



GREENVEGaS

GESAMTSYSTEMANALYSE DER SEKTORENKOPPLUNG

Abschlussbericht Erstellt durch die Verbundpartner

Version 1.1

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Förderzeitraum: 01.09.2020 – 29.02.2024

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Autorenschaft

Förderkennzeichen	Verbundpartner	Autoren
03EI1009A	Technische Universität Dortmund - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie ³)	Milijana Teodosic, Dennis Schmid, Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
03EI1009C	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH	Nils Namockel, Jakob Junkermann
03EI1009D	Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.	Annika Heyer, Otto Feltges, Philipp Huisman, Jörn Benthin, Prof. Dr.-Ing. Christoph Wieland

Abkürzungen und Adressliste der Verbundpartner

Abkürzung	Verbundpartner
<i>EWI</i>	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH Alte Wagenfabrik, Vogelsanger Str. 321a, 50827 Köln
<i>GW</i>	Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. Hafenstraße 101, 45356 Essen
<i>TUDO</i>	TU Dortmund Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft Emil-Figge-Straße 70, 44221 Dortmund

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort des Konsortialführers.....	4
2	Überblick über das Forschungsprojekt	4
2.1	Aufgabenstellung	4
2.2	Voraussetzungen	5
2.3	Planung und Ablauf	9
2.4	Stand von Wissenschaft und Technik.....	9
3	Eingehende Darstellung des Forschungsprojekts	11
3.1	AP2: Weiterentwicklung der Kernmodelle zur Abbildung der Sektorenkopplung ..	11
3.1.1	Marktmodell DIMENSION.....	11
3.1.2	Stromnetze	20
3.1.3	Gas- und Fernwärmenetze.....	28
3.2	AP3: Ausgestaltung der Schnittstellen für eine ganzheitliche Systemanalyse ..	43
3.3	AP1: Randbedingungen und Szenariodefinition	44
3.3.1	Wärmebedarfe	44
3.3.2	Übergeordnete Parameter	45
3.3.3	Szenariodefinition	46
3.3.4	Ergebnisse der Modellierung	48
3.4	AP4: Iterative sektorenübergreifende Gesamtsystemanalyse	56
3.4.1	Exemplarische Ergebnisse der Infrastrukturmodelle	56
3.4.2	Methode zur Bestimmung der Kostenfaktoren.....	67
3.4.3	Ergebnisse der Infrastrukturkosten	69
3.4.4	Berücksichtigung der Infrastrukturkosten im Energiesystemmodell.....	73
3.4.5	Gesamtergebnis mit Infrastrukturkosten	74
3.5	Fazit	81
3.5.1	Zusammenfassung der Forschungsarbeiten	81
3.5.2	Zusammenfassung der Ergebnisse	82
3.5.3	Ausblick.....	83
4	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises.....	86
5	Literaturverzeichnis	86

1 Vorwort des Konsortialführers

Im Rahmen des Forschungsprojektes „*GreenVEgaS – Gesamtsystemanalyse der Sektorenkopplung*“ wurde vom Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie3) der TU Dortmund, dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) und dem Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) das Energieversorgungssystem aus volkswirtschaftlicher Perspektive unter Berücksichtigung der technischen Erzeugungs- und der erforderlichen Netzinfrastruktur ganzheitlich untersucht. Dabei liegt ein besonderer Fokus auf der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Zur Identifikation der technischen Randbedingungen der spezifischen Netzinfrastrukturen wurden detaillierte Modelle der Verbundpartner weiterentwickelt und gekoppelt, um das gesamte Energiesystem in einer iterativen sektorenübergreifenden Werkzeugkette abbilden zu können. In diesem Rahmen wurden verschiedene energiewirtschaftliche Zukunftsszenarien im Hinblick auf ihre Auswirkungen auf die Sektoren untersucht und Kostenfaktoren bestimmt, um eine optimale Erzeugungs- und Netzinfrastruktur zu bestimmen.

2 Überblick über das Forschungsprojekt

2.1 Aufgabenstellung

Das Verbundvorhaben GreenVEgaS fokussiert thematisch das Forschungsfeld der integrierten interdisziplinären sektorenübergreifenden Energiesystemanalyse. Daher wurde im Rahmen von GreenVEgaS ein mehrstufiges Optimierungsverfahren zur volkswirtschaftlichen Bewertung der sektorenübergreifenden Energieinfrastruktur und -erzeugung entwickelt. Das entwickelte Optimierungsverfahren ist darauf ausgerichtet folgende Fragestellungen zu adressieren:

- Wie verändert sich die regionale und zeitliche Struktur der Versorgungs- und Transportaufgabe für das elektrische Übertragungsnetz durch unterschiedliche Ausprägungen der Sektorenkopplung und welcher Netzausbaubedarf resultiert daraus?
- Welchen Einfluss hat die netzdienliche Nutzung von sektorenkoppelnden Anlagen im Verteilnetz auf die Ergebnisse der Strommarktsimulation? Welche Auswirkungen resultieren im Hinblick auf einen volkswirtschaftlich optimalen Netzausbau im Verteilnetz?
- Wie verändert sich die regionale gas- und wärmeseitige Infrastruktur durch unterschiedliche gesamtsystemische Annahmen?
- Welchen Einfluss haben städtebauliche Strukturen und regionale Gegebenheiten einerseits, und die Energieträgerverfügbarkeit auf den übergeordneten Netzebenen andererseits, auf die geografische Verteilung von Wärmeerzeugungstechnologien im Verteilnetz? Welche Auswirkungen ergeben sich für die benötigte Verteilnetzinfrastruktur?
- Inwiefern beeinflusst die Berücksichtigung von Infrastrukturkosten die Auslegung der Energiesysteme?

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wurden die von den Verbundpartnern bestehenden Modellumgebungen weiterentwickelt und insbesondere um Schnittstellentechnologien der Sektorenkopplung erweitert. Dafür wird am ie³ auf ein bestehendes Modell zur Energiesystemanalyse zurückgegriffen. Die Arbeiten des EWI bauen auf dem Strommarktmodell DIMENSION auf. Am GWI wird unter Verwendung des EStaTe-Modells und weiterer Vorarbeiten aus vorherigen Forschungsprojekten das Modell zur Abbildung der Gas- und Wärmeinfrastruktur entwickelt.

2.2 Voraussetzungen

Aufgrund der unterschiedlichen Fachkenntnisse von EWI, ie³ und GWI, bietet sich eine Kooperation dieser drei Forschungsinstitute zur Untersuchung der oben skizzierten Fragestellungen an. Das EWI modelliert das integrierte Energiesystem und ermittelt kosteneffiziente Entwicklungspfade innerhalb der Sektoren Strom, Power-to-X, Wärme und Verkehr. Das ie³ und GWI verfügen hingegen über Modelle zur Darstellung der Strom- bzw. Wärme- und Gasinfrastruktur und sind in der Lage, den Netzinfrastrukturausbau sowie die resultierenden Kosten zu bestimmen. Die Kopplung dieser Modelle ermöglicht somit die Bestimmung der optimalen Erzeugungs- und Netzinfrastruktur.

Bei der Bearbeitung von GreenVEgaS konnten alle drei Projektpartner auf eine langjährige Erfahrung in relevanten Themengebieten zurückgreifen, wie im Folgenden ausgeführt wird. Das ie³ verfügt über umfangreiche Erfahrungen in der technischen und wirtschaftlichen Netzplanung für Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze sowie der Simulation europäischer Elektrizitätsmärkte. Neben der Grundlagenforschung im Bereich der Modellierung von Energieversorgungssystemen im Hinblick auf die Planung und Betriebsführung werden auch systemtechnische Fragestellungen zur Integration dezentraler Energieumwandlungsanlagen bearbeitet. Das Institut verfügt des Weiteren über genaue Kenntnisse der europäischen Übertragungs- und deutschen Verteilungsnetze. Diese werden kontinuierlich in verschiedenen Projekten aus dem Bereich der Netzberechnung und Ausbauplanung vertieft. Insbesondere sind Modelle des deutschen Übertragungsnetzes und der angrenzenden Nachbarn sowie typische Verteilnetze aus öffentlichen Quellen verfügbar. Die zugehörigen Einspeiseszenarien bis 2050 sowie eine Energiemarktsimulation sind ebenfalls Teil der verfügbaren Modellierung.

Das ie³ führt Studien und Projekte zur Ausbauplanung und Netzentwicklung durch. Zu nennen sind insbesondere:

- **Begleitung Netzentwicklungsplan 2025 / NEMO V (2016) & 2030 / NEMO VI (2017) & 2037/2045 / NEMO IX (2023):** In diesen Studien wird in gutachterlicher Funktion die Bundesnetzagentur bei der Überprüfung des Netzentwicklungsplans unterstützt, in welchem die Übertragungsnetzbetreiber das Vorgehen und die Ergebnisse ihrer Netzausbauplanung offenlegen.
- **Agent.GridPlan (2016 - 2019):** Die Simulationsumgebung aus dem Vorgängerprojekt zur Generierung von Zeitreihen im Verteilnetz wurde hinsichtlich Stabilität und Performanz grundsätzlich überarbeitet. Diese Eigenschaften wurden im Rahmen einer Co-Simulation mit einem genetischen Algorithmus eines Projektpartners zur Netzausbauplanung erfolgreich erprobt.
- **DESIGNETZ (2017 - 2021):** Im Rahmen dieses Projektes nutzt das ie³ die Verteilnetzsimulationsumgebung SIMONA zur Simulation des Verteilnetzbetriebes im Jahr 2035 im so ge-

nannten System-Cockpit. Dabei wird der system- und netzdienliche Einsatz von Flexibilitätsoptionen real erprobt. Dazu werden Demonstrationsanlagen (bspw. KWK-Anlagen, Elektrodenkessel, Batteriespeicher) in ein simuliertes Netz integriert und über eine im Projekt errichtete IKT-Infrastruktur abgerufen.

- **KonVeEn (Kongruente Modellumgebung zur Analyse der Folgen der Verkehrswende für Elektrizitätsmärkte und –netze, 2018 - 2022):** Das Ziel des Projekts ist die Erforschung wissenschaftlicher Methoden und Modelle zur Abbildung der durch die Verkehrswende bedingten Folgen für den Stromsektor. Dafür wird aus dem Kongruenzbereich der Energietechnik und Verkehrslogistik eine Modellumgebung zur adäquaten Abbildung des Einflusses der Verkehrswende auf den Stromsektor entwickelt.
- **MODEX-Net (Modellvergleich von Stromnetzmodellen im europäischen Kontext, 2019 - 2022):** Das Ziel des Forschungsprojekts ist ein Vergleich von bestehenden Übertragungsnetzmodellen im europäischen Kontext. Anhand von Modellexperimenten sollen die methodischen und datenseitigen Unterschiede der beteiligten Übertragungsnetzmodelle systematisch identifiziert und analysiert werden. Besonderes Augenmerk wird hierbei auch auf die Rolle von Flexibilitäten auf Angebots- und Nachfrageseite gelegt.
- **NEQ (Nachhaltige Energiesysteme im Quartier, 2019 - 2022):** Das Forschungskolleg hat zum Ziel, technische, wirtschaftliche und soziale Steuerungsmodelle zur Steigerung der Energieeffizienz im Quartier zu entwickeln. Seitens des ie3 wurden verschiedene Entwicklungspfade der Wärme-wende modelliert und unter Berücksichtigung sozialer Aspekte mit der europäischen Markt- und Netzsimulationsumgebung gekoppelt.
- **MAPSEN (Methoden und Analysen für die Auswirkung von dezentralen Prosumer- und Speichergeschäftsmodellen auf Erzeugung und Netz im deutschen Stromsystem, 2020 - 2023):** In diesem Projekt wird der Einfluss von Prosumer Geschäftsmodellen auf das deutsche Energiesystem untersucht. Konkret werden verschiedene Betriebsstrategien von Heimspeichern modelliert und im Rahmen der sektorgekoppelten Marktsimulation optimiert.

Das EWI führt Studien und Projekte zur Energiesystemplanung und -analyse durch. Zu nennen sind insbesondere:

- **VI – Strom zu Gas und Wärme (2018 – 2022):** Das künftige Energieversorgungssystem muss flexibler ausgestaltet werden. Denn die Energiewende und der Ausbau der erneuerbaren Energien führen mittelfristig dazu, dass das zeitliche und örtliche Stromangebot nicht immer mit der Nachfrage übereinstimmt. Wie können also optimale Energiespeicher und Flexibilitätsoptionen in einem integrierten Strom-, Gas- und Wärme-System aussehen? Das Projekt „Kompetenz-Zentrum Virtuelles Institut – Strom zu Gas und Wärme“ ist ein Folgeprojekt des „Virtuellen Instituts – Strom zu Gas und Wärme“. Das Kompetenz-Zentrum ist in zwei Teilprojekte gegliedert: Die techno-, sozioökonomische und ökologische Systemanalyse sowie die experimentelle Forschungsinfrastruktur.
- **ENSURE – Kopernikus-Projekt (2020 – 2023):** Das Forschungsprojekt ENSURE ist in die Förderinitiative „Kopernikus-Projekte für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Bildung und Forschung eingebettet. Es geht um die Herausforderungen, die die Energiewende für die Infrastruktur – also vor allem das Stromnetz – bedeutet.
- **dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität (2021):** Das EWI untersucht im Rahmen der „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“, wie Klimaneutralität in Deutschland bis zum Jahr 2045 erreicht werden könnte.
- **Auswirkungen des Koalitionsvertrags auf den Stromsektor 2030 (2021):** Die Parteien der zukünftigen Ampelkoalition aus SPD, Bündnis 90/die Grünen und FDP haben am 24.11.2021 ihren Koalitionsvertrag für die Legislaturperiode 2021-2025 vorgelegt. Das Dokument mit

dem Titel „Mehr Fortschritt wagen – Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit“ beinhaltet unter anderem neue Zielvorgaben und Maßnahmen zu angestrebten Entwicklungen im deutschen Energie- und Stromsystem. In der vorliegenden Analyse werden die zentralen Ziele des Koalitionsvertrags analysiert und die angestrebten Entwicklungen im deutschen Stromsystem mittels Modellrechnungen eingeordnet. In einem ersten Schritt werden dazu die quantifizierbaren Ziele des Vertrags für das Jahr 2030 identifiziert und Implikationen für das deutsche Energie- und Stromsystem diskutiert.

- **Implikationen des geplanten Zubaus erneuerbarer Energien gemäß Osterpaket und EEG 2023 (2021):** Die Bundesregierung erwartet eine Bruttostromnachfrage von 750 TWh im Jahr 2030. Davon sollen mindestens 80 Prozent aus erneuerbaren Energien stammen. Dafür müssen die Erzeugungskapazitäten deutlich stärker ausgebaut werden als in der Vergangenheit. Gemäß dem geplanten Bruttozubau müssten ab dem Jahr 2024 Ausbauquoten erfüllt werden, welche für Photovoltaik und Wind Onshore deutlich über den historischen Höchstwerten liegen. Die EWI-Analyse zeigt, dass hierfür die Errichtung von 5,8 Windenergieanlagen pro Tag bis 2030 notwendig wäre.
- **Gasverstromung im Winter 2022/2023 (2022):** Der Einsatz von Erdgas zur Verstromung in diesem Winter hängt von der Verfügbarkeit anderer Kraftwerkstechnologien ab. Wie groß dieser Einfluss sein könnte, untersucht das EWI in dieser Analyse. Dabei wird der europaweite Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung geringerer Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke, zusätzlicher Kohlekapazität in Deutschland sowie einem Streckbetrieb deutscher Kernkraftwerke bis April 2023 simuliert. Zusätzlich wird die Relevanz von Importen im deutschen Strommarkt ausgewiesen.
- **Analyse der Versorgungssicherheit bis 2030 (2022):** Ein Rückbau steuerbarer Leistung sowie eine steigende Nachfrage können sich negativ auf die Versorgungssicherheit mit Strom auswirken, insbesondere in Extremwettersituationen mit geringerer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien. Dem kann durch zusätzliche Importe sowie einem beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien, vor allem in Verbindung mit zusätzlichen Speicherkapazitäten, entgegengewirkt werden. Diese Analyse des EWI untersucht die Auswirkungen dieser Einflussfaktoren auf die Versorgungssicherheit in Deutschland in den Jahren 2025 bis 2030 anhand eines Strommarktmodells in Verbindung mit Daten zu historischen Extremwettersituationen.
- **Investitionen der Energiewende bis 2030 (2023):** In der Analyse „Investitionen der Energiewende bis 2030 – Ermittlung des Investitionsbedarfes im Verkehrs-, Gebäude- und Stromsektor und ökonomische Einordnung“ errechnet das EWI den Investitionsbedarf der Energiewende für den Zeitraum 2023 bis 2030. Analysiert werden die Sektoren Verkehr, Gebäude (nach KSG-Bilanzierung) und Stromversorgung anhand eines klimaneutralen Szenarios und politischen Zielsetzungen. Dieser Investitionsbedarf wird anhand gesamtwirtschaftlicher Größen eingeordnet und Herausforderungen für die Umsetzungen diskutiert.
- **Preiseffekte einer deutschen Gebotszonenteilung (2023):** Das Gutachten, das in Zusammenarbeit mit THEMA erstellt wurde, untersucht die Auswirkungen möglicher Teilungen der deutschen Gebotszonen auf die Strompreise in Deutschland und in den angrenzenden Ländern. Zudem betrachtet es eine Reihe anderer relevanter Kennzahlen, wie beispielsweise Marktwerte der erneuerbare Energieerzeugung oder Redispatch-Volumina.
- **Resilienz im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft (2024):** In der Analyse „Resilienz im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft“ betrachtet ein Team des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) die derzeit in Deutschland vorhandenen Speicherkapazitäten pro Energieträger und ermittelt auf dieser Basis die Importresilienz des Energiesystems. Unter Annahme eines gleichbleibenden Resilienzniveaus werden anhand

der dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ die benötigten Speicherkapazitäten im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft berechnet.

