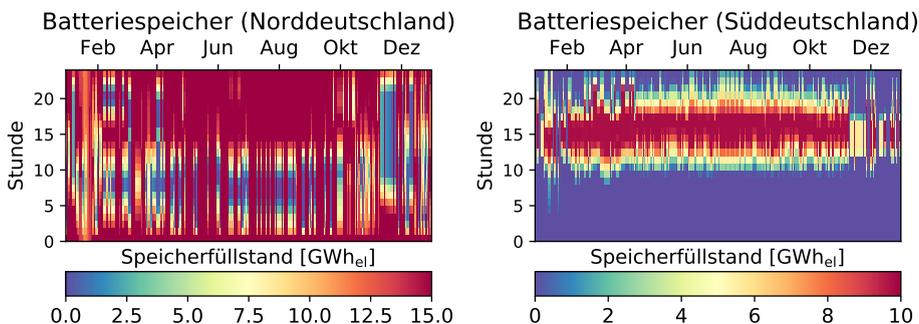


Abbildung 5.25.: Vergleich des zeitlichen Verlaufs der Speicherfüllstände von Batteriespeichern in einer Region in Norddeutschland und einer Region in Süddeutschland.

Auch die Nutzung von Salzkavernen zur Speicherung von gasförmigem Wasserstoff nimmt im Vergleich zum Jahr 2030 deutlich zu. So werden alle existierenden Salzkavernen nahezu komplett auf die Speicherung von Wasserstoff umgestellt. Im Gegensatz zu den Batteriespeichern dienen diese für den saisonalen Ausgleich zwischen Bedarf und Angebot, wodurch der Verlauf des Speicherfüllstandes demjenigen des Jahres 2030 gleicht (siehe Abbildung 5.11). Die Verteilung der Speicher für gasförmigen Wasserstoff und Strom ist in Abbildung 5.26 dargestellt.

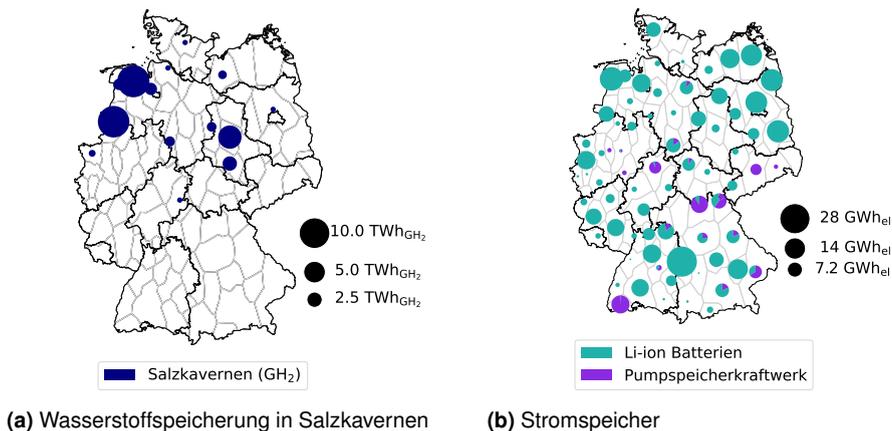


Abbildung 5.26.: Nutzung von Speichertechnologien für gasförmigen Wasserstoff und Strom im Referenzszenario 2050.

Derzeit in Planung befindliche Salzkavernen werden in diesem Szenario nicht ausgebaut, das heißt, der gesamte Speicherbedarf für gasförmigen Wasserstoff kann durch die gegenwärtig operierenden Salzkavernen gedeckt werden. Der immense Bedarf an Batteriespeichern zeigt dagegen deutlich, dass Stromnachfrage und Angebot starke zeitliche Diskrepanzen in ihren Verläufen aufweisen. Inwieweit die zeitliche Aggregationsmethode den Speicherbedarf beeinflusst, wird im Abschnitt 5.7.1 anhand einer Sensitivitätsanalyse diskutiert. Die Installation von kryogenen Tanks erfolgt analog zum Szenario 2030 in den Regionen mit Wasserstoffimport. Aufgrund des gestiegenen Wasserstoffimports steigt auch der Bedarf an Speicherkapazitäten in Flüssigwasserstofftanks.

Die Speicherung der Wärme erfolgt für den täglichen Ausgleich über Stahlbehälterwärmespeicher und für den saisonalen Ausgleich über Erdbeckenwärmespeicher. Die angenommenen, niedrigen Investitionskosten für Wärmespeicher sorgen dafür, dass Wärme unabhängig vom zeitlichen Verlauf des Wärmebedarfs erzeugt und für einen späteren Zeitpunkt gespeichert wird. Da keine Annahmen bezüglich des Platzbedarfs und damit eines maximal möglichen Ausbaus von Erdbeckenwärmespeicher im Modell hinterlegt sind, können bei der Optimierung beliebig große Wärmespeicher installiert werden. In zukünftigen Arbeiten könnte eine detaillierte Abbildung des Wärmesektors erfolgen, um die Kopplung des Wärme- und Stromsektors und die damit verbundenen Auswirkungen auf die Auslegung des Energiesystems besser untersuchen zu können.

5.2.7. Auslastung der leitungsgebundenen Infrastrukturen

Der Zubau erneuerbarer Energiequellen an den Standorten hohen Erzeugungspotenzials sorgt dafür, dass das Stromnetz stärker ausgelastet wird als es im Jahr 2030 der Fall ist. Dies trifft insbesondere in den Gebieten mit hohen Windenergiepotenzialen zu. Abbildung 5.27 zeigt, zu wie viel Prozent des Jahres die Leitungen über einen Grenzwert von 80% der angenommenen Übertragungsleistung betrieben werden. Die Leitungen des Wechselstromnetzes im Norden und Westen Deutschlands weisen dabei höhere Auslastungen auf als im Süden. Dies deutet daraufhin, dass in Zukunft aufgrund der Anbindung von Offshorewindparks und der Nutzung der hohen Windpotenziale im Norden ein weiterer Ausbau des Stromnetzes notwendig erscheint, sofern die räumliche Verteilung der Stromlast auch zukünftig einen hohen Bedarf im Süden des Landes aufweist. Das berücksichtigte Gleichspannungsstromnetz wird ebenfalls stark ausgelastet, um den Strom von Nord nach Süd zu transportieren. Die Direktverbindungen von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern werden dabei durchschnittlich zu 70% ausgelastet. Im Referenzszenario 2030 beträgt die durchschnittliche Auslastung dieser Leitungen nur rund 40%. Die Nord-Süd-Verbindungen gewinnen damit in Zukunft an Bedeutung.

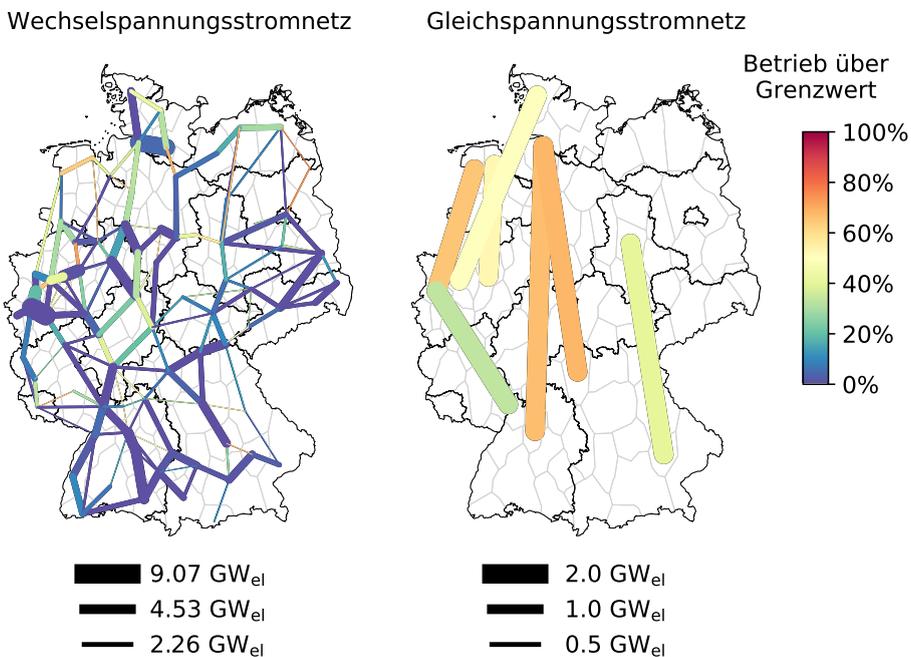


Abbildung 5.27.: Zeitlicher Anteil des Jahres, bei dem die Stromleitungen im Referenzszenario 2050 über dem Grenzwert von 80% der angenommenen Übertragungsleistung betrieben werden.

Um den stark gestiegenen Wasserstoffbedarf in allen Regionen decken zu können, ist neben der Umstellung des gegenwärtigen Erdgasnetzes auch ein erheblicher Bedarf an neuen Wasserstoffpipelines notwendig. Die Auslastung der umgestellten Parallelstränge des Erdgasnetzes sind in Abbildung 5.28 dargestellt. Im Vergleich zum Jahr 2030 (siehe Abbildung 5.14) fällt auf, dass die Verbindungen im Süden nur noch geringe durchschnittliche Auslastungen aufweisen. Das Wasserstoffangebot beschränkt sich vollständig auf die nördlichen Regionen und die Grenzregionen zu den Niederlanden. Dadurch dienen die südlichen und östlichen Verbindungen nur zur Verteilung des Wasserstoffs in die Bedarfszentren. Hohe durchschnittliche Auslastungen weisen dagegen die Pipelineverbindungen in den Regionen mit Wasserstoffimport aus den Niederlanden auf.

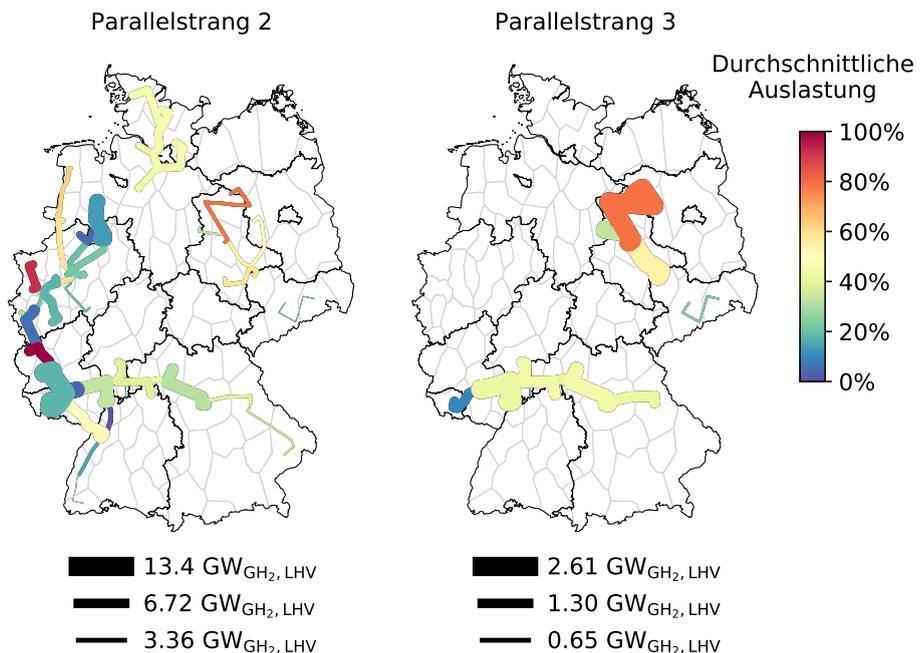


Abbildung 5.28.: Durchschnittliche Auslastung der auf Wasserstofftransport umgestellten Pipelines im Referenzszenario 2050.

Neue Wasserstoffpipelines erhöhen die Übertragungsleistungen der umgestellten Pipelines im Westen des Landes und erschließen mittig und östlich gelegene Regionen Deutschlands, die sonst nicht am Wasserstoffnetz angeschlossen wären. Ihre durchschnittlichen Auslastungen sind in Abbildung 5.29 dargestellt. Da es bei der Wasserstoffnachfrage im Haushalt und dem Wasserstoffbedarf zur Rückverstromung zu Schwankungen im zeitlichen Verlauf kommt, ist die durchschnittliche Auslastung der Pipelineverbindungen in manchen Abschnitten sehr gering. In diesen Abschnitten wird die volle Übertragungsleistung nur in wenigen Stunden des Jahres benötigt.

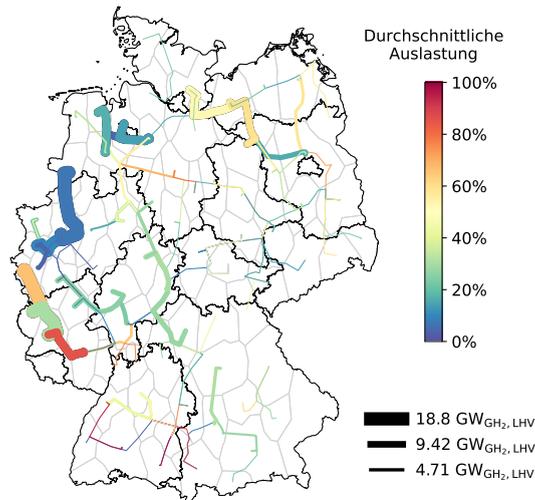


Abbildung 5.29.: Durchschnittliche Auslastung der für Wasserstofftransport neu installierten Pipelines im Referenzszenario 2050.

5.3. Freie Optimierung

Die Referenzszenarien werden jeweils mit den vorgegebenen installierten Leistungen aus NESTOR berechnet. Zusätzlich wird eine freie Optimierung durchgeführt, welche nur die räumlich aufgelösten Nachfragen aus den NESTOR-Ergebnissen übernimmt und das Energiesystemdesign ohne weitere Vorgaben eines Mindest- oder Maximalausbaus kostenoptimal auslegt.

Das resultierende Energiesystemdesign der freien Optimierung weist in allen Fällen niedrigere TAC auf als das der Optimierung mit den installierten Leistungen aus NESTOR. So liegen die TAC der freien Optimierung des Referenzszenarios für das Jahr 2030 6% niedriger als mit dem vorgegebenen Ausbau, für das Jahr 2050 fallen die TAC bei der freien Optimierung rund 9,5% niedriger aus. Dabei unterscheidet sich das Systemdesign maßgeblich von den Ergebnissen aus NESTOR.

5.3.1. Freie Optimierung des Jahres 2030

Die Abbildungen 5.30 und 5.31 zeigen die installierten Leistungen zur Strom- und Wasserstoffherzeugung der freien Optimierung im Vergleich zur Optimierung von NESTOR und der Optimierung mit vorgegebenen Ausbaugrenzen (FINE.Infrastructure-Referenzszenario). Anhand dieses Vergleichs lassen sich folgende Beobachtungen machen:

- Aufgrund der höheren Investitionskosten im Vergleich zu anderen Technologien werden im Jahr 2030 keine Offshorewindparks und keine

Dachflächenphotovoltaikanlagen installiert. Freiflächenphotovoltaikanlagen weisen rund 36 % niedrigere Investitionskosten als Dachflächenphotovoltaik auf. Die Installation von Onshorewindturbinen ist rund 44 % günstiger als der Bau von Offshorewindturbinen. Die höheren Volllaststunden der Offshorewindturbinen können hierbei die Nachteile, die sich aufgrund der geographischen Restriktionen sowie der höheren Installationskosten ergeben, nicht ausgleichen.

- Der gesamte Wasserstoffbedarf wird über Erdgasreformierung gedeckt.
- Die Summe der installierten Leistung an Freiflächenphotovoltaik ist höher als das Dreifache der installierten Leistung im Referenzszenario.
- Die benötigte installierte Leistung an Braunkohlekraftwerke liegt bei $2,6 \text{ GW}_{\text{el}}$ und damit deutlich unter den gesetzten Zielvorgaben. Ihre Volllaststunden steigen allerdings auf 3408 h/a. Die Verteilung der installierten Leistung erstreckt sich über alle elf modellierten Regionen, die Braunkohlekraftwerksstandorte aufweisen. So werden jeweils nur geringe Anteile der ursprünglich installierten Leistungen an den Standorten abgerufen.
- Steinkohlekraftwerke dagegen verbleiben vermehrt im System mit $12 \text{ GW}_{\text{el}}$ installierter Leistung, ihre Volllaststundenanzahl reduziert sich auf 1450 h/a.
- Die installierte Leistung an Erdgaskraftwerken steigt um 5 GW_{el} auf $40 \text{ GW}_{\text{el}}$. Ihre Volllaststunden reduzieren sich dagegen auf 4800 h/a.
- Die Kosten für Speichertechnologien sind etwa 33 % niedriger als im Referenzszenario. Dabei werden insbesondere weniger Speicherkapazitäten zur Kurzzeitspeicherung von Strom und Wasserstoff benötigt. Ebenso geht der Bedarf an Langzeitwärmespeichern zurück. Das Systemdesign weist damit eine höhere Flexibilität in der Erzeugung auf.

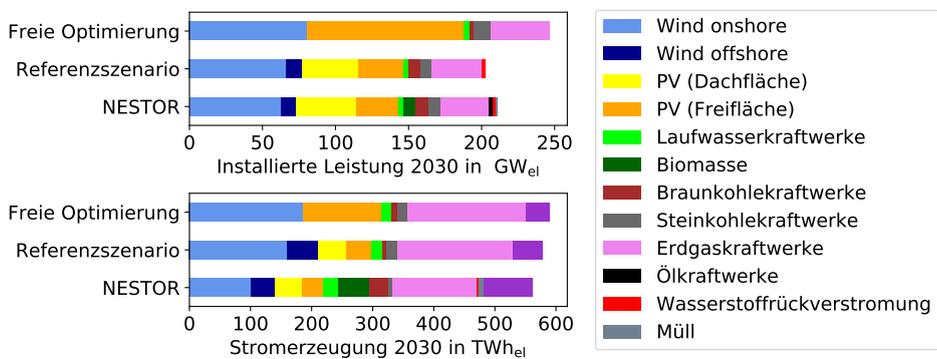


Abbildung 5.30.: Stromezeugung und installierte Leistungen im Vergleich für das Jahr 2030.

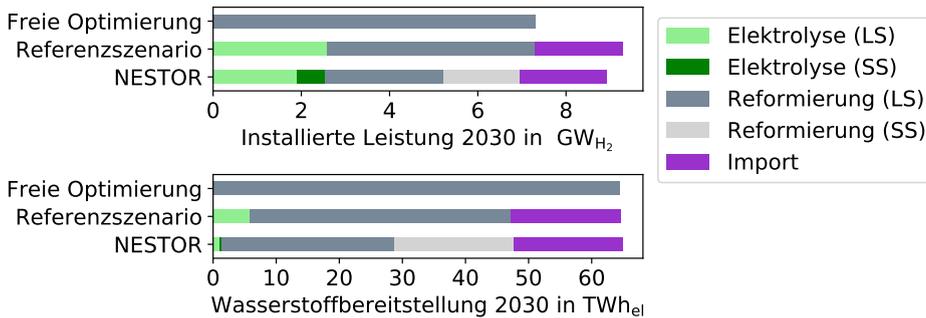


Abbildung 5.31.: Wasserstoffbereitstellung und installierte Leistungen im Vergleich für das Jahr 2030.

In diesem Fall wird die Stromnachfrage durch Onshorewindturbinen und Freiflächenphotovoltaik gedeckt. Reicht die erzeugte Strommenge aus diesen erneuerbaren Energiequellen nicht aus, liefern Erdgaskraftwerke die benötigte Flexibilität. Das CO₂-Budget wird dabei vermehrt bei der konventionellen Wasserstoffherzeugung aufgebraucht. Die Wärmeerzeugung dagegen erfolgt maßgeblich durch Großwärmepumpen.

5.3.2. Freie Optimierung des Jahres 2050

Die Abbildungen 5.32 und 5.33 zeigen die installierten Leistungen zur und Strom- und Wasserstoffherzeugung der freien Optimierung im Vergleich zur Optimierung von NESTOR und der Optimierung mit vorgegebenen Ausbaugrenzen (FINE.Infrastructure-Referenzszenario).

Für das Jahr 2050 ergeben sich folgende Beobachtungen bei den Ergebnissen der freien Optimierung:

- Im Vergleich zu den Ergebnissen des Referenzszenarios werden mit rund 658 GW_{el} 11 % mehr installierte Leistungen für die Stromerzeugung benötigt. Damit liegt die installierte Leistung auch 7 % über den Ergebnissen aus NESTOR. Die Nettostromerzeugung steigt dagegen nur um 4 % im Vergleich zu den Optimierungsergebnissen mit vorgegebenen Ausbaugrenzen.
- Die installierte Elektrolyseleistung liegt beinahe doppelt so hoch wie im Referenzszenario, die Wasserstoffherzeugung steigt allerdings nur um 16 %. Die durchschnittliche Volllaststundenzahl der Elektrolyse sinkt damit auf rund 3000 h/a. Im Referenzszenario liegen die durchschnittlichen Volllaststunden bei 4500 h/a.
- Die räumliche Verteilung der Elektrolyse erstreckt sich dabei über den Norden und Osten Deutschlands sowie nach Bayern. Da die Wasserstoffherzeugung somit teilweise auch verbrauchernah geschieht, fällt die durchschnittliche Auslastung des Wasserstoffnetzes bei den meisten Pipelines niedriger aus als im Referenzszenario.
- Trotz der gestiegenen inländischen Wasserstoffproduktion steigt auch der Wasserstoffimport. Damit liegt die bereitgestellte Wasserstoffmenge im Vergleich zu

den NESTOR-Ergebnissen um 20 % höher.

- Wie bereits für das Jahr 2030 festgestellt, werden auch im Jahr 2050 bei der freien Optimierung Windturbinen an Land und Freiflächenphotovoltaikanlagen bevorzugt installiert. Die installierte Leistung an Onshorewindturbinen steigt um 23% im Vergleich zum räumlich aufgelösten Referenzszenario. Im Fall der Freiflächenphotovoltaikanlagen wird das gesamte theoretische Potenzial ausgeschöpft.
- Die installierte Leistung an Offshorewindparks liegt mit $12 \text{ GW}_{\text{el}}$ deutlich unter den ausgebauten Leistungen im Referenzszenario. Dachflächenphotovoltaik wird dagegen nur geringfügig mehr installiert als im Referenzfall.
- Die Wasserstoffrückverstromung gewinnt deutlich an Bedeutung im System. Die installierte Leistung steigt auf $54 \text{ GW}_{\text{el}}$ und liegt damit rund 70 % höher als im Referenzszenario.
- Die höhere Flexibilität bei der Erzeugung durch die vermehrte Nutzung von Wasserstoffrückverstromung führt dazu, dass die Kosten für Speichertechnologien im Vergleich zum Referenzszenario um rund 50 % gesenkt werden können.
- Die durchschnittliche Auslastung des Stromnetzes liegt höher als im Referenzszenario. Dies trifft insbesondere für die Verbindungen zwischen Schleswig-Holstein und den südlichsten Bundesländern zu.
- Die Wärmeerzeugung erfolgt maßgeblich durch die Rückverstromungsanlagen. Dadurch sinkt der Bedarf an Großwärmepumpen um 31% im Vergleich zum Referenzszenario. Darüber hinaus werden keine Elektrodenkessel für die Wärmeerzeugung installiert.

Aufgrund der geänderten Wärmebereitstellung werden deutlich weniger Speicherkapazitäten für Wärme als im Referenzszenario benötigt. Dies gilt sowohl für die Kurz- als auch für die Langzeitspeicherung der thermischen Energie. Dafür steigt der Bedarf an Speicherkapazitäten in Salzkavernen für Wasserstoff.

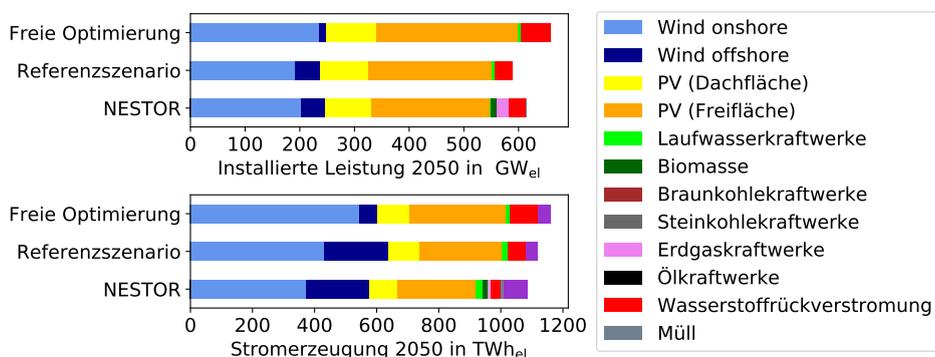


Abbildung 5.32.: Stromezeugung und installierte Leistungen im Vergleich für das Jahr 2050.

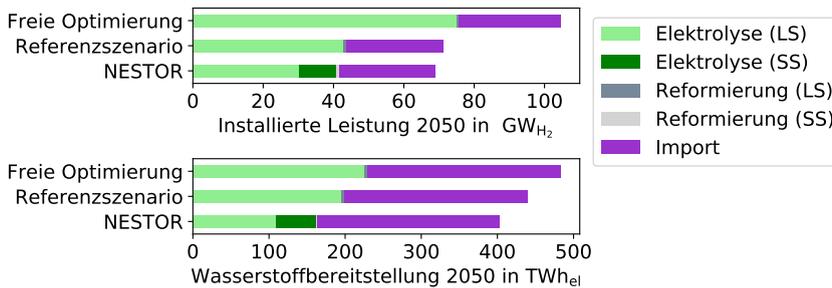


Abbildung 5.33.: Wasserstoffbereitstellung und installierte Leistungen im Vergleich für das Jahr 2050.

5.3.3. Vergleich zum Referenzszenario

Die Lösungen der freien Optimierung streben in beiden betrachteten Jahren an, die Speicherkapazitäten zu verringern und so Kosten zu sparen. Dafür werden andere Flexibilitätsoptionen vorrangig eingesetzt, um zu jedem Zeitpunkt die Nachfragen aller Regionen decken zu können. Aufgrund der linearen Kostenbetrachtung werden die günstigeren erneuerbaren Energiequellen - Onshore-Windenergieanlagen und Freiflächenphotovoltaik - bevorzugt installiert. Offshorewindparks sind aufgrund ihrer höheren Investitionskosten und dem zusätzlichen Investitionsaufwand zur Anbindung erst eine Option, wenn die Potenziale der kostengünstigeren Erneuerbaren ausgeschöpft sind.

Auffällig sind in den Ergebnissen der freien Optimierungen die starken Abweichungen bei der Wasserstoffherzeugung im Vergleich zu den Referenzszenarien mit vorgegebenen Ausbaugrenzen, weshalb auf diese hier nun noch einmal näher eingegangen wird:

Die freie Optimierung des Jahres 2030 zeigt eine vollständige Deckung der Wasserstoffnachfragen durch die Wasserstoffherzeugung aus Erdgas mit zusätzlichen CO_2 -Emissionen. Die Verteilung der Dampfreformierungsanlagen unterscheidet sich allerdings kaum von der Verteilung der Wasserstoffherzeugungskapazitäten im Referenzszenario. Wasserstoffimportregionen in Nordrhein-Westfalen und Friesland werden dabei zu Erdgasimportregionen und zu Standorten konventioneller Wasserstoffherzeugung. Selbst die Elektrolysestandorte in Schleswig-Holstein und Ostfriesland im Referenzszenario (vergleiche Abbildung 5.6) produzieren bei der freien Optimierung grauen Wasserstoff. Gründe hierfür sind Annahmen zur Verfügbarkeit von Erdgas in den Importregionen, die geringen Importkosten im Vergleich zum Import von Wasserstoff, die direkte Nutzbarkeit zur Deckung der Wasserstoffnachfrage, der höhere Wirkungsgrad sowie die Unabhängigkeit von der Stromerzeugung bei der Herstellung. Dadurch lohnt sich auch die Installation an Standorten mit Wasserstoffbedarf aber mit geringer Stromerzeugung. Die Auslastung der installierten Dampfreformer liegt bei nahezu 100%. Kryogene Tanks erlauben in diesem Fall die Speicherung von Wasserstoff in Regionen, in denen keine Salzkavernen vorhanden sind, und verhindern den übermäßigen Ausbau von Dampfreformern, um Spitzenlasten in der Wasserstoffnachfrage zu decken.

In der freien Optimierung des Jahres 2050 werden dagegen vermehrt Elektrolysekapazitäten ausgebaut, deren Volllaststunden und der damit verbundenen Auslastung deutlich niedriger liegen als im Referenzszenario. So werden vermehrt auch

Elektrolyseure im Osten Deutschlands und in Bayern installiert. Kryogene Tanks verlieren durch die Bereitstellung von grünem Wasserstoffs an Bedeutung und spielen aufgrund der Modellierungsannahmen nur noch in den Importregionen von Flüssigwasserstoff eine Rolle, wohingegen Salzkavernen zur Speicherung von Wasserstoff deutlich mehr genutzt werden. Die Wasserstoffrückverstromung als Abwärmequelle zur Deckung von Fernwärmeforderungen entkoppelt zugleich die Wärmebereitstellung von vorhandenen Stromüberschüssen - wie sie für die Nutzung von Power-to-Heat-Technologien nötig wären - und kombiniert diese stattdessen mit gleichzeitiger Stromerzeugung. Dadurch kann der Bedarf an Langzeitwärmespeichern reduziert werden.