Das GWI führt Studien und Projekte zur operativen Energiesystemanalyse sowie zur Entwicklung der Wärme- und Gasnetzinfrastruktur durch. Zu nennen sind insbesondere:

- **IntegraNet (Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze, 2016-2019):** In diesem Projekt wurden Konzepte und Modelle zur dynamischen Simulation der Energienetze (Strom, Gas, Wärme) entwickelt. Dazu wurden unterschiedliche Siedlungstypologien in Deutschland identifiziert und in Modellen abgebildet und untersucht.
- **IntegraNet II (Kontextbezogene Potenzialanalysen, Einbindung der IKT-Ebene und Untersuchung erweiterter Fragestellungen bei der integrierten Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen, 2019-2023):** Im Folgeprojekt zum Projekt IntegraNet stand die Bewertung des Einsatzes von Sektorenkopplung in unterschiedlichen Regionen, Netzebenen und Verbraucherstrukturen im Fokus. Untersucht wurden die Interaktionen zwischen verschiedenen Gebieten und Regionen mit Hilfe eines zellularen Ansatzes.
- **DESIGNETZ (2017 - 2021):** Das Teilvorhaben des GWI im Rahmen dieses Verbundprojektes dient u.a. der Charakterisierung, Analyse und Bewertung der Flexibilitätsoptionen von mehr als 20 Demonstrator-Anlagen. Darüber hinaus werden durch vergleichende wissenschaftliche Betrachtung der Technologien Basisdaten für die übergeordnete Systemanalyse des Gesamtprojektes geschaffen und Handlungsempfehlungen für Politik und Wirtschaft entwickelt.
- **MEO (Modellexperimente in der operativen Energiesystemanalyse, 2019-2021):** In dem MO-DEX-Vorhaben werden die Ergebnisse von Quartiersimulationen für Strom- und Gasnetze mit unterschiedlichen Modellen und Modellbibliotheken verglichen. Es wurden Quartiers- und Einzelsystemsimulationen mit der TransiEnt-Bibliothek in der Simulationsumgebung Dymola durchgeführt, die Ergebnisse validiert und die Stärken und Schwächen der teilnehmenden Modelle herausgearbeitet.
- **Smart District 2 (2019-2021):** Entwicklung einer Methodik zur Analyse der energetischen Quartiersversorgung (Bestands- und Potenzialanalyse, Szenarienentwicklung). Entwicklung und Bewertung unterschiedlicher Versorgungskonzepte sowohl energetisch (PE-Bedarf, EE-Anteil, Residuallasten) als auch ökologisch (CO₂-Reduktion, lokaler PE-Faktor) und wirtschaftlich (Marktmodelle, CO₂-Vermeidungskosten).
- **IQ Dortmund (Konzeptionierung eines integrierten Wärmenetzes zur sektorenübergreifenden Quartiersversorgung in Dortmund, 2019-2023):** Auf Grundlage einer Bestandsanalyse zu Energiebedarfen und Versorgungsinfrastruktur wurde ein sektorengekoppeltes Versorgungskonzept unter Berücksichtigung industrieller Abwärmepotenziale sowie kalter Nahwärmenetze konzeptioniert, sowie ein Digital Twin des Quartiers erstellt und untersucht.
- **Praxisleitfaden kommunale Wärmeplanung (2022):** Wissenschaftlich- fachliche Begleitung der Erstellung des Leitfadens mit dem Arbeitsschwerpunkt in der wissenschaftlichen Ausarbeitung des Vorgehens bei Bestands- und Potenzialanalyse, sowie der Szenarienentwicklung und Erarbeitung der Zielszenarien.

2.3 Planung und Ablauf

Das Projekt startete im September 2020 mit einer Förderlaufzeit von zunächst drei Jahren und endete (nach einmaliger kostenneutraler Verlängerung um sechs Monate) im Februar 2024. Der folgende Absatz gibt einen Überblick über wesentliche Vorkommnisse im Projektzeitraum.

- 08/2020: Versand der Zuwendungsbescheide durch den Projektträger PTJ
- 09/2020: Projektstart und Treffen zu Projektstart („Kick Off“)
- 04/2022: Arbeitstreffen zur Konkretisierung der Modellkopplung
- 10/2022: Arbeitstreffen zur Diskussion der Szenariovarianten
- 11/2022: Posterpräsentation auf dem 6. Jahrestreffen des Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse in Berlin „GreenVEgaS – Gesamtsystemanalyse in der Sektorenkopplung“, Schmid, D., Namockel, N., Heyer, A., Teodosic, M., Mindrup, A., Rehtanz, C., Junkermann, J., Lencz, D., Benthin, J., Feltges, O., Huismann, P., Görner, K
- 05/2023: Arbeitstreffen zur Diskussion der Zwischenergebnisse
- 05/2023: Veröffentlichung Working Paper „Diffusion of electric vehicles and their flexibility potential for smoothing residual demand – A spatio-temporal analysis for Germany“, F. Arnold, A. Lilienkamp und N. Namockel
- 09/2023: Öffentliche Vorstellung vorläufiger Ergebnisse zur Integration von flexiblen Ladevorgängen in das Engpassmanagement (EMOB 2023, „*Integration of flexible charging processes of battery electric vehicles in transmission grid congestion management*“, M. Teodosic, S. Kammerer, J. Peper, und C. Rehtanz, 2023)
- 10/2023: Veröffentlichung vorläufiger Ergebnisse zur Integration von flexiblen Heizsystemen in das Engpassmanagement (arXiv, „*Modeling and Contribution of Flexible Heating Systems for Transmission Grid Congestion Management*“, D. Kröger, M. Teodosic, und C. Rehtanz, 2023)
- 11/2023: Arbeitstreffen zur Diskussion der Berechnung der Kostenfaktoren
- 01/2024: Veröffentlichung Working Paper „Integrating EVs into distribution grids – Examining the effects of various DSO intervention strategies on optimized charging“, A. Lilienkamp und N. Namockel
- 02/2024: Offizielles Projektende

2.4 Stand von Wissenschaft und Technik

Das Energieversorgungssystem für Strom, Wärme und Verkehr stellt eines der komplexesten Systeme dar. Die Vielzahl unterschiedlicher Akteure auf Seiten der Erzeugung und zunehmend auch der Nachfrage, sowie die verschiedenen Infrastrukturen für den Transport der Energie, veranschaulichen die Heterogenität des Gesamtsystems. Wie die Energiever-

sorgung sind auch die auf dem Forschungsfeld der Systemanalyse eingesetzten Optimierungsmodell, Methoden und Daten äußerst heterogen, je nachdem welcher Fachbereich sich mit einem Teilbereich des Gesamtsystems auseinandersetzt.

Nachfolgend wird eine Abgrenzung zu aktuellen Projekten vorgenommen, die bereits heute auf dem Gebiet der integrierten interdisziplinären sektorenübergreifenden Energiesystemanalyse forschen:

Eine sektorenübergreifende Modellierung findet bspw. in den Projekten [IntegraNet](#) [FKZ: 0324027] sowie [MuSeKo](#) [FKZ: 03ET4038] statt. In IntegraNet steht jedoch zunächst die Untersuchung von Möglichkeiten zur Kopplung des Strom-, Gas, und Wärmenetzes miteinander im Vordergrund. Ein Schwerpunkt liegt auf der Modellprogrammierung und den rein technisch/physikalischen Wechselwirkungen, eine volkswirtschaftliche Bewertung der Gesamtinfrastruktur wird dort nicht angestrebt. In MuSeko wird das globale Optimierungsmodell Remix eingesetzt, welches keine detaillierte Beschreibung von Netzinfrastruktur oder Betriebsweisen enthält und somit eher den globalen Optimierungsansatz verfolgt, welcher tendenziell semitechnische Potenziale ausgibt. Die Modelle der Partner in GreenVegas sind dabei eher der technisch-operativen Systemanalyse zuzuordnen, welche eine detaillierte Beschreibung der Netze, Einzeltechnologien und Regelungsstrategien enthalten. An dieser Stelle setzt das Projekt [KOSiNeK](#) [FKZ: 03ET4035] an, welches eine kombinierte Optimierung, Simulation und Netzanalyse des elektrischen Energiesystems Deutschlands im europäischen Kontext erforscht. Im Projekt KOSiNeK liegt der Forschungsschwerpunkt auf einer interdisziplinären Weiterentwicklung bestehender Ansätze aus Mathematik, Informatik und Elektrotechnik für Netzanalysen auf Übertragungsnetzebene. Darüber hinaus werden im Projekt KOSiNeK lediglich Netzäquivalente zur Modellierung des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes verwendet. Eine detaillierte Abbildung lokaler technischer und sozio-ökonomischer Randbedingungen auf unterlagerten Netz- bzw. Spannungsebenen findet nicht statt. Dementsprechend finden Wechselwirkungen mit anderen Sektoren bzw. Gas- und Wärmenetzen nur bedingt Berücksichtigung. Das Projekt [MINFRA](#) [FKZ: 03EI1039] untersucht die Funktion von Energieinfrastrukturen im Kontext der Energiewende. Mithilfe der Energiesystemmodelle TIMES und NESTOR werden die Infrastrukturen der Strom-, -Gas-, Wärme- und Wasserstoffnetze und deren Wechselwirkungen abgebildet. Auf Stromnetzseite werden dabei nur die Übertragungsnetzebene modelliert.

Neben diesen Forschungsprojekten existieren weitere Teilvorhaben innerhalb umfassen-der Verbundvorhaben, welche sich in der Regel auf eine direkte Wechselwirkung zwischen den Netzinfrastrukturen bei einer zunehmenden Kopplung der Sektoren fokussieren:

- Verbundvorhaben: Langfristige Planung und kurzfristige Optimierung des Elektrizitätssystems in Deutschland im europäischen Kontext, Teilvorhaben: [Langfristige Erzeugungsplanung in Deutschland unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und sektorenübergreifenden Interdependenzen](#)
- Verbundvorhaben: Langfristige Planung und kurzfristige Optimierung des Elektrizitätssystems in Deutschland im europäischen Kontext, Teilvorhaben: [Optimierung des kurzfristigen Netzmanagements und Wechselwirkungen mit dem Kraftwerkseinsatz, Wärme- und Gassektor](#)

3 Eingehende Darstellung des Forschungsprojekts

Das Projektvorhaben ist in vier Arbeitspakete (AP) gegliedert, die im Folgenden detailliert vorgestellt werden. Der inhaltliche Schwerpunkt des Projektes liegt auf AP2 (Kapitel 3.1), in dem die Entwicklungen der einzelnen Kernmodelle erfolgen, um eine Kopplung zur sektorenübergreifenden Werkzeugkette zu ermöglichen. Die Gestaltung der Schnittstellen für diese Kopplung wird in AP3 (Kapitel 3.2) behandelt. In AP1 (Kapitel 3.3) werden die Rahmenbedingungen für die zu untersuchenden Szenarien definiert und die Szenarien vorgestellt. In AP4 (Kapitel 3.4) wird schließlich die sektorenübergreifende Modellkopplung angewandt und die Ergebnisse präsentiert. Das Kapitel schließt mit einer Einordnung der Ergebnisse und der Ableitung des weiteren Forschungsbedarfs ab (Kapitel 3.5).

3.1 AP2: Weiterentwicklung der Kernmodelle zur Abbildung der Sektorenkopplung

Die Gesamtsystemanalyse basiert auf der Kopplung der Kernmodelle der Verbundpartner. Dabei wird ein Modell zur integrierten Energiesystemanalyse mit Infrastrukturmodellen für die Strom-, Gas- und Wärmenetzen gekoppelt. Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die einzelnen Modelle gegeben und die projektrelevanten Weiterentwicklungen vorgestellt.

3.1.1 Marktmodell DIMENSION

DIMENSION ist ein Investitions- und Dispatch Optimierungsmodell basierend auf Methoden der linearen Programmierung, welches für den europäischen Strommarkt entwickelt wurde. Im Rahmen von GreenVEgaS wird das Modell DIMENSION um die Abbildung subnationaler Regionen erweitert. Dies ermöglicht die explizite Berücksichtigung regionaler Besonderheiten, z.B. hinsichtlich der vorhandenen (Netz-)Infrastruktur. Neben der Regionalisierung werden weitere Verbesserungen von DIMENSION zur Kopplung mit den Netzmodellen der Partnerinstitute umgesetzt. Durch die Zusammenarbeit mit den Projektpartnern wird insbesondere die Abbildung der Schnittstellentechnologien zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr untersucht, validiert und weiterentwickelt. DIMENSION ist modular aufgebaut, sodass die Modellierung der Schnittstellentechnologien in den entsprechenden Modulen verortet ist.

Das Modell eignet sich dazu eine breite Auswahl an Flexibilitätsoptionen zu bewerten und gleichzeitig einen großen Anteil der Kosten und CO₂-Emissionen zu berücksichtigen, die sowohl bei der Bereitstellung als auch beim Verbrauch von Energie in Europa entstehen. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der kumulierten, sektorenübergreifenden und diskontierten Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung regulatorischer Rahmenbedingungen sowie technischer Einschränkungen, wie z. B. Minderungsziele der CO₂-Emissionen¹ oder Energiebilanzbeschränkungen. So ist das Modell in der Lage, einen kosteneffizienten Weg zur langfristigen Dekarbonisierung des zukünftigen europäischen Energiesystems zu bestimmen.

¹ In seiner jetzigen Form berücksichtigt das Modell nur CO₂-Emissionen und lässt andere externe Effekte, wie Luftverschmutzung und daraus resultierende Gesundheitsschäden, unberücksichtigt.

Das DIMENSION-Modell besteht, wie in Abbildung 1 dargestellt, aus mehreren Modulen. Allgemein wird eine Kostenoptimierung der Investitionen durchgeführt, um die langfristigen Kapazitäten von Erzeugungs-, Speicherungs- und Verbrauchstechnologien² zu bestimmen. Aufgrund begrenzter Rechenkapazitäten wird die Modellgröße reduziert, damit das Modell in einem angemessenen Zeitrahmen und mit den gegebenen technischen Ressourcen gelöst werden kann. Dies geschieht durch die Beschränkung der zeitlichen Auflösung in der Investitionsoptimierung von 8760 Stunden auf eine definierte Anzahl von Zeitscheiben pro Jahr. Im Rahmen dieses Projektes wird dazu ein Clusteringverfahren implementiert, um sogenannte „Typtage“ zu definieren, die wiederum ein Muster, z. B. in den Wetter- oder Nachfragebedingungen, abbilden. Auf diese Weise werden 365 verschiedene Tage in einer reduzierten Anzahl an wiederkehrenden Tagestypen abgebildet. Dadurch kann das Modell sowohl die Investitions- als auch in reduzierter Auflösung die Einsatz-Entscheidungen gleichzeitig für eine Vielzahl von Technologien und über viele Länder und Jahre hinweg optimieren.

Der räumliche Geltungsbereich in DIMENSION umfasst 28 Länder, darunter 25 Länder der Europäischen Union (ohne Malta und Zypern) sowie Norwegen, Großbritannien und die Schweiz. Die Abbildung der Transformation des Energiesystems beginnt im Jahr 2018 und erstreckt sich in 5-Jahres-Schritten von 2025 bis 2060. Im Kontext von GreenVEgaS wird insbesondere das Jahr 2045 betrachtet. Dabei wird aber sichergestellt, dass der Hochlauf der verschiedenen Technologien unter Berücksichtigung von maximalen Zubau- und Austauschraten erfolgt.

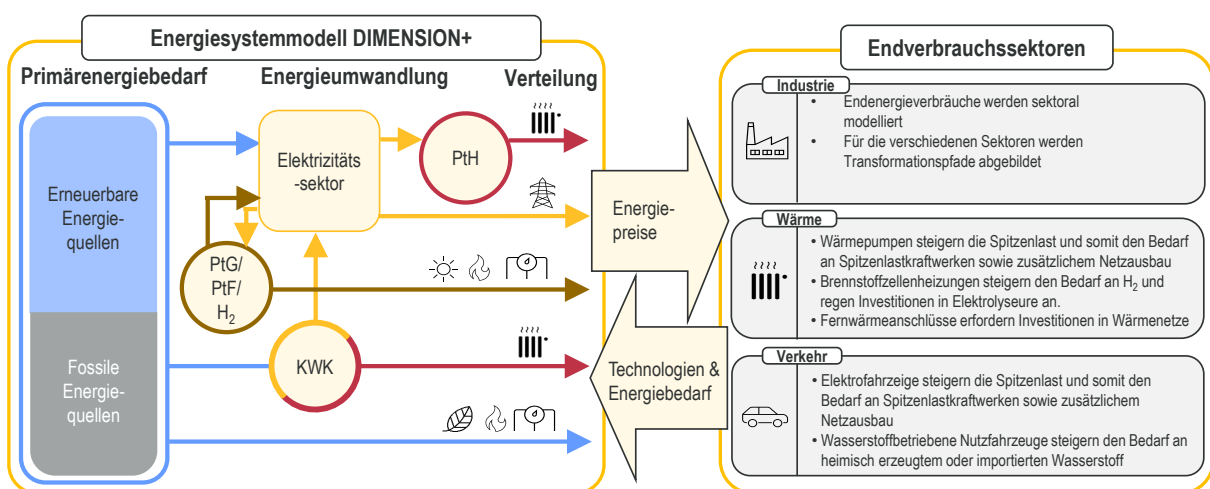


Abbildung 1: Schematischer Aufbau Energiesystemmodell DIMENSION

Das weiterentwickelte Modell kann als eine Kombination von miteinander verbundenen Modulen verstanden werden. Jedes Modul bildet endogene Investitionen in Technologien ab, um die Deckung der Endenergienachfrage zu gewährleisten. Im Rahmen von GreenVEgaS werden vier Module gesondert betrachtet: das Strommarktmodul, das PtX-Modul, das Straßenverkehrsmodul und das Wärmemodul.

² Strom-, Wärme- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Erzeuger, elektrische und thermische Speicher, Steuerungstechnologien, PtX-Systeme und Fahrzeugtechnologien.

Die Ergebnisse der Optimierung durch das DIMENSION-Modell sind vielfältig. Dazu gehören die Konfiguration des Kraftwerksparks und die Bestimmung der Net Transfer Capacities (NTC-Werte). Weiterhin ermöglicht das Modell eine detaillierte Vorhersage zur Entwicklung des Technologieparks und des Energiebedarfs einzelner Energieträger. Dies umfasst nicht nur die installierte Leistung erneuerbarer Energien auf Bundeslandebene, sondern auch die globale Technologiezusammensetzung im Haushaltsbereich für Deutschland, was entscheidende Einblicke in den Wandel der Energieversorgung auf mikroökonomischer Ebene bietet. Ein weiterer zentraler Aspekt der Modellergebnisse ist der Anteil der Fernwärme an der Wärmebereitstellung. Darüber hinaus werden CO₂-Emissionen der verschiedenen Sektoren ermittelt, die stets die Einhaltung der klimapolitischen Ziele gewährleisten.

PtX-Modul

Die Umwandlung von elektrischer Energie in energiehaltige Gase mittels Elektrolyse - auch als Power-to-Gas-Verfahren bezeichnet - stellt eine zentrale Schnittstellen-Technologie dar. Innerhalb des DIMENSION PtX-Moduls werden Angebot und Nachfrage (z.B. aus dem Verkehrs- und Wärmesektor) nach synthetischen Brennstoffen endogen zusammengeführt. Hierbei kann DIMENSION kosteneffiziente Pfade für innereuropäische Investitionen in PtX-Kapazitäten, wie beispielsweise Elektrolyse- und Methanisierungsanlagen, sowie die Erzeugungs- und Austauschmengen zwischen Ländern festlegen.

Der benötigte Energiebedarf, bspw. in Form von Wasserstoff, Öl, Diesel oder Strom, wird für die verschiedenen Sektoren entweder exogen oder endogen auf Grundlage der vorgegebenen Nutzenergie bestimmt. Im Rahmen der Optimierung wird dann endogen entschieden, ob bspw. der Wasserstoffbedarf, durch konventionellen, blauen oder PtX-Wasserstoff gedeckt wird. Der grundlegende Energiebedarf des Industriesektors in Deutschland basiert auf Daten der dena Leitstudie [1], in dessen Rahmen ein umfangreicher Stakeholderprozess durchgeführt wurde, um die Bedarfe für verschiedene Industriebranchen und Kraftstoffe zu erfassen. Die Bedarfe für weitere europäische Länder basieren auf [2]. Auf eine ähnliche Art und Weise wurden auch die Bedarfe für die übrigen Sektoren ermittelt. Eine Diskussion sämtlicher Bedarfe fand im Konsortium statt.

Wasserstoff und Folgeprodukte, die in Deutschland verbraucht werden, können auf unterschiedlichem Wege beschafft werden: Durch heimische Produktion, Import von europäischen Nachbarländern via Pipeline oder LKW, oder durch außereuropäischen Import. Für die Bestimmung der Kosten und der Potenziale des außereuropäischen Imports wird das globale PtX-Produktions- und Importkostentool verwendet. Mit dem EWI PtX-Kostentool können die zukünftigen Gestehungs- und Importkosten nach Deutschland für grünen Wasserstoff sowie die Wasserstofffolgeprodukte Ammoniak, Methanol, synthetisches Methan, synthetisches Benzin, synthetischen Diesel und synthetisches Kerosin für 113 Länder berechnet werden. Darüber hinaus werden die Gesamtversorgungskosten für Deutschland verwendet, wobei sowohl der Transport über Pipelines als auch über den Seeweg berücksichtigt wird. Die Produktionskosten werden ermittelt, indem die Investition und der Betrieb der Rohstoffproduktion aus speziellen erneuerbaren Energien auf der Grundlage der länderspezifischen EE-Potenziale und der länderspezifischen gewichteten durch-

schnittlichen Kapitalkosten mit dem PtX-Tool optimiert werden. Basierend auf den so ermittelten Kosten und Potenzialen wird die Entscheidung über den Import, bezogen auf Zeitpunkt, Menge und Energieträger endogen optimiert.

Bezogen auf die europäische Produktion von Wasserstoff und weiterer PtX-Kraftstoffe werden bei der Energiesystemoptimierung die angekündigten und geplanten Projekte verschiedener Länder berücksichtigt. Insbesondere können die von ENTSOG erfassten Infrastrukturprojekte übernommen werden [3]. Für Deutschland dient die EWI H2-Bilanz als weitere Datengrundlage [4]. Ergänzt wird diese Datensammlung um individuelle Recherche verschiedener Quellen. Die identifizierten Projekte gehen als untere Leistungsgrenze in die Energiesystemoptimierung ein. Unter Berücksichtigung maximaler Zubauraten und spezifischen Investitionskosten kann dann endogen in weitere PtX-Anlagen investiert werden.

Die Verteilung von Wasserstoff und Erdgas erfolgt über Pipelines, die vom gwi modelliert werden. Dabei werden sowohl die Umwidmung von bestehender Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff als auch der Neubau von Wasserstoffinfrastruktur betrachtet. Eine Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas wird hingegen im Rahmen des Projektes nicht berücksichtigt.

KWK-Modul

Innerhalb des KWK-Moduls wird die Deckung der Fernwärmenachfrage von Haushalten und Industriegebäuden bestimmt. Hierzu werden Investitionen und der Einsatz von Großwärmepumpen, Spitzenlastkesseln (Heizwerke) sowie KWK-Kraftwerken unter Berücksichtigung der Rückwirkungen im Strom- sowie der Endverbrauchssektoren bestimmt.

Die Fernwärmenachfrage ist in zahlreichen europäischen Ländern ein entscheidender Faktor bezogen auf die Betriebsführung von KWK-Kraftwerken. Zusätzlich erhöhen neue Großwärmepumpen und elektrische Heizstäbe die Stromnachfrage. Die fundierte Modellierung der europäischen Fernwärmenachfrage ist daher entscheidend, um diese Rückkopplung auf den Stromsektor adäquat abzubilden. Entsprechend wurde in diesem Forschungsprojekt ein Fokus auf diesen Aspekt gelegt und der Wärmesektor in anderen Ländern abgebildet. Die Fernwärmebedarfe für Raumheizung und Warmwasserbereitung in Wohn- und Geschäftsgebäuden für jedes Jahr und jedes Land bis 2050 entstammen aus dem in [2] entwickelten POTenCIA-Szenario.

Im Rahmen des Projektes wurden die zentralen techno-ökonomischen Kennzahlen wichtiger Technologien in der Fernwärmebereitstellung aktualisiert. Zum Verständnis der Wirkung dieser Kennzahlen sind die zentralen Gleichungen für flexible KWK-Kraftwerke nachfolgend dargestellt. Für eine weitere Beschreibung sei auf [5] verwiesen. Formel (3.1) begrenzt die verfügbare Kapazität (Cap) durch die Summe der Strom (E)- und Wärmeerzeugung (H) in flexiblen KWK-Anlagen. Die Stromzufuhr ist nicht an die Wärmezufuhr gebunden und kann flexibel variieren. Der Leistungsverlustfaktor β entspricht den Stromverlusten im Verhältnis zu einer Erhöhung der Fernwärmeerzeugung. Die Gleichung (3.2) stellt sicher, dass der Gesamtwirkungsgrad (η_{tot}) der KWK-Anlage (Wärme und Strom) einen realistischen Höchstwirkungsgrad nicht überschreitet. Zuletzt begrenzt die Gleichung (3.3) das Verhältnis von Strom- und Wärmeerzeugung (η_{ratio}) für flexible KWK-Anlagen.

$$E^{out} + \beta \cdot H^{out} \leq Cap \cdot availability \quad (3.1)$$

$$E^{out} + H^{out} \leq \eta_{tot} \cdot \left(\frac{E^{out} + \beta \cdot H^{out}}{\eta_{elec}} \right) \quad (3.2)$$

$$E^{out} \geq H^{out} \cdot \eta_{ratio} \quad (3.3)$$

Die techno-ökonomischen Kennzahlen wichtiger Technologien in der Fernwärmebereitstellung sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 1: techno-ökonomische Kennzahlen der Fernwärmebereitstellung

	Invest. Kosten [€/kW]	Fixe O&M Kosten [€/kW]	Andere variable Kosten [€/kWh]	Wirkungsgrad η	Leistungs-verlust β	Gesamtwirkungs-grad KWKK η_{total}	Elektrischer Wirkungsgrad η_{elec}	Strom-zu-Wärme Verhältnis η_{ratio}
Kohle KWK	kein Invest	54	1,5	-	0,286	0,77 bis 0,89	0,387 bis 0,447	1,02
Braunkohle KWK	kein Invest	59	2,0	-	0,286	0,72 bis 0,81	0,366 bis 0,414	1,04
Gas KWK	1020	41	1,0	-	0,286	0,88 bis 1,16	0,423 bis 0,557	0,93
H2 KWK	1120	41	1,0	-	0,286	1,16	0,557	0,93
Biogas KWK	2500	120	4,3	-	0,286	0,89 bis 1,18	0,370 bis 0,490	0,71
Biomasse KWK	2957	165	6,4	-	0,286	0,73 bis 0,84	0,309 bis 0,358	0,74
Öl KWK	kein Invest	59	2,0	-	0,286	0,84 bis 0,87	0,420 bis 0,446	1
Abfall KWK	kein Invest	100	6,4	-	0,286	0,37	0,08	0,26
Kohle Heizwerk	kein Invest	9	0,006	0,94	-	-	-	-
Braunkohle Heizwerk	kein Invest	9	0,006	0,94	-	-	-	-
Gas Heizwerk	474	7	0,006	0,79	-	-	-	-
Öl Heizwerk	kein Invest	9	0,006	0,94	-	-	-	-
Biomasse Heizwerk	420	34	0,003	0,87	-	-	-	-
Solarthermie Heizwerk	426	9	0,0002	1	-	-	-	-
Gaswärmepumpe	382	2	0,001	1,37 bis 1,60	-	-	-	-
Stromwärmepumpe	500	16	0,221	3,85 bis 4,50	-	-	-	-
Heizstab	100	1	0,001	0,99	-	-	-	-

Die Verwendung der in Biogas- und Biomasse KWK-Anlagen und Heizwerken genutzten Brennstoffe unterliegen landespezifischen Potenzialen. Der Einsatz der verschiedenen Arten der Biomasse wurde im Rahmen dieses Projekts validiert und aktualisiert. Dazu wurden für Deutschland die Zahlen des Umweltbundesamtes verwendet [6] und mit anderen Veröffentlichungen abgeglichen. In Anlehnung an die dena Leitstudie [1] wird angenommen, dass das Potenzial für Biomasse in Höhe von 147 TWh im Jahr 2018 auf rund 221 TWh im Jahr 2050 ansteigt.

Sektorenmodul Gebäude

Das Modul für den Gebäudesektor simuliert den Wärmebedarf von privaten und kommerziellen Gebäuden, indem es die Bestands- und Entwicklungsdaten von Gebäuden in Deutschland abbildet. Die endogene Modellierung von Investitionsentscheidungen in Anlagentechnik und Sanierungsmaßnahmen ermöglicht die Untersuchung von Systemrückwirkungen unterschiedlicher Technologiepfade. Der Wärmebedarf untergliedert sich in drei Hauptanwendungsbereiche: dezentrale Heizsysteme für Raumwärme und Warmwasser, Kochanwendungen und Kühlsysteme. Verfügbar sind diverse Technologien wie Gaskessel, Ölheizung, Kaminöfen, Solarthermie, elektrische Heizstäbe, Gaswärmepumpen, Elektrowärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Brennstoffzellen und Wasserstoff-

heizungen für das Heizen. Kochen kann mit Gas, Öl, Strom oder Wasserstoff erfolgen, während für die Kühlung Strom oder Gas zur Verfügung steht. Die Annahmen zu den techno-ökonomischen Parametern sowie die innerhalb des Moduls formulierten Gleichungen sind in [5] detailliert beschrieben.

Zur Überprüfung der Plausibilität der modellierten endogenen Investitionsentscheidungen wurde der Transformationspfad der Gebäudeausstattung mit dem EWI-Gebäudemodell abgeglichen, welches Technologiewechsel und Veränderungen im Sanierungsstand unter Berücksichtigung von Sanierungsraten, Neubau, Abriss und Zulassungsraten je Technologie abbildet [7].

Sektorenmodul Verkehr

Weiterentwicklungen an dem Verkehrsmodul von DIMENSION standen nicht im Fokus dieses Forschungsprojekts. Dennoch wurde die Funktionsweise und die Annahmen validiert, um endogene Investitionsentscheidungen in die Fahrzeugflotte fundiert abbilden zu können. Unter Vorgabe der Transportnachfragen für PKW, leichte Nutzfahrzeuge und LKW, findet unter Berücksichtigung der techno-ökonomischen Parameter die Optimierung der Investitionen statt. Eine ausführliche Beschreibung des Sektorenmoduls Verkehr wird in [8] vorgenommen.

DSM-Modul

Ziel des DSM-Moduls, ist es, das flexible Betriebsverhalten von Schnittstellentechnologien durch die Abbildung unterschiedlicher DSM-Strategien differenziert zu simulieren. DSM steht für Maßnahmen, die die Stromnachfrage durch verschiedene Anreize (meist finanzieller Natur) verändern. Das DSM-Modul von DIMENSION zielt darauf ab, die zeitliche Struktur der nachfrageseitigen Flexibilität der Stromnachfrage in den Sektoren Gebäude und Industrie zu bestimmen. Die Industrie wird dabei durch vier verschiedene Prozesse repräsentiert: Aluminium, Zement, Chemie und Papier. Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden Validierung und Aktualisierung der Datengrundlage für Nachbarländer von Deutschland vorgenommen. Außerdem erfolgte die Validierung zukünftiger Potenziale im Industriesektor anhand exogener Annahmen zu Wirtschaftswachstum, Energieeffizienzentwicklung und Elektrifizierungsraten. Der Strombedarf dieser DSM-fähigen Industrieprozesse wird für verschiedene Länder in Kilotonnen Öleinheit (ktoe) angegeben, basierend auf Daten von [2]. Für diese Prozesse wird eine maximale Verschiebedauer der Nachfrage definiert: 48 Stunden für Aluminium, 13 Stunden für Zement, 4 Stunden für Chemie und 2 Stunden für Papier.

Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) werden durch drei Verbrauchskategorien dargestellt: niedriger, mittlerer und hoher Stromverbrauch, mit einer maximalen Verschiebedauer von 24 Stunden. Die Potenziale für GHD basieren auf dem Wissen des EWI, das aus verschiedenen industrienahen Beratungsprojekten stammt. Die Flexibilität im Gebäudesektor wird insbesondere durch den Einsatz von Heimspeichern definiert, die unter Berücksichtigung spezifischer Speichergleichungen marktorientiert betrieben werden.

EE-Toolchain

Mit einer im Rahmen des Forschungsprojektes entwickelten EE-Toolchain wird die umfassende Abbildung von Kapazitäten und Profilen für die Technologien Wind Offshore, Wind Onshore, Aufdach-PV und Freiflächen-PV auf regionaler Ebene ermöglicht. Diese Toolchain ist in vier Hauptkategorien unterteilt: das Regionalisierungstool, das Profiltool, die Zuordnung von Bestandskapazitäten und das Potenzialtool. Jede dieser Kategorien erfüllt eine spezifische Funktion im Gesamtprozess, der in Abbildung 2 visualisiert ist.

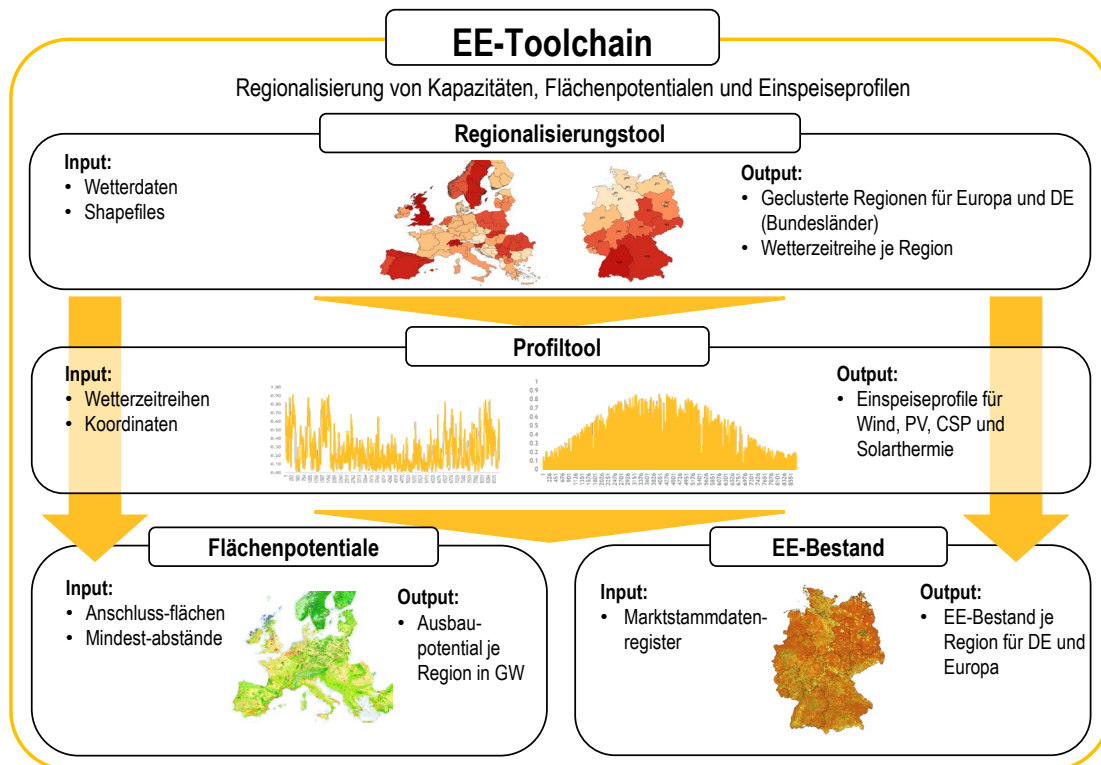


Abbildung 2: EE-Toolchain

Am Beginn des Prozesses steht das **Regionalisierungstool**, welches die Bildung geographischer Regionen mittels eines Clustering-Verfahrens ermöglicht. Ein wesentliches Merkmal der Toolchain ist die Fähigkeit, ein endogenes Clustering von Regionen durchzuführen und die Grenzen dieser Regionen selbstständig zu ermitteln. Im Rahmen dieses Projektes werden für Deutschland die Regionen entsprechend der Bundesländergrenzen definiert. Für die restlichen europäischen Länder erfolgt eine vereinfachte Darstellung, indem jedes Land als eine einzige Region abgebildet wird. Zentral für dieses Verfahren ist die Festlegung der gewünschten Anzahl an Regionen je Land, die exogen vorgegeben wird. Um eine präzise und relevante Regionalisierung zu gewährleisten, kommen hochauflösende Wetterdaten als Input zum Einsatz. Diese Daten umfassen Windgeschwindigkeiten, Temperaturen sowie direkte und diffuse Sonneneinstrahlung und liegen in stündlicher Auflösung für mehrere Jahre vor. Aus diesen detaillierten Wetterdaten wird ein umfassendes Wetternetz erstellt, das die Basis für die weiteren Analyseprozesse bildet. Der nächste Schritt in der Toolchain ist die Durchführung eines agglomerativen Clusterings. Dieser Prozess beginnt mit der Erstellung einer Korrelationsmatrix aus allen Wetterpunkten eines Landes, um die Beziehungen zwischen den verschiedenen Wetterparametern zu identifizieren. Aus

dieser Korrelationsmatrix wird anschließend eine clusterbare Distanzmatrix berechnet. Diese Distanzmatrix dient als Grundlage für den Clustering-Algorithmus, der darauf angewendet wird, um homogene Wetterregionen zu identifizieren. Die Qualität der gebildeten Cluster lässt sich mittels Dendogrammen überprüfen und visualisieren, was eine tiefgreifende Analyse der Clustergüte ermöglicht. Als Ergebnis liefert das Regionalisierungstool detaillierte Zeitreihen für jede Wettereigenschaft und jedes Cluster. Darüber hinaus werden Shapefiles generiert, die die geclusterten Regionen für Europa und Deutschland visualisieren.