Der Vergleich zeigt, dass durchaus Einsparpotenziale bei der Auslegung des Energiesystems sowohl in der kurzfristigen als auch in der langfristigen Entwicklung vorhanden sind. Die lineare Optimierung verhindert allerdings die Berücksichtigung von Kostenunsicherheiten, wodurch Änderungen in der Kostenstruktur des hinterlegten Technologieportfolios direkte Auswirkungen auf das ausgelegte Design haben. Der im Einknotenmodell hinterlegte quadratische Kostenansatz (siehe [91]) vermindert diese Effekte, kann aber aufgrund der räumlichen Auflösung und dem verbundenen Anstieg der Modellkomplexität nicht direkt im Mehrknotenmodell angewendet werden.

Die Ergebnisse der freien Optimierung werden deshalb im Abschnitt 5.7.2 nur zur Abschätzung des Wertes einzelner Technologien - insbesondere die Bedeutung der Wasserstoffherzeugung und die Anbindung von Offshorewindparks - verwendet und diskutiert. Darüber hinaus wird die Analyse zur Abschätzung der Bedeutung des Wasserstoffimports nur für die freie Optimierung durchgeführt (siehe Abschnitt 5.6).

5.4. Auswirkungen verschiedener Strategien zur Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstofftransport

In den Referenzszenarien wird in beiden Fällen von einer konservativen Umstellungsstrategie der Erdgaspipelines ausgegangen, bei welcher nur mehrsträngige Pipelineabschnitte aus einer bestimmten Stahlsorte auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden können (vergleiche hierzu Cerniauskas et al. [228]). Dadurch beschränken sich die umstellbaren Pipelinekilometer auf etwa 5.100 km. Diese Annahme gewährleistet die Option des Erdgastransits durch Deutschland.

Um die Auswirkungen der Umstellungsstrategien und des Ausbaus des Wasserstoffnetzes auf das Energiesystemdesign zu untersuchen, werden vier weitere Szenarienvariationen analysiert:

1. Ausbalanciertes Umstellungsszenario
2. Optimistisches Umstellungsszenario
3. keine Umstellung des Erdgasnetzes auf Wasserstofftransport
4. kein Aufbau eines Wasserstoffnetzes

Allgemein gilt, dass die TAC sinken, je mehr Erdgaspipelines zur Umstellung auf den Wasserstofftransport zur Verfügung stehen. Weil die Kosten der Transmissionskomponenten allerdings nur einen geringen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen, ändern sich die TAC bei den verschiedenen Umstellungsszenarien um weniger als 1 % sowohl in der kurzfristigen als auch in der langfristigen Entwicklung des Energiesystems (siehe Tabelle 5.7).

Tabelle 5.7.: Vergleich der jährlichen Gesamtkosten (Total Annual Costs=TAC) mit verschiedenen Umstellungsszenarien zum Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes.

Szenario	TAC 2030 (Mrd. EUR)	Änderung 2030	TAC 2050 (Mrd. EUR)	Änderung 2050
Referenzszenario (konservatives Umstellungsszenario)	63,8	/	116,6	/
ausbalanciertes Umstellungsszenario	63,8	0%	116,0	-0,5%
optimistisches Umstellungsszenario	63,8	0%	115,9	-0,6%
keine Umstellung	63,9	0%	117,0	+0,4%
kein Wasserstoffnetz	65,2	+2,2%	556,0	+377%

Wird die Umstellung der Pipelines komplett unterbunden, erhöhen sich die TAC ebenfalls nur um weniger als 1 %.

Im Falle des kompletten Verzichts auf den Ausbau eines Wasserstofftransportnetzes steigen die TAC für das Jahr 2030 um 2 %. Für das Jahr 2050 kann dagegen nur eine suboptimale Lösung gefunden werden, bei welcher der TAC fast fünfmal so hoch ist wie der TAC des Referenzszenarios¹⁵. Mit Ausnahme des Extremszenarios ohne jeglichen Ausbau eines Transportnetzes unterscheiden sich damit die Zielwerte der einzelnen Szenarien kaum vom jeweiligen Referenzszenario. Unterschiede ergeben sich dagegen bei der Gewichtung der Wasserstoffimportregionen und dem Wasserstofftransportnetzverlauf.

Abbildung 5.34 zeigt die Wasserstoffbereitstellung und das Wasserstofftransportnetz für das ausbalancierte und das optimistische Umstellungsszenario im Jahr 2050. Aufgrund der zusätzlichen Möglichkeiten der Umstellung im optimistischen Szenario verschiebt sich der Wasserstoffimport über die Niederlande nordwärts. Die südwestlichste Route, die durch Rheinland-Pfalz verläuft, wird in diesem Fall weniger stark für den Wasserstofftransport ausgebaut als im ausbalancierten und konservativen Umstellungsszenario. Im Vergleich zum konservativen Umstellungsszenario gilt, dass die Anbindung nach Friesland verstärkt ausgebaut wird. Dadurch gewinnen die Salzkavernen für die Wasserstoffspeicherung in dieser Region an Bedeutung. Die räumliche Verteilung der Elektrolyse ist dagegen unabhängig von den Umstellungsszenarien und orientiert sich stets an den Regionen mit hohen Windpotenzialen im Norden.

¹⁵Dieser extrem abweichende Zielwert entstammt einer suboptimalen Lösung. Dies bedeutet, dass der Lösungsalgorithmus kein Optimum für das Problem bestimmen kann und es sich hierbei nicht um eine kostenoptimale Lösung handelt.

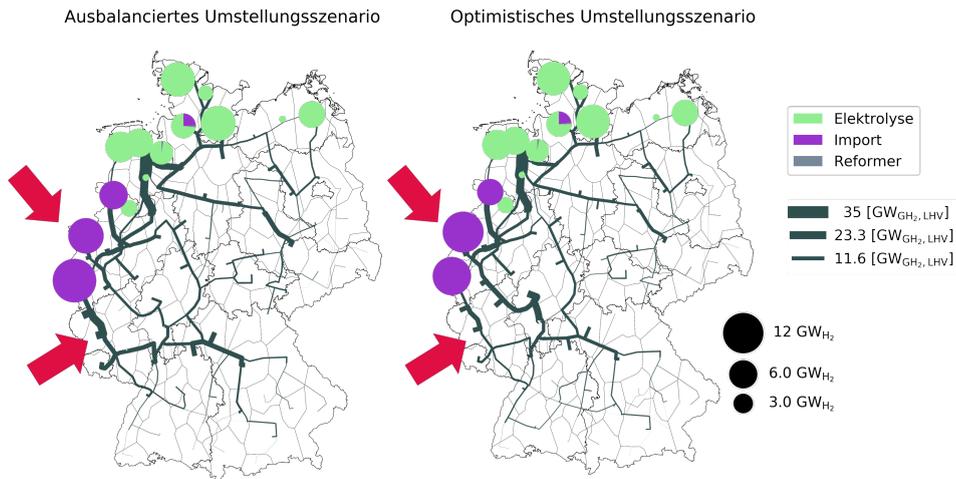


Abbildung 5.34.: Wasserstoffbereitstellung und -transport unter Berücksichtigung unterschiedlicher Umstellungsszenarien für das Jahr 2050. Rote Pfeile markieren die Unterschiede in den Ergebnissen.

Für das Jahr 2030 gilt, dass mit zunehmenden Umstellungspotenzial die konventionelle Wasserstoffherzeugung in die Grenzregionen mit den angenommenen Erdgasimportmöglichkeiten rücken (siehe Abbildung C.6 im Anhang für das optimistische Umstellungsszenario). Auch in diesem Fall verlagern sich die ausgebauten Pipelinerouten Richtung Mitte Deutschlands und die südwestlichste Route verliert an Bedeutung.

Wird die Umstellung des Erdgasnetzes nicht erlaubt, ergibt sich durch die Kostenminimierung ein ähnliches Wasserstoffnetz wie beim konservativen Umstellungsszenario. Der Wasserstoffimport erfolgt allerdings nahezu komplett über die Niederlande und das Netz wird in zwei Teilnetze unterteilt: Der importierte Wasserstoff wird zur Deckung der Nachfragen im Westen des Landes genutzt, der inländisch produzierte Wasserstoff deckt die Nachfragen in den östlichen und mittig gelegenen Regionen. Abbildung 5.35 (rechts) zeigt die Verteilung der Wasserstoffbereitstellung und dem Ausbau eines vollständig neuen Wasserstofftransportnetzes. Links zu sehen ist die räumliche Verteilung der Elektrolyse und des Wasserstoffimports unter der Annahme, dass kein Wasserstoffnetz ausgebaut werden darf. In diesem Fall muss jede Region ihre eigene Wasserstoffnachfrage durch Elektrolyse oder durch Import decken und ein Austausch von Wasserstoff zwischen den Regionen ist nicht möglich.

Abbildung 5.36 zeigt die Stromerzeugung für das Jahr 2050 für den Fall, dass der Wasserstoffnetzausbau ausgeschlossen wird. Die vorgegebenen installierten Leistungen werden dabei gleichmäßig über das ganze Land verteilt mit wenigen Ausnahmen in Niedersachsen. Da der Wasserstoffimport fest vorgegeben wird, nutzen alle Regionen mit Importmöglichkeit den importierten Wasserstoff zur Deckung ihrer Nachfragen nach Wasserstoff und Strom. Die Offshorewindparks werden in der Nordsee küstenfern installiert, um die höheren Vollaststunden nutzen zu können. Allerdings handelt es sich hierbei um eine suboptimale Lösung.

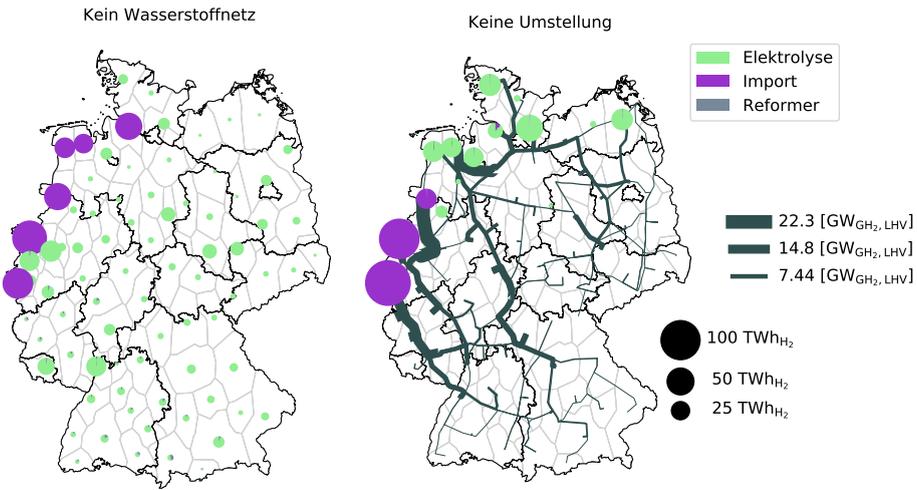


Abbildung 5.35.: Wasserstoffbereitstellung und -transport unter Berücksichtigung des kompletten Neubaus eines Wasserstofftransportnetzes (rechts) und ohne Wasserstoffnetz (links) für das Jahr 2050.

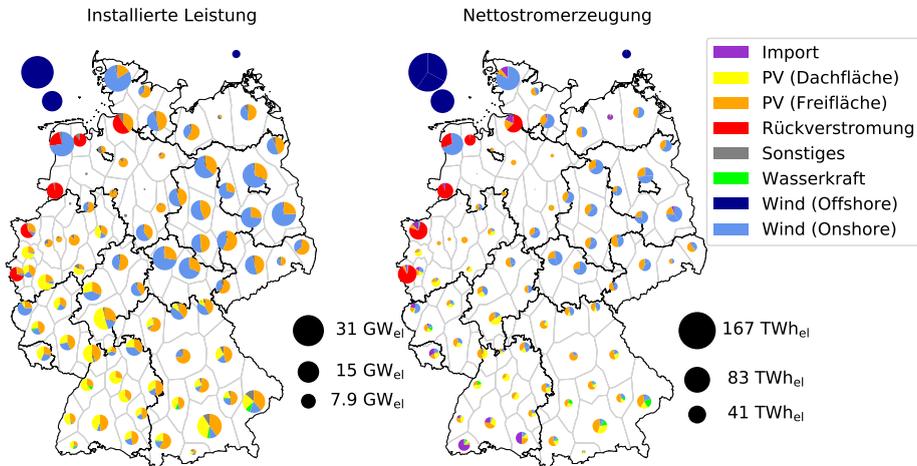


Abbildung 5.36.: Räumliche Verteilung der Stromerzeugung für das Jahr 2050, wenn kein Wasserstoffnetzausbau erfolgen darf. Es handelt sich hierbei um eine suboptimale Lösung.

Die Stromgestehungskosten der küstenfernen Offshorewindparks liegen aufgrund der höheren Investitionskosten für den Aufbau der Parks über den Stromgestehungskosten der küstennahen Offshorewindparks (vergleiche Tabelle 4.5). Im Falle der Kostenoptimalität ist davon auszugehen, dass die Installation der küstennahen Offshorewindparks wie in den anderen Szenarien der Installation von küstenfernen Offshorewindparks vorgezogen wird. Das Gleichspannungsstromnetz wird maximal ausgelastet (siehe Abbildung C.7 im Anhang). Im Wechselspannungsstromnetz weisen zahlreiche Trassen ebenfalls eine Auslastung von 100% auf. Die benötigte Speicherkapazität für Strom steigt in diesem Fall auf 22,5 TWh_{el} an. Die Bedeutung der Salzkavernen als Wasserstoffspeicher nimmt aufgrund ihrer beschränkten räumlichen Verfügbarkeit ab und stattdessen werden in allen Regionen Röhrenspeicher mit einem Druckniveau von 30 bar installiert. Die Ergebnisse dieses Szenarios können allerdings nur bedingt mit den Ergebnissen der anderen Szenarien verglichen werden, da es sich nur um eine suboptimale Lösung handelt.

Für das Jahr 2030 kann hierbei beobachtet werden, dass ebenfalls vermehrt Röhrenspeicher für die Speicherung von Wasserstoff installiert werden. Die kostenoptimale Lösung enthält allerdings auch Flüssigwasserstofftanks zur Wasserstoffspeicherung trotz der Notwendigkeit der Verflüssigung und der späteren Regasifizierung des erzeugten Wasserstoffs vor Ort. Eine Überlastung des Stromnetzes ist aufgrund der niedrigeren Strom- und Wasserstoffnachfrage nicht zu beobachten. Abbildung C.8 im Anhang zeigt die installierten Leistungen und die Wasserstofferzeugung für das Jahr 2030 ohne ausgebautes Wasserstofftransportnetz. Im Norden überwiegt die Wasserstofferzeugung via Elektrolyse, im Süden wird dagegen konventionelle Erdgasreformierung genutzt, um den Wasserstoffbedarf zu decken.

Das Extremszenario zeigt, dass die langfristige Umsetzung des aus NESTOR resultierenden Energiesystems - ohne weiteren Stromnetzausbau und mit einem hohen Anstieg der Wasserstoffnachfrage - nicht ohne den Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes realisierbar ist. Aufgrund der linearen Kostenbetrachtung sind die Auswirkungen der verschiedenen Umstellungsszenarien auf die TAC des Energiesystems nur minimal. Dennoch haben die Umstellungsszenarien einen signifikanten Einfluss auf die Ausgestaltung des Wasserstofftransportnetzes. So werden prinzipiell zunächst die existenten Pipelines zum Transport des gasförmigen Wasserstoffs genutzt, bevor neue Leitungen verlegt werden. Unter der Annahme einer in Zukunft stark sinkenden Erdgasnachfrage ist es deshalb ökonomisch sinnvoll, die vorhandene Infrastruktur für eine neue Aufgabe umzustellen und weiter zu nutzen.

Aufgrund der berücksichtigten Importmöglichkeiten aus den Niederlanden, den hohen Nachfragen sowie der Dichte an vorhandenen Fernleitungspipelines des Gasnetzes spielt Nordrhein-Westfalen in allen Szenarien eine wichtige Rolle bei der Verteilung des Wasserstoff über das Land.

5.5. Variation der Anbindungskonzepte von Offshore-Windparks

Im Referenzszenario werden nur eine bestimmte Auswahl an möglichen Netzverknüpfungspunkte vorgegeben, welche zur Einspeisung des Offshorewindstroms genutzt werden können (basierend auf den Annahmen aus Cerniauskas et al. [28]). Um die Auswirkungen der Anbindungskonzepte von Offshore-Windparks zu untersuchen, wird dem Modell in einer Szenariovariation die Möglichkeit gegeben, jede Region beliebig an die Offshorewindparks anzubinden. Weitere Variationen erlauben die Erweiterung des

Gleichspannungsstromnetzes entlang der gleichen Trassenverläufe sowie eine Kombination aus beiden Konzepten.

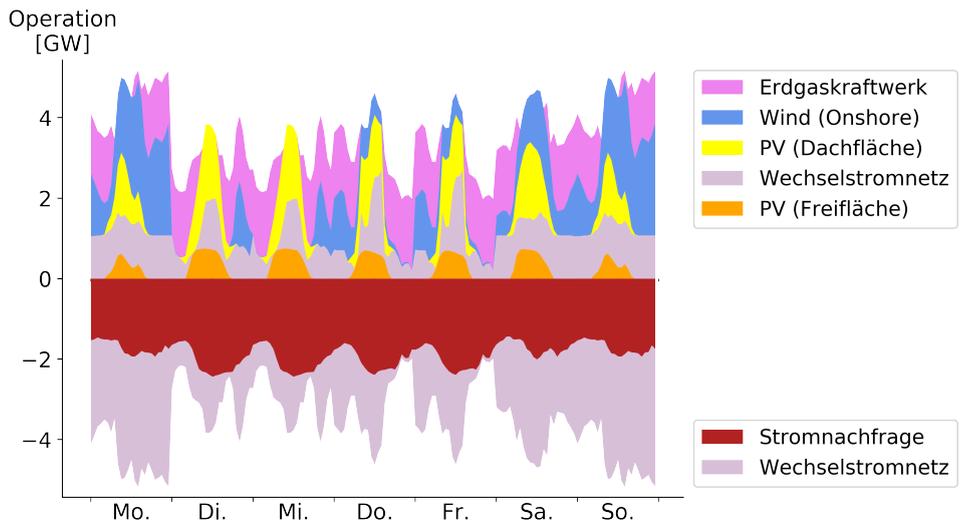
Tabelle 5.8 fasst die möglichen Einsparungen bei den TAC durch die verschiedenen Anbindungskonzepte zusammen. Die größte Einsparung bei den TAC kann durch die freie Anbindung der Offshorewindparks an alle Regionen erreicht werden. Die zusätzliche Erweiterung des Gleichstromnetzes sorgt nur im Jahr 2050 für eine Reduktion der TAC. Dies lässt sich dadurch begründen, dass die berücksichtigten Übertragungsleistungen im Jahr 2030 nur eine geringe Auslastung aufweisen (siehe Abbildung 5.13). Im Vergleich zu den verschiedenen Umstellungsszenarien der Erdgaspipelines hat die freie Offshoreanbindung einen deutlichen Einfluss auf die TAC.

Tabelle 5.8.: Vergleich der jährlichen Gesamtkosten (Total Annual Costs=TAC) mit verschiedenen Anbindungskonzepten der Offshorewindparks.

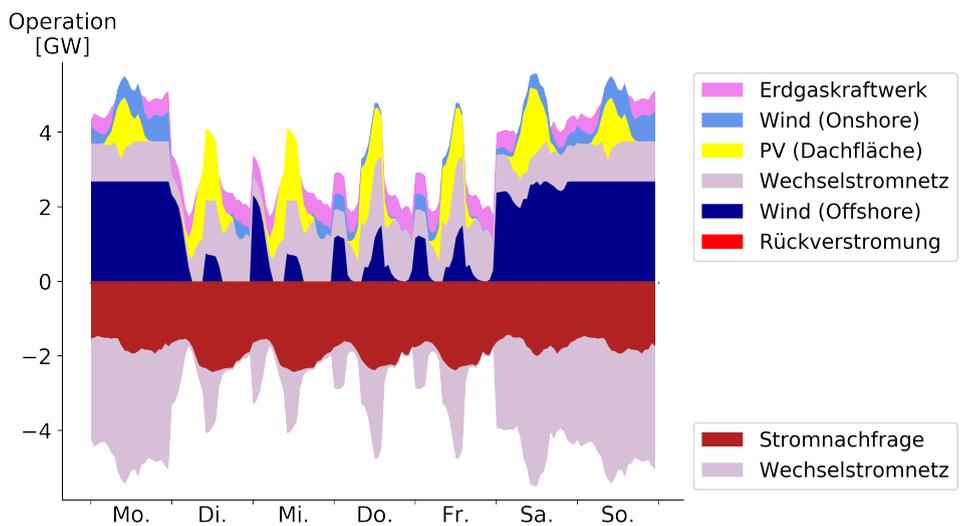
Szenario	TAC 2030 (Mrd. EUR)	Änderung 2030	TAC 2050 (Mrd. EUR)	Änderung 2050
Referenzszenario	63,8	/	116,6	/
freie Offshoreanbindung	62,9	-1,6 %	113,3	-2,8 %
Erweiterung Gleichstromnetz	63,8	0, %	115,9	-0,6 %
freie Offshoreanbindung + Erweiterung Gleichstromnetz	62,9	-1.6 %	113,3	-2,8 %

Die freie Wahl bei der Suche nach Netzverknüpfungspunkten für die Offshoreanbindung führt im Falle des Szenarios 2030 dazu, dass die Region Berlin und Umgebung an die Windparks in der Ostsee angeschlossen wird (siehe Abbildung 5.38). Die Nutzung des offshore erzeugten Windstroms bewirkt, dass in der Region rund um Berlin weniger Onshore-Windturbinen installiert werden müssen und der Anteil der Dachflächenphotovoltaik am Strommix dieser Region steigt. Abbildung 5.37 zeigt, wie die Stromnachfrage in der Region rund um Berlin für die 35. Kalenderwoche des Jahres 2030 gedeckt wird: Im Referenzszenario wird der benötigte Strom maßgeblich durch Onshore-Windturbinen und Erdgaskraftwerke bereitgestellt. Zusätzlich tragen Freiflächenphotovoltaikanlagen zum Strommix bei. Werden Offshorewindparks an diese Region angebunden, sinkt die Stromerzeugung durch die Erdgaskraftwerke und Onshore-Windturbinen. Stattdessen wird ein Großteil der Nachfrage über die Offshoreanbindung gedeckt. Freiflächenphotovoltaikanlagen werden in dem Fall nicht in der Region installiert.

Im Austausch zur Anbindung von Berlin wird die nordöstliche Küstenregion rund um Stralsund und Greifswald nicht an die Offshorewindparks angebunden. Dies kann durch die geringen Nachfragen der Region erklärt werden, welche bereits - aufgrund des hohen Erzeugungspotenzials - durch Windenergieanlagen an Land komplett abgedeckt werden kann.



(a) Referenzszenario 2030, Berlin, Woche 35



(b) freie Offshoreanbindung 2030, Berlin, Woche 35

Abbildung 5.37.: Stromerzeugung und -verbrauch in der Region Berlin und Umgebung in Kalenderwoche 35 (Spätsommer) für das Jahr 2030.

Durch die Anbindung der Region Berlin und Umgebung erhöht sich die installierte Leistung an Windparks in der Ostsee um knapp 30% und die Stromerzeugung von diesen um etwa 40% im Vergleich zu den Ergebnissen des Referenzszenarios.

Die installierte Leistung an Offshorewindparks in der Nordsee und die benötigten Übertragungsleistungen für die Anbindungen dieser fallen dagegen geringer aus als im Referenzszenario.

Abbildung 5.38 zeigt die kostenoptimierte Anbindung der Offshorewindparks für beide Betrachtungsjahre zusammen mit der räumlichen Verteilung der installierten Leistungen für die Stromerzeugung. Auch im Jahr 2050 würde die Region rund um Berlin an die Offshorewindparks in der Ostsee angeschlossen, wodurch die Wasserstoffrückverstromung in dieser Region an Bedeutung verliert.

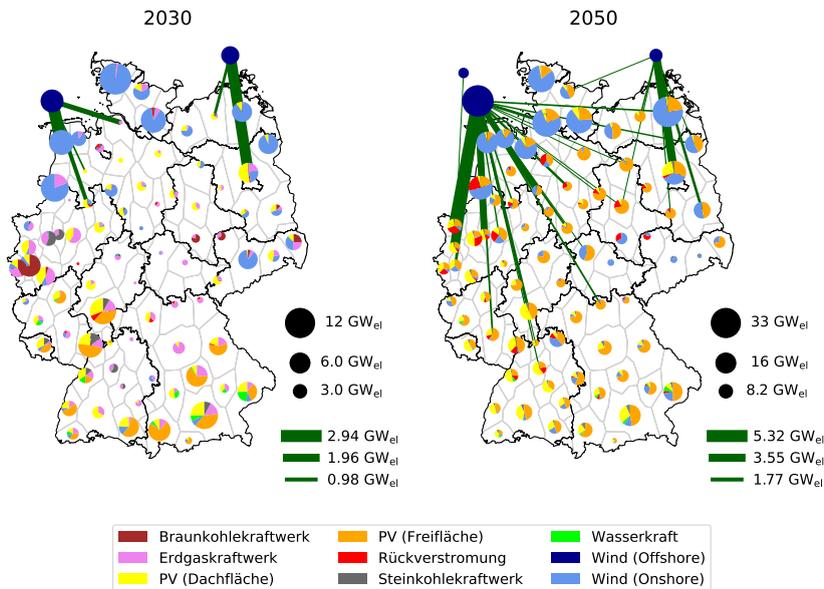


Abbildung 5.38.: Installierte Leistungen für die Stromerzeugung und Anbindung der Offshorewindparks für die Jahre 2030 und 2050.

Die Anbindung der Windparks in der Nordsee erfolgt im Jahr 2050 teilweise bis nach Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und Bayern. Auf diese Weise sinkt die durchschnittliche Auslastung der HGÜ-Verbindungen von Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Bayern. Der Offshorenetzausbau wird demnach direkt dazu genutzt, Engstellen im Stromnetz aufzulösen und den Stromtransport von Nord nach Süd zu verstärken. Weil der Strom somit besser im Land verteilt werden kann, sinken der kurzzeitige Stromspeicherbedarf und die Nutzung von Wasserstoffrückverstromung zur Stromerzeugung. So werden im Vergleich zum Referenzszenario rund 10% weniger Batteriespeicher im System installiert und rund 25% weniger Strom durch Wasserstoffrückverstromung erzeugt. Letzteres trägt dazu bei, dass die bereitgestellte Wasserstoffmenge um 4% niedriger liegt als im Referenzszenario. Die inländische Wasserstoffproduktion sinkt um 6,5%.

Da sich im Jahr 2030 keine Engstellen im Gleichspannungsstromnetz ergeben (vergleiche auch Abbildung 5.13), wird die Erweiterung des Stromnetzes nicht gezogen. Das heißt, die kostenoptimale Lösung mit der Option des Stromnetzausbaus gleicht derjenigen des Referenzszenarios. Ein weiterer Ausbau der HGÜ-Trassen ist erst im Jahr 2050 relevant (siehe Abbildung 5.39). In diesem Szenario werden insbesondere die Leitungen ausgebaut, die Baden-Württemberg und Bayern mit der Nordseeküste verbinden, sowie die Leitung von Ostfriesland nach Nordrhein-Westfalen. Dies entspricht den drei Trassen mit der höchsten durchschnittlichen Auslastung im Referenzszenario.

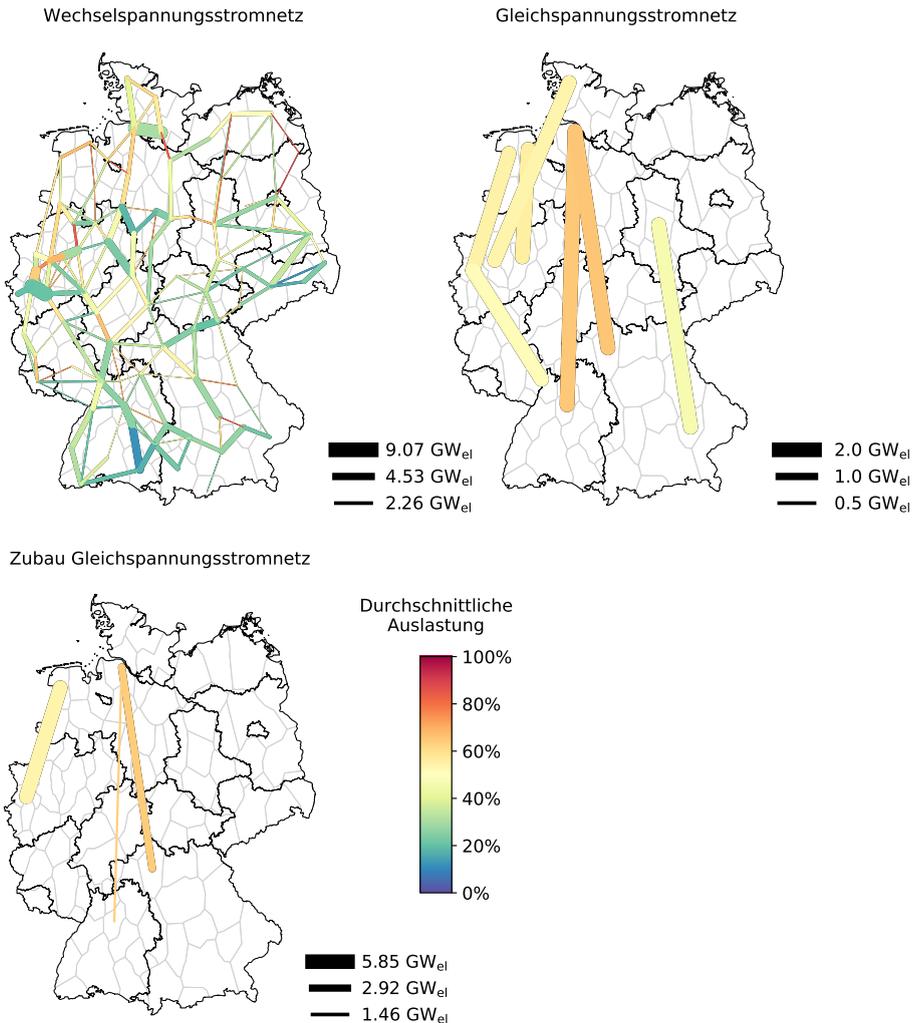


Abbildung 5.39.: Durchschnittliche Auslastung und Zubau des Stromnetzes 2050 unter der Annahme, dass das Gleichspannungsstromnetz entlang der bestätigten Trassen erweitert werden kann.