Das **Profiltool** innerhalb der EE-Toolchain wird für die Generierung von Einspeiseprofilen für jedes regionale Cluster und jede der betrachteten erneuerbaren Energietechnologien verwendet. Dieses Tool verwendet spezifische Wetterdaten des jeweiligen Clusters als Input, um die regionalen Einspeisecharakteristika präzise abzubilden.

Für Photovoltaikanlagen nimmt das Profiltool zusätzliche Inputs auf Basis von Huld et al. (2010) [9] in die Analyse auf. Diese zusätzlichen Datenpunkte umfassen die Leistungskennlinie unter Standard-Testbedingungen, den Modultemperaturkoeffizienten, Koeffizienten für den relativen Wirkungsgrad und den Reflexionskoeffizienten. Auch der Azimut und der Neigungswinkel der PV-Module werden berücksichtigt, um die Genauigkeit der Berechnungen zu erhöhen. Im Kern des Prozesses steht die Umrechnung der Horizontalstrahlung in Strahlung auf die geneigte Fläche (I_p) mittels trigonometrischer Funktionen, die den Azimut und Neigungswinkel der PV-Module sowie den Sonnenstand berücksichtigen. Diese Berechnungen basieren auf der Sonnenstandsberechnung nach DIN 5034 [9], die eine präzise Ermittlung der solaren Einstrahlung auf die geneigte Modulfläche ermöglicht. Die Berechnung des relativen Wirkungsgrades basiert auf den Daten zur Strahlung und den Modultemperaturen. Die zugrunde liegende Formel für die Leistungsberechnung einer PV-Anlage P_{pv} lautet: $P_{pv} = P_{STC} \cdot I_{p,rel} \cdot \eta_{rel}(I_{p,rel}, T_{mod})$.

Für die Windenergie, sowohl Onshore als auch Offshore, nutzt das Profiltool regionenspezifische Windgeschwindigkeitszeitreihen in stündlicher Auflösung, um die Einspeisepprofile der Windenergieanlagen zu ermitteln. Diese zeitlichen Windgeschwindigkeitsdaten sind entscheidend, da sie die Grundlage für die Berechnung der Einspeiseleistung unter variierenden Wetterbedingungen bilden. Ein zentrales Element bei der Bestimmung der Einspeiseleistung von Windenergieanlagen sind die sogenannten Power Curves. Diese Kurven zeigen die Beziehung zwischen Windgeschwindigkeit und der daraus resultierenden Einspeiseleistung der Turbinen, normiert auf Eins. Die Power Curves sind spezifisch für verschiedene Turbinenarten und reflektieren die technischen Eigenschaften und Effizienz der Anlagen. Für Wind Onshore werden drei verschiedene Technologieklassen berücksichtigt, um den technologischen Fortschritt und die Diversität der Anlagen zu erfassen: Technologie 1 entspricht Bestandsanlagen, die bereits installiert sind, Technologie 2 umfasst Neuanlagen, die bis zum Jahr 2030 installiert werden und Technologie 3 bezieht sich auf Neuanlagen, die nach 2030 installiert werden. Bei Wind Offshore wird eine ähnliche Differenzierung vorgenommen, allerdings mit zwei Technologieklassen: Die erste Klasse für Bestandsanlagen und die zweite Klasse für Neuinstallationen. Ein weiterer wichtiger Schritt in der Berechnung der Einspeiseleistung ist die Skalierung der gemessenen Windgeschwindigkeiten auf die Nabenhöhe der Windenergieanlagen. Dies erfolgt unter Verwendung des Hellmann-Exponenten, der eine anerkannte Methode darstellt, um Windprofile

und Windgeschwindigkeiten auf unterschiedliche Höhen umzurechnen. Durch die Anpassung der Windgeschwindigkeiten an die Nabenhöhe können die tatsächlichen Betriebsbedingungen der Windturbinen realistisch simuliert und die Einspeiseleistung präzise berechnet werden.

Ein weiterer Bestandteil der EE-Toolchain ist die **Zuordnung von Bestandskapazitäten** zu den ermittelten EE-Regionen. Diese Bestandskapazitäten je Region dienen als Ausgangspunkt für die weiterführende Modellierung der Energieerzeugung. Sie stellen somit eine fundamentale Grundlage für die realitätsnahe Abbildung der aktuellen Energieinfrastruktur dar. Für Deutschland erfolgt die Zuordnung der Bestandskapazitäten für Wind- und PV-Anlagen auf Basis des Marktstammdatenregisters. Darin sind einzelne Anlagen mit Leistung und Postleitzahl erfasst. Die Anlagen werden mit den definierten EE-Regionen verschnitten. Für alle weiteren europäischen Länder, wo keine detaillierten Informationen über die Verteilung der Kapazitäten verfügbar sind, wird eine Annäherung über eine Heuristik vorgenommen. EE-Regionen, die sich durch hohe Volllaststunden und eine große Fläche auszeichnen, erhalten einen prozentual höheren Anteil an den EE-Bestandskapazitäten. Diese heuristische Vorgehensweise berücksichtigt sowohl das Potenzial der Regionen für die Energieerzeugung als auch die vorhandene Fläche, um eine realistische Verteilung der Bestandskapazitäten zu erreichen. Anschließend erfolgt eine Optimierung der Zuordnung auf Basis historischer Volllaststunden, um die Effizienz und Realitätsnähe der Modellierung weiter zu verbessern.

Das **Potenzialtool** ist ein weiterer zentraler Bestandteil der EE-Toolchain und spielt eine entscheidende Rolle bei der Identifizierung von Ausbau- und Entwicklungsmöglichkeiten für erneuerbare Energien. Es wird zwischen dem Ansatz für Deutschland und dem für Europa differenziert, um den unterschiedlichen Verfügbarkeiten der Datengrundlagen gerecht zu werden. Für Windenergie in Deutschland konzentriert sich das Tool auf die Bildung von Ausschlussflächen, die aufgrund von Mindestabständen zu Siedlungen, Infrastruktur, ökologisch sensiblen Gebieten und weiteren Kriterien wie Wäldern, Gewässern oder Hangneigungen definiert werden. Die finale potenzielle Fläche für die Region ergibt sich aus der Differenz der Gesamtfläche der Region und der Ausschlussfläche. Das regionale Zubau-Potenzial wird anschließend mittels eines Leistungsfaktors in Megawatt pro Quadratkilometer (MW/km²) umgerechnet. Für Freiflächen-PV in Deutschland werden theoretische Potenzialflächen je Region ermittelt. Diese umfassen Randflächen von Autobahnen, Landstraßen, Schienenwegen sowie Grün- und Ackerflächen in benachteiligten Gebieten, die einen maximalen Sonnenstrahlungsquotient (SQR) aufweisen. Die finale Potenzialfläche einer Region wird durch Subtraktion der Ausschlussflächen von den theoretischen Potenzialflächen berechnet. Das Potenzial von Aufdach-PV in Deutschland wird spezifisch durch die Nutzung von Dachflächenpotenzialen adressiert, wobei das vorhandene Potenzial auf Gebäudedächern für die Installation von PV-Anlagen genutzt wird. Die Datengrundlage für Europa ist im Vergleich zu Deutschland weniger präzise. Die Corine Land Cover Database, die Informationen über die europäische Flächennutzung enthält, dient als Grundlage. Die Methodik orientiert sich an [11] und verfolgt ein ähnliches Vorgehen wie in Deutschland, jedoch mit einem anderen Inputdatensatz.

Zuletzt erfolgt die Implementierung der Profile, der Startkapazitäten und der Flächenpotenziale in DIMENSION. Der realistische Zubau entlang der Flächenpotenziale wird mit einer zusätzlichen Restriktion in DIMENSION sichergestellt. Der endogen optimierte Zubau an PV oder Wind Onshore wird prozentual auf die noch verfügbaren Potenzialflächen verteilt. Dies erfolgt mit der Formel (3.4).

$$\frac{\sum_{a \in \text{Region}} INSTCAP_{y,a,b}}{eePotential_{eeRegion,b}} = \sum_{f \in \text{Region}} SHARE_{y,b,f} \quad (3.4)$$

Die Formel stellt sicher, dass der Quotient aus regionaler installierter Kapazität und regionalem Flächenpotenzial für alle Regionen gleich ist. Der Quotient wird endogen in Abhängigkeit des tatsächlichen Zubaus bestimmt und wird durch die Variable *SHARE* abgebildet. Auf der linken Seite der Gleichung wird dazu für jedes Jahr (*y*) und für jedes Land (*b*) die Kapazität einer Technologie (*a*) aufsummiert und einer EE-Region zugeordnet. Eine EE-Region ist bspw. als PV-Aufdach-Bayern klassifiziert. Diese Kapazität wird durch das Potenzial dieser Region dividiert. Mit der Zuordnung von *f* (fuel), bspw. PV Aufdach zu den EE-Regionen wird sichergestellt, dass der Quotient der linken Seite für einen der Energieträger (Wind Offshore, Wind Onshore, PV-Freifläche und PV Aufdach) denselben Wert hat.

3.1.2 Stromnetze

In diesem Arbeitspaket wurde vom ie³ ein Modell zur Markt- und Netzsimulation *MILES* (*Model of International Energy Systems*) weiterentwickelt und angewandt. Im Fokus des Projektes steht die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Zur Abbildung der Interaktion zwischen den Sektoren werden in MILES batterieelektrische Fahrzeuge (BEF), Wärmepumpen (WP) und Power-to-Gas-Anlagen (PtG) explizit simuliert. Die MILES-Simulation erfolgt dabei für das gesamteuropäische System, wobei die explizite Modellierung verschiedener sektorenkoppelnder Anlagen auf Deutschland beschränkt ist. Der Energiemix in Deutschland wird dabei jeweils auf Basis der Szenariovarianten aus Kapitel 3.3 modelliert. Die Szenariodaten für das europäische Ausland stammen aus dem TYNDP 2020 und basieren auf dem Szenario "Distributed Energy", das für das Zieljahr 2045 extrapoliert wurde [12]. In Abbildung 3 ist die Struktur der erweiterten MILES-Werkzeugkette veranschaulicht und wird im Folgenden erläutert.

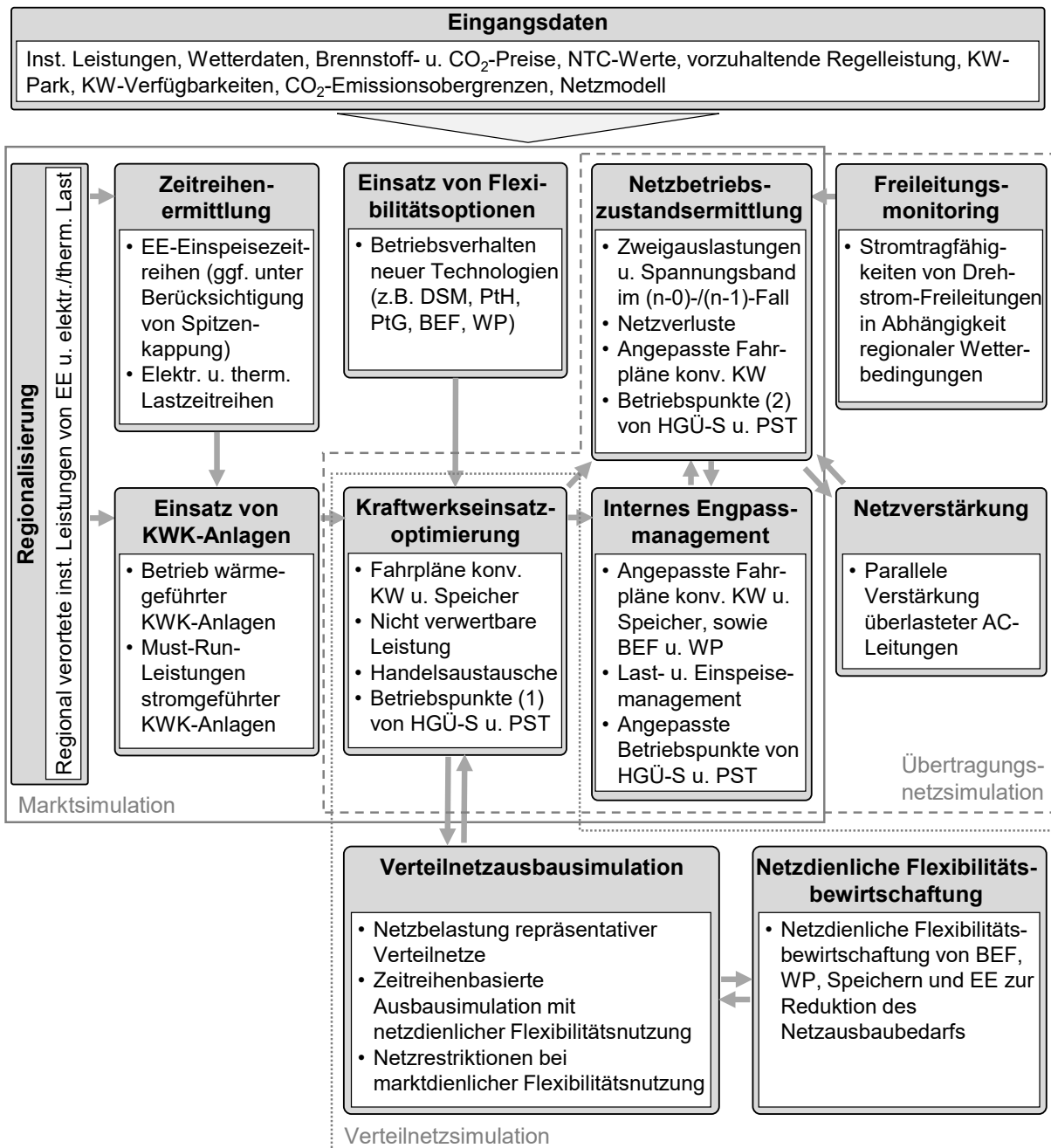


Abbildung 3: Struktur der erweiterten MILES-Kette

Regionalisierung und Zeitreihenermittlung

Im Rahmen der Regionalisierung werden die gemäß den Szenariodaten vorgegebenen installierten Leistungen von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungseinheiten sowie elektrischen und thermischen Lasten räumlich verteilt. Die angewandte Methode zur Verteilung von BEF bzw. WP ist in [13] und [14] beschrieben. Anschließend werden die Zeitreihen für dargebotsabhängige Erzeuger und von unflexiblen Lasten generiert. Die räumliche Verteilung von Elektrolyseuren erfolgt hierbei auf Basis der Residuallast auf Übertragungsnetzknotebene. Dabei wurden Knoten ohne Anschluss zum Wasserstoffnetz ausgeschlossen.

Strommarktsimulation

Danach folgt die Strommarktsimulation, bei der der Dispatch regelbarer Kraftwerke und marktseitiger Flexibilitätsoptionen im Rahmen einer Kraftwerkseinsatzoptimierung mit dem Ziel der Minimierung der variablen Betriebskosten c_k des Gesamtsystems bestimmt werden. Die marktseitigen Flexibilitätsoptionen werden in Form von Elektrolyseuren, BEF und WP berücksichtigt. Das Strommarktmodell wurde insbesondere um die Berücksichtigung von Elektrolyseuren erweitert. Dabei kann erzeugter Wasserstoff als zusätzliche Wertschöpfung mit positivem Kosteneffekt betrachtet werden. Daher wird die Zielfunktion der Optimierung angepasst, um den Einsatz von Elektrolyseuren mit einer Kostenreduktion zu verknüpfen. Die Höhe der Kostenreduktion wird dabei durch den angenommenen Wasserstoffpreis c_{H_2} und den Wirkungsgrad der Elektrolyse $\eta_{Elektrolyseure}$ beeinflusst:

$$\min \sum_{t \in M_t} \sum_{k \in M_k} c_k \cdot P_{k,t} - c_{H_2} \cdot P_{Elektrolyseure,t} \cdot \frac{1}{\eta_{Elektrolyseure}} \quad (3.5)$$

Die Methode zur Integration von BEF und WP in die Zielfunktion der Kraftwerkseinsatzoptimierung kann [15] entnommen werden. Die Ergebnisse der Strommarktsimulation dienen als Input für die darauffolgenden Netzsimulationen auf Übertragungs- und Verteilnetzebene.

Netzbetriebszustandsermittlung und Engpassmanagement

Unter Berücksichtigung der zuvor ermittelten zeitlich und regional aufgelösten Einspeise- und Lastzeitreihen werden im Rahmen der Netzbetriebszustandsermittlung die stundenscharfen Leistungen an den betrachteten Übertragungsnetzknoten bestimmt um anschließend den Leistungsfluss auf den AC- und DC-Leitungen des europäischen Übertragungsnetzes zu berechnen. Dabei wird der mögliche Einsatz von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln (LFB), wie Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) und Phasenschiebertransformatoren (PST) berücksichtigt. Der Netzausbauzustand orientiert sich dabei an den im NEP 2035 vorgestellten Maßnahmen [16]. Aufgrund der unterschiedlichen Zieljahre für Netz- und Szenariodaten (2035 bzw. 2045) ist zu erwarten, dass es zu erheblichen Leitungsüberlastungen im Übertragungsnetz kommt, welche ggf. nicht durch geeignete Maßnahmen im Rahmen des Engpassmanagements aufgelöst werden können. Um der Diskrepanz zwischen Szenario- und Netzdaten entgegenzuwirken, wurde eine Netzverstärkungsmethode entwickelt, die auf einem heuristischen Ansatz beruht. Das Ziel der Heuristik ist die Verstärkung von bestehenden AC-Leitungen durch parallele Zweige. Basis hierfür ist die Höhe der Engpassarbeit im N0-Fall, welche für die Heuristik mithilfe einer DC-Lastflussrechnung (LFR) berechnet wird und welche durch geeignete Verstärkungsmaßnahmen mindestens auf einen Schwellenwert reduziert werden soll. Dabei werden alle Leitungen, die zu mehr als 150% ausgelastet sind, je Iteration um einen parallelen Zweig verstärkt. Der Ablauf der Methode ist in Abbildung 4 dargestellt.