Die Verstärkung der zuletzt genannten Verbindung beträgt mit 5,85 GW_{el} dabei fast das Dreifache der Übertragungsleistung der ursprünglich bestätigten Maßnahme. Durch diesen Zubau wird auch die Trasse von Nordrhein-Westfalen nach Süddeutschland um durchschnittlich 10% mehr ausgelastet, da mehr Strom für die Weiterleitung zur Verfügung steht. Die Kosteneinsparung ergibt sich durch eine Reduktion des Stromspeicherbedarfs und der installierten Leistungen von Erzeugungstechnologien. Die inländische Wasserstofferzeugung liegt dabei 3% und die Stromerzeugung durch Wasserstoffrückverstromung 15,5% niedriger als im Referenzszenario.

Dieser Effekt kann durch die Kombination der freien Offshoreanbindung und dem erlaubten Stromnetzzubau verstärkt werden, wobei der Einfluss der freien Offshoreanbindung auf das Energiesystem größer ist als der des zusätzlichen Gleichstromnetzausbaus. So wird nur die HGÜ-Trasse von Friesland nach Nordrhein-Westfalen um 1 GW_{el} Übertragungsleistung verstärkt, um den Überschussstrom Richtung Süden zu transportieren. Die durch Wasserstoffrückverstromung erzeugte Strommenge liegt in diesem Fall 26,5% niedriger als im Referenzszenario, die inländische Wasserstofferzeugung sinkt um 6,8%.

Mit sinkender Wasserstofferzeugung und -rückverstromung nehmen auch die benötigten Übertragungsleistungen des Wasserstofftransportnetzes ab und die durchschnittlichen Auslastungen der Pipelines sinken geringfügig. Dies liegt darin begründet, dass weniger Wasserstoff über das Land verteilt werden muss.

Die freie Anbindung der Offshorewindparks und der Zubau beim Gleichspannungsstromnetz beeinflussen demnach die Wasserstofferzeugung und die Flexibilität des Stromsystems und wirken reduzierend auf die berücksichtigten Gesamtkosten des Systems. Die höhere Flexibilität des Stromsystems durch die Erweiterung des Stromnetzes sorgt dafür, dass die räumliche Verteilung des Stroms effizienter erfolgen kann und weniger Zwischenspeicher notwendig sind, um die zeitlichen Diskrepanzen in der Stromerzeugung der einzelnen Regionen zu überbrücken.

5.6. Variation des Wasserstoffimports

Im Referenzszenario wird Wasserstoff via Schiff über die geplanten LNG-Terminals und über die Pipelineverbindungen aus den Niederlanden importiert. In dieser Analyse wird untersucht, welche Auswirkungen es hat, wenn Wasserstoff sowohl über die Terminals als auch über alle grenzüberschreitenden Erdgaspipelines importiert werden kann. In einer zweiten Variante wird der Wasserstoffimport nicht erlaubt und der gesamte Wasserstoffbedarf muss durch inländische Produktion gedeckt werden.

Da die Ergebnisse aus NESTOR einen Wasserstoffimport voraussetzen, werden diese Analysen nur für die freie Optimierung durchgeführt und mit den in Abschnitt 5.3 beschriebenen Ergebnissen verglichen.

Die Tabellen 5.9 und 5.10 fassen die Ergebnisse der Modellläufe zusammen. Für das Jahr 2030 ergeben sich keine Änderungen, da die Lösung der freien Optimierung des Referenzszenarios bereits keinen Wasserstoffimport beinhaltet. Der Wasserstoff zur Deckung des Bedarfs wird komplett konventionell über Erdgasreformierung gewonnen. In diesem Fall stimmen die Lösungen der drei Szenarien überein.

Tabelle 5.9.: Vergleich der jährlichen Gesamtkosten (Total Annual Costs=TAC) und bereitgestellte Wasserstoffmengen für verschiedene Wasserstoffimportstrategien im Jahr 2030.

	Referenzszenario (freie Optimierung)	mehr Wasserstoff- import	kein Wasserstoff- import
TAC 2030 (Mrd. EUR)	59,8	59,8	59,8
Änderung zu Referenz 2030 (freie Optimierung)	/	0%	0%
inländische Wasserstofferzeugung 2030 (TWh _{GH₂})	64,3	64,3	64,3
Wasserstoffimport 2030 (TWh _{LH₂})	0	0	0

Tabelle 5.10.: Vergleich der jährlichen Gesamtkosten (Total Annual Costs=TAC) und bereitgestellte Wasserstoffmengen für verschiedene Wasserstoffimportstrategien im Jahr 2050.

	Referenzszenario (freie Optimierung)	mehr Wasserstoff- import	kein Wasserstoff- import
TAC 2050 (Mrd. EUR)	105,5	104,9	109,1
Änderung zu Referenz 2050 (freie Optimierung)	/	-0,6%	+3,4%
inländische Wasserstofferzeugung 2050 (TWh _{GH₂})	229,6	210,0	435,3
Wasserstoffimport 2050 (TWh _{LH₂})	254,4	280,2	/

Für das Jahr 2050 ergeben sich dagegen leichte Änderungen im Vergleich zur freien Optimierung des Referenzszenarios. Werden die Importmöglichkeiten für Wasserstoff erhöht, wird mehr Wasserstoff importiert und weniger inländisch erzeugt. Die Gesamtmenge des bereitgestellten Wasserstoffs steigt um 1,3% auf 490 TWh_{H₂}. Der Anteil des inländisch erzeugten Wasserstoffs reduziert sich von 47% im Referenzfall auf 43% im Falle der vermehrten Wasserstoffimportmöglichkeiten, wobei 7% weniger Elektrolysekapazitäten ausgebaut werden. Der zusätzliche importierte Wasserstoff wird für die flexible Stromerzeugung durch Wasserstoffrückverstromung genutzt, wodurch sich die benötigte Speicherkapazität an Batteriespeichern um 3% im Vergleich zum Referenzszenario der freien Optimierung reduziert. In Abbildung 5.40 ist die räumliche Verteilung des Wasserstoffimports und der Elektrolyse für die Variation mit mehr Wasserstoffimport im Jahr 2050 dargestellt. Die nördlichen Regionen dienen aufgrund der hohen Windpotenziale als kostenoptimale Standorte für die Elektrolyse. Der Wasserstoffimport verlagert sich dabei komplett in den Süden. Tendenziell überwiegt der Importanteil über die Niederlande. In der kostenoptimalen Lösung werden aber auch Wasserstoffimporte in Baden-Württemberg, Bayern, Rheinland-Pfalz und Sachsen gezogen, wodurch die Übertragungsleistung der benötigten Wasserstoffpipelines um teilweise bis zu 5 GW_{H₂} reduziert werden kann.

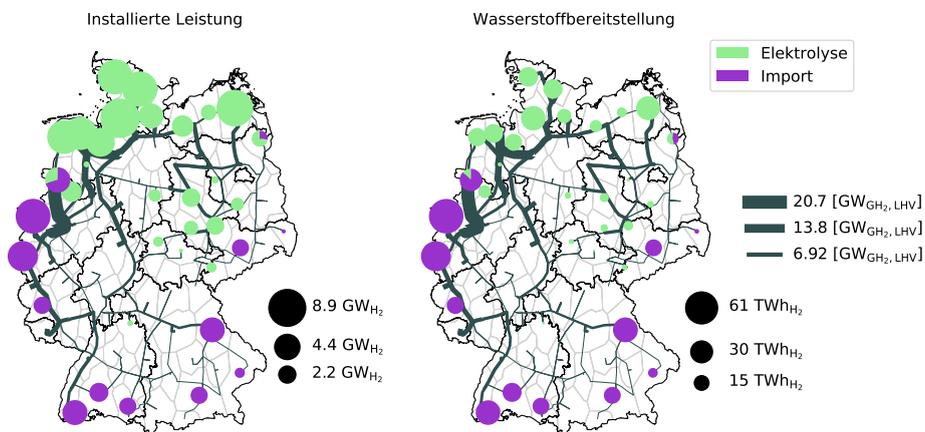


Abbildung 5.40.: Installierte Leistung und Wasserstoffbereitstellung im Jahr 2050 (freie Optimierung, mehr Wasserstoffimportmöglichkeiten).

Ohne Wasserstoffimport wird im Jahr 2050 insgesamt 10% weniger Wasserstoff bereitgestellt als in der freien Optimierung des Referenzszenarios. Die installierte Leistung an Elektrolyse steigt um 67% auf 179 GW_{el}. Neben den Standorten im Norden werden dabei zusätzlich Elektrolysekapazitäten in Bayern und im Osten Deutschlands installiert (siehe Abbildung 5.41). Die Wasserstoffnachfrage im Westen Deutschlands wird dagegen durch den im Norden produzierten Wasserstoff gedeckt. Durch die Verlagerung der Wasserstoffproduktion müssen in diesem Szenario mehr und größere Wasserstoffpipelines neu hinzugebaut werden, um den Wasserstoff von Norden in den Süden zu transportieren.

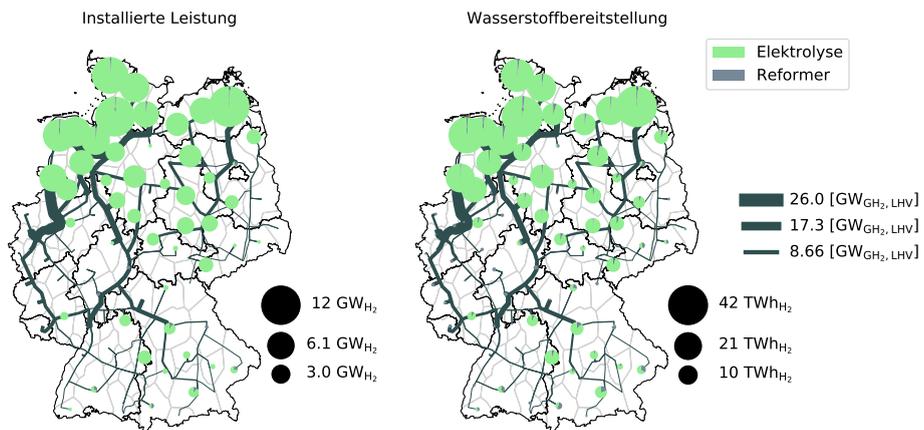


Abbildung 5.41.: Installierte Leistung und Wasserstoffbereitstellung im Jahr 2050 (freie Optimierung, ohne Wasserstoffimport).

Zusätzlich müssen mehr Windturbinen sowohl an Land als auch offshore sowie mehr Dachflächenphotovoltaikanlagen installiert werden als in der freien Optimierung des Referenzszenarios, um genügend Strom für die Elektrolyse bereitzustellen. Insgesamt steigt die Stromerzeugung um 23% im Vergleich zum Referenzfall, wobei die Stromerzeugung durch die flexiblere Wasserstoffrückverstromung um 37% sinkt. Dadurch steigt der Bedarf an Speicherkapazitäten für Strom um rund 18%.

Die Ergebnisse dieser Szenariovariationen zeigen, dass der Wasserstoffimport direkten Einfluss auf die benötigten installierten Leistungen erneuerbarer Energieerzeuger nimmt. Je mehr und je flexibler Wasserstoff importiert werden kann, desto weniger Strom muss inländisch erzeugt oder importiert werden, um alle Nachfragen decken zu können. Darüber hinaus reduziert sich der Bedarf an Kurzzeitspeichern für Strom, da dieser vermehrt über die Wasserstoffrückverstromung flexibel bereitgestellt werden kann.

Eine Ergänzung dieser Analysen wäre die Berücksichtigung synthetischer Dunkelflauten, welche die maximale Stromerzeugung der erneuerbaren Energiequellen zeitweise deutlich reduzieren. Diese Flauten müssten durch Speicherung und Energieimporten aus anderen Klimagebieten kompensiert werden. Entfällt die Möglichkeit der Energieimporte, erhöhen sich die Systemkosten aufgrund des hohen Speicherbedarfs zur Überbrückung der Flaute. Auf eine detaillierte Betrachtung des Systems und dessen Kostenstrukturen unter Berücksichtigung von Dunkelflauten wird im Rahmen dieser Arbeit verzichtet.

5.7. Diskussion

In der weiterführenden Diskussion wird auf die Auswirkungen der Wahl der zeitlichen Auflösung und den Erkenntnissen aus den freien Optimierungen zu den jeweiligen Szenariovariationen eingegangen. Darüber hinaus werden in den einzelnen Abschnitten Ausblicke auf mögliche, zukünftige Analysen gegeben, welche auf Basis dieser Arbeit erfolgen können.

5.7.1. Diskussion der zeitlichen Repräsentation

Für die Berechnungen der Szenarien in Kapitel 5 ist die Anzahl der Typtage auf den Wert 30 festgelegt worden, um so die Modellkomplexität möglichst gering zu halten. Zeitreihenaggregationen wirken sich allerdings auf die Ergebnisse aus, da Extremwerte in den zeitlich hoch aufgelösten Erzeugungsraten und Nachfragen durch die Aggregation geglättet werden und somit Abweichungen zu den ursprünglichen Zeitreihendaten auftreten [80, 81]. Um den Einfluss der Anzahl berücksichtigter Typtage zu untersuchen, werden die Referenzszenarien für die Jahre 2030 und 2050 mit unterschiedlichen zeitlichen Repräsentationen gelöst und die Optimierungsergebnisse miteinander verglichen. Für die Variationen wird die Anzahl der Typtage auf 12, 48 und 60 gesetzt sowie eine Berechnung mit der vollen Auflösung berücksichtigt. Tabelle 5.11 fasst die Zielwerte der einzelnen Variationen zusammen. Die Variation mit 30 Typtagen entspricht den Referenzszenarien, deren Ergebnisse in Abschnitt 5.1 und 5.2 detailliert beschrieben werden. Die Zielwerte der Variationen zeigen keinen expliziten Trend auf. So liegt der Zielwert der Kombination 30 Typtage im Jahr 2050 höher als für die Variationen mit mehr Typtagen und der vollen Zeitreihe, die Kombination 30 Typtage im Jahr 2030 weist dagegen jedoch einen niedrigeren Zielwert auf als die Variationen mit mehr Typtagen und der vollen Zeitreihe.

Tabelle 5.11.: Einfluss der zeitlichen Repräsentation auf den Zielwert (TAC) der Optimierung.

Variation / Szenario	Szenario 2030	Szenario 2050
12 Typtage TAC (Mrd. EUR)	63,95	115,65
30 Typtage TAC (Mrd. EUR)	63,84	116,57
48 Typtage TAC (Mrd. EUR)	64,01	114,62
60 Typtage TAC (Mrd. EUR)	63,97	114,78
volle Auflösung TAC (Mrd. EUR)	64,20	114,78

Der Einfluss der Anzahl an Typtagen auf die TAC des Energiesystems ist für die hier vorgestellten Optimierungsergebnisse gering. Dabei spielt unter anderem eine Rolle, dass der Ausbau der Erzeugungstechnologien durch Ausbaugrenzen vorgegeben wird. Dennoch können leichte Unterschiede im Energiesystemdesign beobachtet werden. Insbesondere der Ausbau von Stromspeichern und Kraftwärmekopplungsanlagen auf Basis von Biogas variieren für die verschiedenen zeitlich aufgelösten Szenarien des Jahres 2050 (siehe Tabelle C.3 im Anhang). So wird in den Szenarien mit höheren zeitlichen Auflösungen (>30 Typtage) etwa 50% mehr Speicherkapazitäten für Strom benötigt als im Referenzszenario, wohingegen die installierte Leistung an

Biogas-Kraftwärmekopplungsanlagen in diesen Szenarien rund 21 % niedriger liegt. In diesem Fall wird die flexible Stromerzeugung durch zusätzliche Speicheroptionen ersetzt. Eine Ausnahme bildet die Optimierung unter Berücksichtigung der vollen Zeitreihe, welche sowohl mehr Stromspeicher (+40 %) als auch einen höheren Bedarf an Biogas-Kraftwärmekopplungsanlagen (+3 %) aufweist

Im Vergleich dazu unterscheiden sich die zeitlichen Variationen des Jahres 2030 kaum voneinander (siehe Tabelle C.2 im Anhang). In diesem Fall benötigen die Varianten mit mehr Typtagen rund 20 % weniger Speicherkapazitäten für Strom, die Variante mit 12 Typtagen benötigt etwa 5 % weniger Speicherkapazitäten für Strom als das Szenario mit 30 Typtagen. Die weiteren Ergebnisse der Strom- und Wasserstoffherzeugung sind dagegen nahezu unabhängig von der Anzahl der berücksichtigten Typtage (siehe Abbildungen C.9, C.10, C.11 und C.12 im Anhang) aufgrund der vorgegebenen Ausbaugrenzen.

Unterschiede ergeben sich demnach bei der Auslegung der Systemkomponenten, die keine Vorgaben bei der Optimierung erhalten haben. Dies trifft insbesondere auf die Speicherkomponenten zu. Die installierten Speicherkapazitäten variieren dabei stark, weisen bei den durchgeführten Variationen allerdings keinen signifikanten Trend auf. Ähnliche Ergebnisse finden sich in Kotzur et al. [82], in deren Arbeit verschiedene Typtagkonfigurationen auf ein Energiesystem zur Abbildung eines Gebäudes verglichen werden. So werden ebenfalls schwankende Werte bei den Kapazitäten der Speicherkomponenten beobachtet.

Zusätzlich zum Einfluss auf die Speicherauslegung beeinflusst die Anzahl der berücksichtigten Typtage auch die Ausfallarbeit der erneuerbaren Energien. Die Aggregation der Zeitreihen führt dazu, dass die aggregierten Erzeugungspotenziale signifikant von den ursprünglichen Erzeugungspotenzialen abweichen. In den meisten Fällen kann ein deutlicher Anstieg des maximalen Erzeugungspotenzials beobachtet werden. Unterscheiden sich die maximalen Erzeugungspotenziale der aggregierten Zeitreihen extrem von den ursprünglichen Potenzialen - in diesem Falle zwischen 200 % und 300 % -, werden sehr hohe Werte für die Ausfallarbeit beobachtet.

So kann beispielsweise für das Referenzszenario 2050 mit der aus der Optimierung resultierenden installierten Leistung von 40 GW_{el} an küstennahen Offshorewindparks in der Nordsee ursprünglich maximal 195 TWh_{el} an Strom bereitgestellt werden basierend auf den Daten des Wetterjahres 2013. Die aggregierten Zeitreihen weisen dagegen einen doppelt so hohen Wert für die maximal erzeugbare Strommenge auf. Die Ausfallarbeit beträgt in diesem Fall 208 TWh_{el} für die küstennahen Offshorewindparks in der Nordsee und liegt damit höher als die ursprünglich maximal erzeugbare Strommenge. Im Vergleich zur maximal erzeugbaren Strommenge aus der ursprünglichen maximalen Erzeugungsrate beträgt die Ausfallarbeit dagegen 9 TWh_{el}.

Das heißt, die Aggregation der Zeitreihen zu Typtagen hat einen signifikanten Einfluss auf die Auslegung der Speicherkapazitäten und auf die resultierende Ausfallarbeit der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien.

Eine detaillierte Analyse der Auswirkungen von zeitlichen Aggregationsmethoden auf die Auslegung räumlich aufgelöster Energiesysteme liegt nicht innerhalb des Betrachtungsrahmens dieser Arbeit. Eine Abschätzung dieser Effekte könnte in zukünftigen Arbeiten zum Beispiel anhand verschiedener räumlicher und zeitlicher Auflösungen des Modells ausgearbeitet werden.

Caglayan et al. [83] untersuchen in ihrer Arbeit den Einfluss der Zeitreihenaggregation auf das Energiesystemdesigns Europas, dessen Nachfragen zu 100 % mit erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien gedeckt werden. Ihre Ergebnisse zeigen, dass sich die

kostenoptimale Systemauslegung für dieses Europamodell bei der Nutzung von mehr als 30 Typtagen nicht mehr signifikant verändert [83]. Auf Basis dieser Ergebnisse wird in der vorliegenden Arbeit eine Zeitreihenaggregation mit 30 Typtagen gewählt, um die Modellkomplexität hinreichend gering zu halten und damit die Lösbarkeit des Optimierungsproblems zu gewährleisten. Gleichzeitig ist die Anzahl der Typtage hoch genug gewählt, um Fluktuationen der Erzeugungspotenziale abzubilden und ihren Einfluss auf die Systemauslegung berücksichtigen zu können.

5.7.2. Diskussion der freien Optimierung

Die hier durchgeführten freien Optimierungen haben nur begrenzt Informationen über das gegenwärtige Energiesystem, weshalb Technologien wie Dachflächenphotovoltaikanlagen, die heute bereits im System etabliert sind, in den Ergebnissen des Jahres 2030 zunächst komplett vernachlässigt werden. Es handelt sich hierbei prinzipiell um die Auslegung eines kostenoptimalen Energiesystems nach dem „grüne Wiese“ - Ansatz, wie er häufig in der Literatur bei Auslegungen zukünftiger Energiesysteme verwendet wird (vgl. z.B. [29, 62]). Allerdings werden dem Modell teilweise Systemkomponenten, die derzeit installiert und in naher Zukunft noch betrieben werden könnten - z.B. fossile, thermische Kraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke sowie leitungsgebundene Infrastrukturen -, als kostengünstige Optionen zur Stromerzeugung, Speicherung und Energietransport zur Verfügung gestellt. Gleichzeitig grenzen diese Komponenten auch die Lösungsfindung ein. So wird dem Modell unter anderem keine freie Auslegung des Stromtransportnetzes erlaubt und der weitere Ausbau oder die freie Platzierung der thermischen Kraftwerke auf Basis von Braun- und Steinkohle ist nicht möglich.

Die Ergebnisse der freien Optimierung und der Optimierung mit vorgegebenen Ausbaugrenzen weisen große Unterschiede bei der Auslegung des Energiesystems sowohl in der kurz- als auch in der langfristigen Entwicklung auf (siehe Abschnitt 5.3). So unterscheiden sich die Ergebnisse insbesondere bei der Auslegung von Offshorewindparks und der Elektrolyse.

Während die verschiedenen Umstellungsstrategien des Erdgasnetzes auf den Wasserstofftransport keine signifikanten Änderungen des Energiesystemdesigns bei der freien Optimierung bewirken, können Unterschiede bei der Variation der Anbindungskonzepte der Offshorewindparks sowie der Erweiterung des Gleichspannungsstromnetzes beobachtet werden:

- Aufgrund der höheren Investitionskosten im Vergleich zu anderen Technologien werden im Jahr 2030 keine Offshorewindparks installiert. Darüber hinaus erfolgt die Deckung der Wasserstoffnachfrage komplett über konventionelle Wasserstoffherzeugung. Dies trifft für alle Szenariovariationen zu.
- Werden die Anbindungen von Offshorewindparks nicht vorgegeben sondern mit optimiert, werden bei der freien Optimierung des Jahres 2030 insgesamt $0,79 \text{ GW}_{\text{el}}$ Leistung an Offshorewindparks in der Ostsee installiert. Die damit bereitgestellte Strommenge beträgt $3 \text{ TWh}_{\text{el}}$.
- Die freie Anbindung der Offshorewindparks führt in der Optimierung des Jahres 2050 dazu, dass rund 4 GW_{el} Leistung an Offshorewindparks in der Ostsee installiert werden. Dabei handelt es sich um die Anbindung der Region Berlin und Umgebung.
- Die Kombination der freien Anbindung von Offshorewindparks und dem

verbotenen Ausbau eines Wasserstoffnetzes führt dazu, dass rund 40% mehr Elektrolysekapazitäten im Jahr 2050 installiert werden müssen. Darüber hinaus steigt die installierte Leistung von Offshorewindparks auf 48 GW_{el} und fällt damit ähnlich hoch aus wie im Einknotenmodell.

- Die Erweiterung der HGÜ-Trassen werden im Jahr 2050 bei der freien Optimierung in einem ähnlich hohen Ausmaß wie bei der Optimierung unter Berücksichtigung der Ausbaukorridore gezogen. In Kombination mit der freien Anbindung der Offshorewindparks zeigt sich, dass sowohl die Offshorewindparks in der Ostsee als auch die Erweiterung der HGÜ-Trassen in der kostenminimalen Lösung gezogen werden.

Hieraus lässt sich schließen, dass die Bedeutung der Offshorewindparks zunimmt, wenn kein Wasserstoffnetz ausgebaut werden kann bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Emissionen auf 0t im modellierten Energiesektor. Besteht die freie Wahl bei der Anbindung der Offshorewindparks, wählt die Optimierung die Anbindung einer verbraucherstarken Region, um so Netzengpässe zu überwinden und den Speicherbedarf zu reduzieren. Des Weiteren kann ein zusätzlicher Ausbau der HGÜ-Trassen die Kosten des Gesamtsystems senken, da die erneuerbaren Potenziale des Nordens auf diese Weise effizienter genutzt werden können und sich der Stromspeicherbedarf reduziert.

Bei der Optimierung der Transformation des Energiesystems ist es nicht ausreichend, frühere Entwicklungen in den späteren Zeitpunkten zu vernachlässigen. Sprunghafte Änderungen bei der Verteilung der installierten Leistungen oder Wechsel im resultierenden Technologieportfolio führen dazu, dass die Umsetzung dieser Transformation nicht möglich und die Kostenoptimalität nicht mehr gewährleistet ist, da sich Investitionsentscheidungen über Jahrzehnte auswirken können.

Bei den hier durchgeführten freien Optimierungen wirken sich Investitionsentscheidungen der kurzfristigen Entwicklung nur im geringen Maße auf die langfristige Entwicklung aus, da zwischen den Energiesystemauslegungen ein zeitlicher Abstand von 20 Jahren liegt. Dadurch überschreiten viele berücksichtigte Technologien bereits ihre wirtschaftliche und technische Lebensdauer, wodurch sie im späteren Energiesystem nicht mehr zur Verfügung stehen und ersetzt werden müssen¹⁶. Bei kürzeren Zeitabständen wäre dieser Umstand nicht mehr gegeben und frühere Investitionsentscheidungen müssten berücksichtigt werden, um Brüche in der Auslegung zu vermeiden.

Die Hauptergebnisse in dieser Arbeit basieren auf der Auslegung des Energiesystems Deutschland mit vorgegebenen Ausbaukorridoren. Das zugrundeliegende Modell FINE-NESTOR, aus welchem die resultierenden installierten Leistungen übernommen werden, nutzt für seine Berechnung des Transformationspfades einen myopischen Ansatz mit Backcasting [26]. Investitionsentscheidungen aus früheren Investitionsperioden werden somit bei der weiteren Transformation des Energiesystems berücksichtigt (siehe [1,26,209]). Bei der Regionalisierung dieser Erzeugungskapazitäten für die kurz- und die langfristige Entwicklung des Energiesystems werden in dieser Arbeit zwar keine Standorte der installierten Leistungen übergeben, sondern beide Zeitpunkte unabhängig voneinander optimiert. Aufgrund der Modellannahmen bezüglich der Kosten und Potenziale sowie dem langen Zeitraum zwischen den beiden Modelljahren ist aber davon auszugehen, dass der Fehler durch diese unabhängige Optimierung gering ist.

¹⁶Dies gilt nicht für Transportinfrastrukturen, die meist eine deutlich höhere technische Lebensdauer aufweisen. Durch die vorgegebene Entwicklung wird dieser Fehler für das Stromnetz minimiert.

In zukünftigen Arbeiten könnte die Modellkopplung des entwickelten Modells FINE.Infrastructure auf alle berechneten Stützjahre des Modells FINE-NESTOR angewendet werden, um so auch einen detaillierten, räumlich aufgelösten, kostenoptimalen Transformationspfad der Energiesystems zu erhalten. In diesem Fall müssen Ausbauentscheidungen früherer Investitionsperioden - das heißt, die optimierte Systemauslegungen der vorangegangenen Stützjahre - der jeweilig nächsten Optimierung als Bestand übergeben werden, sofern die wirtschaftliche und technische Lebensdauer der einzelnen Komponenten nicht überschritten ist. Ein Vergleich der Systemauslegungen mit den Ergebnissen der freien Optimierung kann in diesem Fall Aufschluss darüber geben, ob die Berücksichtigung räumlicher Gegebenheiten einen Einfluss auf die kostenoptimale Transformation des Energiesystems hat.