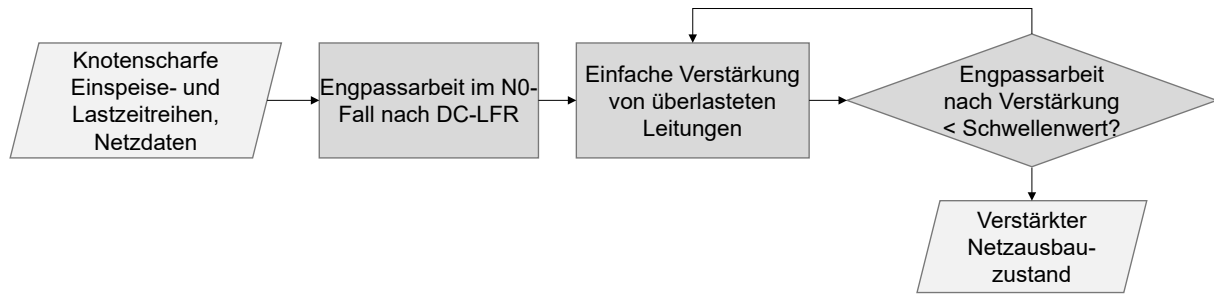


Abbildung 4: Ablauf der Netzverstärkungsmethode

Die Kosten für die Netzverstärkung wurden basierend auf [17] mit 2,5 Mio. € pro zugebautem Leitungskilometer angenommen und bilden einen integralen Bestandteil für die Berechnung der stromseitigen Infrastrukturkosten. Auf Basis des verstärkten Netzausbauzustandes werden anschließend AC-Leistungsflussrechnungen unter Berücksichtigung des Einsatzes von HGÜs und PSTs durchgeführt. Auftretende Überlastungen werden daraufhin mithilfe gezielter Maßnahmen im Rahmen des Engpassmanagements aufgelöst. Dafür werden gezielte Betriebspunktanpassungen von LFB und marktgetriebenen Erzeugungseinheiten (KW), sowie die Abregelung der Einspeisung aus EE-Anlagen vorgenommen mit dem Ziel die kostengünstigsten Maßnahmen zur Behebung auftretender Leitungsüberlastungen einzusetzen. Im Projektkontext wurde die Engpassmanagement-Optimierung um die Integration von flexiblen Verbrauchern in Form von BEF und WP erweitert. Eine reinmarktgetriebene Betriebsweise dieser kann in hohen Gleichzeitigkeiten resultieren, welche durch einen netzgetriebenen Einsatz reduziert werden können. Die Zielfunktion wurde entsprechend um zwei weitere Kostenterme C_t^{BEF} bzw. C_t^{WP} erweitert. Dabei ist sichergestellt, dass die flexiblen Verbraucher nach den netzbezogenen Maßnahmen und vor dem Redispatch von konventionellen Kraftwerken sowie der Abregelung von EE-Anlagen eingesetzt werden:

$$\sum_{t \in M_t} (C_t^{\text{LFB}} + C_t^{\text{BEF}} + C_t^{\text{WP}} + C_t^{\text{KW}} + C_t^{\text{EE}}) \quad (3.6)$$

Da die Anzahl an einzelnen flexiblen Ladevorgängen von BEF in einer dreistelligen Millionenhöhe liegen kann, wurde ein Clusteringverfahren zur Reduktion der Problemkomplexität entwickelt. Die Idee dahinter ist die Regelung von sogenannten Lade-Regionen, anstelle von einzelnen Ladevorgängen. Dafür werden Übertragungsnetzkn timer mit ähnlichen Einflüssen auf eine Leitung geclustert und simultan geregelt. Die Berücksichtigung von WP wird durch die thermische Trägheit der Gebäude simuliert, deren Einfluss durch die Schwankung der Innentemperatur in vorgegebenen Grenzen repräsentiert wird. Eine vollständige Beschreibung der Modelle zur Integration von BEF und WP in den Engpassmanagementprozess ist in [18] bzw. [19] beschrieben. Die resultierenden Redispatchkosten sind der zweite Bestandteil der elektrischen Infrastrukturkosten auf Übertragungsnetzebene. Neben den Infrastrukturkosten auf Übertragungsnetzebene, wurden im Rahmen von GreenVEgaS auch die Kosten auf Verteilnetzebene modelliert. Die Entstehung dieser wird im Folgenden erläutert.

Verteilnetzausbausimulation mit netzdienlicher Flexibilitätsbewirtschaftung

Um den Einfluss des Verteilnetzes auf die Infrastrukturkosten abzubilden, wurde im Rahmen von GreenVEgaS die MILES-Werkzeugkette um das Modul der Verteilnetzsimulation erweitert. Der Ablauf der Verteilnetzausbausimulation mit netzdienlicher Flexibilitätsnutzung ist in Abbildung 5 dargestellt.

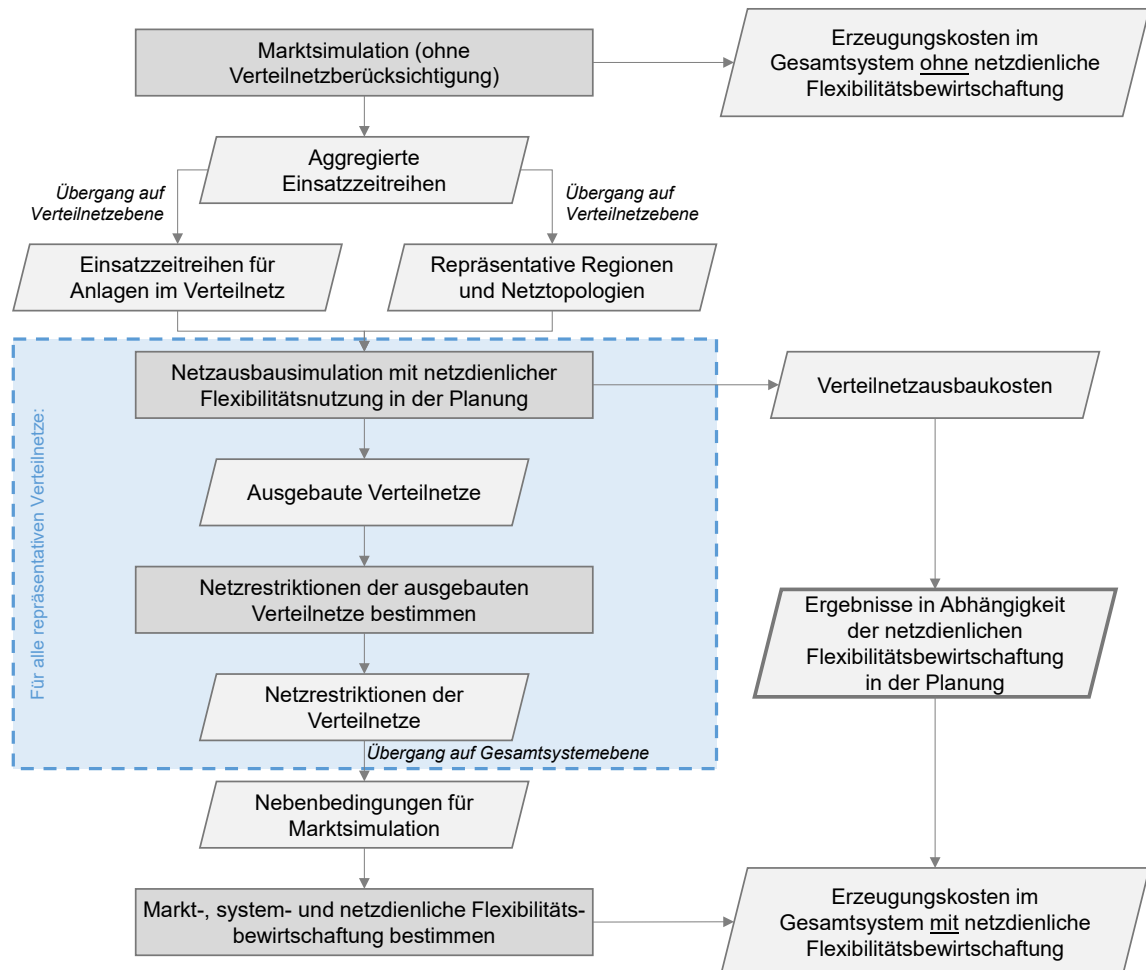


Abbildung 5: Übersicht der Verteilnetzausbausimulation

Der Ausgangspunkt für diese sind die Ergebnisse der Strommarktsimulation, welche die Gesamtsystemkosten und aggregierten Einsatzzeitreihen inkl. der markt- und systemdienlichen³ Flexibilitätsbewirtschaftung auf Gebotszonenebene liefern. Diese Einsatzzeitreihen werden für berücksichtigte Anlagentypen in repräsentativen Verteilnetzen der Nieder- (NS), Mittel- (MS) und Hochspannungsebene (HS) disaggregiert. Aufgrund unterschiedlicher Durchmischungseffekte der Netze auf den Spannungsebenen werden unterschiedliche methodische Ansätze zur Identifizierung repräsentativer Netztopologien im Folgenden vorgestellt. Die Bestimmung repräsentativer NS-Topologien erfolgt in vier Schritten:

1. Gemeinden einer Gemeindenklasse zuordnen
2. Gemeindenklassen als Typologie-Zusammensetzung beschreiben

³ Die Systemdienlichkeit wird durch die Regelleistungsvorhaltung teilweise berücksichtigt.

3. Gegebene Netztopologien jeweils einer Typologie zuordnen
4. Für alle Gemeinden mittels Optimierung die Anzahl der jeweiligen Netztopologien bestimmen

Zuerst werden Gemeinden mit ähnlichen strukturellen Eigenschaften zu einer Gemein-denklasse gruppiert, für die eine einheitliche Typologien-Zusammensetzung angesetzt wird, sodass die Problemkomplexität reduziert wird. Im zweiten Schritt werden die Typo-logie-Zusammensetzungen für ausgewählte Gemeinden einer Klasse analysiert und eine typische Typologie-Zusammensetzung für alle Gemeinden dieser Klasse festgelegt. Im dritten Schritt wird für gegebene Netztopologien bspw. auf Basis von Kennzahlen oder Sa-tellitenbildern festgelegt, welche Typologie durch das Netz primär versorgt wird. Um im letzten Schritt zu bestimmen, welche Netztopologien in den jeweiligen Gemeinden vorhan-den sind, um die Versorgungsaufgabe zu erfüllen, werden die folgenden Charakteristika gegebener Netztopologien mit Bemessung herangezogen:

- Anzahl Einfamilienhäuser (EFH), Mehrfamilienhäuser (MFH) und Wohneinheiten (WEH)
- Anzahl Gewerbe
- Gesamtlänge der Leitungen in km

Mit den vorliegenden Daten der Netztopologien wird ein Optimierungsproblem aufgestellt und gelöst, welches makroskopische und mikroskopische Sollwerte durch die Verortung von Netztopologien in den Gemeinden annähert. Dabei werden die mit den Faktoren s_1^{NS} bis s_7^{NS} gewichteten absoluten Abweichungen von vorgegebenen Sollwerten minimiert. Die Beschreibung der zu minimierenden Abweichungen kann Tabelle 2 entnommen werden. Eine makroskopische Vorgabe für die Summe über alle Netze und alle Gemeinden ist bspw. die Leitungslänge der NS in Deutschland. Ebenso kann die Anzahl der Ortsnetzstationen vorgegeben werden. Mikroskopisch wird für jede Gemeinde separat berücksichtigt, dass die darin existenten EFH und MFH als Netzknoten in den verorteten Topologien auftreten. Ebenso wird die Anzahl der Gebäude pro Typologie in den Gemeinden berücksichtigt. Nach Durchführen des Optimierungsproblems ist für jede Gemeinde separat bekannt, welche Netztopologien wie häufig in ihr vorhanden sind.

$$\min \left(s_1^{NS} \cdot |\Delta L_{ges}^{NS,Ltg}| + s_2^{NS} \cdot |\Delta n_{ges}^{EFH}| + s_3^{NS} \cdot |\Delta n_{ges}^{MFH}| + s_4^{NS} \cdot \sum_r |\Delta n_r^{EFH}| + s_5^{NS} \cdot \sum_r |\Delta n_r^{MFH}| + \sum_r \sum_{\psi} s_{6,\psi}^{NS} \cdot |\Delta n_{r,\psi}^{Geb}| + s_7^{NS} \cdot |\Delta n_{ges}^{NS,Netz}| \right) \quad (3.7)$$

Tabelle 2: Entscheidungsvariablen der Zielfunktion aus (3.7)

Variable	Beschreibung
$\Delta L_{ges}^{NS,Ltg}$	Abweichung der summierten Leitungslänge von einem vorgegebenen Sollwert für den gesamten Betrachtungsbereich (bspw. Gebotszone)
Δn_{ges}^{EFH}	Abweichung der Anzahl der EFH im gesamten Betrachtungsbereich
Δn_{ges}^{MFH}	Abweichung der Anzahl der MFH im gesamten Betrachtungsbereich
Δn_r^{EFH}	Abweichung der Anzahl der EFH für Region r
Δn_r^{MFH}	Abweichung der Anzahl der MFH für Region r

$\Delta n_{r,\psi}^{\text{Geb}}$	Abweichung in der Anzahl der Wohngebäude pro Region r und Typologie ψ
$\Delta n_{\text{ges}}^{\text{NS,Netz}}$	Abweichung der Anzahl der insgesamt in allen Regionen verorteten Netze

Zur Identifizierung repräsentativer MS- bzw. HS-Netztopologien wird grundsätzlich derselbe methodische Ansatz verfolgt wie bei NS-Netztopologien, sodass auf eine detaillierte Beschreibung der Methoden verzichtet wird. Der Unterschied liegt darin, dass der Typologienansatz aufgrund einer stärkeren Durchmischung vernachlässigt werden kann. Stattdessen wird der Grad der Verstädterung als Unterscheidungsmerkmal genutzt und zwischen ländlichen, halbstädtischen und städtischen Gemeinden differenziert. Im Fall von MS-Netzen werden benachbarte Gemeinden auf Grundlage geographischer Daten so zusammengefasst, dass vollständige Netze entstehen. Bei HS-Netzen werden bestehende MS-Gemeindegruppen bei Bedarf gruppiert. Nach Abschluss dieses Verfahrensschrittes sind die in den Gemeinden verorteten Netztopologien inklusive Bemessung bekannt. Die Anzahl und Art der in den Netzen angeschlossenen Anlagen unterscheidet sich jedoch in Abhängigkeit der Regionalisierung, sodass in einem nächsten Schritt Gemeinden mit ähnlicher Verteilnetzbelastung im zeitlichen Verlauf durch eine Clusteranalyse gruppiert werden. Dadurch muss im Anschluss nur eine repräsentative Gemeinde stellvertretend für die gesamte Gruppe in der Netzausbausimulation untersucht werden. Dabei wird berücksichtigt, dass nur Gemeinden mit ähnlichen Anteilen der Netztopologien gruppiert werden dürfen. Als Kriterium zur Gruppierung wird die Leistungsdichte verschiedener Technologien pro Netzknoten als Zeitreihe im Jahresverlauf herangezogen, da unter Berücksichtigung der Gesamtmethode nur Gemeinden gruppiert werden dürfen, wenn Netzrestriktionen zum gleichen Zeitpunkt auftreten. Dies begründet sich darin, dass die Netzrestriktionen im späteren Verlauf zeitpunktscharf in die Marktsimulation integriert werden müssen. Zusammengefasst ist nach Abschluss dieser Schritte für alle Gemeinden Deutschlands bekannt, welche Netztopologien zur Versorgung notwendig sind und welche Technologien, sowie deren Anlagenanzahl und Größe, in diesen verortet sind.

Anschließend werden die Einsatzzeitreihen aus der Marktsimulation disaggregiert und den identifizierten Netztopologien zugeordnet, sodass die zugrundeliegende Versorgungsaufgabe auf Verteilnetzebene definiert ist. Die methodischen Ansätze dazu können in [20] nachgelesen werden. Die Versorgungsaufgabe ist die Basis zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs. Die Schritte der Netzausbausimulation sind in Abbildung 6 dargestellt.

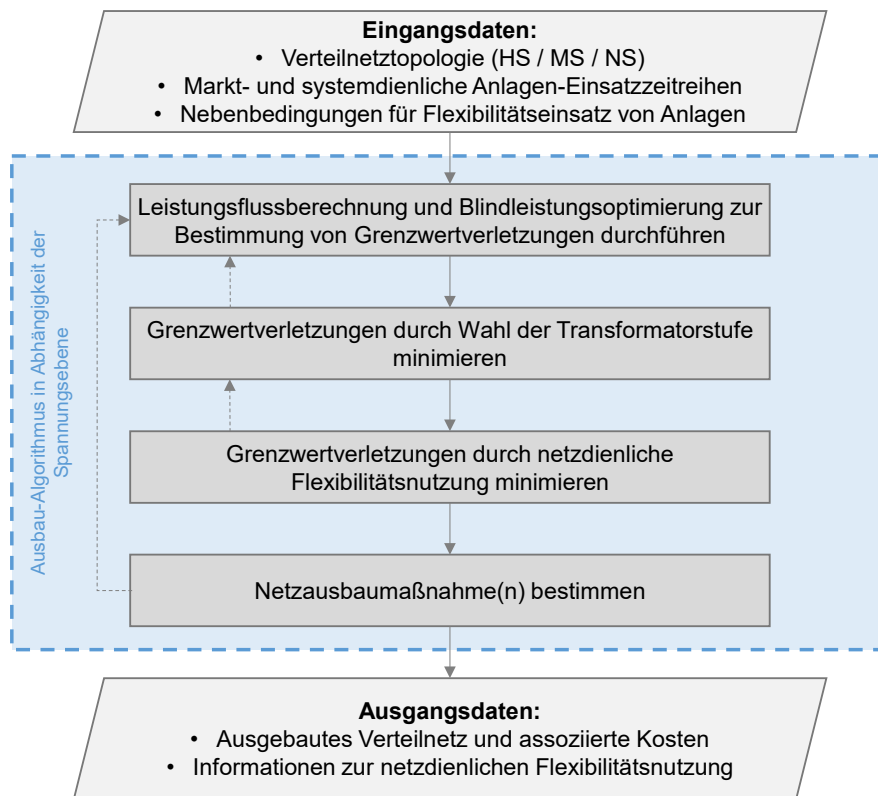


Abbildung 6: Übersicht der Netzausbausimulation

Als Input in die Netzausbausimulation gehen die vollständig beschriebenen Verteilnetze ein, welche Informationen über Netztopologien, Verortung der Anlagen sowie die markt- und systemdienlichen Einsatzzeitreihen enthalten. Zusätzlich werden die Nebenbedingungen zur Abbildung des Flexibilitätseinsatzes in Form von bspw. Ladebedarfen oder Verschiebepotenzialen exogen vorgegeben. Der Ausbualgorithmus folgt der Priorisierung des NOVA⁴-Prinzips und wird durch drei mögliche Maßnahmen beschrieben:

1. Transformatorstufung und Blindleistungsoptimierung
2. Netzdienliche Flexibilitätssnutzung
3. Netzausbau

Das Ziel ist es dabei durch geeignete Maßnahmen die Grenzwertverletzungen bezogen auf die thermische Belastung und Spannungsbänder von Betriebsmitteln zu eliminieren bzw. zu reduzieren. Die initiale Auslastung auf Basis der vorgegebenen markt- und systemdienlichen Anlagenzeitreihen wird durch eine Lastflussrechnung inkl. einer Blindleistungsoptimierung bestimmt. Die Stufung von Transformatoren ist initial noch nicht auf die Versorgungsaufgabe abgestimmt und wird so angepasst, dass die Anzahl und Ausprägung der Grenzwertverletzungen über den Simulationszeitraum minimiert wird. Bei weiterhin vorhandenen Grenzwertverletzungen wird der netzdienliche Flexibilitätseinsatz in einer Optimierung bestimmt und die Auswirkungen durch eine erneute Leistungsflussrechnung validiert. Dabei werden unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen die Einsatzzeitreihen so variiert, dass die Anzahl und Ausprägung der Grenzwertverletzungen reduziert werden.