5.8. Schlussfolgerungen

Das Modell FINE.Infrastructure ermöglicht die Modellierung mehrerer Sektoren des Energiesystems mit einer hohen räumlichen Auflösung und erlaubt zusätzliche Analysen zur Nutzung von Transportinfrastrukturen. Über die Modellkopplung mit dem Einknotenmodell FINE-NESTOR kann zum einen die Plausibilität der Ergebnisse des Einknotenmodells unter Berücksichtigung der räumlichen Gegebenheiten geprüft werden, zum anderen können die Ergebnisse um Aussagen zur räumlichen Verteilung der Erzeugungsstrukturen und zu deren jeweiligen Betrieb sowie zum Transport der berücksichtigten Energieträger zwischen den Regionen ergänzt werden.

Die Schlussfolgerungen werden im Folgenden nach den vier Netzinfrastrukturen für Strom, Erdgas, Wasserstoff und Fernwärme unterteilt.

5.8.1. Stromnetz

Allen Optimierungen gemein ist der Ausschluss der Erweiterung des Wechselspannungsstromnetzes über die bestätigten Maßnahmen des NEP 2030 (Version 2019) [193] hinaus. Dies bedeutet, dass die Verteilung der Stromerzeugungsinfrastrukturen so erfolgen muss, dass die hinterlegten Übertragungsleistungen des Stromnetzes ausreichen, um die Deckung der Stromnachfrage zu allen Zeitpunkten des betrachteten Jahres zu gewährleisten.

- Im Jahr 2030 werden Windenergieanlagen überwiegend in den nördlichen Regionen des Landes installiert. Die Anbindung von Offshorewindparks erfolgt an Netzverknüpfungspunkten in Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern. Freiflächenphotovoltaikanlagen werden hauptsächlich in Süddeutschland installiert, Dachflächenphotovoltaik tragen in nahezu allen Regionen zur Stromerzeugung bei.
- Erdgaskraftwerke bieten die Flexibilität für die Stromversorgung außerhalb von Wind- und Sonnenstunden. Durch diese flexible Strom- und Wärmeversorgung ist der Bedarf an Speicherkapazitäten im Jahr 2030 noch gering.
- Die Stromerzeugung erfolgt in der kurzfristigen Entwicklung noch zu großen Teilen verbrauchernah. Dadurch sind im Jahr 2030 keine deutlichen Engpässe im Stromnetz zu erkennen und es besteht keine Notwendigkeit des Zubaus an Übertragungsleistungen.

- Die treibhausgasfreie Stromerzeugung im Jahr 2050 wird durch die Nutzung von Windenergie in den nördlichen Regionen dominiert. Regionen mit hohen Bevölkerungsdichten und damit einhergehenden hohen Stromnachfragen gewinnen durch die Installation von Wasserstoffrückverstromungsanlagen an Flexibilität in der Strom- und Wärmeversorgung.
- Durch die Verlagerung der Hauptstromerzeugung in die nördlichen Regionen im Jahr 2050 weist das Stromnetz hohe Auslastungen und damit verbundene Engpässe beim Transport von Nord nach Süd auf. Dies trifft sowohl auf das Wechsel- als auch auf die Gleichspannungsstromnetz zu. Ein weiterer Zubau an Übertragungsleistung entlang der HGÜ-Trassen verringert den Bedarf an Stromspeicher- und Stromerzeugungskapazitäten und senkt somit die Gesamtkosten des Systems.
- Die freie Wahl der Netzverknüpfungspunkte zur Anbindung der Offshorewindparks wirkt sich deutlich auf die Gesamtkosten des Systems aus. Die direkte Übertragung des Windstroms in bevölkerungsreiche Regionen wie Berlin, Frankfurt und Stuttgart reduziert den Bedarf an Stromspeicherkapazitäten und an Flexibilität durch Wasserstoffrückverstromung. Bereits im Jahr 2030 kann ein kostenreduzierender Effekt beobachtet werden, wenn die Großregion rund um Berlin direkt an Ostseewindparks angeschlossen würde.
- Die freie Wahl an Netzverknüpfungspunkte zur Anbindung der Offshorewindparks sorgt indirekt für eine Erhöhung der Stromübertragungsleistungen von Nord nach Süd.

5.8.2. Erdgasnetz

Erdgas spielt in der kurzfristigen Entwicklung eine bedeutende Rolle für die Transition des Energiesystems Deutschland zu einem treibhausgasarmen System im Jahr 2050. Da der Transit von Erdgas in dieser Arbeit nicht berücksichtigt wird, nimmt dagegen die Bedeutung des Erdgasnetzes selbst bereits in der kurzfristigen Entwicklung ab.

- In der kurzfristigen Entwicklung des Energiesystems wird die Erdgasnachfrage durch Erdgasimporte gedeckt. Für die überregionale Verteilung des Erdgases werden die Parallelstränge des Erdgasnetzes kaum genutzt. Diese bieten damit ein hohes Potenzial für Kosteneinsparungen durch die Umstellung auf den Transport von Wasserstoff.
- Der Ausbau des Erdgasnetzes ist nicht ausgeschlossen, wird in den Ergebnissen allerdings nur gezogen, um Regionen zu verbinden, die aufgrund der räumlichen Repräsentation nicht durch das hinterlegte Bestandsnetz verbunden sind.
- Die hohe Erdgasnachfrage der Endverbrauchersektoren, der Ausbau und Betrieb von Erdgaskraftwerken zur flexiblen Strom- und Wärmeerzeugung sowie die konventionelle Wasserstoffherzeugung führen dazu, dass der Erdgasimport den größten Anteil an den Gesamtsystemkosten des Jahres 2030 hat.
- In der langfristigen Entwicklung sinkt die Bedeutung von Erdgas. Die Erdgasimporte beschränken sich 2050 nur noch auf die Menge der Endverbrauchernachfrage. Die Auslastung der Erdgaspipelines sinkt nahezu auf null. Damit bieten die Pipelines große Einsparpotenziale durch die Umstellung auf den Transport von Wasserstoff.

- Die anteilige Umstellung des Pipelinenetzes ist bereits Teil des Ergebnisses für das Jahr 2030. Dabei wird die konventionelle Wasserstoffherzeugung hauptsächlich in Regionen mit Erdgasimport lokalisiert, um den Transport von Erdgas zu minimieren und stattdessen die Wasserstoffversorgung aller Regionen zu ermöglichen.
- Der Bedarf an Erdgasspeichern ist nur im geringen Umfang vorhanden. Der einzige im Jahr 2030 betriebene Porenspeicher findet sich in der Großregion München und ermöglicht so die Deckung der Spitzenerdgasnachfrage in der Region. Die Nutzung von Salzkavernen oder Röhrenspeicher als Speicheroptionen für Erdgas wird in den einzelnen Szenarien nicht in einem erheblichen Maße gezogen. Dies liegt allerdings der Annahme zugrunde, dass der Erdgasimport flexibel zu jeder Stunde des Jahres erfolgen kann. Dadurch entfällt der Bedarf an Reservespeichern.
- Die Methanisierung von Wasserstoff wird in keinem Szenario gezogen. Die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz ist damit nicht Teil der kostenoptimalen Lösungen. Dies gilt auch in den Szenarien, in denen kein Wasserstoffnetzausbau erlaubt wird.
- Die Aufbereitung von Biogas spielt ebenfalls nur eine untergeordnete Rolle in den vorgestellten Szenarien. In den langfristigen Entwicklungen werden geringfügige Mengen an Biogas aufbereitet und über die Dampfreformierung in Wasserstoff umgewandelt. Die Beimischung von Biogas ins Erdgasnetz wird in der kurzfristigen Entwicklung nicht beobachtet.

5.8.3. Wasserstoffnetz

Für die Optimierungen der verschiedenen Szenarien ist kein Bestandsnetz für den Wasserstofftransport hinterlegt. Die Auslegung des Wasserstoffnetzes ist damit Teil der Optimierungslösung. Wasserstoffimporte erfolgen aus den Niederlanden an den grenzüberschreitenden Pipelines sowie an den möglichen Seehäfen in Brunsbüttel, Stade und Wilhelmshaven. Die heutige Nachfrage nach Wasserstoff in Industrieprozessen wird nicht berücksichtigt.

- Die Wasserstoffherzeugung im Jahr 2030 ist maßgeblich von der konventionellen Herstellungsweise geprägt. Die Standorte der Dampfreformer befinden sich in den grenznahen Gebieten mit der Option zum Erdgasimport.
- Im Jahr 2030 werden nur in zwei Regionen an der Nordseeküste Elektrolyseure installiert. In der langfristigen Entwicklung weiten sich die Standorte auf alle Küstenregionen aus. Elektrolyseure werden in Regionen mit hohen Windenergiepotenzialen installiert, da in diesen Regionen große Überschussstrommengen vorhanden sind. Aufgrund der Engpässe im Stromtransport von Nord nach Süd bietet es sich in diesen Regionen an, den Strom in Wasserstoff umzuwandeln.
- Der Wasserstoffimport erfolgt zum größten Teil aus den Niederlanden, da sich die potenziellen Seehäfen in Regionen befinden, welche sich aufgrund der Windenergiepotenziale Elektrolysestandorte eignen. Wird der Wasserstoffimport auch über weitere Pipelineverbindungen erlaubt, wird der Import in den südlichen Regionen und über die Niederlande bevorzugt gewählt, während der Import über die Seehäfen im Norden nicht gezogen wird. Aufgrund der hohen Wasserstoffnachfrage

in Nordrhein-Westfalen bietet der Import von Wasserstoff über die Niederlande eine kostengünstige Möglichkeit.

- Die flexible Nutzung der Wasserstoffrückverstromung kombiniert die Strom- mit der Wärmebereitstellung und kann so den Bedarf an Strom- und Wärmespeichern senken.
- Der Wasserstoffnetzausbau profitiert durch die mögliche Umstellung des Erdgastransportnetzes. Wird die Umstellung der Netze erlaubt, orientiert sich das Wasserstoffnetz direkt an den umstellbaren Pipelines. Neue Pipelines werden in der kurzfristigen Entwicklung nur zur Überbrückung von nicht umstellbaren Teilstücken benötigt. In der langfristigen Entwicklung werden zusätzliche Übertragungsleistungen entlang der umgestellten Pipelines benötigt. Das Umstellungsszenario beeinflusst dabei die Routenführung des Wasserstoffnetzes zur Verbindung des Nordens mit dem Süden bzw. des Westens mit dem Süden.
- Die Option der Umstellung von Pipelines wirkt besonders in der langfristigen Entwicklung kostensenkend. Im Jahr 2030 sind die Kosten des kompletten Neubaus eines Wasserstoffnetzes und der teilweisen Umstellung fast identisch. Im Jahr 2050 werden dagegen alle umstellbaren Pipelines auf den Wasserstofftransport umgestellt und durch neue Pipelines erweitert und verbunden.
- Salzkavernen dienen als saisonale Speicher für Wasserstoff. Da sie aufgrund der sinkenden Bedeutung des Erdgases in Zukunft nicht mehr als Erdgasspeicher gebraucht werden, werden sie in den Szenarien für die Speicherung von Wasserstoff umgerüstet. Die Nutzung von Salzkavernen zur Wasserstoffspeicherung erfolgt dabei schon bereits in der kurzfristigen Entwicklung. Im Jahr 2050 werden alle existierenden Salzkavernenstandorte nahezu komplett auf die Speicherung von Wasserstoff umgestellt. Ein weiterer Zubau von Salzkavernen wird nicht benötigt.
- Die Installation von Röhrenspeichern als Speicheroption für Wasserstoff erfolgt nur für den Fall, wenn ein Wasserstoffnetzausbau nicht erlaubt wird.

5.8.4. Wärmenetz

Während intraregionale Wärmenetze für die Verteilung der Abwärme an die Endverbraucher benötigt werden, ist die Bedeutung des Ausbaus von interregionalen Wärmenetzen zum Austausch von Abwärme über Regionsgrenzen hinweg minimal. Der Transport der Abwärme über weite Distanzen ist mit hohen Verlusten verbunden. Die Wärmebereitstellung erfolgt deshalb verbrauchernah.

- In der kurzfristigen Entwicklung erfolgt die Deckung der Fernwärmenachfrage zu mehr als 75 % durch fossil befeuerte thermische Kraftwerke.
- In der langfristigen Entwicklung muss die Deckung der Fernwärme treibhausgasneutral erfolgen. Dadurch bieten sich Power-to-Heat-Technologien wie Großwärmepumpen und Elektrodenkessel an. Etwa 15 % der Wärmeerzeugung erfolgt durch Wasserstoffrückverstromungstechnologien und mit Biogas befeuerte Kraftwärmekopplungsanlagen. Diese produzieren neben Wärme auch Strom, während Power-to-Heat-Technologien von der Stromerzeugung abhängig sind.
- Die strombasierte Wärmeerzeugung führt zu einer Entkopplung von Nachfrage und Erzeugung, wodurch ein hoher Bedarf an Kurz- und Langzeitwärmespeichern besteht.

- Der Bedarf an Wärmespeichern kann durch den Betrieb von Rückverstromungstechnologien mit Wärmenutzung reduziert werden. Diese können unabhängig von der Stromerzeugung betrieben werden.

6. Zusammenfassung

In diesem Kapitel werden die Schlüsselergebnisse der vorliegenden Arbeit zusammengefasst. Dabei wird im Abschnitt 6.1 zunächst das Ziel der Arbeit wiedergegeben. Im Abschnitt 6.2 wird die gewählte Methodik zum Aufbau des räumlich aufgelösten Energiesystemmodells sowie deren Neuigkeitswert beschrieben. Abschnitt 6.3 fasst die Kernaussagen der Ergebnisse aus den Szenarienrechnungen zusammen.

6.1. Ziel der Arbeit

Um ein zukünftiges Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieerzeugung abzubilden und mögliche Transformationspfade zur Erreichung der gesetzten Klimaziele zu erhalten, wird eine integrierte Betrachtung der Energieinfrastrukturen benötigt. Dabei muss sowohl eine detaillierte räumliche Auflösung als auch eine hohe zeitliche Auflösung gegeben sein, um Diskrepanzen in der räumlichen und zeitlichen Bereitstellung der Energieträger berücksichtigen und Lösungsansätze zur Überwindung von diesen finden zu können. Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung von Transformationspfaden, die die kurz- und langfristige Entwicklung des Energiesystems über das Jahr 2030 bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung von räumlichen Gegebenheiten untersucht und mögliche Ausbau- und Umbaustrategien der leitungsgebundenen Energieinfrastrukturen analysiert. Für die Bewertung der Transformation des Energiesystems mit Fokus auf leitungsgebundenen Infrastrukturen wird ein räumlich aufgelöstes Energiesystemoptimierungsmodell für Deutschland aufgebaut, welches die Sektoren Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme abbildet. Unter der Leitfrage, welche Optionen sich für die Entwicklung des Energiesystems für Deutschland aus der techno-ökonomischen Perspektive eignen, um die Ziele der Energiewende und des Klimaschutzgesetzes zu erreichen, werden anhand verschiedener Szenarien mögliche kostenoptimale Systemauslegungen des Energiesystems Deutschland vorgestellt und verglichen, um so Fragen zur Rolle von Wasserstoff und der Sektorkopplung sowie zur Bedeutung der bestehenden Infrastrukturen zu beantworten.

6.2. Methodik

Für den Aufbau des multiregionalen Energiesystemmodells FINE.Infrastructure wird das open-source verfügbare Python-Package FINE genutzt, welches eine flexible Gestaltung des berücksichtigten Technologieportfolios sowie bei der Wahl der zeitlichen und räumlichen Auflösung erlaubt. Die Optimierung ermöglicht dabei die Bestimmung der kostenminimalen Auslegung und des Betriebs des modellierten Energiesystems unter Berücksichtigung von technischen und sozioökonomischen Randbedingungen sowie Umweltauflagen. Die maximale räumliche Auflösung des Modells wird angelehnt an die Voronoi-Regionen um die Höchstspannungsknoten, die sich innerhalb Deutschlands befinden, und summiert sich

dadurch auf 475 Regionen. Die zeitliche Auflösung wird auf ein Jahr festgesetzt. Anhand einer ausführlichen Evaluierung der einzelnen Infrastrukturen und Technologieoptionen der Energieversorgung werden die Bedeutungen dieser Optionen für das zukünftige Energiesystem analysiert und die Anforderungen an das entwickelte Modell definiert. Um den Austausch von Energieträgern über die Regionsgrenzen hinweg zu erlauben, werden dem Modell Annahmen für die leitungsgebundenen Infrastrukturen zum Transport von Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme hinterlegt. Dabei kann:

- Das Gleichspannungsstromnetz entlang der bestätigten Maßnahmen des NEP weiter ausgebaut werden;
- Die Anbindungen der Offshorewindparks anhand der vorgesehenen Anlandepunkte aus dem NEP oder frei in jede Region optimiert werden;
- Die Umstellung des bestehenden Erdgasnetzes auf den Transport von Wasserstoff anhand verschiedener Umstellungsstrategien evaluiert werden;
- Eine neue Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden; und
- Der Ausbau eines Transportnetzes für Wärme über weite Distanzen analysiert werden.

Um die sektorale Auflösung des Modells zu erhöhen und den Transformationspfad für die kurz- und langfristige Entwicklung des Energiesystems berücksichtigen zu können, wird das Mehrknotenmodell mit dem Einknotenmodell NESTOR gekoppelt. Die resultierenden, endogen bestimmten Endenergienachfragen aus dem Einknotenmodell werden für das Mehrknotenmodell regionalisiert und als Eingangsdaten für die Nachfragesenken übergeben. Darüber hinaus wird FINE um weitere Randbedingungen ergänzt, um dem Modell die optimierten, installierten Leistungen des Kraftwerkparks aus NESTOR als Ausbaukorridore vorzugeben.

Durch diese Vorgehensweise kann die Plausibilität der Ergebnisse des Einknotenmodells unter Berücksichtigung der räumlichen Gegebenheiten überprüft und die kostenoptimale räumliche Platzierung der berücksichtigten Technologien sowie der Transport der Energieträger zwischen den einzelnen Regionen analysiert werden.

Das Modell und die angewandte Methodik der Modellkopplung erlauben zum ersten Mal die Berücksichtigung einer integrierten Netzoptimierung mit Umstellung der Erdgaspipelines auf den Wasserstofftransport sowie dem weiteren Ausbau des Gleichspannungsstromnetzes und leisten so einen signifikanten Beitrag zum Stand der Wissenschaft.

6.3. Ergebnisse aus der Szenarienanalyse

Das aufgebaute Modell FINE.Infrastructure und die beschriebene Modellkopplung mit NESTOR werden dazu genutzt, das Energiesystem Deutschland in der kurzfristigen Entwicklung bis zum Jahr 2030 und in der langfristigen Entwicklung bis zum Jahr 2050 auf räumlicher Ebene auszulegen und die Bedeutung der einzelnen leitungsgebundenen Infrastrukturen zu evaluieren. Neben den zwei Referenzszenarien für die kurzfristige und langfristige Entwicklung werden Umstellungsstrategien der Gaspipelines, Anbindungsstrategien der Offshorewindparks sowie die Bedeutung des Wasserstoffimports untersucht.

In der kurzfristigen Entwicklung trägt der Erdgasimport mit rund 52% Anteil am stärksten zu den jährlichen Gesamtkosten bei. Der Import des Erdgases wird sowohl zur Deckung

der Nachfrage als auch im Umwandlungssektor zur Bereitstellung von Wasserstoff und Strom genutzt. Aufgrund der gesetzten Ziele zur Reduktion der CO₂-Emissionen nimmt die Bedeutung der Kohleverstromung deutlich ab und wird durch die Bereitstellung von Strom und Wärme durch erneuerbare Energiequellen und Erdgaskraftwerke substituiert. Erneuerbare Energiequellen stellen hierbei etwa 60 % der erzeugten Strommenge bereit, wobei Photovoltaikanlagen maßgeblich in den südlichen Regionen und Windenergieanlagen in den nördlichen und östlichen Regionen Deutschlands installiert werden. Zusätzliche Erdgaskraftwerke werden insbesondere in Regionen mit hohen Stromnachfragedichten benötigt.

Die Bereitstellung von Wasserstoff erfolgt in der kurzfristigen Entwicklung hauptsächlich als grauer Wasserstoff aufgrund der angenommenen, günstigen Importpreise für Erdgas und dessen ständigen Verfügbarkeit. Die Auslegung des Wasserstoffnetzes in der kurzfristigen Entwicklung sieht zwei getrennte Netze vor, die zum einen Schleswig-Holstein beliefern und zum anderen die westlichen Regionen Deutschlands mit Süddeutschland verbinden. Dabei kann der größte Teil des Netzes bereits durch die Umstellung des bestehenden Erdgasnetzes realisiert werden. Wird der Import von Erdgas eingeschränkt, verschieben sich die Standorte der Dampferformierung in Richtung der Importlokationen.

In der langfristigen Entwicklung werden die jährlichen Gesamtkosten mit rund 50 % Anteil von der Installation erneuerbarer Energieerzeuger dominiert. Die Importrate von Erdgas geht aufgrund der gesetzten Emissionsziele zurück und stattdessen wird grüner Wasserstoff importiert. Die Stromerzeugung erfolgt vollständig aus erneuerbaren Energiequellen. Wasserstoffrückverstromung ermöglicht in den Regionen mit hohen Stromnachfragedichten eine flexiblere Stromerzeugung zur Deckung der Nachfragen. Für den Transport von Wasserstoff erfolgt eine komplette Umstellung der zur Umstellung berücksichtigten Erdgaspipelines. Darüber hinaus muss das Wasserstoffnetz mit Pipelines mit Durchmessern von bis zu 1600 mm ergänzt werden, um den Transport des Wasserstoffs sicherstellen zu können. Die Wärmebereitstellung erfolgt zu 81 % durch Power-to-Heat-Technologien, um die Wärme emissionsfrei bereitstellen zu können. Aufgrund des hohen Anteils an wetterabhängigen Stromerzeugern nimmt die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen wie die Nutzung von Speichertechnologien und die Wasserstoffrückverstromung signifikant zu. Die hohen Ausbauziele der Offshorewindenergie führen dazu, dass das Stromnetz zum Transport des Stroms von Nord nach Süd zu rund 70 % der Zeit voll ausgelastet wird.

Der Vergleich der Ergebnisse mit der frei optimierten, kostenoptimalen Auslegung des Systems ohne Vorgabe von Ausbaukorridoren zeigt, dass Einsparpotenziale sowohl in der kurzfristigen als auch in der langfristigen Entwicklung vorhanden sind, welche sich insbesondere auf die Reduzierung der benötigten Speicherkapazitäten beziehen. Dadurch können die jährlichen Gesamtkosten um rund 6 % für 2030 und knapp 10 % für 2050 reduziert werden im Vergleich zu den Systemauslegungen der Referenzszenarien.

Die unterschiedlichen Umstellungsstrategien der Erdgaspipelines auf den Wasserstofftransport wirken sich nur gering auf die Auslegung des Gesamtsystems aus. Dies liegt darin begründet, dass die Transportinfrastrukturen nur einen geringen Anteil zu den Gesamtkosten des Energiesystems beitragen, wodurch die Schwankungen der resultierenden TAC nur bei $\pm 1\%$ liegen. Grundsätzlich gilt in der langfristigen Entwicklung: je mehr Pipelinestränge zur Umstellung auf Wasserstoff zur Verfügung stehen, desto mehr Pipelines werden auch umgestellt. In der kurzfristigen Entwicklung wirken sich die Strategien dagegen nicht auf die TAC aus. Das Extremszenario, in welcher der Ausbau des Wasserstoffnetzes komplett unterbunden wird, zeigt dagegen die Wichtigkeit einer Wasserstofftransportinfrastruktur auf, da importierter Wasserstoff nicht

aus den Importregionen abtransportiert werden kann und jede Region eigenständig ihre Wasserstoffnachfrage decken muss. Dies führt in der langfristigen Entwicklung zu einer gleichmäßigeren Verteilung der erneuerbaren Energiequellen, um den benötigten Strom für die Elektrolyse bereitzustellen.

Die freie Anbindung der Offshorewindparks bietet eine Reduktion der TAC um bis zu 3%. Dabei können verbraucherstarke Regionen wie Berlin durch die Direktanbindung von Offshorewindparks kostengünstiger mit Strom versorgt werden. Dadurch sinkt die Stromerzeugung durch Erdgaskraftwerke und Onshore-Windturbinen in der Region. Küstennahe Regionen mit geringen Stromnachfragedichten wie Stralsund oder Greifswald werden dagegen nicht mehr an die Offshorewindparks angebunden. Die Optimierung neigt dazu, den Offshorenetausbau und den Gleichspannungsstromnetzausbau in der langfristigen Entwicklung dazu zu nutzen, Engstellen im Stromnetz aufzulösen und den Stromtransport von Nord nach Süd zu verstärken, wodurch der kurzzeitige Speicherbedarf von Strom bis zu 10% sinkt. Die damit verbundene Verstärkung des Stromnetzes führt zu einer Reduktion der Stromerzeugung durch Wasserstoffrückverstromung.

Die Option des Wasserstoffimports nimmt direkten Einfluss auf die Auslegung der langfristig benötigten installierten Leistungen an erneuerbaren Energieerzeugern. Je mehr und je flexibler Wasserstoff importiert werden kann, desto weniger Strom muss für die inländische Wasserstoffherzeugung zur Verfügung gestellt werden. Darüber hinaus verringert sich der Bedarf an Kurzzeitspeichern für Strom, da dieser bei erhöhtem Bedarf vermehrt über die Wasserstoffrückverstromung erzeugt werden kann.

Eine Sensitivitätsanalyse zur zeitlichen Auflösung der zu optimierenden Modelle zeigt, dass die Nutzung von zeitlichen Aggregationsmethoden einen signifikanten Einfluss auf die Auslegung der Speicherkomponenten und auf die anfallende Ausfallarbeit der erneuerbaren Energieerzeuger hat. Dabei folgt der Einfluss der zeitlichen Repräsentation auf die installierten Speicherkapazitäten keinem klaren Trend. Für eine robuste Auslegung von Speicherkapazitäten sollte dieser Umstand berücksichtigt werden. Die Auswirkungen der Nutzung von Typtagen auf die jährlichen Gesamtsystemkosten sind hingegen gering. Dies kann damit begründet werden, dass der Lösungsraum der Optimierung aufgrund der durchgeführten Modellkopplung und der dadurch festgelegten Ausbaugrenzen für die Stromerzeugungstechnologien sehr flach ist. Einsparpotenziale ergeben sich damit nur durch die Auslegung der Speicherkomponenten.

Auf Basis dieser Ergebnisse können die eingangs aufgeführten Fragestellungen folgendermaßen zusammenfassend beantwortet werden:

Wie sehen die kostenoptimale Auslegung und der Betrieb der Energieinfrastrukturen in Deutschland unter Berücksichtigung der Reduktionsziele von Treibhausgasemissionen in Zukunft aus? Wie muss sich das Energiesystem zwischen 2030 und 2050 ändern, um diese Ziele zu erreichen? Wie werden die Energieträger in Zukunft transportiert und verteilt?

Anhand der Auswertung der Referenzszenarien kann die kostenoptimale Auslegung und der Betrieb der Energieinfrastrukturen veranschaulicht werden. Die Bedeutung der erneuerbaren Energiequellen nimmt mit drastischeren Reduktionszielen deutlich zu und die erneuerbaren Erzeuger substituieren den fossilen, thermischen Kraftwerkspark in der langfristigen Entwicklung komplett. In der kurzfristigen Entwicklung werden Kohlekraftwerke durch Erdgaskraftwerke mit geringeren CO₂-Emissionen für die Strombereitstellung in den verbraucherstarken Regionen ersetzt. In der langfristigen Entwicklung werden knapp

59 % des inländisch bereitgestellten Stroms durch Windturbinen erzeugt, dessen Großteil wegen der vorteilhafteren Windverhältnisse im Norden des Landes installiert wird. Aufgrund dieser Verschiebung der Strombereitstellung zur Stromerzeugung auf See und in nördlich gelegenen, ländlichen Gebieten werden im Stromnetz Engstellen bei dem Transport des Stroms von Nord nach Süd erwartet, welche teilweise durch Power-to-Gas-to-Power-Pfade überwunden werden und eine Langzeitspeicherung des Stroms in Form von Wasserstoff ermöglichen.

Durch den prognostizierten Rückgang der Erdgasnachfragen in der langfristigen Entwicklung um 88 % verliert die Erdgastransportinfrastruktur an Bedeutung. Nicht mehr für den Erdgastransport benötigte Pipelinestränge können für den Wasserstofftransport umgestellt und weiter genutzt werden. Diese Umstellungsmaßnahmen können den benötigten Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur beschleunigen. Ein verstärkter Ausbau von überregionalen Fernwärmeschienen zur Ausnutzung von Power-to-Heat-Pfaden ist dagegen aus ökonomischer Sicht und aufgrund der hohen Verluste beim Wärmetransport nicht zu erwarten. Die Wärmebereitstellung erfolgt nur über kurze Distanzen.

Welche Rolle spielt Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem? Wie kann eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur für Deutschland aussehen?