⁴ NOVA: Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau

Ziel ist es dabei die initialen Zeitreihen des markt- und systemdienlichen Einsatzes nur gering zu verändern. Die zugrundeliegende Zielfunktion wird wie folgt beschrieben:

$$\min \left(\sum_{t \in T} \left(\sum_{Z_{\text{gwv}}} (g_z \cdot \xi_{z,t}) + \sum_{K_{\text{gwv}}} (g_m \cdot \xi_{m,t}) + \sum_{a \in A} (\Delta P_{a,t}^{\text{pos}} + \Delta P_{a,t}^{\text{neg}}) \right) \right) \quad (3.8)$$

Die ersten zwei Summanden beschreiben die Minimierung der gewichteten Slackvariablen ξ aller Betriebsmittel mit Grenzwertverletzungen und bilden die Leistungsflussrechnung inkl. Blindleistungsoptimierung ab, wobei Z_{gwv} die Menge aller Zweige und K_{gwv} die Menge aller Knoten mit Grenzwertverletzungen beinhalten. g stellt dabei jeweils den Gewichtungsfaktor dar. Der letzte Summand beschreibt die Anpassung des Flexibilitätseinsatzes in positiver oder negativer Richtung $\Delta P_{a,t}^{\text{pos}}$ bzw. $\Delta P_{a,t}^{\text{neg}}$ zugunsten des Netzes für alle Anlagen A . Aufgrund des zeitkoppelnden Charakters des Flexibilitätseinsatzes findet die Optimierung über den gesamten Simulationszeitraum statt. Als letzte mögliche Maßnahme bei nicht aufgelösten Grenzwertverletzungen werden zusätzliche Ausbaumaßnahmen herangezogen. Je nach Spannungsebene werden unterschiedliche Netzausbaumaßnahmen in Betracht gezogen. Die Wahl der Ausbaumaßnahmen kann in [20] nachgelesen werden. Die mit den Ausbaumaßnahmen assoziierten Investitionskosten in Form von Annuitäten sind ein Bestandteil der Infrastrukturkosten auf Verteilnetzebene. Die modifizierte Verteilernetztopologie ist unter Berücksichtigung der zugelassenen netzdienlichen Flexibilitätseinsatzung engpassfrei. Für die initialen markt- und systemdienlichen Einsatzzeitreihen gilt diese Engpassfreiheit jedoch oftmals nicht. Diese angepassten Zeitreihen im Rahmen des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes werden nun in die Marktsimulation zurückgespielt und über Netzrestriktionen harmonisiert. Dafür werden die Nebenbedingungen des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes in aggregierter Form in die Marktsimulation integriert, um in Summe den markt-, system- und netzdienlichen Flexibilitätseinsatz zu bestimmen. Die Mehrkosten, die durch die Marktsimulation mit Verteilnetzrestriktionen im Vergleich zur Marktsimulation ohne Verteilnetzrestriktionen resultieren, sind der zweite Bestandteil der Infrastrukturkosten auf Verteilnetzebene.

3.1.3 Gas- und Fernwärmenetze

Zur Bestimmung des benötigten Infrastrukturausbaus auf Gas- und Wärmeseite müssen Informationen aus unterschiedlichen Netzebenen und Sektoren miteinander verschnitten werden. Abbildung 7 zeigt den vereinfachten Ablauf des Modells zur Bestimmung des benötigten Infrastrukturausbaus.

Die Basis bildet die Bestimmung der Wärmebedarfe. Zur Abbildung der Entwicklung des Wärmebedarfs im Wohngebäudesektor wurde ein räumlich aufgelöstes Modell zur Abbildung der Sanierung entwickelt. Ausgehend vom Gesamtwärmebedarf, in den auch die Raum- und Prozesswärmebedarfe aus Industrie und Gewerbe einfließen, wird der räumlich aufgelöste Ausbau der Wärmenetze prognostiziert.

Durch Verschneidung der Ergebnisse für den Wärmenetzausbau, der bestehenden Erdgasinfrastruktur, sowie der Gebiete mit zukünftiger Wasserstoffversorgung, wird die Technologieverteilung auf Verteilnetzebene bestimmt. Hieraus ergibt sich der benötigte Infrastrukturausbau auf Verteilnetzebene. Zusammen mit der Infrastruktur auf den höheren

Netzebenen, können für die unterschiedlichen Szenarien der Ausbau und die resultierenden Infrastrukturkosten bestimmt werden.

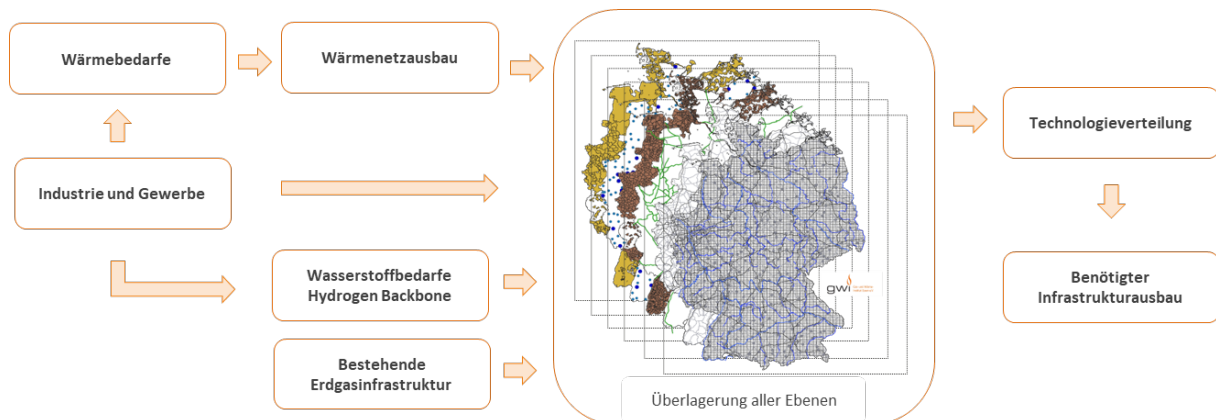


Abbildung 7: Schematische Darstellung des Modells zur Bestimmung des gaseitigen Infrastrukturausbaus

Wärmebedarfe

Grundlage für die Betrachtung der Versorgungsinfrastruktur bildet eine umfassende Analyse der Bedarfe. Dazu werden zunächst die Wärmebedarfe im Wohngebäudesektor, im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) und in der Industrie räumlich aufgelöst. Zur Untersuchung des Energiesystems in 2045 müssen auch die Veränderungen der Wärmebedarfe berücksichtigt werden. Für den Gebäudesektor wird daher auch die Methode zur Modellierung der Entwicklung der Wärmebedarfe durch Sanierung vorgestellt.

Die Bestimmung der Ausgangssituation der Wärmebedarfe beruht auf einer im Projekt Wohn KWK Switch entwickelten Methodik [21], deren Grundlage die Zensus-Daten von 2011 [22] und die Daten aus dem Tabula Webtool [23] bilden. Die verwendeten Zensus-Daten beinhalten Gebäudedaten wie Anzahl und Gebäudealtersklassen in einem 100 x 100 m Raster.

Darauf aufbauend wurde ein Modell für die Sanierung von Wohngebäuden entwickelt. Die angenommene Sanierungsrate orientiert sich am Hauptszenario der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität [1]. Ausgangspunkt ist eine Sanierungsquote von 1 % mit jährlichem Anstieg um 0,1 % bis maximal 1,9 %. Bei dem im Rahmen des Projektes verwendeten Sanierungsansatz wird angenommen, dass die Sanierungswahrscheinlichkeit für Gebäude mit Baujahr vor 1995 in ganz Deutschland gleich ist. Der größere Reduktionseffekt durch Sanierung für ältere Baualtersklassen wird über das Wärmereduktionspotenzial berücksichtigt. Hierzu wird zunächst regional aufgelöst für jede 100 x 100 m Rasterzelle x das maximale Reduktionspotenzial $\Delta Q_{san,max}$ über Gleichung (3.12) bestimmt, mit dem spezifischen Wärmebedarf $q_{AK,t0}$ der Gebäude einer Gebäudealtersklasse AK im Ausgangsjahr $t0$ (hier $t0 = 2011$), der durchschnittlichen Wohnfläche $\bar{A}$ der jeweiligen Rasterzelle, der maximalen Effizienzsteigerung η der Gebäudealtersklasse und der Anzahl der Gebäude n je Gebäudealtersklasse und Rasterzelle. Die maximale Effizienzsteigerung η wird für jede im Zensus vorkommende Gebäudealtersklasse anhand der Daten für das Einsparpotenzial laut Tabula Webtool [23] für den Fall „Advanced Refurbishment“ bestimmt.

$$\Delta Q_{san,max}(x) = \sum_{AK} (q_{AK,t0} \cdot \bar{A}(x) \cdot \eta_{AK} \cdot n_{AK}(x)) \quad (3.9)$$

Das durch die Altersstruktur gewichtete Reduktionspotenzial wird zur Bestimmung des Wärmebedarfs im Zieljahr für jede Altersklasse zu einem der Sanierungsrate entsprechenden Anteil ausgereizt. Der Wärmebedarf der Rasterzelle im Zieljahr t_z lässt sich somit mit dem Ausgangswärmebedarf Q_{t0} , dem maximalen Reduktionspotenzial $\Delta Q_{san,max}$, der Sanierungsrate p_{san} pro Jahr, der Anzahl aller Gebäude in Deutschland n_{ges} und der Anzahl der Gebäude mit Sanierungspotenzial n_{san} bestimmen mit

$$Q_{san,tz}(x) = Q_{t0}(x) - \sum_{t=t0+1}^{tz} (\Delta Q_{san,max}(x) \cdot p_{san,t} \cdot \frac{n_{ges}}{n_{san}}) \quad (3.10)$$

Mit diesem Ansatz werden alle Gebäude mit Sanierungspotenzial entsprechend der Vorgabe hinsichtlich der Sanierungsrate teilsaniert. Es erfolgt keine explizite Vollsanierung einzelner Gebäude. Da die Gebäude innerhalb einer Rasterzelle allerdings nicht einzeln abgebildet werden, bleibt die genaue Verteilung der Sanierung innerhalb einer Rasterzelle offen – es könnten also auch Gebäude gar nicht und andere dafür vollsaniert worden sein, solange der resultierende Wärmebedarf gleichbleibt. Es ergibt sich eine hinsichtlich der Anteile der teilsanierten Gebäude gleichmäßig verteilte Sanierung über ganz Deutschland. Wie in Abbildung 8 zu erkennen ist, reduziert sich hierdurch der Wärmebedarf, die prinzipielle Wärmebedarfsstruktur (besonders hoher Wärmebedarf in den Ballungsräumen) bleibt jedoch bestehen. Die prozentuale Reduktion des Wärmebedarfs schwankt durch die heterogene Gebäudealtersstruktur dabei zwischen 24 und 36 %, während die absolute Reduktion des Wärmebedarfes aufgrund der unterschiedlichen Bebauungsdichten starke regionale Unterschiede aufweist.

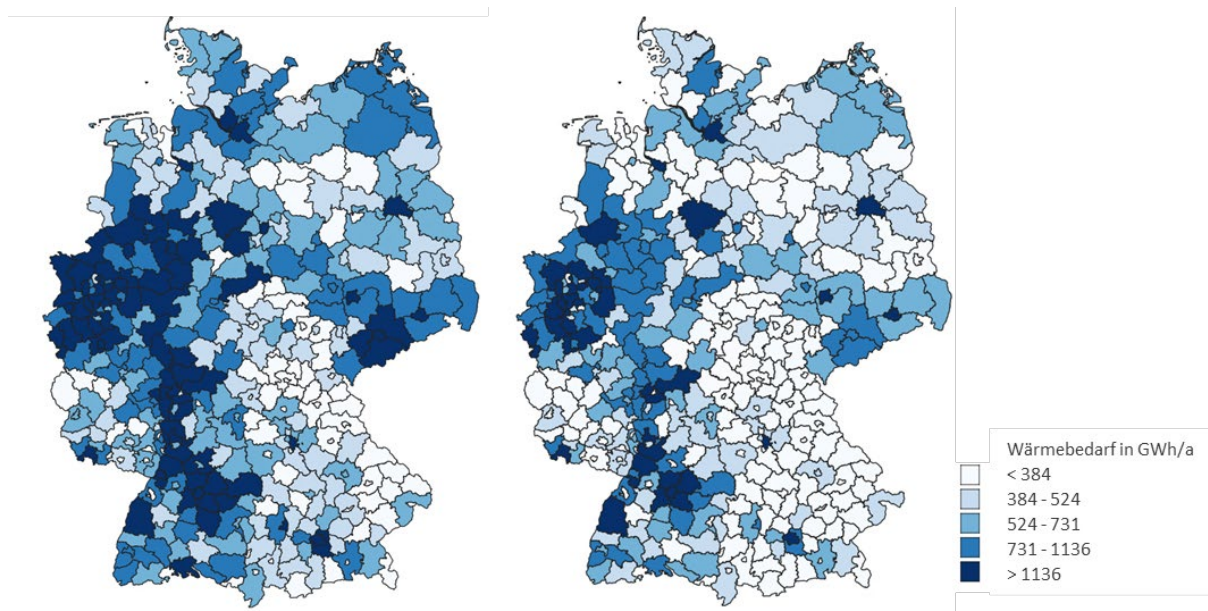


Abbildung 8: Vergleich des regional aufgelösten Wärmebedarfs im Ausgangsjahr 2011 (links) und nach Sanierung im Zieljahr 2045 (rechts)

Nach [24] lag der Endenergieverbrauch des GHD-Sektors im Bereich Wärme in 2018 bei 234 TWh. Zur geografischen Verortung wird näherungsweise angenommen, dass die regionale Verteilung des Wärmebedarfs mit der Anzahl der Erwerbstätigen im GHD-Sektor korreliert. Der Wärmebedarf wird dementsprechend anhand des prozentualen Anteils der Erwerbstätigen je Landkreis [25] geografisch verortet. Um von den Bedarfen je Landkreis auf die Bedarfe je 100 x 100 m Rasterzelle zu schließen, werden zunächst alle bebauten Rasterzellen identifiziert und anschließend der durchschnittliche Wärmebedarf je Rasterzelle für jeden Landkreis bestimmt.

Grundlage für die Bestimmung der regional aufgelösten Wärmebedarfe der Industrie bilden die auf NUTS3-Ebene zur Verfügung stehenden Energiebedarfe aus der Jahreserhebung über die Energieverwendung in Bergbau und verarbeitendem Gewerbe aus der GENESIS-Datenbank, Tabelle 43531 für 2018 [25]. Sofern für die jeweiligen Landkreise die Aufteilung in Strom- und Wärmebedarfe bekannt ist, werden diese Angaben verwendet. Für die Landkreise für die aus [25] keine Aufteilung in Strom und Wärme hervorgeht, wird nach [24] angenommen, dass der Wärmebedarf 75,7 % des Gesamtenergiebedarfes entspricht. Für 42 Landkreise wird in [25] aus Gründen der statistischen Geheimhaltung kein Gesamtenergiebedarf angegeben. Für diese Landkreise erfolgt eine Unternehmenscharfe Abschätzung der Energiebedarfe auf Basis der CO₂-Emissionen aus [26].

Die Wärmebedarfe des Sektors Industrie je Landkreis werden anhand der Industriestandorte weiter regional aufgelöst. Die Industriestandorte werden dem Schadstoffregister des Umweltbundesamtes [26] entnommen, den dazugehörigen Wirtschaftszweigen zugeordnet und geografisch lokalisiert. Durch die Zuordnung zu den Wirtschaftszweigen kann eine grobe Einteilung nach Temperaturniveaus vorgenommen werden. Die Wärmebedarfe werden gleichmäßig auf die Standorte verteilt und hierdurch den Rasterzellen zugeordnet.

Potenziale für den Fernwärmenetzausbau

Zur Prognose des räumlichen Ausbaus von Fernwärmenetzen wurden zunächst die Einflussfaktoren identifiziert, anhand derer das Ausbaupotenzial bestimmt werden kann.

Voraussetzung für den Fernwärmeausbau ist die prinzipielle Eignung für den Anschluss an ein Fernwärmenetz. Aufgrund der prozentual steigenden Leitungsverluste bei abnehmender Wärmebedarfsdichte, empfiehlt sich nach [27] ein Anschluss an ein Fernwärmenetz erst ab einer Liniendichte von 1,5 MWh/(m a). Im Rahmen des Projektes erfolgt eine rasterscharfe Betrachtung des Fernwärmeausbaus. Die Mindestbedarfsdichte muss entsprechend auf einen flächenspezifischen Wert umgerechnet werden. Hierzu ist die Bestimmung einer durchschnittlich erwarteten Leitungslänge pro Rasterzelle notwendig. Mittels effektiver Weite w nach [28] kann die Leitungslänge L für die Fläche einer Rasterzelle A_{Zelle} bestimmt werden mit

$$L = \frac{A_{Zelle}}{w} \quad (3.11)$$

Für die effektive Weite w gilt Gleichung (3.12), wobei r den Anteil der bebauten Fläche pro Gesamtfläche angibt, es handelt sich also um ein Maß für die Bebauungsdichte.

$$w = 61,8 \cdot r^{-0,15} \quad (3.12)$$

Im Rahmen des Projekts GreenVEgaS wird für Deutschland ein durchschnittlicher Wert für r von 0,5 angenommen. Dieser stellt den Grenzwert zwischen innerstädtischer Bebauung und Außenbereichen dar [29]. Damit ergibt sich eine durchschnittliche Wärmenetzleistungslänge pro Rasterzelle von 145,83 m. In der Literatur finden sich unterschiedliche Werte und Bereichsangaben für die tatsächliche oder empfohlene Anschlussquote von Wärmenetzen. Diese schwanken rund um 70 % [30], [31], [32]. Unter Berücksichtigung einer Anschlussquote von 70 % kann die flächenbezogene Mindestwärmebedarfsdichte zur Bestimmung der Fernwärmeausbaupotenziale zu 312,5 MWh/(ha a) bestimmt werden. Alle Rasterzellen mit einem geringeren Wärmebedarf werden aus den weiteren Betrachtungen ausgeschlossen.

Aus allen Rasterzellen, die noch nicht an ein Fernwärmenetz angeschlossen sind und in denen die Mindestwärmebedarfsdichte von 312,5 MWh/a überschritten wird, werden Cluster gebildet. Es wird angenommen, dass beim Fernwärmeausbau in der Regel kein neues Netz für ein Gebiet der Größe 100 x 100 m gebaut wird, sondern ein Ausbau nach Möglichkeit immer größere Gebiete abdeckt. Die Cluster werden anhand der Potenziale der innerhalb des Clusters liegenden Rasterzellen bewertet. Um die Wahrscheinlichkeit für einen Fernwärmeausbau bzw. die regionale Eignung zum Ausbau zu bestimmen, werden die Rasterzellen im Hinblick auf vier Eignungskriterien k mit $k \in \{0, 1\}$ untersucht. Das Gesamtpotenzial eines Clusters $P_{Cluster}$ wird dazu wie folgt bestimmt:

$$P_{Cluster} = \sum_{i=1}^{n_z} (0,5 \cdot (k_{Q,single,i} + k_{Q,multiple,i}) + k_{Erweiterung,i} + k_{Abwärme,i}) \cdot \frac{1}{n_z} \quad (3.13)$$

Dabei wird je Cluster die Anzahl aller zutreffender Eignungskriterien über alle im Cluster enthaltenen Rasterzellen aufsummiert und anhand der Gesamtanzahl der Rasterzellen n_z innerhalb des Clusters normiert.

Wie oben beschrieben steigen die prozentualen Verluste mit sinkender Wärmebedarfsdichte. Höhere Wärmebedarfsdichten bedeuten folglich geringere anteilige Verluste und damit potenziell eine höhere Wirtschaftlichkeit. In Gebieten mit besonders hohen Wärmebedarfen ist ein Aus- oder Neubau von Fernwärmenetzen daher wahrscheinlicher. Um dies in den Kriterien zu berücksichtigen wird ein Grenzwert bestimmt, ab dem eine Rasterzelle als **Rasterzelle mit überdurchschnittlich hoher Wärmebedarfsdichte** gilt und damit das Kriterium $k_{Q,single}$ erfüllt. Zur Bestimmung des Grenzwertes werden die Wärmebedarfe aller Rasterzellen ausgewertet, in denen laut [22] Fernwärmeanschlüsse vorhanden sind. Als Grenzwert wird der durchschnittliche Wärmebedarf dieser Zellen von 453 MWh/a festgelegt.

Es ist zu erwarten, dass die Investitionskosten bezogen auf die übertragene Wärmemenge für den Neubau eines Fernwärmenetzes in einer einzelnen Rasterzelle höher sind als für den Ausbau eines Clusters von mehreren benachbarten Zellen mit hohen Wärmebedarfsdichten. Daher wird das Kriterium $k_{Q,single}$ mit einem Faktor von 0,5 gewichtet und ein weiteres Kriterium $k_{Q,multiple}$ eingeführt. Dieses gilt als erfüllt, wenn eine Rasterzelle Teil von einem **Cluster mit mindestens vier benachbarten Rasterzellen mit überdurchschnittlich**

hohen Wärmebedarfsdichten ist. Da bei Erfüllung von $k_{Q,multiple}$ immer auch $k_{Q,single}$ erfüllt ist, wird auch hier ein Gewichtungsfaktor von 0,5 verwendet, sodass sich für eine Rasterzelle durch die Summierung von $k_{Q,multiple}$ und $k_{Q,single}$ ein Wert von 0,5 (wenn es eine einzelne Zelle mit überdurchschnittlichem Wärmebedarf ist) oder ein Wert von 1 (wenn sie Teil eines Clusters ist) ergeben kann.

Eine **Erweiterung von bestehenden Fernwärmenetzen** ($k_{Erweiterung}$) ist eine weitere Möglichkeit, um die Investitionskosten gering zu halten. So gilt in allen Rasterzellen, in denen die Mindestwärmebedarfsdichte erreicht wird und welche an ein Bestandsnetz angrenzen, das Kriterium $k_{Erweiterung}$ als erfüllt. Somit werden insbesondere Cluster mit einer großen gemeinsamen Außengrenze an Bestandsnetze oder kleine Cluster, welche die Bestandsnetze punktuell nachverdichten, priorisiert.

Als letztes Kriterium $k_{Abwärme}$ wird das Potenzial zur **Nutzung industrieller Abwärme** untersucht. Dazu wurden zunächst die Industriestandorte, die als Abwärmequellen in Frage kommen identifiziert. Im Rahmen des Projekts war eine detaillierte Betrachtung jedes einzelnen Industriestandortes nicht möglich, daher wurde eine Klassifikation hinsichtlich Eignung der Standorte über die Zuordnung zu den Wirtschaftszweigen vorgenommen. Die Wirtschaftszweige Metallerzeugung und -bearbeitung (29 %), Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden (24 %) und Herstellung von chemischen Erzeugnissen (19 %) stellen die größten Anteile des Abwärmeaufkommens in Deutschland. Gleichzeitig sind in diesen Wirtschaftszweigen auch hohe Abwärmepotentialniveaus zu erwarten. [33] Industriestandorte dieser Wirtschaftszweige werden daher als potenzielle Abwärmequellen klassifiziert.

Bei der Bestimmung der Abwärmepotenziale wird zwischen den Wirtschaftszweigen unterschieden. Für die Metallerzeugung und -bearbeitung und die Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik und Verarbeitung von Steinen und Erden lässt sich das Abwärmepotenzial Q_{Abw} einzelner Standorte nach [34] wie folgt bestimmen:

$$Q_{Abw} = \left(\frac{C \cdot F \cdot \eta}{K \cdot L} \right) \cdot R \quad (3.14)$$

Mit den CO₂-Emissionen am Standort C in t/a nach [26], dem Anteil der durch Verbrennungsprozesse verursachten Emissionen F , der durchschnittlichen Effizienz der Umwandlung von Brennstoff zu Wärme im jeweiligen Sektor η , dem Emissionsfaktor für den jeweiligen Sektor K in t_{CO2}/TJ, dem Nutzungsgrad L der Verbrennungsanlagen im Sektor und dem durchschnittlichen Anteil der rückgewinnbaren Wärme im Sektor R .

Angelehnt an [34] werden im Rahmen des Projektes die Faktoren aus Tabelle 3 zur Bestimmung des Abwärmepotenzials der Wirtschaftszweige Metallerzeugung und -bearbeitung und Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik und Verarbeitung von Steinen und Erden verwendet.

Tabelle 3: Parameter zur Bestimmung des Abwärmepotenzials unterschiedlicher Wirtschaftszweige angelehnt an [34]

Wirtschaftszweig	F [-]	η [-]	K [t _{CO2} /TJ]	L [-]	R [-]
Metallerzeugung und -bearbeitung	1	0,9	84,8	0,84	0,1
Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik und Verarbeitung von Steinen und Erden	0,44	0,9	79,0	0,8	0,15

Aufgrund der großen Heterogenität der Prozesse bei der Herstellung von chemischen Erzeugnissen ist der oben genannte Ansatz für diesen Wirtschaftszweig nicht gültig [34]. Hier wird ein generischer Ansatz gewählt und nach [35] ein Abwärmefaktor von 0,09 verwendet, um anhand des Gesamtenergiebedarfs des Standorts das Abwärmepotenzial zu bestimmen. Weiterhin wird angenommen, dass die durchschnittlichen Wärmenetzverluste 12 % betragen [36].

Industriestandorte, deren Abwärmepotenzial zu gering ist, um den Wärmebedarf von vier Rasterzellen mit der Mindestwärmebedarfsdichte zu decken, werden im Modell nicht als potenzielle Abwärmequellen berücksichtigt.

Ausgehend von den identifizierten möglichen Abwärmequellen und deren verfügbarer Abwärmemenge wird das Abwärmenutzungspotenzial der Rasterzellen untersucht. Sofern in der Rasterzelle des Industriestandortes ein Wärmebedarf vorhanden ist, gilt für diese Rasterzelle, dass eine Abwärmenutzung möglich ist. Außerdem gilt für alle Rasterzellen innerhalb eines Radius von 1 km, in denen der Mindestwärmebedarf vorhanden ist, das Abwärmekriterium $k_{Abwärme}$ als erfüllt. Bei der Bestimmung der eingebundenen Abwärme nach der Ausbausimulation wird die berücksichtigte Abwärmemenge auf das Abwärmeaufkommen je Quelle begrenzt. Für den Fall, dass innerhalb des Radius einer Abwärmequelle ein weiterer Industriestandort mit Abwärmepotenzial vorhanden ist, werden die Abwärmepotenziale beider bzw. aller Standorte gemeinsam betrachtet.

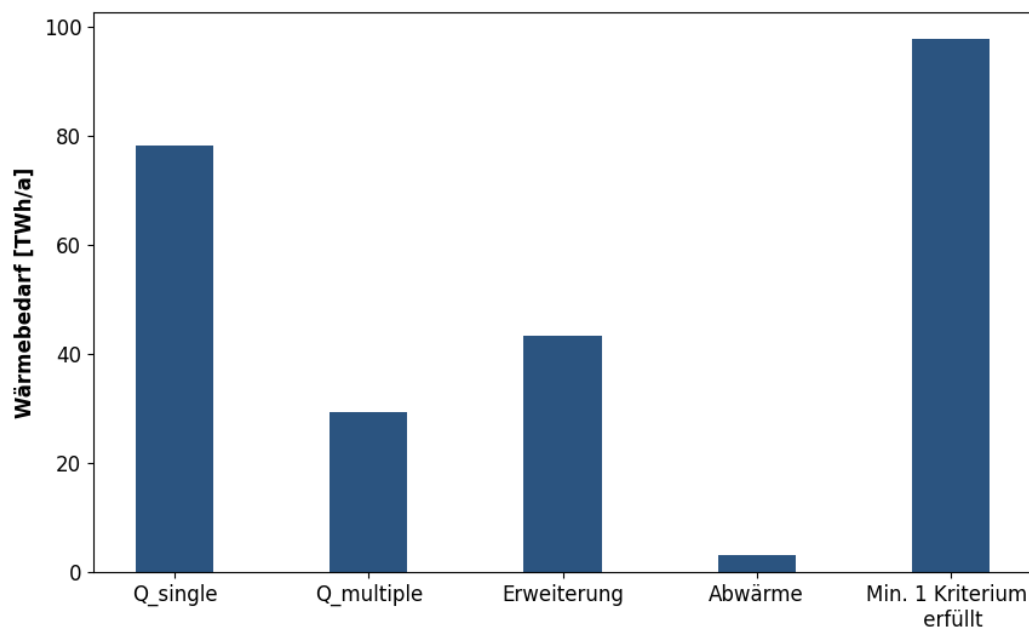


Abbildung 9: Darstellung des Wärmebedarfes der Rasterzellen, die mindestens ein Ausbaukriterium erfüllen

In Abbildung 9 ist der Wärmebedarf der Rasterzellen, die die unterschiedlichen Kriterien erfüllen, dargestellt. Der Wärmebedarf von Zellen, die mehrere Kriterien erfüllen wird in allen zutreffenden Kriterien berücksichtigt. Die dargestellten Wärmemengen stellen unter Berücksichtigung der Anschlussquote von 70 % die maximalen Ausbaupotenziale je Kriterium dar. Es ist zu erkennen, dass der Wärmebedarf der Rasterzellen, die das Abwärmekriterium erfüllen, mit ca. 4 TWh den geringsten Anteil ausmacht. Der aufsummierte Wärmebedarf der einzelnen Rasterzellen mit überdurchschnittlich hohem Wärmebedarf ($k_{Q, \text{single}}$) ist mit fast 80 TWh deutlich höher. Allerdings stellt der Anteil der Rasterzellen, die gleichzeitig Teil eines Clusters aus benachbarten Rasterzellen mit überdurchschnittlich hohem Bedarf sind, weniger als die Hälfte dieses Wärmebedarfs. Insgesamt könnten durch den Ausbau von Wärmenetzen in Rasterzellen, die mindestens ein Eignungskriterium erfüllen knapp 100 TWh Wärme pro Jahr über Fernwärme gedeckt werden.

Mittels dieser Kriterien wird wie oben beschrieben für jedes Cluster das Gesamtpotenzial über die Mittelung des durchschnittlichen Potenzials aller im jeweiligen Cluster vorhandenen Zellen bestimmt. Anhand dieses Gesamtpotenzials wird die Simulation des Ausbaus der Fernwärmenetze bis 2045 durchgeführt.

Basierend auf dem vorgegebenen Anteil von Fernwärme wird der benötigte Fernwärmeausbau pro Jahr bestimmt. Im Rahmen der Ausbausimulation, wird ausgehend von dem Cluster mit dem höchsten Gesamtpotenzial, die Fernwärme ausgebaut. Dabei werden immer so viele vollständige Cluster pro Jahr mit Fernwärmenetzen versehen, bis die vorgegebene Fernwärmemenge für das jeweilige Jahr erreicht ist.

Regionen der Gasversorgung und Gastransportinfrastruktur

Voraussetzung für die Bestimmung der Infrastrukturkosten ist die Ermittlung der Wasserstoffversorgungsgebiete. Die Grundlage des verwendeten Wasserstoffkernnetzes (siehe Abbildung 10) stellt der Wasserstoffbericht der Fernleitungsnetzbetreiber [37] inklusive der aktualisierten Planungsstände sowie das European Hydrogen Backbone [38] dar.

Nach der Evaluation der gesammelten Daten wurden diese mittels eines Geoinformationssystems in georeferenzierte Daten umgewandelt. Dabei ist berücksichtigt, ob es sich bei den Rohrnetzabschnitten um einen Neubau oder ob es sich basierend auf dem aktuellen Erdgastransportnetz um eine Umwidmung handelt. Des Weiteren sind die physikalischen Rohrnetzdaten eingepflegt, sodass ein vollständiges Modell zur Simulation von Szenarien vorbereitet werden konnte.

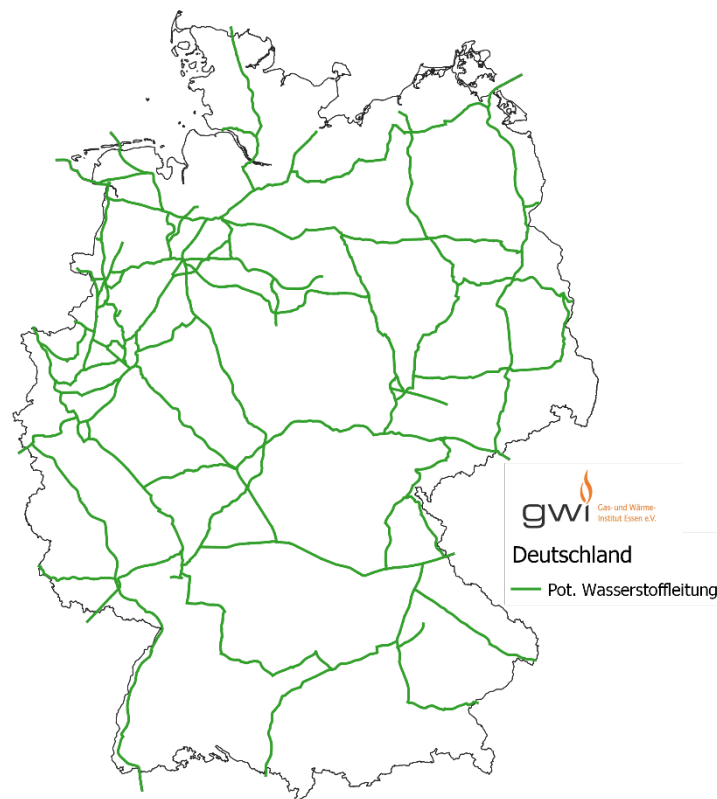


Abbildung 10: Wasserstoffkernnetz (Stand 2022), vgl. [37]

Durch die Schnittpunkte des Transportnetzes an der Landesgrenze sind die Import- und Exportpunkte für Wasserstoff in Deutschland definiert. Um die Verteilung von Wasserstoff innerhalb von Deutschland zu bestimmen, muss die Bedarfsstruktur und die Erzeugungsstruktur ermittelt werden. Durch die Kombination aus Import- und Exportmengen, Erzeugung und Abnahme kann dann die gesamte Wasserstoffbilanz für die unterschiedlichen Szenarien abgebildet werden.

Für die Ermittlung von Gebieten, die eine Anschlussleitung zum Wasserstoffkernnetz bekommen werden Clusterregionen gebildet. Die Clusterregionen sind durch eine große Wasserstoffabnahme oder -einspeisung geprägt. Bei der Bedarfsanalyse werden neben den

Sektoren Industrie, Verkehr und Wärme auch die Regionen mit einer hohen Bevölkerungsdichte (Haushalte und GHD) berücksichtigt.

Durch die im Szenario vorgegebene Menge Wasserstoff, die für die Industrie vorgesehen ist, werden in Abhängigkeit von dem Abstand zum Transportnetz sowie des Wasserstoffbedarfspotenzials ([39]) so viele Industriestandorte angeschlossen bis die restriktive Menge den weiteren Anschluss beschränkt.

Für die Auswahl geeigneter Elektrolyseurstandorte mit Anschluss an das Transportnetz stellt ebenfalls die Entfernung zum Wasserstoffkernnetz einen wichtigen Parameter dar. In einem Puffergebiet um das Wasserstoffkernnetz werden im Stromnetzmodell und unter Berücksichtigung der Verortung von erneuerbaren Energien geeignete Orte für Elektrolyseure (vgl. Abbildung 31) ermittelt.

Für die Bestimmung des zukünftigen Wasserstoffnetzes sind die aktuellen Versorgungsgebiete von Erdgas von Bedeutung. Die Wahrscheinlichkeit, Gebiete mit Wasserstoff zu versorgen, die aktuell mit Erdgas versorgt werden ist durch die teilweise Wiederverwendbarkeit der Erdgasinfrastruktur erhöht.