Aufgrund der anstehenden Dekarbonisierung der einzelnen Verbrauchersektoren steigt in Zukunft die Wasserstoffnachfrage signifikant auf 349 TWh_{H₂} im Jahr 2050 an. Darüber hinaus wird Wasserstoff als Flexibilitätsoption genutzt, um Strom langfristig speichern, aber auch flexibel bereitstellen zu können. Für die saisonale und kostengünstige Speicherung des Stroms werden Salzkavernen auf die Speicherung von Wasserstoff umgestellt, wodurch bis zu 37 TWh_{H₂} gespeichert werden können. Die Rückverstromung des Wasserstoff erfolgt in verbraucherstarken Regionen und trägt darüber hinaus zur Wärmebereitstellung bei. Eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur sieht vor, Regionen mit hohen erneuerbaren Potenzialen und damit auch hohem Potenzial für die Elektrolyse mit den Regionen zu verbinden, die aufgrund der ansässigen Industrieanlagen einen hohen Wasserstoffbedarf haben. Wird die Umstellung der Erdgaspipelines auf den Wasserstofftransport erlaubt, orientiert sich das ausgelegte Wasserstoffnetz direkt an den umstellbaren Pipelines und neue Pipelines werden nur zur Überbrückung von nicht umstellbaren Teilstücken und zur Überwindung von Engstellen im Gasnetz benötigt. Darüber hinaus ist die Auslegung der Wasserstoffinfrastruktur abhängig von den möglichen Importregionen. Ein Verzicht des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur führt zu einer deutlichen Steigerung der jährlichen Gesamtsystemkosten von rund 2 % in der kurzfristigen und über 100 % in der langfristigen Entwicklung des Energiesystems. Darüber hinaus kann der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur Engstellen beim Stromtransport von Nord nach Süd ausgleichen.

Wie werden Power-to-X Pfade im System berücksichtigt?

In der kurz- und langfristigen Entwicklung des Energiesystem Deutschlands spielen insbesondere die Pfade Power-to-Gas und Power-to-Heat eine Rolle, um die Emissionsreduktionsziele zu erreichen. So wird auf diese Weise der Fernwärmesektor CO₂-neutral gestaltet, Wasserstoffnachfragen durch inländische Produktion gedeckt, aber auch die Flexibilität zur Langzeitspeicherung von Strom und die flexiblere Strom- und Wärmeerzeugung durch Rückverstromungsanlagen genutzt. Letzteres trifft insbesondere in verbraucherstarken Regionen wie Berlin und Nordrhein-Westfalen zu. Power-to-Heat-Technologien, darunter Großwärmepumpen und Elektrodenkessel, decken

in der hier untersuchten langfristigen Entwicklung des Energiesystems über 85% der berücksichtigten Wärmenachfrage.

Welche Rolle können existierende Infrastrukturen und deren Umstellung auf andere Energieträger in Zukunft spielen?

Anhand der untersuchten Szenariovariationen zu den verschiedenen Umstellungsstrategien der Transportinfrastrukturen für Gas kann festgestellt werden, dass die bestehende Gasinfrastruktur maßgeblich zum Aufbau einer neuen Wasserstoffinfrastruktur beitragen kann. Unter der Annahme, dass die Bedeutung des fossilen Erdgases in der langfristigen Entwicklung signifikant abnimmt, ist die Umstellung und damit die Weiternutzung der Gasinfrastruktur zum Transport von Wasserstoff dem Rückbau der Infrastruktur und einem kompletten Neubau der Wasserstofftransportinfrastruktur aus volkswirtschaftlicher Sichtweise vorzuziehen. Dies führt zu geringfügigen Kostenreduktionen bei den jährlichen Gesamtkosten und beschleunigt den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Darüber hinaus kann die Notwendigkeit eines weiteren Ausbaus des Stromtransportnetzes verringert werden, da Strom kostengünstig in Form von Wasserstoff von Nord nach Süd transportiert werden kann. Die Notwendigkeit eines weiteren Ausbaus der Wasserstoffinfrastruktur in der längerfristigen Zukunft kann durch Umstellungsmaßnahmen allerdings nicht komplett unterbunden, sondern nur reduziert werden. Ebenso trägt die Umrüstung von Salzkavernen auf die langfristige Speicherung von Wasserstoff dazu bei, die Systemkosten und die Ausfallarbeit der erneuerbaren Technologien zu reduzieren, da mehr Strom kostengünstig über längere Zeiträume gespeichert werden kann. Eine Umstellung der Salzkavernen spielt hierbei schon in der kurzfristigen Entwicklung eine Rolle, in der bereits eine Speicherkapazität von $4 \text{ TWh}_{\text{H}_2}$ erzielt werden.

A. Techno-ökonomische Annahmen

In diesem Abschnitt finden sich die hinterlegten Annahmen für die Emissionsfaktoren sowie die techno-ökonomischen Parameter der modellierten Komponenten. Die dargestellten Parameter basieren auf den in FINE für die einzelnen Technologieklassen definierten übergebbaren Attributen. Regionsspezifische Parameter sind mit $f(\text{reg})$ gekennzeichnet und werden hier nicht weiter aufgeschlüsselt.

A.1. Emissionsfaktoren

Tabelle A.1.: Spezifische Emissionsfaktoren der berücksichtigten fossilen Energieträger zur Strom- und Wärmeerzeugung (basierend auf [26, 111]).

Energieträger	CO ₂ -Emissionsfaktor (in kg _{CO₂} /kWh)
Braunkohle	0,399
Steinkohle	0,337
Erdgas	0,201
Erdöl	0,263

A.2. Source-Komponenten

Tabelle A.2.: Techno-ökonomische Annahmen: Wind, Freiflächenphotovoltaik (PV OF) und Dachflächenphotovoltaik (PV RT) (eigene Annahmen basierend auf [26, 60, 63, 201, 209]).

	Wind Onshore	Wind Offshore	PV OF (fixed) 2030 2050	PV OF (tracking)	PV RT 2030 2050
commodity	electricity	electricity	electricity	electricity	electricity
hasCapacityVariable	True	True	True	True	True
capacityMax	f(reg)	f(reg)	f(reg)	f(reg)	f(reg)
operationRateMax	f(reg)	f(reg)	f(reg)	f(reg)	f(reg)
investPerCapacity (EUR/kW)	f(reg)	f(reg)	570 450	710	890 600
opexPerCapacity	2 %	2 %	1.7 %	1.5 %	2.1 %
interestRate	0.08	0.08	0.08	0.08	
economicLifetime (a)	20	20	25	25	25

Tabelle A.3.: Techno-ökonomische Annahmen: Import und Zukauf (eigene Annahmen basierend auf [26, 27, 209]).

	commodity	commodityCost (EUR/kWh)
Lignite Purchase	lignite	0.011
Hard Coal Purchase	hard coal	0.021
Oil Purchase	oil	0.036
Wood	wood	0.028
Biogas	biogas	0.07
Hydrogen Import	LH ₂	0.0966
Natural Gas Import	MRG	0.033

A.3. Conversion-Komponenten

Tabelle A.4.: Techno-ökonomische Annahmen: Umwandlungskomponenten (Teil 1) (eigene Annahmen basierend auf [27, 209, 244]).

	PEM-Electrolyzer (2030 2050))	Reformer	Liquefaction plants	Regasification plants
physicalUnit	GW _{el}	GW _{GH₂,LHV}	GW _{LH₂,LHV}	GW _{GH₂,LHV}
hasCapacityVariable	True	True	True	True
CF electricity	-1	-	-0.2	-0.02
CF naturalgas	-	-1	-	-
CF GH _{2,30bar}	0.7	-	-1.02	-
CF GH _{2,100bar}	-	0.85	-	1
CF LH ₂	-	-	1	-1
investPerCapacity (EUR/kW)	500 350	810	1500	24
opexPerCapacity (EUR/kW)	15 10.5	40.5	120	0.72
interestRate	0.08	0.08	0.08	0.08
economicLifetime (a)	10	15	20	10

Tabelle A.5.: Techno-ökonomische Annahmen: Umwandlungskomponenten (Teil 2)
(eigene Annahmen basierend auf [27, 162, 232, 233, 236]).

	Compressor stations	Valve	Purification plants (biogas)	Methanation plants
physicalUnit	$\text{GW}_{\text{GH}_2, \text{LHV}}$	$\text{GW}_{\text{GH}_2, \text{LHV}}$	$\text{GW}_{\text{MRG}, \text{LHV}}$	$\text{GW}_{\text{MRG}, \text{LHV}}$
hasCapacityVariable	True	False	True	True
CF electricity	-0.02	-	-0.043	-0.05
CF MRG	-	-	1	1
CF biogas	-	-	-1	-
CF $\text{GH}_2, 30\text{bar}$	-1	1	-	-1.25
CF $\text{GH}_2, 100\text{bar}$	1	-1	-	-
investPerCapacity (EUR/kW)	42	-	343	1800
opexPerCapacity (EUR/kW)	1.68	-	8.575	72
interestRate	0.08	-	0.08	0.08
economicLifetime	15	-	15	25
(a)				

Tabelle A.6.: Techno-ökonomische Annahmen: Umwandlungskomponenten (Teil 3) - Wasserstoffrückverstromung (eigene Annahmen basierend auf [26, 209]).

	H2GT	H2CCPP	PEM-Fuel Cell	SOFC
physicalUnit	GW_{el}	GW_{el}	GW_{el}	GW_{el}
hasCapacityVariable	True	True	True	True
CF electricity	1	1	1	1
CF $\text{GH}_2, 100\text{bar}$	-2.5	-1.67	-1.96	-1.43
CF waste heat	0.8	-	-	0.357
investPerCapacity (EUR/kW)	504	760	1210	1000
opexPerCapacity (EUR/kW)	5.04	10.64	9.68	60
interestRate	0.08	0.08	0.08	0.08
economicLifetime	20	20	10	20
(a)				

A.4. Storage-Komponenten

Tabelle A.7.: Techno-ökonomische Annahmen: Speicherkomponenten (Teil 1) (eigene Annahmen basieren auf [27, 144, 147, 209]).

	Li-ion batteries	PHES (existing) (planned)		Pore storage (MRG)
commodity	electricity	electricity	electricity	MRG
capacityMax	-	-	f(reg)	-
capacityFix	-	f(reg)	-	f(reg)
chargeRate	1	0.142857	0.142857	0.000384615
dischargeRate	1	0.142857	0.142857	0.000384615
chargeEfficiency	0.95	0.88	0.88	1
dischargeEfficiency	0.95	0.89	0.89	1
selfDischarge	4.23036e-05	-	-	-
cyclicLifetime	12000	-	-	-
investPerCapacity (EUR/kWh)	150	-	130	-
opexPerCapacity (EUR/kWh)	1.5	1.56	1.56	-
opexPerChargeOperation (EUR/kWh)	-	-	-	0.001
interestRate	0.08	0.08	0.08	0.08
economicLifetime (a)	22	40	40	-

Tabelle A.8.: Techno-ökonomische Annahmen: Speicherkomponenten (Teil 2) (eigene Annahmen basierend auf [27, 147, 157, 162, 231, 244]).

	Pipe systems (MRG)	Biogas storage	Pipe systems (GH ₂)	Cryogenic tanks (LH ₂)
commodity	MRG	biogas	GH _{2,30bar}	LH ₂
chargeRate	0.0119048	0.12	0.0119048	1
dischargeRate	0.0119048	0.12	0.0119048	1
chargeEfficiency	1	1	1	1
dischargeEfficiency	1	1	1	1
selfDischarge	-	-	-	1.25018e-05
stateOfChargeMin	0.26	0.1	0.31	-
stateOfChargeMax	1	0.9	1	1
investPerCapacity (EUR/kWh)	2.3	4	7	0.75
opexPerCapacity (EUR/kWh)	0.023	-	0.07	0.015
interestRate	0.08	0.08	0.08	0.08
economicLifetime	30	8	30	20
(a)				

Tabelle A.9.: Techno-ökonomische Annahmen: Speicherkomponenten (Teil 3) (eigene Annahmen basierend auf [27, 147, 157]).

	Salt caverns		Salt caverns	
	(GH ₂ , existing)	(GH ₂ , planned)	(MRG, existing)	(MRG, planned)
commodity	GH _{2,100bar}	GH _{2,100bar}		
capacityMax	f(reg)	f(reg)	f(reg)	f(reg)
chargeRate	0.00212264	0.00212264	0.00212264	0.00212264
dischargeRate	0.00212264	0.00212264	0.00212264	0.00212264
chargeEfficiency	1	1	1	1
dischargeEfficiency	1	1	1	1
investPerCapacity (EUR/kWh)	0.07	0.23	0.02	0.07
opexPerCapacity (EUR/kWh)	0.0046	0.0046	0.0014	0.0014
interestRate	0.08	0.08	0.08	0.08
economicLifetime	30	30	30	30
(a)				
sharedPotentialID	Existing SC	New SC	Existing SC	New SC

Tabelle A.10.: Techno-ökonomische Annahmen: Speicherkomponenten (Teil 4) - Wärmespeicher (eigene Annahmen basierend auf [202, 290]).

	Heat storage steel	Heat storage ground
commodity	waste heat	waste heat
chargeRate	0.125	0.001428571
dischargeRate	0.125	0.001428571
chargeEfficiency	1	1
dischargeEfficiency	1	1
selfDischarge	0.00833	0.000034
investPerCapacity (EUR/kWh)	9.6	0.51
opexPerCapacity (EUR/kWh)	0.045	0.03
interestRate	0.08	0.08
economicLifetime	25	25
(a)		

A.5. Transmission-Komponenten

Tabelle A.11.: Techno-ökonomische Annahmen: Stromnetz (basierend auf [27, 92, 193]).

	AC lines	DC lines	DC lines (expansion)	Offshore DC lines
commodity	electricity	electricity	electricity	electricity
capacityFix	f(reg)	f(reg)	-	-
capacityMin	-	-	-	f(reg)
capacityMax	-	-	- f(reg)	
investPerCapacity (EUR/(kW · km))	-	-	f(reg)	f(reg)
interestRate	-	-	0.08	0.08
economicLifetime	-	-	40	40
(a)				
powerFlow	x	-	-	-

Tabelle A.12.: Techno-ökonomische Annahmen: Wärme- und Gasnetz (eigene Annahmen basierend auf [27, 228, 231, 271, 287]).

	(MRG)	(MRG,new)	Pipelines (GH ₂ , new)	(GH ₂ , reassigned)	Heat Grid
commodity	MRG	MRG	GH _{2,100bar}	GH _{2,100bar}	waste heat
capacityMax	f(reg)	-	-	f(reg)	-
investPerCapacity (EUR/(kW · km))	-	0.144	0.144	0.02	11.29
losses (1/km)	-	-	-	-	0.00099255
interestRate	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
economicLifetime (a)	40	40	40	40	40

B. Methodik

B.1. Kostenabschätzung für Gasinfrastrukturen

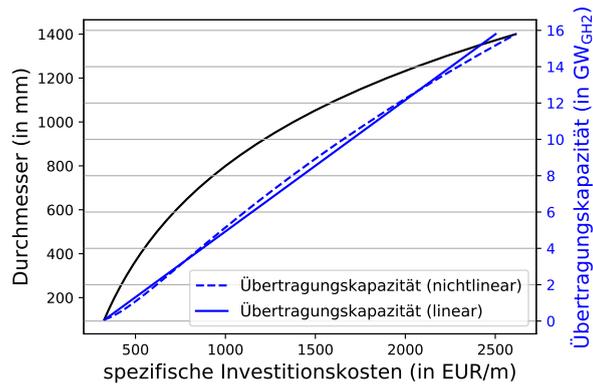


Abbildung B.1.: Zusammenhang der Investitionskosten neuer Pipelines in Abhängigkeit des Durchmessers und der Übertragungskapazität der Pipeline für Wasserstoff. Die Kostenfunktion basiert auf den Annahmen aus Mischner et al. [231]).

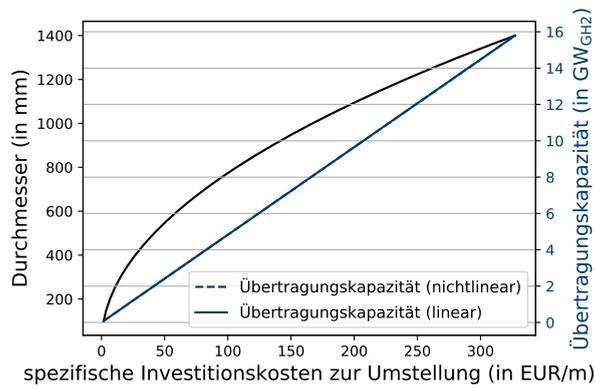


Abbildung B.2.: Kostenfunktionen für die Investitionskosten der Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstofftransport unter der Annahme, dass keine Modifikationen notwendig sind (basierend auf den Kostenfunktionen von Cerniauskas et al. [228]).

B.2. Verteilschlüssel

Tabelle B.1.: Beispiele für verwendete Verteilschlüssel zur räumlichen Verteilung der Stromnachfragen in Abhängigkeit der Verbrauchssektoren.

	Haushalt	GHD	Industrie	Verkehr
DemandRegio [44] 401 Regionen	Bevölkerung und Einkommen	spezifischer Stromverbrauch und Anzahl der Beschäftigten pro Wirtschaftszweig	spezifischer Stromverbrauch und Anzahl der Beschäftigten pro Wirtschaftszweig ¹⁷	-
MuSeKo [2] 10 Regionen	Bevölkerung	Bevölkerung	Bevölkerung	registrierte Fahrzeuge laut Kraftfahrbundes- amt
Pesch [21] 401 Regionen	Bevölkerung	Bruttowert- schöpfung (GHD)	Statistische Erfassung des Strom- verbrauchs der Industrie; Bruttowert- schöpfung der fehlenden Industriezweige	-
LKD-EU [66] 401 Regionen	Bevölkerung	Bruttowert- schöpfung (GHD)	Bruttowert- schöpfung (Industrie)	-
NEP Strom Begleit- gutachten [67] 401 Regionen	Anzahl der Haushalte; Bevölkerung; Einkommen; Wohnfläche; Außentemperatur und solare Einstahlung	spezifischer Stromverbrauch, Bruttowert- schöpfung und Anzahl der Beschäftigte pro Wirtschaftszweig	spezifischer Stromverbrauch je Prozess; Bruttowert- schöpfung pro Wirtschaftszweig; Produktions- kapazität	Spezifische Stromnachfrage je Verkehrsträger; Bruttowert- schöpfung; PKW-Bestand und Neuanmeldungen; Ladeinfrastruktur

¹⁷Das Verfahren zur räumlichen Auflösung der Stromnachfrage des Industriesektors erforderte noch weitere Aufbereitungsschritte zur Kalibrierung der spezifischen Verbräuche. Für eine detaillierte Beschreibung des Verfahrens siehe den Abschlussbericht des Projekts DemandRegio [44].

B.3. Nachfrageprofile aus NESTOR

B.3.1. Stromnachfrage

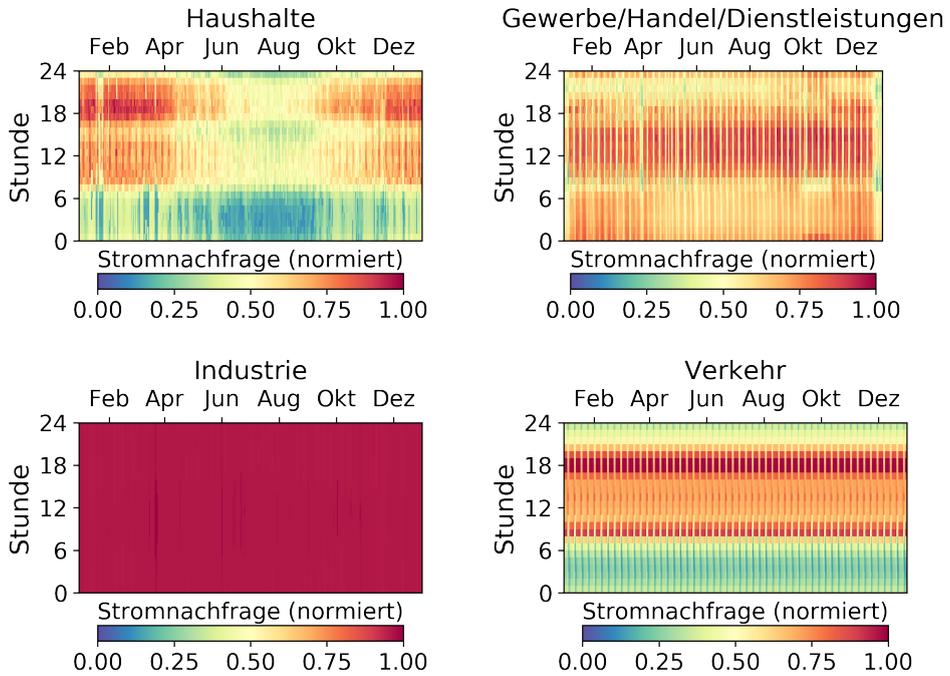


Abbildung B.3.: Normierte Stromnachfrageprofile der einzelnen Verbrauchersektoren für das Jahr 2030.

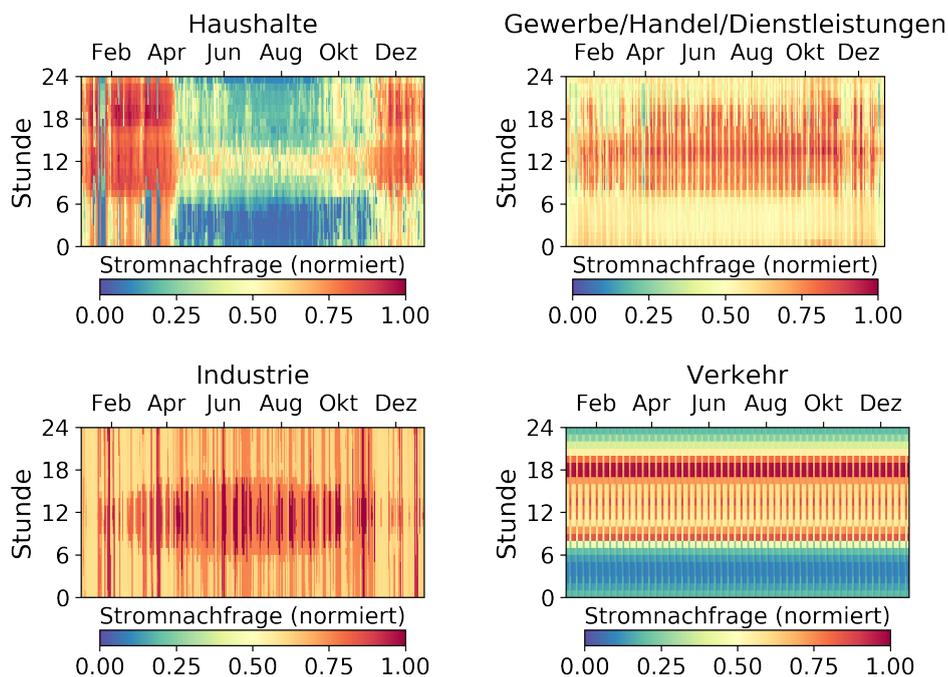


Abbildung B.4.: Normierte Stromnachfrageprofile der einzelnen Verbrauchersektoren für das Jahr 2050.

Tabelle B.2.: Indikatoren zur Verteilung der Stromnachfrage für die einzelnen Sektoren (angelehnt an [44, 71].

Haushalt	G/H/D	Industrie	Verkehr
Bevölkerungs- entwicklung	Entwicklung der Beschäftigten- zahlen (GHD)	Entwicklung der Beschäftigten- zahlen (Industrie)	Bevölkerung
Einkommen	spezifische jährliche Stromnachfrage nach Wirtschafts- zweig pro Arbeitnehmer	spezifische jährliche Stromnachfrage nach Wirtschafts- zweig pro Arbeitnehmer	Bevölkerungs- dichte Einkommen registrierter Fahrzeug- bestand

B.3.2. Erdgasnachfragen

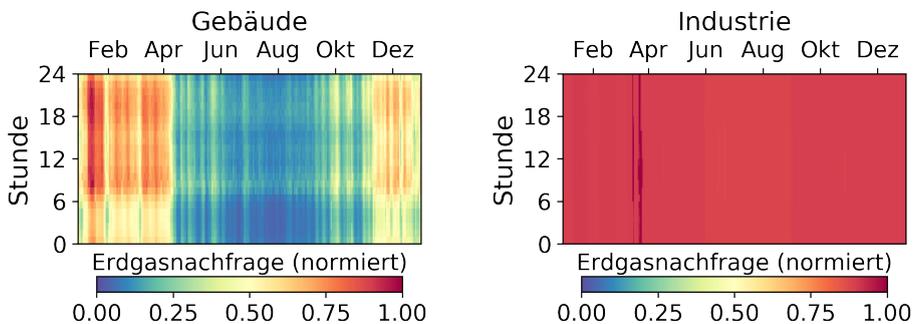


Abbildung B.5.: Normierte Erdgasnachfrageprofile der einzelnen Verbrauchersektoren für das Jahr 2030.

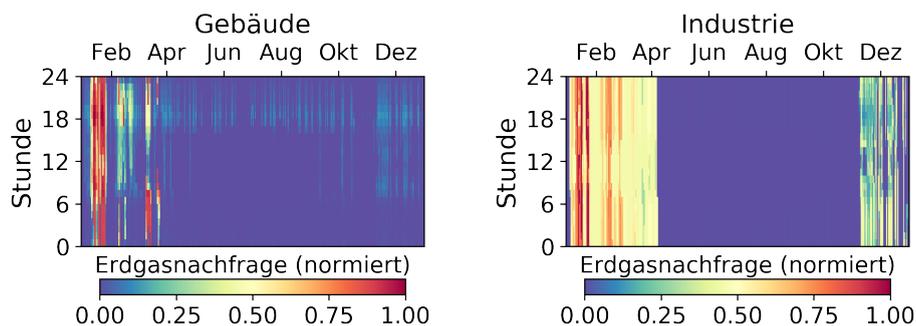


Abbildung B.6.: Normierte Erdgasnachfrageprofile der einzelnen Verbrauchersektoren für das Jahr 2050.

Tabelle B.3.: Indikatoren zur Verteilung der Erdgasnachfrage für die einzelnen Sektoren (angelehnt an [44, 71].)

Gebäude	Industrie	Verkehr
Entwicklung der Beschäftigtenzahlen (GHD)	Entwicklung der Beschäftigtenzahlen (Industrie)	Bevölkerung
spezifische jährliche Erdgasnachfrage nach Wirtschaftszweig pro Arbeitnehmer	spezifische jährliche Erdgasnachfrage nach Wirtschaftszweig pro Arbeitnehmer	Bevölkerungsdichte
Anzahl Haushalte	Emissionen	Einkommen
Wohnfläche		registrierter Fahrzeugbestand

B.3.3. Wasserstoffnachfragen

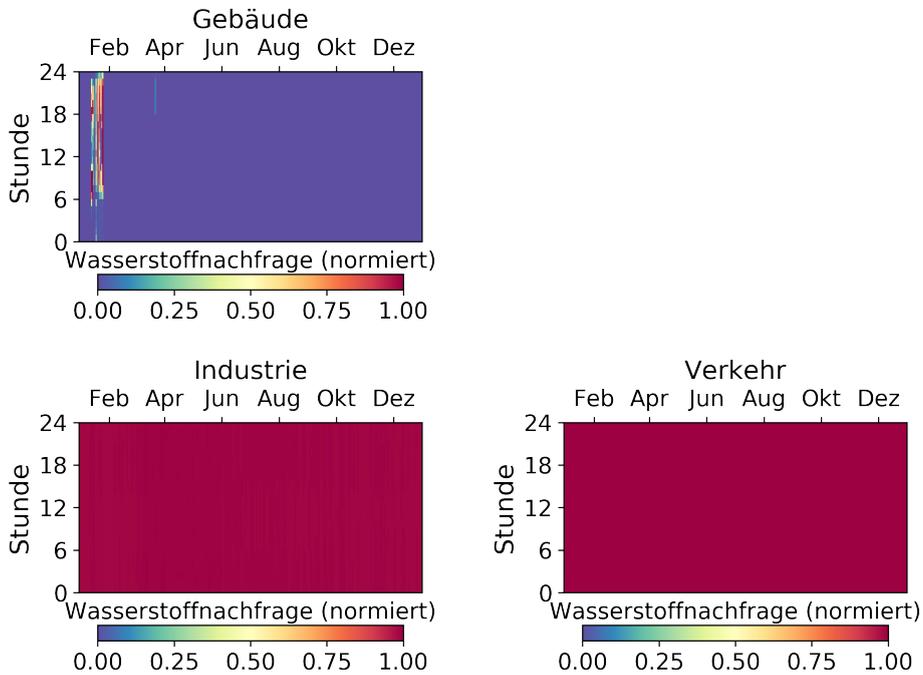


Abbildung B.7.: Normierte Wasserstoffnachfrageprofile der einzelnen Verbrauchersektoren für das Jahr 2030.

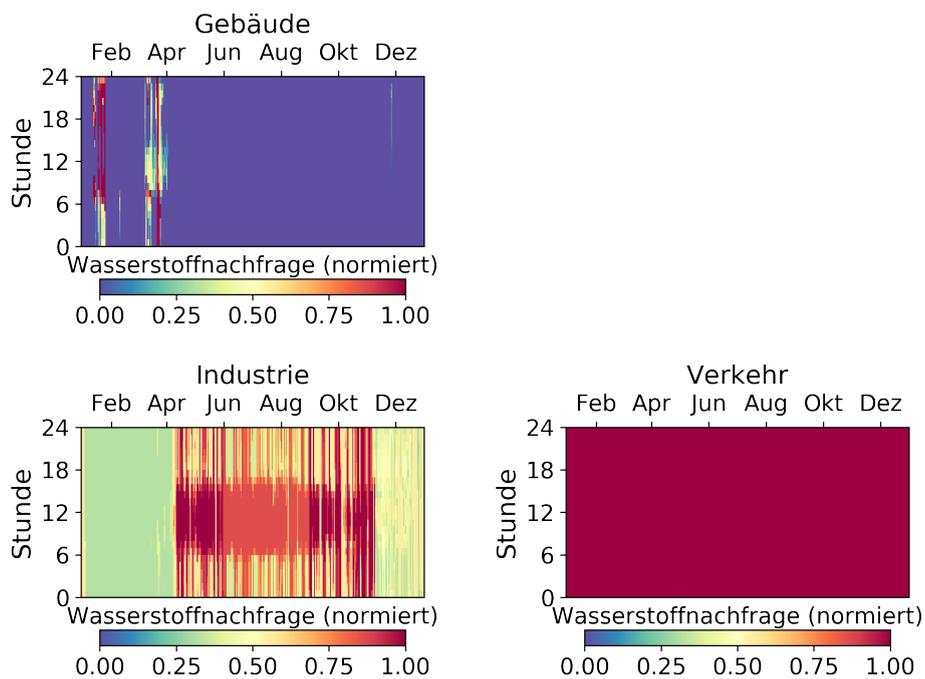


Abbildung B.8.: Normierte Wasserstoffnachfrageprofile der einzelnen Verbrauchersektoren für das Jahr 2050.

Tabelle B.4.: Indikatoren zur Verteilung der Wasserstoffnachfrage für die einzelnen Sektoren (angelehnt an [44, 71].

Gebäude	Industrie	Verkehr
Entwicklung der Beschäftigtenzahlen (GHD)	Anlagengröße	Bevölkerung
spezifische jährliche Erdgasnachfrage nach Wirtschaftszweig pro Arbeitnehmer		Bevölkerungsdichte
Anzahl Haushalte		Einkommen
Wohnfläche		registrierter Fahrzeugbestand
		nicht elektrifizierte Bahnstrecken
		Transportleistung

B.3.4. Fernwärmenachfragen

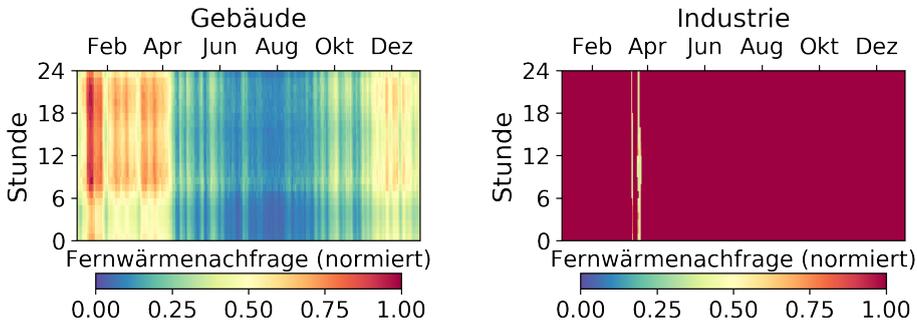


Abbildung B.9.: Normierte Fernwärmenachfrageprofile der einzelnen Verbrauchersektoren für das Jahr 2030.

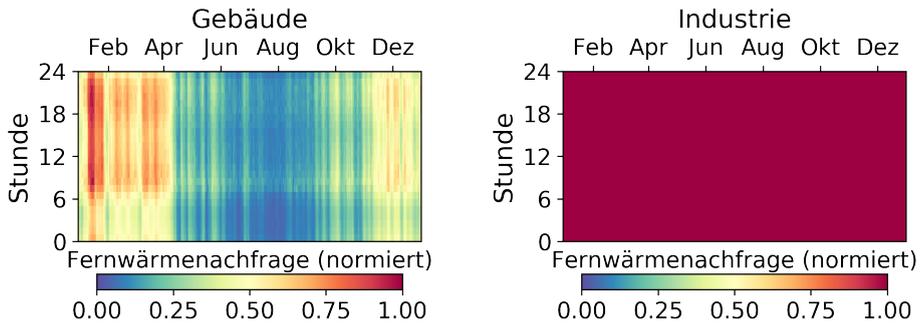


Abbildung B.10.: Normierte Fernwärmenachfrageprofile der einzelnen Verbrauchersektoren für das Jahr 2050.

Tabelle B.5.: Indikatoren zur Verteilung der Fernwärmenachfrage für die einzelnen Sektoren.

Gebäude	Industrie
Bevölkerungsdichte	Bruttowertschöpfung

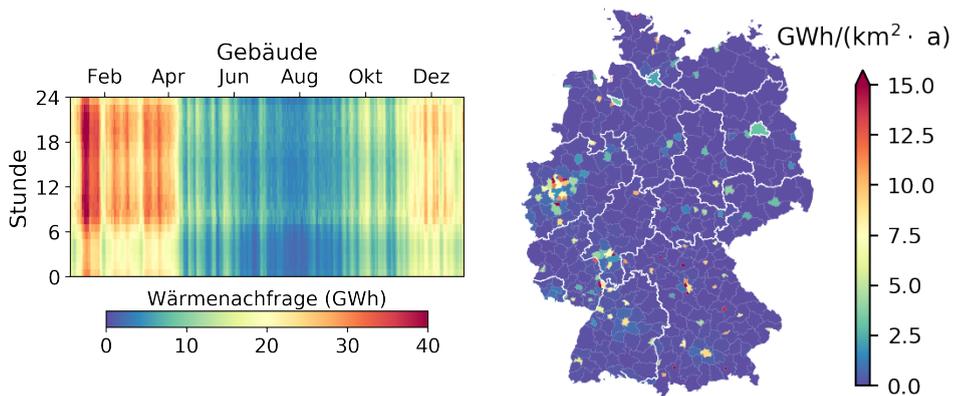


Abbildung B.11.: Wärmenachfrage des Gebäudesektors und räumliche Verteilung der Nachfrage für das Jahr 2050.

C. Szenarienanalyse

C.1. Basisszenario NESTOR: REF95

Tabelle C.1.: Ausgewählte Ergebnisse aus NESTOR für das Basisszenario REF95 [209], welche dem Modell als Ausbaumaßnahmen vorgegeben werden.

Technologie	2030	2050
Wind Offshore	10,6 GW _{el}	44,2 GW _{el}
Wind Onshore	62,9 GW _{el}	202,1 GW _{el}
PV (Dachfläche)	40,6 GW _{el}	84,1 GW _{el}
PV (Freifläche)	29,1 GW _{el}	216,4 GW _{el}
Braunkohlekraftwerke	9,0 GW _{el}	0 GW _{el}
Steinkohlekraftwerke	8,0 GW _{el}	0 GW _{el}
Erdgaskraftwerke	32,9 GW _{el}	22,5 GW _{el} ¹⁸
Mineralölkraftwerke	2,6 GW _{el}	0 GW _{el}
Rückverstromung	2,2 GW _{el}	30,5 GW _{el}
Elektrolyse ¹⁹	3,9 GW _{el}	58,3 GW _{el}
Dampfreformierung	5,3 GW _{GH₂}	1 GW _{GH₂}
Wasserstoffimport	2,0 GW _{LH₂}	27,3 GW _{LH₂}

C.2. Referenzszenario 2030

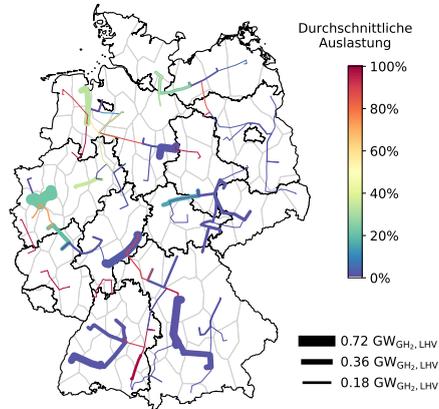


Abbildung C.1.: Durchschnittliche Auslastung der neu gebauten Wasserstoffpipelines im Referenzszenario 2030.

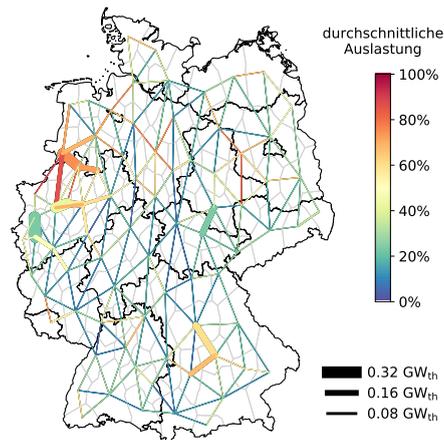


Abbildung C.2.: Durchschnittliche Auslastung der Übertragungsleitungen für Fernwärme im Referenzszenario 2030.

¹⁸Anteil Biogas liegt bei 77%

¹⁹In NESTOR werden zahlreiche kleine Elektrolyseure für die lokale Wasserstoffbereitstellung an Tankstellen installiert. In FINE.Infrastructure wird keine Unterscheidung zwischen klein- und großskalig ausgelegter Elektrolyse berücksichtigt.

C.3. Referenzszenario 2050

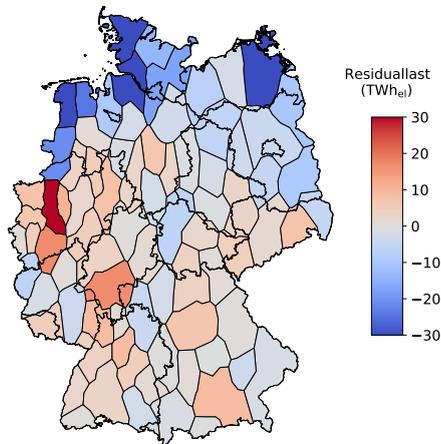


Abbildung C.3.: Räumliche Verteilung der aufsummierten Residuallasten im Referenzszenario 2050. Die betrachtete Nachfrage setzt sich zusammen aus der Stromnachfrage der Verbrauchersektoren Haushalte, G/H/D und Industrie und der Stromnachfrage für Wärmeerzeugung. Das berücksichtigte Angebot bezieht sich auf die inländische Strombereitstellung. Offshore bereitgestellter Strom ist nicht berücksichtigt.

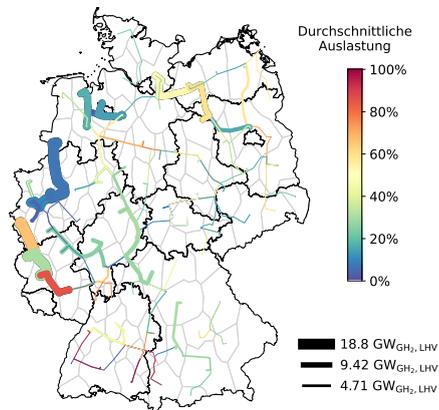


Abbildung C.4.: Durchschnittliche Auslastung der neu gebauten Wasserstoffpipelines im Referenzszenario 2050.

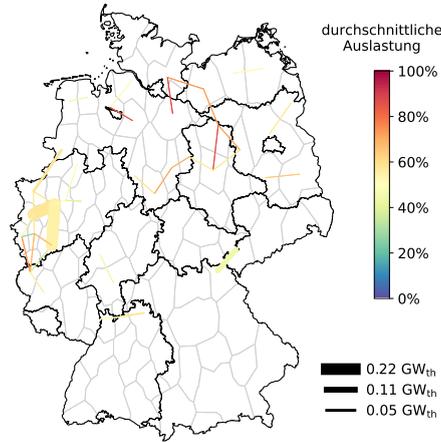


Abbildung C.5.: Durchschnittliche Auslastung der Übertragungsleitungen für Fernwärme im Referenzszenario 2050.

C.4. Auswirkungen verschiedener Strategien zur Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstofftransport

Optimistisches Umstellungsszenario

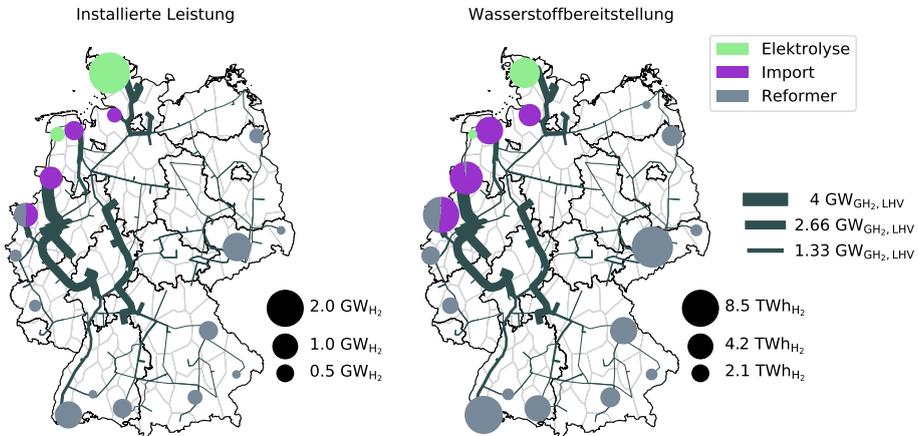


Abbildung C.6.: Räumliche Verteilung der Wasserstoffbereitstellung für das Jahr 2030 unter Berücksichtigung des optimistischen Umstellungsszenarios.

Kein Wasserstoffnetz

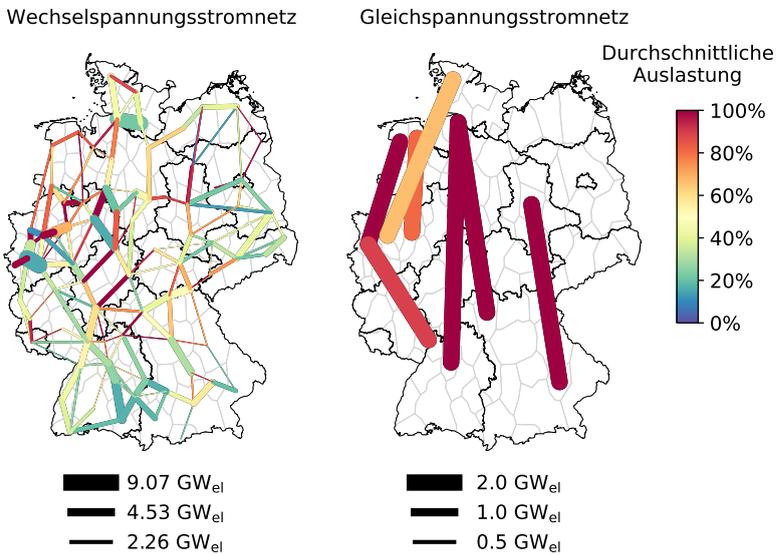


Abbildung C.7.: Durchschnittliche Auslastung des Wechsel- und Gleichstromspannungsnetzes im Jahr 2050, wenn kein Wasserstoffnetzausbau erfolgen darf (suboptimale Lösung).

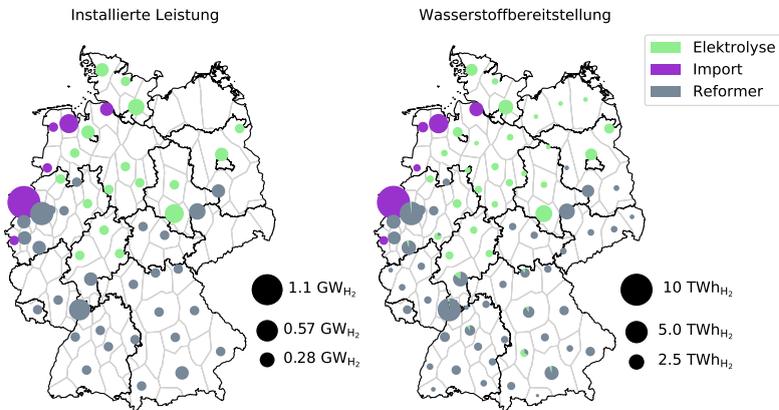


Abbildung C.8.: Räumliche Verteilung der Wasserstoffbereitstellung für das Jahr 2030, wenn kein Wasserstoffnetzausbau erfolgen darf.

C.5. Diskussion

Wahl der zeitlichen Repräsentation

Varianten 2030

Tabelle C.2.: Einfluss der zeitlichen Repräsentation auf die installierten Leistungen für das Jahr 2030.

Technologie	12 Typtage	30 Typtage	48 Typtage	60 Typtage	volle Auflösung
Wind (Onshore) (GW _{el})	66,0	66,1	66,0	66,0	66,0
Wind (Offshore) (GW _{el})	11,1	11,1	11,2	11,2	11,1
Dachflächen- photovoltaik (GW _{el})	38,6	38,6	38,6	38,5	38,6
Freiflächen- photovoltaik (GW _{el})	30,6	30,6	30,5	30,5	30,6
Li-ion Batterien (GWh _{el})	18,06	19,1	15,5	15,2	24,0
Pumpspeicher- kraftwerke (GWh _{el})	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
Salzkavernen (TWh _{H₂})	3,3	4,4	4,3	4,2	4,7
Kryogene Tanks (GWh _{LH₂})	19,6	32,64	29,6	49,2	52,7
Erdbecken- wärmespeicher (TWh _{th})	5,2	7,2	7,8	7,1	7,3
Stahlbehälter- wärmespeicher (GWh _{th})	67,47	90,9	90,9	95,1	121,9

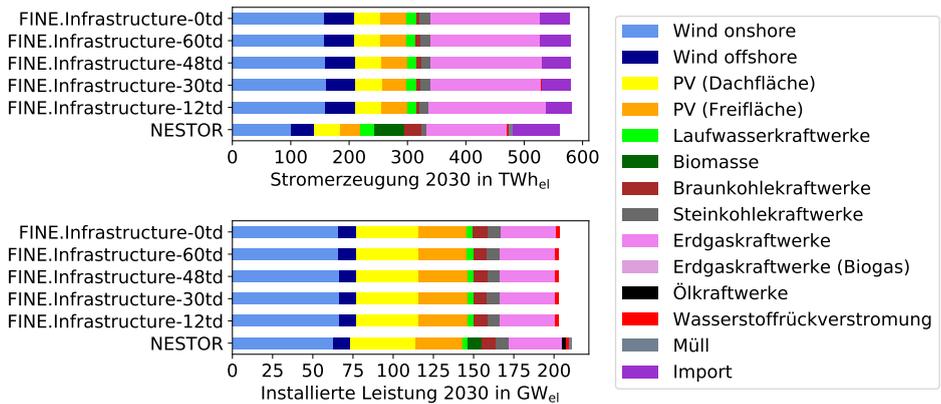


Abbildung C.9.: Stromerzeugung 2030 für verschiedene Konfigurationen der zeitlichen Aggregation. Die Berechnung mit der vollen zeitlichen Auflösung ohne Zeitreihenaggregation wird als FINE.Infrastructure-0td bezeichnet.

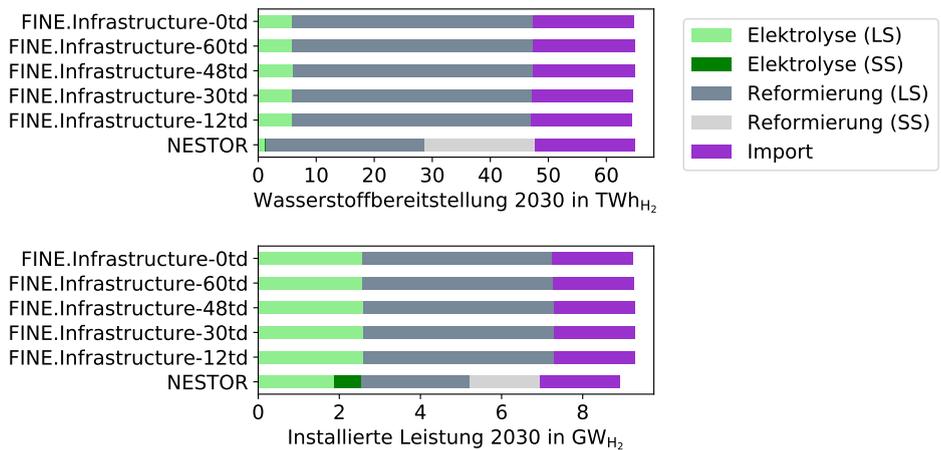


Abbildung C.10.: Wasserstoffherzeugung 2030 für verschiedene Konfigurationen der zeitlichen Aggregation. Die Berechnung mit der vollen zeitlichen Auflösung ohne Zeitreihenaggregation wird als FINE.Infrastructure-0td bezeichnet.

Varianten 2050

Tabelle C.3.: Einfluss der zeitlichen Repräsentation auf die installierten Leistungen für das Jahr 2050.

Technologie	12 Typtage	30 Typtage	48 Typtage	60 Typtage	volle Auflösung
Wind (Onshore) (GW _{el})	192,3	192,0	192,0	192,0	192,0
Wind (Offshore) (GW _{el})	46,4	44,8	44,4	44,9	42,0
Dachflächen- photovoltaik (GW _{el})	88,3	88,3	88,3	88,3	88,3
Freiflächen- photovoltaik (GW _{el})	227,2	227,2	227,2	227,2	227,2
Biogas-KWK (GW _{el})	10,3	17,4	13,6	13,8	18,0
Li-ion Batterien (GWh _{el})	299,3	334,4	495,6	484,6	480,2
Pumpspeicher- kraftwerke (GWh _{el})	38,5	44,1	48,7	48,7	48,7
Salzkavernen (TWh _{H₂})	47,3	37,4	34,2	34,9	32,5
Kryogene Tanks (TWh _{LH₂})	1,0	1,7	0,9	1,0	1,1
Erdbecken- wärmespeicher (TWh _{th})	16,9	23,6	23,6	23,2	18,6
Stahlbehälter- wärmespeicher (GWh _{th})	185,8	223,9	187,9	159,9	266,4

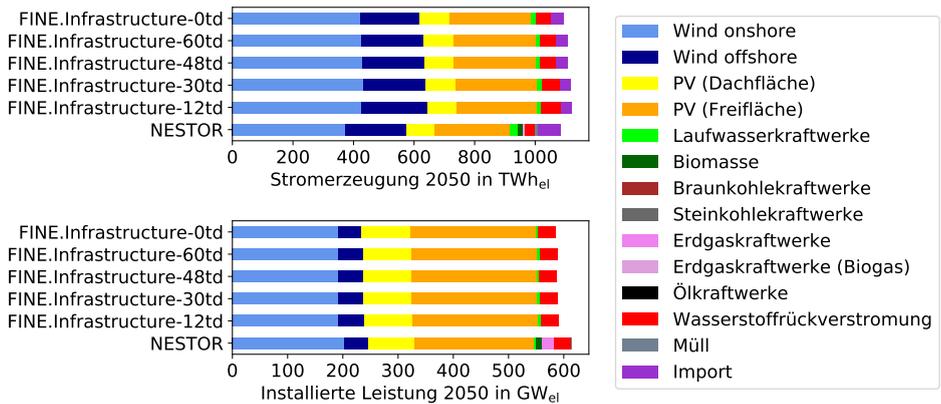


Abbildung C.11.: Stromerzeugung 2050 für verschiedene Konfigurationen der zeitlichen Aggregation. Die Berechnung mit der vollen zeitlichen Auflösung ohne Zeitreihenaggregation wird als FINE.Infrastructure-0td bezeichnet.

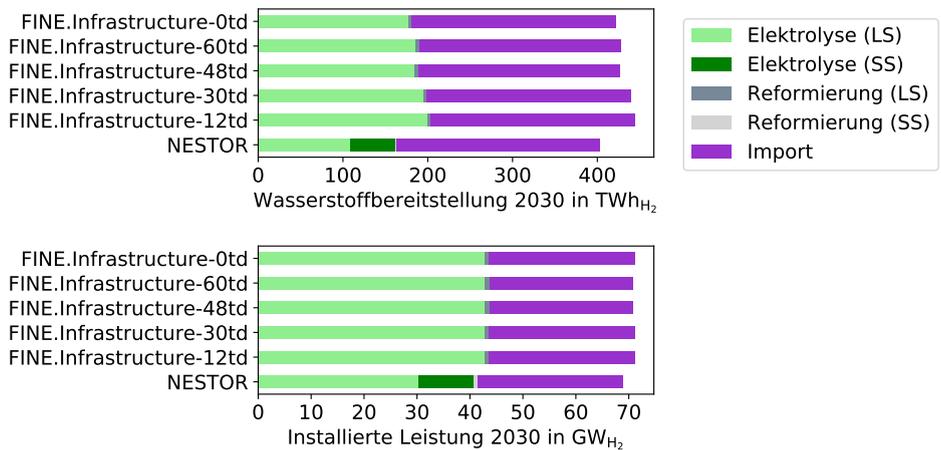


Abbildung C.12.: Wasserstoffherzeugung 2050 für verschiedene Konfigurationen der zeitlichen Aggregation. Die Berechnung mit der vollen zeitlichen Auflösung ohne Zeitreihenaggregation wird als FINE.Infrastructure-0td bezeichnet.

Literaturverzeichnis

- [1] M. Robinius, P. Markewitz, P. Lopion, F. Kullmann, P.-M. Heuser, K. Syranidis, S. Cerniauskas, T. Schöb, M. Reuß, D. S. Ryberg, L. Kotzur, D. G. Caglayan, L. Welder, J. Linßen, T. Grube, H. Heinrichs, P. Stenzel, and D. Stolten, "Wege für die Energiewende Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050," 2019.
- [2] M. Fette, C. Brandstät, H. C. Gils, H. Gardian, T. Pregger, J. Schaffert, E. Tali, and N. Brücken, "Multi-Sektor-Kopplung - Modellbasierte Analyse der Integration erneuerbarer Stromerzeugung durch die Kopplung der Stromversorgung mit dem Wärme-, Gas- und Verkehrssektor. Endbericht," 2020.
- [3] Prognos, Öko-Institut, and Wuppertal-Institut, "Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität," 2020.
- [4] Prognos, Öko-Institut, and Wuppertal-Institut, "Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.," 2021.
- [5] BCG and Prognos, "Klimapfade für Deutschland," 2018.
- [6] dena, "Leitstudie: Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050," 2018.
- [7] D. Möst and W. Fichtner, *Einführung zur Energiesystemanalyse*, pp. 11–31. Universitätsverlag Karlsruhe, 2009.
- [8] U. Remme, *Zukünftige Rolle erneuerbarer Energien in Deutschland: Sensitivitätsanalysen mit einem linearen Optimierungsmodell*. Thesis, Universität Stuttgart, 2006.
- [9] E. Ridha, L. Nolting, and A. Praktiknjo, "Complexity profiles: A large-scale review of energy system models in terms of complexity," *Energy Strategy Reviews*, vol. 30, 2020. 10.1016/j.esr.2020.100515.
- [10] H. K. Ringkjøb, P. M. Haugan, and I. M. Solbrekke, "A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 96, pp. 440–459, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>.
- [11] H. Lund, F. Arler, P. Østergaard, F. Hvelplund, D. Connolly, B. Mathiesen, and P. Karnøe, "Simulation versus Optimisation: Theoretical Positions in Energy System Modelling," *Energies*, vol. 10, no. 7, 2017. 10.3390/en10070840.
- [12] P. A. Østergaard, "Reviewing optimisation criteria for energy systems analyses of renewable energy integration," *Energy*, vol. 34, no. 9, pp. 1236–1245, 2009. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.05.004>.

- [13] S. Samsatli and N. 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*, vol. 220, pp. 893–920, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.055>.
- [14] P. Lopion, P. Markewitz, M. Robinius, and D. Stolten, "A review of current challenges and trends in energy systems modeling," *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, vol. 96, pp. 156–166, 2018. [10.1016/j.rser.2018.07.045](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.045).
- [15] M. Groissböck, "Are open source energy system optimization tools mature enough for serious use?," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 102, pp. 234–248, 2019. [10.1016/j.rser.2018.11.020](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.020).
- [16] M. G. Prina, G. Manzolini, D. Moser, B. Nastasi, and W. Sparber, "Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 129, 2020. [10.1016/j.rser.2020.109917](https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109917).
- [17] S. Jebaraj and S. Iniyar, "A review of energy models," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 10, no. 4, pp. 281–311, 2006. [10.1016/j.rser.2004.09.004](https://doi.org/10.1016/j.rser.2004.09.004).
- [18] M. Robinius, *Strom- und Gasmaktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. PhD thesis, RWTH Aachen, Jülich, 2015.
- [19] M. Robinius, A. Otto, P. Heuser, L. Welder, K. Syranidis, D. S. Ryberg, T. Grube, P. Markewitz, R. Peters, and D. Stolten, "Linking the Power and Transport Sectors-Part 1: The Principle of Sector Coupling," *Energies*, vol. 10, no. 7, 2017. ARTN95610.3390/en10070956.
- [20] M. Reuß, L. Welder, J. Thürauf, J. Linßen, T. Grube, L. Schewe, M. Schmidt, D. Stolten, and M. Robinius, "Modeling hydrogen networks for future energy systems: A comparison of linear and nonlinear approaches," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.10.080>.
- [21] T. C. Pesch, *Multiskalare Modellierung integrierter Energie- und Elektrizitätssysteme*. Thesis, RWTH Aachen, 2019.
- [22] N. Bauer, O. Edenhofer, and S. Kypreos, "Linking energy system and macroeconomic growth models," *Computational Management Science*, vol. 5, no. 1-2, pp. 95–117, 2007. [10.1007/s10287-007-0042-3](https://doi.org/10.1007/s10287-007-0042-3).
- [23] J. P. Deane, A. Chiodi, M. Gargiulo, and B. P. Ó Gallachóir, "Soft-linking of a power systems model to an energy systems model," *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 303–312, 2012. [10.1016/j.energy.2012.03.052](https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.03.052).
- [24] P. Hauser, S. Heidari, C. Weber, and D. 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*, vol. 12, no. 11, 2019. [10.3390/en12112159](https://doi.org/10.3390/en12112159).
- [25] D. Hladik, C. Fraunholz, M. Kühnbach, P. Manz, and R. Kunze, "Insights on Germany's Future Congestion Management from a Multi-Model Approach," *Energies*, vol. 13, no. 16, 2020. <https://doi.org/10.3390/en13164176>.
- [26] P. M. Lopion, *Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO₂-Reduktionsstrategien*. PhD thesis, RWTH Aachen, Jülich, 2020.
- [27] L. Welder, *Optimizing Cross-linked Infrastructure for Future Energy Systems*. Dissertation, RWTH Aachen University, Jülich, 2022.

- [28] S. Cerniauskas, P. Markewitz, J. Linßen, F. Kullmann, T. Groß, P. Lopion, P.-M. Heuser, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, *Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen*, vol. 535 of *Energie & Umwelt*. 2021.
- [29] L. Welder, D. S. Ryberg, L. Kotzur, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, "Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany," *Energy*, vol. 158, pp. 1130–1149, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.059>.
- [30] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach, and G. Plessmann, "The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling," *Energy Strategy Reviews*, vol. 22, pp. 16–25, 2018. [10.1016/j.esr.2018.07.001](https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.07.001).
- [31] U. Krien, P. Schönfeldt, J. Launer, S. Hilpert, C. Kaldemeyer, and G. Pleßmann, "A model generator for linear and mixed-integer linear optimisation of energy systems," *Software Impacts*, vol. 6, 2020. [10.1016/j.simpa.2020.100028](https://doi.org/10.1016/j.simpa.2020.100028).
- [32] J. Hörsch, F. Hofmann, D. Schlachtberger, and T. Brown, "PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system," *Energy strategy reviews*, vol. 22, pp. 207–215, 2018.
- [33] R. Loulou, G. Goldstein, A. Kanudia, A. Lettila, and U. Remme, "Documentation for the TIMES Model - PART 1." <https://iea-etsap.org/index.php/documentation>, 2016.
- [34] W. E. Hart, J.-P. Watson, and D. L. Woodruff, "Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python," *Mathematical Programming Computation*, vol. 3, no. 3, p. 219, 2011.
- [35] W. E. Hart, C. D. Laird, J.-P. Watson, D. L. Woodruff, G. A. Hackebeil, B. L. Nicholson, and J. D. Sirola, *Pyomo-optimization modeling in python*, vol. 67. Springer, 2012.
- [36] O. E. Platform, "Overview: Frameworks, Models, Scenarios." <https://openenergy-platform.org/factsheets/overview/>, 2021. Letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [37] V. Krey, *Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter*. Thesis, Ruhr-Universität Bochum, 2006.
- [38] N. van Beeck, *Classification of Energy Models*, vol. 777 of *FEW Research Memorandum*. Tilburg: Operation research, 1999.
- [39] A. Bischi, L. Taccari, E. Martelli, E. Amaldi, G. Manzolini, P. Silva, S. Campanari, and E. Macchi, "A rolling-horizon optimization algorithm for the long term operational scheduling of cogeneration systems," *Energy*, vol. 184, pp. 73–90, 2019. [10.1016/j.energy.2017.12.022](https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.022).
- [40] AGEB, "Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - Daten für die Jahre von 1990 bis 2019." <https://ag-energiebilanzen.de/>, 2020. letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [41] AGEB, "Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2019." <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2019.html>, 2021. letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [42] L. Energiebilanzen, "Energiebilanzen." <https://www.lak-energiebilanzen.de/energiebilanzen/>, 2021.

- [43] S. Seim, P. Verwiebe, K. Blech, C. Gerwin, and J. Müller-Kirchenbauer, "Die Datenlandschaft der deutschen Energiewirtschaft." <https://zenodo.org/record/3556720#.Xuje1efgr-g>, 2019.
- [44] F. Gotzens, B. Gillessen, S. Burges, W. Hennings, J. Müller-Kirchenbauer, S. Seim, P. Verwiebe, T. Schmid, F. Jetter, and T. Limmer, "DemandRegio –Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen –Abschlussbericht," 2020.
- [45] DemandRegio, "Database of demandregio project." <http://opendata.ffe.de/project/demandregio/>. letzter Zugriff: 30.04.2021.
- [46] P. Staudt, N. Ludwig, J. Huber, V. Hagenmeyer, and C. Weinhardt, "SCiBER: A new public data set of municipal building consumption," in *Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems*, pp. 618–621, ACM, 2018.
- [47] J. Huber, N. Klempf, J. Becker, and C. Weinhardt, "Electricity consumption of 28 german companies in 15-min resolution," 2019.
- [48] F. Braeuer, "Load profile data of 50 industrial plants in Germany for one year." <https://zenodo.org/record/3899018#.YNmPM0xCTcs>, 2020.
- [49] S. Aachen, "Energiemanagement der Stadt Aachen." <https://stadt-aachen.e2watch.de/>, 2021. letzter Zugriff: 25.05.2021.
- [50] ENTSO-E, "Transparency Platform." <https://transparency.entsoe.eu/>, 2021.
- [51] L. Hirth, J. Mühlenpfordt, and M. Bulkeley, "The ENTSO-E Transparency Platform –A review of Europe's most ambitious electricity data platform," *Applied Energy*, vol. 225, pp. 1054–1067, 2018. 10.1016/j.apenergy.2018.04.048.
- [52] C. Syranidou, *Integration of Renewable Energy Sources into the Future European Power System Using a Verified Dispatch Model with HighSpatiotemporal Resolution*. PhD thesis, RWTH Aachen, Jülich, 2020.
- [53] BDEW, "Standardlastprofile Strom." <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>, 2017. Letzer Zugriff: 18.02.2022.
- [54] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam, and B. Schieferdecker, "Repräsentative VDEW-Lastprofile," 1999.
- [55] BDEW, VKU, and GEODE, "Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas," 2018.
- [56] E. McKenna and M. Thomson, "High-resolution stochastic integrated thermal–electrical domestic demand model," *Applied Energy*, vol. 165, pp. 445–461, 2016. 10.1016/j.apenergy.2015.12.089.
- [57] I. Richardson, M. Thomson, D. Infield, and C. Clifford, "Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model," *Energy and Buildings*, vol. 42, no. 10, pp. 1878–1887, 2010. 10.1016/j.enbuild.2010.05.023.
- [58] N. Pflugradt, *Modellierung von Wasser-und Energieverbräuchen inHaushalten*. Thesis, TU Chemnitz, 2016.
- [59] N. Pflugradt and U. Muntwyler, "Synthesizing residential load profiles using behavior simulation," *Energy Procedia*, vol. 122, pp. 655–660, 2017. 10.1016/j.egypro.2017.07.365.

- [60] D. S. Ryberg, D. G. Caglayan, S. Schmitt, J. Linßen, D. Stolten, and M. Robinius, "The future of European onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs," *Energy*, vol. 182, pp. 1222–1238, 2019. 10.1016/j.energy.2019.06.052.
- [61] S. D. Ryberg, *Generation Lulls from the Future Potential of Wind and Solar Energy in Europe*. Dissertation, RWTH Aachen, Jülich, 2020.
- [62] D. G. Caglayan, *A Robust Design of a Renewable European Energy System Encompassing a Hydrogen Infrastructure*. Dissertation, RWTH Aachen University, Jülich, 2020.
- [63] D. G. Caglayan, D. S. Ryberg, H. Heinrichs, J. Linßen, D. Stolten, and M. Robinius, "The techno-economic potential of offshore wind energy with optimized future turbine designs in Europe," *Applied Energy*, vol. 255, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113794>.
- [64] D. G. Caglayan, H. U. Heinrichs, J. Linssen, M. Robinius, and D. Stolten, "Impact of different weather years on the design of hydrogen supply pathways for transport needs," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 47, pp. 25442–25456, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.032>.
- [65] K. Suomalainen, C. A. Silva, P. Ferrão, and S. Connors, "Synthetic wind speed scenarios including diurnal effects: Implications for wind power dimensioning," *Energy*, vol. 37, no. 1, pp. 41–50, 2012. 10.1016/j.energy.2011.08.001.
- [66] F. Kunz, M. Kendzioriski, W.-P. Schill, J. Weibezahn, J. Zepter, C. von Hirschhausen, P. Hauser, M. Zech, D. Möst, S. Heidari, B. Felten, and C. Weber, *Electricity, Heat, and Gas Sector Data for Modeling the German System*. Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden, 2018.
- [67] R. Elsland, T. Boßmann, A.-L. Klingler, A. Herbst, M. Klobasa, and M. Wietschel, "Netzentwicklungsplan Strom: Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile." <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/entwicklung-der-regionalen-stromnachfrage-und-lastprofile-zum-netzentwicklungsplan-strom-zu-0>, 2016.
- [68] D. Hewes, S. Altschaeffl, I. Boiarchuk, and R. Witzmann, "Development of a Dynamic Model of the European Transmission System using Publicly Available Data," *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, pp. 1–6, 2016.
- [69] J. Hörsch and T. Brown, "The role of spatial scale in joint optimisations of generation and transmission for European highly renewable scenarios," *14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1–7, 2017. 10.1109/eem.2017.7982024.
- [70] M. Robinius, F. t. Stein, A. Schwane, and D. Stolten, "A Top-Down Spatially Resolved Electrical Load Model," *Energies*, vol. 10, no. 3, 2017. 10.3390/en10030361.
- [71] S. Cerniauskas, T. Grube, A. Praktijnjo, D. Stolten, and M. Robinius, "Future Hydrogen Markets for Transportation and Industry: The Impact of CO2 Taxes," *Energies*, vol. 12, no. 24, 2019. 10.3390/en12244707.
- [72] "GENESIS-ONLINE: Die Datenbank des Statistischen Bundesamtes (Destatis)." <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>. letzter Zugriff: 23.07.2021.

- [73] "NUTS-Gebiete 1:250 000, Stand 01.01.." <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/nuts-gebiete-1-250-000-stand-01-01-nuts250-01-01.html>. letzter Zugriff: 23.07.2021.
- [74] T. Anderski, Y. Surmann, S. Stemmer, N. Grisey, E. Momot, A.-C. Leger, B. Betraoui, and P. v. Roy, "HIGHWAY 2050 - Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050 - D 2.2 European cluster model of the Pan-European transmission grid." https://docs.entsoe.eu/baltic-conf/bites/www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/D2_2_European_cluster_model_of_the_Pan-European_transmission_grid_20072015.pdf, 2014. letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [75] O. P. S. Data, "Data Package Conventional power plants. Version 2018-12-20." https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/2018-12-20, 2018.
- [76] O. P. S. Data, "Data Package Conventional power plants. Version 2020-10-01.." https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/2018-12-20, 2020.
- [77] "Renewable power plants." https://data.open-power-system-data.org/renewable_power_plants/2020-08-25, author = Data, Open Power System, 2020.
- [78] Copernicus, "Corine Land Cover (CLC) 2012, Version 18.5.1 [dataset]." <https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover>, 2012.
- [79] L. Kotzur, L. Nolting, M. Hoffmann, T. Groß, A. Smolenko, J. Priesmann, H. Büsing, R. Beer, F. Kullmann, B. Singh, A. Praktiknjo, D. Stolten, and M. Robinius, "A modeler's guide to handle complexity in energy systems optimization," *Advances in Applied Energy*, vol. 4, 2021. 10.1016/j.adapen.2021.100063.
- [80] M. Hoffmann, L. Kotzur, D. Stolten, and M. Robinius, "A Review on Time Series Aggregation Methods for Energy System Models," *Energies*, vol. 13, no. 3, 2020. 10.3390/en13030641.
- [81] L. Kotzur, P. Markewitz, M. Robinius, and D. Stolten, "Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design," *Renewable Energy*, vol. 117, pp. 474–487, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.017>.
- [82] L. Kotzur, P. Markewitz, M. Robinius, and D. Stolten, "Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage," *Applied Energy*, vol. 213, p. 123–135, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.023>.
- [83] D. G. Caglayan, H. U. Heinrichs, D. Stolten, and M. Robinius, "The Impact of Temporal Complexity Reduction on a 100% Renewable European Energy System with Hydrogen Infrastructure," *Preprints*, 2019. <https://doi.org/10.20944/preprints201910.0150.v1>.
- [84] D. Ryberg, M. Robinius, and D. Stolten, "Evaluating Land Eligibility Constraints of Renewable Energy Sources in Europe," *Energies*, vol. 11, no. 5, 2018. 10.3390/en11051246.
- [85] Gurobi, "Gurobi optimization." <https://www.gurobi.com>, 2021. Zugriff: 04.05.2021.
- [86] T. Breuer, M. Bussieck, K. K. Cao, F. Cebulla, F. Fiand, H. C. Gils, A. Gleixner, D. Khabi,

- T. Koch, D. Rehfeldt, and M. Wetzel, "Optimizing Large-Scale Linear Energy System Problems with Block Diagonal Structure by Using Parallel Interior-Point Methods," in *Operations Research Proceedings*, pp. 641–647, 2018.
- [87] T. Breuer, M. Bussieck, K. K. Cao, F. Fiand, H. C. Gils, A. Gleixner, D. Khabi, N. Kempke, T. Koch, D. Rehfeldt, and M. Wetzel, "BEAM-ME: Accelerating Linear Energy Systems Models by a Massively Parallel Interior Point Method," in *NIC Symposium*, 2020.
- [88] S. Goderbauer, B. Bahl, P. Voll, M. E. Lübbecke, A. Bardow, and A. M. C. A. Koster, "An adaptive discretization MINLP algorithm for optimal synthesis of decentralized energy supply systems," *Computers & Chemical Engineering*, vol. 95, pp. 38–48, 2016. 10.1016/j.compchemeng.2016.09.008.
- [89] K. Knosala, L. Kotzur, F. T. C. Röben, P. Stenzel, L. Blum, M. Robinius, and D. Stolten, "Hybrid Hydrogen Home Storage for Decentralized Energy Autonomy," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2021. 10.1016/j.ijhydene.2021.04.036.
- [90] T. Kannengießer, M. Hoffmann, L. Kotzur, P. Stenzel, F. Schuetz, K. Peters, S. Nykamp, D. Stolten, and M. Robinius, "Reducing Computational Load for Mixed Integer Linear Programming: An Example for a District and an Island Energy System," *Energies*, vol. 12, no. 14, 2019. <https://doi.org/10.3390/en12142825>.
- [91] P. Lopion, P. Markewitz, D. Stolten, and M. Robinius, "Cost Uncertainties in Energy System Optimization Models: A Quadratic Programming Approach for Avoiding Penny Switching Effects," *Energies*, vol. 12, no. 20, 2019. 10.3390/en12204006.
- [92] F. Böing, A. Murmann, C. Pellingner, 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*, vol. 977, 2018. 10.1088/1742-6596/977/1/012002.
- [93] K.-K. Cao, K. von Krbek, M. Wetzel, F. Cebulla, and S. Schreck, "Classification and Evaluation of Concepts for Improving the Performance of Applied Energy System Optimization Models," *Energies*, vol. 12, no. 24, 2019. 10.3390/en12244656.
- [94] "Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)," 2020. Zuletzt geändert durch Art. 3 G v. 7.12.2020.
- [95] Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt, "Bericht Monitoringbericht 2020," 2021.
- [96] AGEb, "Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2021." letzter Zugriff: 18.02.2022, 2021.
- [97] BDEW, "Jahresvolllaststunden 2019/20," 2020.
- [98] "Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates." Amtsblatt der Europäischen Union, 2003.
- [99] "Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG)," 2011. Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 10.08.2021.
- [100] ewi, "ewi Merit-Order Tool 2020: Weniger Kohle, mehr Gas im Einsatz." <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/news/ewi-merit-order-tool-2020->

- weniger-kohle-mehr-gas-im-einsatz/, 2020. letzter Zugriff: 25.05.2021.
- [101] J. Neubarth, O. Woll, C. Weber, and M. Gerech, "Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung," *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 56, 2006.
- [102] F. Sensfuß and M. Ragwitz, "Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel," 2007.
- [103] Bundesnetzagentur and Bundeskartellamt, "Monitoringbericht 2018," 2018.
- [104] Bundesnetzagentur, "Bedarfsermittlung 2019-2030 - Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom," 2019.
- [105] P. Icha and G. Kuhs, "Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2019." <https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-6>, 2020.
- [106] B. f. W. u. Energie, "Zweiter Fortschrittsbericht zur Energiewende: Die Energie der Zukunft - Berichtsjahr 2017." <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschrittsbericht-monitoring-energiewende.html>, 2019.
- [107] "Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG vom 12. dezember 2019 (BGBl. I S. 2513)," 2019.
- [108] N. u. n. S. Bundesministerium für Umwelt, "Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung." <https://www.bmu.de/publikation/klimaschutzplan-2050/>, 2016.
- [109] G. d. Bundesregierung, "Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes." <https://www.bmu.de/gesetz/entwurf-eines-ersten-gesetzes-zur-aenderung-des-bundes-klimaschutzgesetzes/>, 2021.
- [110] N. u. n. S. Bundesministerium für Umwelt, "Das neue Klimaschutzgesetz - Jahresemissionsmengen nach Bereichen bis 2030." https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Sharepics/mehrklimaschutz/sektorziele_emissionen.pdf, 2021.
- [111] K. Juhlich, "CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe." <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsfaktoren-fuer-fossile-brennstoffe>, 2016.
- [112] Bundesnetzagentur, "Veröffentlichung Zu- und Rückbau von Kraftwerken - Stand: 19.01.2021." https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html, 2021.
- [113] JPN, "Industriestandorte in Deutschland. Eine Bestandsaufnahme," 2014.
- [114] "Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)." Bundesgesetzblatt Jahrgang 2020 Teil I Nr.37, ausgegeben zu Bonn am 13.August 2020, 2020.
- [115] BDEW, "Positionspapier - 10 Thesen zur Sektorkopplung." https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170427_Thesen-Sektorkopplung.pdf, 2017.
- [116] M. Robinius, J. Linßen, T. Grube, M. Reuß, P. Stenzel, K. Syranidis, P. Kuckertz, and D. Stolten, *Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles*, vol. 408 of *Reihe Energie & Umwelt*. Forschungszentrum Jülich, 2018.

- [117] A. Verkehrswende, "Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern. 12 Thesen zur Verkehrswende." <https://www.agora-verkehrswende.de/12-thesen/>, 2017.
- [118] M. Zier, P. Stenzel, L. Kotzur, and D. Stolten, "A review of decarbonization options for the glass industry," *Energy Conversion and Management: X*, vol. 10, 2021. 10.1016/j.ecmx.2021.100083.
- [119] L. Kotzur, *Future Grid Load of the Residential Building Sector*. PhD thesis, RWTH Aachen, Jülich, 2018.
- [120] O. Ruhnau, S. Bannik, S. Otten, A. Praktiknjo, and M. Robinius, "Direct or indirect electrification? A review of heat generation and road transport decarbonisation scenarios for Germany 2050," *Energy*, vol. 166, pp. 989–999, 2019. 10.1016/j.energy.2018.10.114.
- [121] A. Varone and M. Ferrari, "Power to liquid and power to gas: An option for the German Energiewende," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 207–218, 2015. 10.1016/j.rser.2015.01.049.
- [122] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, V. Tietze, B. Kumar, and D. Stolten, "Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 12, pp. 4285–4294, 2015. 10.1016/j.ijhydene.2015.01.123.
- [123] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert, and T. Kolb, "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review," *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 1371–1390, 2016. 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- [124] D. Ferrero, M. Gamba, A. Lanzini, and M. Santarelli, "Power-to-Gas Hydrogen: Techno-economic Assessment of Processes towards a Multi-purpose Energy Carrier," *Energy Procedia*, vol. 101, pp. 50–57, 2016. 10.1016/j.egypro.2016.11.007.
- [125] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, and S. Few, "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 52, pp. 30470–30492, 2017. 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.
- [126] M. Carmo, D. L. Fritz, J. Mergel, and D. Stolten, "A comprehensive review on PEM water electrolysis," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, no. 12, pp. 4901–4934, 2013. 10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.
- [127] A. Buttler and H. Spliethoff, "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2440–2454, 2018. 10.1016/j.rser.2017.09.003.
- [128] M. Economics, "Industrial Transformation 2050 - Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry," 2019.
- [129] L. Welder, P. Stenzel, N. Ebersbach, P. Markewitz, M. Robinius, B. Emonts, and D. Stolten, "Design and evaluation of hydrogen electricity reconversion pathways in national energy systems using spatially and temporally resolved energy system optimization," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 19, pp. 9594–9607, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.194>.

- [130] V. Dieterich, A. Buttler, A. Hanel, H. Spliethoff, and S. Fendt, "Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review," *Energy & Environmental Science*, vol. 13, no. 10, pp. 3207–3252, 2020. 10.1039/d0ee01187h.
- [131] S. Schemme, *Techno-ökonomische Bewertung von Verfahren zur Herstellung von Kraftstoffen aus H₂ und CO₂*. Thesis, RWTH Aachen, 2020.
- [132] M. Fasihi, D. Bogdanov, and C. Breyer, "Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants," *Energy Procedia*, vol. 99, pp. 243–268, 2016. 10.1016/j.egypro.2016.10.115.
- [133] S. Drünert, U. Neuling, T. Zitscher, and M. Kaltschmitt, "Power-to-Liquid fuels for aviation –Processes, resources and supply potential under German conditions," *Applied Energy*, vol. 277, 2020. 10.1016/j.apenergy.2020.115578.
- [134] S. Schemme, R. C. Samsun, R. Peters, and D. Stolten, "Power-to-fuel as a key to sustainable transport systems –An analysis of diesel fuels produced from CO₂ and renewable electricity," *Fuel*, vol. 205, pp. 198–221, 2017. 10.1016/j.fuel.2017.05.061.
- [135] A. Bloess, W.-P. Schill, and A. Zerrahn, "Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials," *Applied Energy*, vol. 212, pp. 1611–1626, 2018. 10.1016/j.apenergy.2017.12.073.
- [136] J. G. Kirkerud, T. F. Bolkesjø, and E. Trømborg, "Power-to-heat as a flexibility measure for integration of renewable energy," *Energy*, vol. 128, pp. 776–784, 2017. 10.1016/j.energy.2017.03.153.
- [137] C. Bernath, G. Deac, and F. Sensfuß, "Influence of heat pumps on renewable electricity integration: Germany in a European context," *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, 2019. 10.1016/j.esr.2019.100389.
- [138] A. Mahmoudzadeh Andwari, A. Pesiridis, S. Rajoo, R. Martinez-Botas, and V. Esfahanian, "A review of Battery Electric Vehicle technology and readiness levels," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78, pp. 414–430, 2017. 10.1016/j.rser.2017.03.138.
- [139] M. Kopp, D. Coleman, C. Stiller, K. Scheffer, J. Aichinger, and B. Scheppat, "Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 19, pp. 13311–13320, 2017. 10.1016/j.ijhydene.2016.12.145.
- [140] M. Bailera, P. Lisbona, L. M. Romeo, and S. Espatolero, "Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 292–312, 2017. 10.1016/j.rser.2016.11.130.
- [141] C. Wulf, J. Linßen, and P. Zapp, "Review of Power-to-Gas Projects in Europe," *Energy Procedia*, vol. 155, pp. 367–378, 2018. 10.1016/j.egypro.2018.11.041.
- [142] C. Wulf, P. Zapp, and A. Schreiber, "Review of Power-to-X Demonstration Projects in Europe," *Frontiers in Energy Research*, vol. 8, 2020. 10.3389/fenrg.2020.00191.
- [143] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold, and D. U. Sauer, "Technology Overview on Electricity Storage - Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity

- storage technologies,” 2012.
- [144] P. Elsner and D. U. Sauer, *Energiespeicher - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft, München: acatech –Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., 2015.
- [145] M. Sterner and I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Germany: Springer Verlag, 2017.
- [146] H. Blanco and A. Faaij, “A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1049–1086, 2018. 10.1016/j.rser.2017.07.062.
- [147] D. M. G. GmbH, “Untertage Gasspeicherung in Deutschland,” *EEK*, vol. 11, 2020. 10.19225/201101.
- [148] P. Stenzel, K. Knosala, M. Zier, J. Linssen, M. Robinius, D. Stolten, V. Gottke, M. Rosenthal, A. Velten, M. Weber, and F. Schäfer, “Energiespeicher,” *BWK*, vol. 72, 2020.
- [149] P. Stenzel, J. Linssen, M. Robinius, D. Stolten, V. Gottke, H. Teschner, A. Velten, and F. Schäfer, “Energiespeicher,” *BWK*, vol. 71, 2019.
- [150] R. A. Huggins, *Energy Storage. Fundamentals, Materials and Applications*. Springer Cham Heidelberg New York Dordrecht London: Springer International Publishing AG Switzerland, 2 ed., 2016.
- [151] C. Bussar, P. Stöcker, Z. Cai, L. Moraes Jr, D. Magnor, P. Wiernes, N. v. Bracht, A. Moser, and D. U. Sauer, “Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050—Sensitivity study,” *Journal of Energy Storage*, vol. 6, pp. 1–10, 2016. 10.1016/j.est.2016.02.004.
- [152] F. Cebulla, T. Naegler, and M. Pohl, “Electrical energy storage in highly renewable European energy systems: Capacity requirements, spatial distribution, and storage dispatch,” *Journal of Energy Storage*, vol. 14, pp. 211–223, 2017. 10.1016/j.est.2017.10.004.
- [153] M. Moser, H.-C. Gils, and G. Pivaro, “A sensitivity analysis on large-scale electrical energy storage requirements in Europe under consideration of innovative storage technologies,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 269, 2020. 10.1016/j.jclepro.2020.122261.
- [154] M. Child, D. Bogdanov, and C. Breyer, “The role of storage technologies for the transition to a 100% renewable energy system in Europe,” *Energy Procedia*, vol. 155, pp. 44–60, 2018. 10.1016/j.egypro.2018.11.067.
- [155] S. Babrowski, P. Jochem, and W. Fichtner, “Electricity storage systems in the future German energy sector,” *Computers & Operations Research*, vol. 66, pp. 228–240, 2016. 10.1016/j.cor.2015.01.014.
- [156] C. Pape, N. Gerhardt, P. Härtel, A. Scholz, R. Schwinn, T. Drees, A. Maaz, J. Sprey, C. Breuer, A. Moser, F. Sailer, S. Reuter, and T. Müller, “ROADMAP SPEICHER SPEICHERBEDARF FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN –SPEICHERALTERNATIVEN –SPEICHERANREIZ –ÜBERWINDUNG

- RECHTLICHER HEMMNISSE Endbericht." http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/14.IWES_Roadmap-Speicher/14_IWES-et al_Roadmap_Speicher_Langfassung.pdf, 2014.
- [157] O. Kruck, F. Crotogino, R. Prelicz, and T. Rudolph, "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." <http://hyunder.eu/publications/>, 2013.
- [158] D. G. Caglayan, N. Weber, H. U. Heinrichs, J. Linßen, M. Robinius, P. A. Kukla, and D. Stolten, "Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 11, pp. 6793–6805, 2020. 10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.
- [159] A. Amid, D. Mignard, and M. Wilkinson, "Seasonal storage of hydrogen in a depleted natural gas reservoir," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 12, pp. 5549–5558, 2016. 10.1016/j.ijhydene.2016.02.036.
- [160] A. Schroeder, P.-Y. Oei, A. Sander, L. Hankel, and L. C. Laurisch, "The integration of renewable energies into the German transmission grid—A scenario comparison," *Energy Policy*, vol. 61, pp. 140–150, 2013. 10.1016/j.enpol.2013.06.006.
- [161] M. Fürsch, S. Hagspiel, C. Jägemann, S. Nagl, D. Lindenberger, and E. Tröster, "The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050," *Applied Energy*, vol. 104, pp. 642–652, 2013. 10.1016/j.apenergy.2012.11.050.
- [162] M. Reuss, *Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur*. Dissertation, RWTH Aachen University, Jülich, 2019.
- [163] S. Baufumé, F. Grüger, T. Grube, D. Krieg, J. Linssen, M. Weber, J.-F. Hake, and D. Stolten, "GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure," *International journal of hydrogen energy*, vol. 38, no. 10, pp. 3813–3829, 2013.
- [164] C. W. Gellings, "The Concept of Demand-Side-Management for Electric Utilities," *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, no. 10, pp. 1468–1470, 1985.
- [165] P. Palensky and D. Dietrich, "Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 3, pp. 381–388, 2011. 10.1109/tii.2011.2158841.
- [166] P. S. Moura and A. T. de Almeida, "The role of demand-side management in the grid integration of wind power," *Applied Energy*, vol. 87, no. 8, pp. 2581–2588, 2010. 10.1016/j.apenergy.2010.03.019.
- [167] A. Aryandoust and J. Lilliestam, "The potential and usefulness of demand response to provide electricity system services," *Applied Energy*, vol. 204, pp. 749–766, 2017. 10.1016/j.apenergy.2017.07.034.
- [168] G. Strbac, "Demand side management: Benefits and challenges," *Energy Policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4419–4426, 2008. 10.1016/j.enpol.2008.09.030.
- [169] N. MacDowell, N. Florin, A. Buchard, J. Hallett, A. Galindo, G. Jackson, C. S. Adjiman, C. K. Williams, N. Shah, and P. Fennell, "An overview of CO2 capture technologies,"

- Energy & Environmental Science*, vol. 3, no. 11, 2010. 10.1039/c004106h.
- [170] P. Markewitz, W. Kuckshinrichs, W. Leitner, J. Linssen, P. Zapp, R. Bongartz, A. Schreiber, and T. E. Müller, "Worldwide innovations in the development of carbon capture technologies and the utilization of CO₂," *Energy & Environmental Science*, vol. 5, no. 6, 2012. 10.1039/c2ee03403d.
- [171] T. Wilberforce, A. Baroutaji, B. Soudan, A. H. Al-Alami, and A. G. Olabi, "Outlook of carbon capture technology and challenges," *Sci Total Environ*, vol. 657, pp. 56–72, 2019. 10.1016/j.scitotenv.2018.11.424.
- [172] M. E. Boot-Handford, J. C. Abanades, E. J. Anthony, M. J. Blunt, S. Brandani, N. Mac Dowell, J. R. Fernández, M.-C. Ferrari, R. Gross, J. P. Hallett, R. S. Haszeldine, P. Heptonstall, A. Lyngfelt, Z. Makuch, E. Mangano, R. T. J. Porter, M. Pourkashanian, G. T. Rochelle, N. Shah, J. G. Yao, and P. S. Fennell, "Carbon capture and storage update," *Energy Environ. Sci.*, vol. 7, no. 1, pp. 130–189, 2014. 10.1039/c3ee42350f.
- [173] D. Y. C. Leung, G. Caramanna, and M. M. Maroto-Valer, "An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 426–443, 2014. 10.1016/j.rser.2014.07.093.
- [174] IPCC, *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2005.
- [175] M. Aresta and A. Dibenedetto, "Utilisation of CO₂ as a chemical feedstock: opportunities and challenges," *Dalton Trans*, no. 28, pp. 2975–92, 2007. 10.1039/b700658f.
- [176] C. M. Oldenburg, "Carbon Dioxide as Cushion Gas for Natural Gas Storage," *Energy & Fuels*, vol. 17, no. 1, pp. 240–246, 2003. 10.1021/ef020162b.
- [177] R. Kikuchi, "CO₂ Recovery and Reuse in the Energy Sector, Energy Resource Development and Others: Economic and Technical Evaluation of Large-Scale Co₂ Recycling," *Energy & Environment*, vol. 14, no. 4, pp. 383–395, 2016. 10.1260/095830503322364403.
- [178] A. Antenucci and G. Sansavini, "Extensive CO₂ recycling in power systems via Power-to-Gas and network storage," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 100, pp. 33–43, 2019. 10.1016/j.rser.2018.10.020.
- [179] M. Fasihi, O. Efimova, and C. Breyer, "Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants," *Journal of Cleaner Production*, vol. 224, pp. 957–980, 2019. 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.
- [180] N. McGlashan, N. Shah, B. Caldecott, and M. Workman, "High-level techno-economic assessment of negative emissions technologies," *Process Safety and Environmental Protection*, vol. 90, no. 6, pp. 501–510, 2012. 10.1016/j.psep.2012.10.004.
- [181] M. Bui, M. Fajardy, and N. Mac Dowell, "Bio-energy with carbon capture and storage (BECCS): Opportunities for performance improvement," *Fuel*, vol. 213, pp. 164–175, 2018. 10.1016/j.fuel.2017.10.100.
- [182] T. Krüger, "Conflicts over carbon capture and storage in international climate governance," *Energy Policy*, vol. 100, pp. 58–67, 2017. 10.1016/j.enpol.2016.09.059.

- [183] S. Vögele, D. Rübhelke, P. Mayer, and W. Kuckshinrichs, "Germany's "No"to carbon capture and storage: Just a question of lacking acceptance?," *Applied Energy*, vol. 214, pp. 205–218, 2018. 10.1016/j.apenergy.2018.01.077.
- [184] J. Lilliestam, J. M. Bielicki, and A. G. Patt, "Comparing carbon capture and storage (CCS) with concentrating solar power (CSP): Potentials, costs, risks, and barriers," *Energy Policy*, vol. 47, pp. 447–455, 2012. 10.1016/j.enpol.2012.05.020.
- [185] D. Finance, IFPEN, and SINTEF, "Hydrogen4EU - Charting Pathways to Enable Net Zero." <https://www.gas.info/presse-publikationen/newsroom#/documents/hydrogen4eu-studie-411098>, 2021.
- [186] "Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz - KSgG," 2012. Zuletzt geändert durch Art. 22 G v. 10.08.2021.
- [187] Deutscher Bundestag, Parlamentsnachrichten, "Wirkung des CCS-Gesetzes." <https://www.bundestag.de/presse/hib/589186-589186>, 2019. letzter Zugriff: 28.09.2021.
- [188] Bundesnetzagentur, "Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Viertes Quartal 2020," 2021.
- [189] "Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG," 2021. Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 18. Mai 2021 (BGBl. I S. 1122) geändert worden ist.
- [190] Übertragungsnetzbetreiber, "Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 - Zweiter Entwurf," 2019.
- [191] Übertragungsnetzbetreiber, "Netzentwicklungsplan Strom 2021 - 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber." https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2012_2_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf, 2012.
- [192] "Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus." Bundesgesetzblatt Jahrgang 2015 Teil I Nr.55, ausgegeben zu Bonn am 30. Dezember 2015, 2015.
- [193] Übertragungsnetzbetreiber, "Kostenschätzungen zu Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019." www.netzentwicklungsplan.de/Zwo, 2019.
- [194] Übertragungsnetzbetreiber, "Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber," 2017.
- [195] Übertragungsnetzbetreiber, "Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 - Zweiter Entwurf," 2021.
- [196] Übertragungsnetzbetreiber, "Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 1. Entwurf." <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2025>, 2015.
- [197] R. AG, "Offshore-to-X: Grüner Strom für eine CO₂-neutrale Chemieindustrie und grünen Wasserstoff." <https://www.group.rwe/unsere-portfolio-leistungen/innovation-und-technik/projektvorhaben/offshore-to-x>, 2021. letzter Zugriff: 18.02.2022.

- [198] Bundesnetzagentur, "Genehmigung des Szenariorahmens 2021 - 2035." <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021>, 2020.
- [199] ENTSO-E, "ENTSO-E 2025, 2030, 2040 Network Development Plan 2018 - Connecting Europe: Electricity. Final version after consultation and ACER opinion - October 2019.." https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/consultation/Main%20Report/TYNDP2018_Executive%20Report.pdf, 2018.
- [200] ENTSO-E, "Ten-Year Network Development Plan 2020." https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Foropinion/TYNDP2020_Main_Report.pdf, 2021.
- [201] R. Lacal-Arántegui, A. Jaeger-Waldau, M. Vellei, B. Sigfusson, D. Magagna, M. Jakubcionis, N. Perez Fortes, S. Lazarou, J. Giuntoli, E. Weidner Ronnefeld, G. De Marco, A. Spisto, and C. Gutiérrez Moles, "ETRI 2014–Energy Technology Reference Indicator Projections for 2010–2050," 2014.
- [202] D. E. Agency, "Technology Data - Energy storage." <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>, 2020. letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [203] D. Thrän, M. Lauer, M. Dotzauer, J. Kalcher, K. Oehmichen, S. Majer, M. Millinger, and M. Jordan, "Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotenzials (TATBIO) - Endbericht," 2019.
- [204] I. Staffell and S. Pfenninger, "Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output," *Energy*, vol. 114, pp. 1224–1239, 2016. 10.1016/j.energy.2016.08.068.
- [205] I. González-Aparicio, F. Monforti, P. Volker, A. Zucker, F. Careri, T. Huld, and J. Badger, "Simulating European wind power generation applying statistical downscaling to reanalysis data," *Applied Energy*, vol. 199, pp. 155–168, 2017. 10.1016/j.apenergy.2017.04.066.
- [206] A. Cosseron, U. B. Gunturu, and C. A. Schlosser, "Characterization of the Wind Power Resource in Europe and its Intermittency," *Energy Procedia*, vol. 40, pp. 58–66, 2013. 10.1016/j.egypro.2013.08.008.
- [207] J. Bosch, I. Staffell, and A. D. Hawkes, "Temporally-explicit and spatially-resolved global onshore wind energy potentials," *Energy*, vol. 131, pp. 207–217, 2017. 10.1016/j.energy.2017.05.052.
- [208] T. Schmid, F. Jetter, and C. Konetschny, "Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan 2030 Version 2019." [https://www.ffe.de/attachments/article/909/FfE_Begleitstudie_Regionalisierung_EE-Ausbau_\(2018\).pdf](https://www.ffe.de/attachments/article/909/FfE_Begleitstudie_Regionalisierung_EE-Ausbau_(2018).pdf), 2018.
- [209] F. Kullmann, *Recycling- und Defossilisierungsmaßnahmen der Energieintensiven Industrie Deutschlands im Kontext von CO2-Reduktionsstrategien*. Dissertation, RWTH Aachen University, Jülich, 2022.
- [210] J. Bosch, I. Staffell, and A. D. Hawkes, "Temporally explicit and spatially resolved global offshore wind energy potentials," *Energy*, vol. 163, pp. 766–781, 2018. 10.1016/j.energy.2018.08.153.

- [211] S. Pfenninger and I. Staffell, "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data," *Energy*, vol. 114, pp. 1251–1265, 2016. 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [212] K. Bódis, I. Kougias, A. Jäger-Waldau, N. Taylor, and S. Szabó, "A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 114, 2019. 10.1016/j.rser.2019.109309.
- [213] B. d. Wasserkraftwerke, "Wasserkraft in Zahlen." <https://www.wasserkraft-deutschland.de/wasserkraft/wasserkraft-in-zahlen.html>, 2021.
- [214] D. Thrän, K. Bunzel, U. Seyfert, V. Zeller, M. Buchhorn, K. Müller, B. Matzdorf, N. Gaasch, and K. Klöckner, "Final Report Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials: Status quo and options for specification." https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_7.pdf, 2015.
- [215] D. Thrän, M. Bauschmann, N. Dahmen, B. Erlach, K. Heinbach, B. Hirschl, J. Hildebrand, I. Rau, S. Majer, K. Oehmichen, P. Schweizer-Ries, and C. Hennig, "Bioenergy beyond the German "Energiewende"—Assessment framework for integrated bioenergy strategies," *Biomass and Bioenergy*, vol. 142, 2020. 10.1016/j.biombioe.2020.105769.
- [216] J. Daniel-Gromke, N. Rensberg, V. Denysenko, M. Trommler, T. Reinholz, K. Völler, M. Beil, and W. Beyrich, "Anlagenbestand Biogas und Biomethan - Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland," in *DBFZ Report Nr.30*, 2017.
- [217] A. Brosowski, P. Adler, G. Erdmann, W. Stinner, D. Thrän, U. Mantau, C. Blanke, B. Mahro, T. Hering, and G. Reinholdt, "Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen - Status Quo in Deutschland," in *Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe*, 2015.
- [218] A. Brosowski, D. Thrän, U. Mantau, B. Mahro, G. Erdmann, P. Adler, W. Stinner, G. Reinholdt, T. Hering, and C. Blanke, "A review of biomass potential and current utilisation –Status quo for 93 biogenic wastes and residues in Germany," *Biomass and Bioenergy*, vol. 95, pp. 257–272, 2016. 10.1016/j.biombioe.2016.10.017.
- [219] G. Klepper and D. Thrän, "Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik: Potenziale - Technologien - Zielkonflikte," 2019.
- [220] B. Pieprzyk, P. Rojas, C. Kunz, and A. Knebel, "Metaanalyse über Perspektiven fester, flüssiger und gasförmiger Bioenergieträger." http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_Perspektiven_Bioenergietraeger_16/AEE_Metaanalyse_Bioenergie_Nov16.pdf, 2016.
- [221] D. Stolten, *Hydrogen and Fuel Cells - Fundamentals, Technologies and Applications*. Weinheim: Wiley-VCH, 2010.
- [222] A. H. Lefebvre and D. R. Ballal, *Gas Turbine Combustion - Alternative Fuels and Emissions, Third Edition*. CRC Press, 2010.
- [223] IWR, "Erste KWK-Anlage nutzt regenerativen Wasserstoff im Alltagsbetrieb." <https://www.iwr.de/news/erste-kwk-anlage-nutzt-regenerativen-wasserstoff-im-alltagsbetrieb-news35473>, 2018.
- [224] S. Bode and H.-M. Groscurth, "Kurzstudie: Die künftige Rolle von Gaskraftwerken

- in Deutschland." https://www.arrhenius.de/fileadmin/redaktion/pdf/Klima-Allianz_Studie_Gaskraftwerke_Okt2011.pdf, 2011. Letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [225] e Highway2050, "Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure." https://docs.entsoe.eu/baltic-conf/bites/www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/e_highway2050_booklet.pdf, 2015.
- [226] Fernleitungsnetzbetreiber, "Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028," 2019.
- [227] Fernleitungsnetzbetreiber, "Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030." <https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2020/>, 2021.
- [228] S. Cerniauskas, A. Jose Chavez Junco, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, "Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 21, pp. 12095–12107, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.121>.
- [229] 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*, vol. 158, pp. 3339–3345, 2019. 10.1016/j.egypro.2019.01.966.
- [230] 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*, vol. 251, 2019. 10.1016/j.apenergy.2019.113377.
- [231] J. Mischners, H. Fasold, and J. Heymer, *Systemplanerische Grundlagen der Gasversorgung*. Deutscher Industrie-Verlag, 2015.
- [232] P. R. Schmidt, W. Zittel, W. Weindorf, and T. Raksha, "Renewables in Transport 2050 - Empowering a sustainable mobility future with zero emission fuels from renewable electricity - Europe and Germany," 2016.
- [233] A. Verkehrswende, A. Energiewende, and F. Economics, "Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe." https://www.agora-energiwende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost-Studie_WEB.pdf, 2018.
- [234] T. Barchmann, E. Mauky, M. Dotzauer, M. Stur, S. Weinrich, H. F. Jacobi, J. Liebetrau, and M. Nelles, "Expanding the flexibility of biogas plants - substrate management, schedule synthesis and economic assessment," *Landtechnik*, vol. 71, no. 6, pp. 233–251, 2016. 10.1515/lt.2016.3146.
- [235] F. N. R. e. (FNR), "Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung." http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Leitfaden_Biogas_web_V01.pdf, 2016.
- [236] D. E. Agency, "Technology Data Renewable Fuels." <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-renewable-fuels>, 2021. letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [237] P. Adler, E. Billig, A. Brosowski, J. Daniel-Gromke, I. Falke, E. Fischer, J. Grope, U. Holzhammer, J. Postel, J. Schnutenhaus, K. Stecher, G. Szomszed, M. Trommler, and W. Urban, *Leitfaden Biogasaufbereitung und -Einspeisung*. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 5., vollständig überarbeitete auflage ed., 2014.
- [238] S. Klinski, F. Hofmann, A. Plättner, S. Lulies, F. Scholwin, K. Diesel, W. Urban, and F. Burmeister, "Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz."

- biomasse.ch/images/2006_FNR_Einspeisung_biogas.pdf, 2006.
- [239] F. Bauer, T. Persson, C. Hulteberg, and D. Tamm, "Biogas upgrading - technology overview, comparison and perspectives for the future," *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, vol. 7, no. 5, pp. 499–511, 2013. 10.1002/bbb.1423.
- [240] A. Petersson and A. Wellinger, "Biogas upgrading technologies - developments and innovations," 2009.
- [241] A. Möller and C. Niehörster, "Optimierung des Gasbezugs durch Röhrenspeicher," *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, vol. 6, 2003.
- [242] U. Kühn, "Safe and cost-effective pipe storage facility in Bocholt (Germany); Sichere und wirtschaftliche Erdgas-Optimierungsleitung in Bocholt," *3R International. Rohre. Rohrleitungsbau. Rohrleitungssysteme*, vol. 47, no. 11, 2008.
- [243] A. E. u. A. M. Consulting, "No-regret hydrogen: Charting early steps for H2 infrastructure in Europe," 2021.
- [244] 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*, vol. 200, pp. 290–302, 2017.
- [245] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, "A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany," *Applied Energy*, vol. 247, pp. 438–453, 2019.
- [246] M. Reuß, P. Dimos, A. Léon, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, "Hydrogen Road Transport Analysis in the Energy System: A Case Study for Germany through 2050," *Energies*, vol. 14, no. 11, 2021. 10.3390/en14113166.
- [247] D. Energie, "Potenzialbeschreibung Wasserstofftransport über das Schienennetz." <https://blog.lea-hessen.de/wp-content/uploads/2020/08/Potenzialbeschreibung-Wasserstofftransport-%C3%BCber-das-Schienennetz.pdf>, 2020.
- [248] D. Teichmann, W. Arlt, and P. Wasserscheid, "Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, no. 23, pp. 18118–18132, 2012. 10.1016/j.ijhydene.2012.08.066.
- [249] BGR, "Klimabilanz von Erdgas - Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland," 2020.
- [250] X. Li, X. Ma, J. Zhang, E. Akiyama, Y. Wang, and X. Song, "Review of Hydrogen Embrittlement in Metals: Hydrogen Diffusion, Hydrogen Characterization, Hydrogen Embrittlement Mechanism and Prevention," *Acta Metallurgica Sinica (English Letters)*, vol. 33, no. 6, pp. 759–773, 2020. 10.1007/s40195-020-01039-7.
- [251] A. Wang, K. Van der Leun, D. Peters, and M. Buseman, "European Hydrogen Backbone - How a Dedicated Hydrogen Infrastructure can be created," 2020.
- [252] J. Jens, A. Wang, K. van der Leun, D. Peters, and M. Buseman, "Extending the European Hydrogen Backbone - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries," 2021.

- [253] O. Huising and A. Krom, "H₂ in an existing natural gas pipeline," *13th International Pipeline Conference*, 2020.
- [254] A. Witkowski, A. Rusin, M. Majkut, and K. Stolecka, "Analysis of compression and transport of the methane/hydrogen mixture in existing natural gas pipelines," *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 166, pp. 24–34, 2018. 10.1016/j.ijpvp.2018.08.002.
- [255] T. Blacharski, P. Janusz, M. Kaliski, and Ł. Zabrzkeski, "The effect of hydrogen transported through gas pipelines on the performance of natural gas grid," *AGH Drilling, Oil, Gas*, vol. 33, no. 2, 2016. 10.7494/dri11.2016.33.2.515.
- [256] S. Timmerberg and M. Kaltschmitt, "Hydrogen from renewables: Supply from North Africa to Central Europe as blend in existing pipelines –Potentials and costs," *Applied Energy*, vol. 237, pp. 795–809, 2019. 10.1016/j.apenergy.2019.01.030.
- [257] T. An, S. Zheng, H. Peng, X. Wen, L. Chen, and L. Zhang, "Synergistic action of hydrogen and stress concentration on the fatigue properties of X80 pipeline steel," *Materials Science and Engineering: A*, vol. 700, pp. 321–330, 2017. 10.1016/j.msea.2017.06.029.
- [258] B. Meng, C. Gu, L. Zhang, C. Zhou, X. Li, Y. Zhao, J. Zheng, X. Chen, and Y. Han, "Hydrogen effects on X80 pipeline steel in high-pressure natural gas/hydrogen mixtures," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 11, pp. 7404–7412, 2017. 10.1016/j.ijhydene.2016.05.145.
- [259] J. Michalski, U. Büniger, F. Crotofino, S. Donadei, G.-S. Schneider, T. Pregger, K.-K. Cao, and D. Heide, "Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German energy transition," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 19, pp. 13427–13443, 2017. 10.1016/j.ijhydene.2017.02.102.
- [260] S. M. Saba, M. Müller, M. Robinius, and D. Stolten, "The investment costs of electrolysis –A comparison of cost studies from the past 30 years," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 3, pp. 1209–1223, 2018. 10.1016/j.ijhydene.2017.11.115.
- [261] G. Glenk and S. Reichelstein, "Economics of converting renewable power to hydrogen," *Nature Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 216–222, 2019. 10.1038/s41560-019-0326-1.
- [262] IEA, "The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities." <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>, 2019.
- [263] P.-M. Heuser, D. S. Ryberg, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, "Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO₂ free hydrogen," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 25, pp. 12733–12747, 2019. 10.1016/j.ijhydene.2018.12.156.
- [264] P.-M. Heuser, T. Grube, H. Heinrichs, M. Robinius, and D. Stolten, "Worldwide Hydrogen Provision Scheme Based on Renewable Energy," *Preprints*, vol. 2020020100, 2020.
- [265] RWE, "RWE Supply & Trading prüft Import von Wasserstoff über LNG-Terminals - H₂ Brunsbüttel." <https://www.group.rwe/unser-portfolio-leistungen/innovation-und-technik/wasserstoff/h2-brunsbuettel>, 2020.

- [266] BMBF, "Potenzialatlas Wasserstoff - Woher soll der Grüne Wasserstoff kommen?." <https://www.bmbf.de/de/woher-soll-der-gruene-wasserstoff-kommen-11766.html>, 2021. Letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [267] BDEW, "Wie heizt Deutschland? - Studie zum Heizungsmarkt." <https://www.bdew.de/energie/studie-wie-heizt-deutschland/>, 2019. Letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [268] BDEW, "Energy Market Germany." <https://www.bdew.de/energie/bdew-veroeffentlicht-energiemarkt-deutschland-2019/>, 2019. Letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [269] AGFW, "AGFW - Hauptbericht 2019." <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/>, 2020. letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [270] AGFW, "Perspektive der Fernwärme - Maßnahmenprogramm 2030: Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik." <https://www.agfw.de/strategien-der-waermewende/perspektive-der-fw-7070-4040/>, 2020.
- [271] F. St.Pölten, "Technische Details zum Bau der längsten Fernwärmeleitung Österreichs." <https://www.fernwaerme-stp.at/fernwaerme/technische-details/>, 2021. Letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [272] B. Düsseldorf, "Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr: Planfeststellungsbeschluss liegt aus." http://www.brd.nrw.de/presse/pressemitteilungen/2019/11November/097_2019_Fernwaerme.html, 2019.
- [273] A. Lake, B. Rezaie, and S. Beyerlein, "Review of district heating and cooling systems for a sustainable future," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 417–425, 2017. 10.1016/j.rser.2016.09.061.
- [274] S. Werner, "International review of district heating and cooling," *Energy*, vol. 137, pp. 617–631, 2017. 10.1016/j.energy.2017.04.045.
- [275] T. Nussbaumer, S. Thalmann, A. Jennis, and J. Ködel, "Planungshandbuch Fernwärme." http://www.verenum.ch/Dokumente/PLH-FW_V1.2.pdf, 2018.
- [276] AGFW, "Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung." <https://www.agfw.de/strategien-der-waermewende/perspektive-der-fw-7070-4040/>, 2020. letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [277] H. Fang, J. Xia, K. Zhu, Y. Su, and Y. Jiang, "Industrial waste heat utilization for low temperature district heating," *Energy Policy*, vol. 62, pp. 236–246, 2013. 10.1016/j.enpol.2013.06.104.
- [278] M. Wahlroos, M. Pärssinen, J. Manner, and S. Syri, "Utilizing data center waste heat in district heating –Impacts on energy efficiency and prospects for low-temperature district heating networks," *Energy*, vol. 140, pp. 1228–1238, 2017. 10.1016/j.energy.2017.08.078.
- [279] H. Lund, P. A. Østergaard, M. Chang, S. Werner, S. Svendsen, P. Sorknæs, J. E. Thorsen, F. Hvelplund, B. O. G. Mortensen, B. V. Mathiesen, C. Bojesen, N. Duic, X. Zhang, and B. Möller, "The status of 4th generation district heating: Research and results," *Energy*, vol. 164, pp. 147–159, 2018. 10.1016/j.energy.2018.08.206.
- [280] H. Averfalk and S. Werner, "Essential improvements in future district heating systems," *Energy Procedia*, vol. 116, pp. 217–225, 2017. 10.1016/j.egypro.2017.05.069.

- [281] H. Lund, B. Möller, B. V. Mathiesen, and A. Dyrelund, "The role of district heating in future renewable energy systems," *Energy*, vol. 35, no. 3, pp. 1381–1390, 2010. 10.1016/j.energy.2009.11.023.
- [282] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, S. Werner, B. Möller, U. Persson, T. Boermans, D. Trier, P. A. Østergaard, and S. Nielsen, "Heat Roadmap Europe: Combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system," *Energy Policy*, vol. 65, pp. 475–489, 2014. 10.1016/j.enpol.2013.10.035.
- [283] U. Persson and S. Werner, "Heat distribution and the future competitiveness of district heating," *Applied Energy*, vol. 88, no. 3, pp. 568–576, 2011. 10.1016/j.apenergy.2010.09.020.
- [284] J. M. Weinand, M. Kleinebrahm, R. McKenna, K. Mainzer, and W. Fichtner, "Developing a combinatorial optimisation approach to design district heating networks based on deep geothermal energy," *Applied Energy*, vol. 251, 2019. 10.1016/j.apenergy.2019.113367.
- [285] H.-M. Henning and A. 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*, vol. 30, pp. 1003–1018, 2014. 10.1016/j.rser.2013.09.012.
- [286] A. Palzer and H.-M. Henning, "A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies –Part II: Results," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 1019–1034, 2014. 10.1016/j.rser.2013.11.032.
- [287] EVN, "Inbetriebnahme der längsten Fernwärme-Transportleitung Österreichs." <https://www.evn.at/EVN-Group/Medien/Importiere-Meldungen/Inbetriebnahme-der-langsten-Fernwarme-Transportlei.aspx>, 2009.
- [288] S. Pezzutto, S. Zambotti, S. Croce, P. Zambelli, G. Garegnani, C. Scaramuzzino, R. P. Pascuas, F. Haas, D. Exner, E. Lucchi, N. D. Valle, A. Zubaryeva, A. Müller, M. Hartner, T. Fleiter, A.-L. Klingler, M. Kühnbach, P. Manz, S. Marwitz, M. Rehfeldt, J. Steinbach, and E. Popovski, "Hotmaps: D2.3 WP2 Report - Open Data Set for the EU28." https://www.hotmaps-project.eu/wp-content/uploads/2018/03/D2.3-Hotmaps_for-upload_revised-final_.pdf, 2019.
- [289] R. Grosse, B. Christopher, W. Stefan, G. R., and S. Robbi, "Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU," 2017.
- [290] P. Pressemitteilung, "Oberirdischer Wärmespeicher ist ab sofort am Netz." <https://www.potsdam.de/34-oberirdischer-waermespeicher-ist-ab-sofort-am-netz>, 2016. Letzter Zugriff: 18.02.2022.
- [291] D. E. Agency, "Technology Data - Generation of Electricity and District heating." <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>, 2020. letzter Zugriff: 18.02.2022.

Band / Volume 591

Optimizing Cross-linked Infrastructure for Future Energy Systems

L. Welder (2022), xxiii, 360 pp

ISBN: 978-3-95806-659-5

Band / Volume 592

Evaluation von Reaktorkonzepten für die CO₂-basierte Methanolsynthese aus Wasserstoff und Kohlendioxid mithilfe von CFD-Simulationen

S. Weiske (2022), x, 369 pp

ISBN: 978-3-95806-661-8

Band / Volume 593

Spectral Induced Polarization of Biochar in Soil

Z. Gao (2022), XXVI, 155 pp

ISBN: 978-3-95806-662-5

Band / Volume 594

Eignung von nickelhaltigen Katalysatorsystemen in sauren Medien zur Nutzung im Betrieb von Brennstoffzellen

A. Karaca (2022), iv, 249 pp

ISBN: 978-3-95806-663-2

Band / Volume 595

Seasonal Comparison of the Chemical Composition and Source Apportionment of Aerosols during the Year-Long JULIAC Campaign

L. Liu (2022), VIII, 189 pp

ISBN: 978-3-95806-668-7

Band / Volume 596

Nanoscale Understanding and Control of Metal Exsolution in Perovskite Oxides

M. L. Weber (2022), ix, 160 pp

ISBN: 978-3-95806-669-4

Band / Volume 597

Nanostructures of Transition Metal Sulfides for Anion Exchange Membrane Water Electrolysis

L. Xia (2022), 161 pp

ISBN: 978-3-95806-670-0

Band / Volume 598

Recycling- und Defossilisierungsmaßnahmen der Energieintensiven Industrie Deutschlands im Kontext von CO₂-Reduktionsstrategien

F. Kullmann (2022), XII, 237 pp

ISBN: 978-3-95806-672-4

Band / Volume 599

IEK-14 Report 2022

Research contributions for the energy transition and structural change in the Rhineland

B. Emonts (Ed.) (2022), 83 pp

ISBN: 978-3-95806-676-2

Band / Volume 600

Development of Glass-based Sealants for the Joining of Oxygen Transport Membranes

X. Li (2022), IV, 159 pp

ISBN: 978-3-95806-677-9

Band / Volume 601

High-resolution imaging of transport processes with GPR full-waveform inversion

P. Haruzi (2022), iv, 173 pp

ISBN: 978-3-95806-678-6

Band / Volume 602

Synthesis of optimized cathode materials for all-solid-state lithium batteries

C. Roitzheim (2022), xv, 221 pp

ISBN: 978-3-95806-679-3

Band / Volume 603

Development of components based on Ti₂AlC/fiber composites for aggressive environmental conditions

S. Badie (2023), x, 161 pp

ISBN: 978-3-95806-680-9

Band / Volume 604

Multiregionales Energiesystemmodell mit Fokus auf Infrastrukturen

T. M. Groß (2023), xix, 235 pp

ISBN: 978-3-95806-681-6

Weitere **Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich** unter
<http://www.zb1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp>

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 604
ISBN 978-3-95806-681-6

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