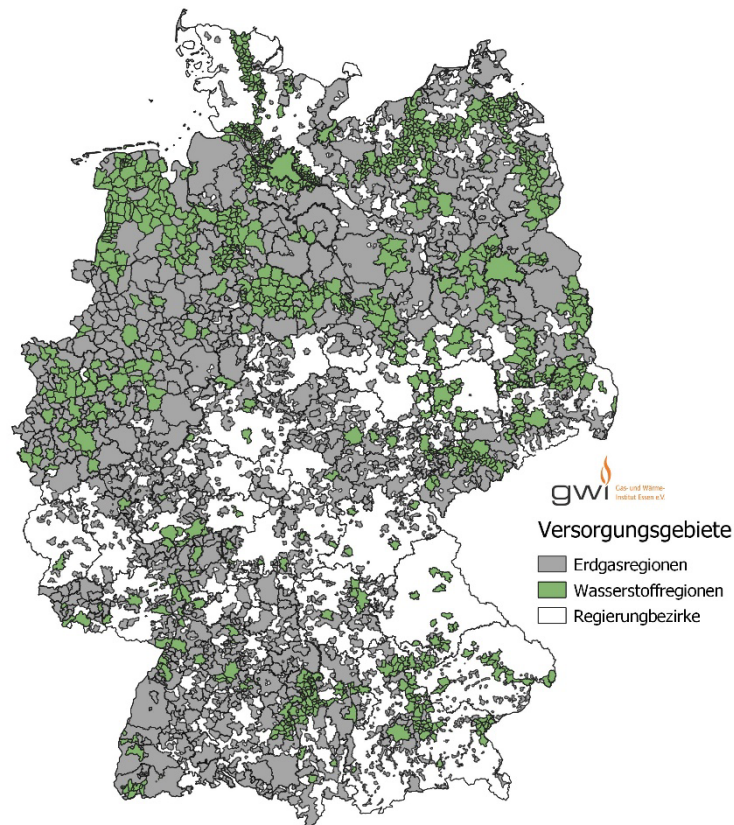


Abbildung 11: Versorgungsgebiete Gas, Szenario „Basis“

Die Einteilung und Analyse der Versorgungsgebiete der Erdgasbetreiber unterstützt bei der Abgrenzung der Wasserstoffgebiete. Für jedes Szenario ergeben sich durch diese Analyse unterschiedliche Versorgungsgebiete für Wasserstoff, in denen Mitteldruck- oder Niederdruckleitungen den Wasserstoff verteilen.

Um die potenziellen Wasserstoffregionen mit Wasserstoff zu versorgen, müssen Leitungen das Medium vom Transportnetz in die jeweilige Region transportieren. Hierfür sind Mitteldruckleitungen vorgesehen, die entweder neu gebaut werden oder es werden ehemalige Erdgasleitungen umgewidmet. Um ein zusammenhängendes und optimiertes Mitteldrucknetz zu erstellen, wird der Kruskal Algorithmus angewandt. Der Kruskal-Algorithmus ist ein Verfahren zur Erstellung eines minimalen Spannbaums durch die Verbindung von Knoten. Die Knoten unterliegen einer Gewichtung wie zum Beispiel der Entfernung zueinander oder einer Kostenfunktion. Somit wird eine Teilmenge der Kanten ausgewählt, die alle Knoten verbindet, ohne Maschen zu bilden. In der Anwendung (siehe Abbildung 11) definiert der Kruskal-Algorithmus den Anschluss der Wasserstoffregionen an das Wasserstofftransportnetz.

Räumliche Typologisierung anhand städtebaulicher Strukturen

Im Rahmen des Projektes ist eine gebäudescharfe Betrachtung der Technologieeignung nicht möglich. Um städtebauliche Informationen wie Gebäudeart, Besiedlungsdichte, etc. als Kriterien in die Verteilung der Technologien einfließen zu lassen, ist ein Clustering der städtebaulichen Strukturen notwendig. Die Charakterisierung dieser Stadtraumtypen bzw. Typologien in Deutschland wird zur Bestimmung der Eignung für Technologien zur Wärmebereitstellung, sowie der resultierenden Netzleitungslängen auf Verteilnetzebene verwendet.

Zur Identifikation dieser Typologien kommen sowohl Methoden des überwachten (supervised) als auch des unüberwachten (unsupervised) maschinellen Lernens zur Anwendung.

Eine Methode zur Typologisierung, die die lokalen Begebenheiten berücksichtigt, muss die städtebaulichen Strukturen und den Kontext der Gebäude korrekt interpretieren.

Die Einteilung der Typologien basiert auf den Definitionen des Projekts IntegraNet [40]. Diese Definitionen vereinen mehrere Ansätze und Methoden. So gehen hier die Stadtraumtypen aus [41] und [42], sowie die energetische Charakterisierung aus [43] ein.

Jede Typologie wird charakterisiert durch Merkmale der beinhalteten Gebäude wie Größe, Ausrichtung oder Bebauungsdichte. Es werden sieben Typologien unterschieden. In Tabelle 4 ist die Einteilung in die Typologien dargestellt und zu jeder Typologie aufgeführt, wodurch diese gekennzeichnet ist.

Tabelle 4: Übersicht über die sieben städtebaulichen Strukturen (Typologien) und ihre Charakteristika

Nr.	Typologie	Charakteristik
1	Freistehende Gebäude	Ländliche oder dünn besiedelte städtische Region, große Abstände zwischen Gebäuden
2	Vorwiegend Ein- und Zweifamilienhäuser	Geringe Bebauungsdichte von EFH und ZFH am Stadtrand oder in abgelegenen Vierteln
3	Dorfbauung	Ähnlich Typologie 2, aber im ländlichen Raum
4	Vorwiegend Mehrfamilienhäuser	vorwiegend Mehrfamilienhaus-Bebauung
5	Große Mehrfamilienhäuser	Große mehrstöckige oder sehr lange MFH, typischerweise in den 60er oder 70er Jahren gebaut

6	Innenstadtbebauung	Blockbebauung, hohe Bebauungsdichte, Vorkommen vor allem in großen Städten
7	Altstadt	Dichte, kompakte, heterogene innerstädtische Struktur mit engen Straßen

Unter der Annahme, dass alle städtebaulichen Strukturen in diese Typologien eingeteilt werden können, wurde eine schrittweise Methode zur automatisierten Klassifizierung aller Gebäude in Deutschland entwickelt. Sie lässt sich in die drei Schritte Morphologisierung, Typologisierung und Agglomeration unterteilen (vgl. Abbildung 12).

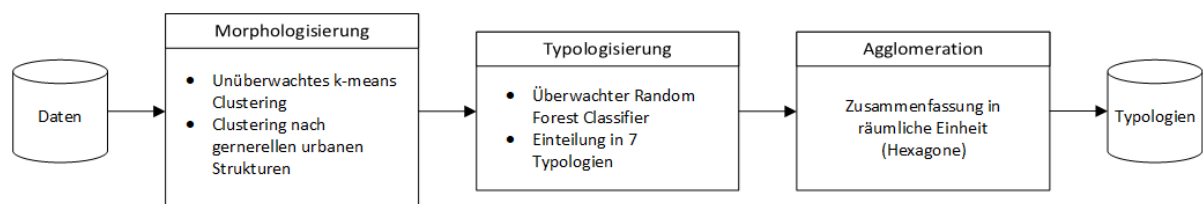


Abbildung 12: Schematische Darstellung des Vorgehens zur Typologisierung der städtebaulichen Strukturen

Während der Morphologisierung wird ein k-means Clustering-Algorithmus (unsupervised) verwendet, um die Daten nach generellen urbanen Strukturen zu clustern. Die resultierenden Cluster werden durch manuelle Auswertung vorläufigen Typologieklassen zugeordnet – stark und gering verdichtete Bebauung sowie freistehende Bebauung. Diese bilden den Ausgangspunkt für die weitere Analyse im Schritt Typologisierung. In den Ergebnissen der Morphologisierung kann zunächst keine klare Unterscheidung zwischen Ein- und Mehrfamilienhaus-Typologien erkannt werden. Dementsprechend wird im Rahmen der Typologisierung ein separater Prozess dafür durchgeführt.

Bei der Typologisierung wird die Zuordnung zu den oben beschriebenen sieben Typologien bestimmt. Die Klassifizierungen werden mittels random forest classifier (RFC), der auf unterschiedliche Trainingsdatensätze trainiert wird, durchgeführt. Der RFC wird auf einen Teildatensatz, der auf den Zensus-Daten und dem LoD1-Datensatz beruht, trainiert. In den Zensus-Daten [22] ist der Gebäudetyp für Wohngebäude im 100x100 m Raster verfügbar. Die Rasterzellen, in denen nur Einfamilienhäuser vorhanden sind, werden mit den Gebäuden aus dem LoD1-Datensatz [44] verschnitten und den Gebäuden das Label „single“ zugewiesen. Analog wird den Gebäuden in Zellen, in denen nur Mehrfamilienhäuser auftauchen, das Label „multi“ zugewiesen. Der RFC wird anhand dieser Daten und den Metadaten der Gebäude mittels k-fold cross-validation Algorithmus trainiert. Als Faktoren gehen z.B. die Straßenbreite, die Entfernung zum nächsten Nachbargebäude oder die Gebäudehöhen sowie zu jedem Signal die zugehörigen Perzentile mit ein. Es ergibt sich eine „balanced accuracy“ von 83 %.

Zur Unterscheidung der Typologie 4 und 5 müssen aus den Gebäuden mit der Klassifikation MFH die großen MFH erkannt werden. Hierzu wird ein händisch gelabelter Trainingsdatensatz verwendet. Es wurden 5.941 Gebäude als der Typologie 5 zugehörig gekennzeichnet. Durch das Training auf diesen Datensatz konnte eine „balanced accuracy“ von 92,8 % erreicht werden (F1-Score: 0,85).

Im nächsten Schritt soll zwischen Innenstadtbauung (Typologie 6) und Altstadt (Typologie 7) unterschieden werden. Dabei werden nur die Gebäude berücksichtigt, die im Rahmen der Morphologisierung als stark verdichtete Bebauung identifiziert wurde. Innerhalb der Zensus-Daten werden hinsichtlich des Baualters alle Gebäude vor 1918 zusammengefasst. Da beide Typologien Gebäude von vor 1918 beinhalten, kann diese Information nicht zur Unterscheidung genutzt werden, auch wenn die Gebäude in Typologie 7 typischerweise deutlich älter sind. Um die Genauigkeit bei der Klassifizierung zu verbessern, wird daher ein zusätzlicher Einflussfaktor, die Entfernung zur nächsten Kirche mit einbezogen, da das Vorhandensein einer Kirche charakteristisch für Altstädte ist. Zur Bestimmung wird die Gebäudefunktion Kirche aus dem LoD1-Datensatz und der cKDTree Algorithmus der SciPy-Bibliothek verwendet. Mit der Berücksichtigung der Entfernung zur Kirche erreicht der RFC eine balanced accuracy von 97,6 % (F1-Score: 0,8) auf den Validierungsdatensatz. Der Einfluss der Entfernung zur Kirche steht dabei an zweiter Stelle hinter dem 25. Perzentil der Straßenbreite. Weiterhin gehen vor allem Faktoren, die die Bebauungsdichte beschreiben, in die Bestimmung ein.

Ausgehend von den oben beschriebenen Zuweisungen wird schließlich noch die Zuweisung der übrigen Typologien durchgeführt. Gebäude, welche Typologie 2 (Ein- und Mehrfamilienhäuser) zugewiesen bekommen haben, sich aber in Gemeinden mit einer Einwohnerzahl unter 24.000 befinden, bekommen Typologie 3 (Dorfbauung) als neues Label. Gebäude, die während der Morphologisierung der gering verdichteten Bebauung zugeordnet wurden oder freistehen, werden Typologie 1 zugewiesen. Alle übrigen Gebäude, die keiner der Wohngebäudetypologien zugeordnet wurden, werden anhand ihrer Gebäudefunktion im LoD1-Datensatz Industrie und GHD zugeordnet.

Bei der Agglomeration werden die Gebäude in räumlichen Einheiten zusammengefasst und die vorherrschende Typologie in dieser Einheit bestimmt. Dabei werden Hexagone, wie sie durch die h3 Python Bibliothek [45] bereitgestellt werden, als räumliche Einheit verwendet (die Größe kann variabel vorgegeben werden). Um als Industrie oder GHD-Einheit deklariert zu werden, muss der Anteil an GHD- und Industriegebäuden größer als 75 % sein. Dieser Schwellwert ist notwendig, um zu vermeiden, dass insbesondere Innenstädte immer als GHD deklariert werden.

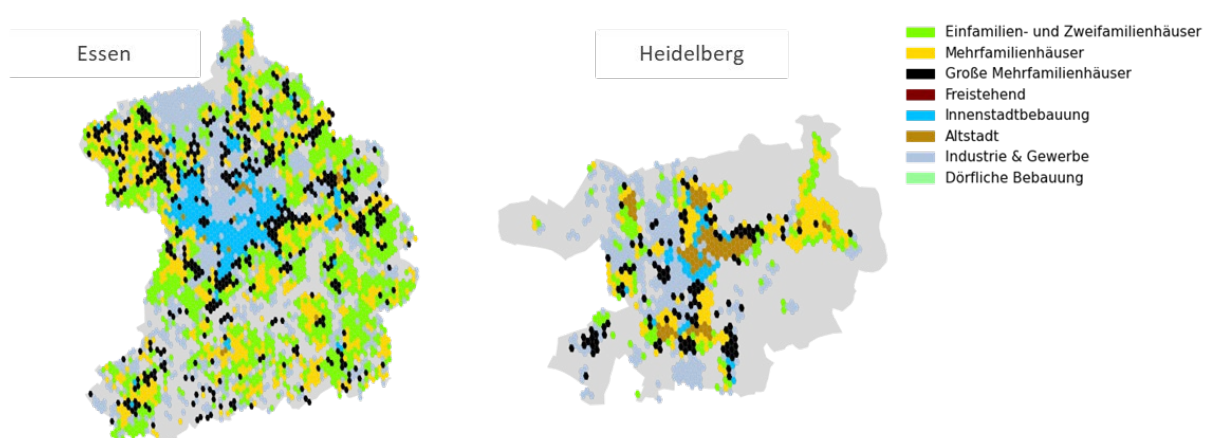


Abbildung 13: Auf Hexagone aggregierte Ergebnisse der Typologisierung für Essen und Heidelberg

Abbildung 13 zeigt die Ergebnisse der Typologisierung am Beispiel von Essen und Heidelberg. In Essen ist das Zentrum durch Innenstadtbebauung, sowie Gewerbe geprägt. In Heidelberg überwiegt dagegen die Typologie Altstadt. Vollständige Hexagone mit der Typologie „Freistehende Gebäude“ tauchen in beiden Städten nicht auf. Diese sind eher im ländlichen Raum zu finden. Im Essener Süden sind vor allem Ein- und Mehrfamilienhäuser zu finden, während im Essener Norden ein größeres Industriegebiet identifiziert wurde. Dies entspricht einer realistischen Gebietszuordnung.

Die identifizierten Typologien werden als Grundlage für die Technologieverteilung genutzt, wie im nächsten Abschnitt genauer beschrieben wird.

Technologieverteilung und Bestimmung des benötigten Infrastrukturzubaus auf Verteilnetzebene

Auf Basis der städtebaulichen Typologisierung und unter Einbezug der Energieträgerverfügbarkeit wird die Verteilung der Heizungstechnologien im Wohngebäudesektor bestimmt.

Für jedes Szenario wird den Hexagonen die mögliche Kombination von Typologie und verfügbarer Energieträger durch Verschneidung der Ergebnisse aus der Typologisierung und den übergeordneten Netzebenen zugeordnet. So kann es z.B. Hexagone mit Fernwärmenetz und Erdgasverteilnetz geben, oder Hexagone, in denen nur Wasserstoff als Leitungsgebundener Energieträger zur Verfügung steht. Eine gleichzeitige Verfügbarkeit von Wasserstoff und Erdgas innerhalb eines Hexagons wird über die überlagerten Ebenen ausgeschlossen. Es wird davon ausgegangen, dass die Verteilnetzleitungen entweder im gesamten Hexagon umgewidmet werden oder ein Neubau reiner Wasserstoffleitungen stattfindet. Insgesamt ergeben sich so 42 zulässige Typologie-Energieträger-Kombinationen.

Für Fernwärme wird von einer Anschlussdichte von 70 % ausgegangen. Für die Bestimmung der Verteilung der übrigen Wärmebereitstellungstechnologien, werden daher nur 30 % der Gebäude in den Hexagonen mit für 2045 prognostiziertem Fernwärmenetz betrachtet. Um die Anteile der Technologien pro Typologie zu bestimmen, wurde ein iteratives Gewichtungsverfahren (Iterative Proportional Fitting, kurz IPF) verwendet, mit dem die Anteile anhand vorgegebener Startwerte, an die Randbedingungen proportional angepasst werden, bis der Fehler möglichst minimal ist.

Die Randbedingungen sind zum einen durch die aus dem Gesamtsystemmodell vorgegebenen Anteile der Technologien an der Wärmebereitstellung in Deutschland definiert. Zum anderen über die Gesamtanzahl der Gebäude je Typologie und daraus abgeleitet die benötigte Heizungskapazität je Typologie. In Abbildung 14 ist die Formulierung bzw. Funktionsweise des IPF-Ansatzes schematisch am Beispiel von Typologie 1 dargestellt. Bei der Bestimmung der Startwertmatrix (orange), werden zunächst die Werte m_{Start} der Technologien $Tech_i$ zu Null gesetzt, für die der benötigte Energieträger in der jeweiligen Typologie-Energieträger-Variante nicht verfügbar ist. Für eine Typologie ohne Gas werden also z.B. Gas-Wärmepumpen ausgeschlossen. Da beim Fitting proportional vorgegangen wird, bleibt die gesetzte Null auch im Laufe der Iterationen erhalten.

	Energieträger			Technologien				Σ
	Erdgas	Fernwärme	Wasserstoff	Tech 1	Tech 2	Tech 3	Tech 4	
Typologie 1 (Freistehende Gebäude)	X	X	-	$m_{T11,Tech1}$	$m_{T11,Tech2}$	$m_{T11,Tech3}$	$m_{T11,Tech4}$	Vorgabe Zielwerte: Benötigte Heizkapazität je Typologie
	X	-	-	$m_{T12,Tech1}$	$m_{T12,Tech2}$	$m_{T12,Tech3}$	$m_{T12,Tech4}$	
	-	X	-	$m_{T13,Tech1}$	$m_{T13,Tech2}$	$m_{T13,Tech3}$	$m_{T13,Tech4}$	
	-	-	-	$m_{T14,Tech1}$	$m_{T14,Tech2}$	$m_{T14,Tech3}$	$m_{T14,Tech4}$	
	-	X	X	$m_{T15,Tech1}$	$m_{T15,Tech2}$	$m_{T15,Tech3}$	$m_{T15,Tech4}$	
	-	-	X	$m_{T16,Tech1}$	$m_{T16,Tech2}$	$m_{T16,Tech3}$	$m_{T16,Tech4}$	
...	...	...	...	$m_{T21,Tech1}$	$m_{T21,Tech2}$	$m_{T21,Tech3}$	$m_{T21,Tech4}$	
Σ				Vorgabe Zielwerte: Gesamkapazität je Technologie				

Abbildung 14: Schematische Darstellung der Funktionsweise des IPF-Ansatzes am Beispiel von Typologie 1

Durch das Setzen von kleinen Werten für Technologie-Typologie-Kombinationen, deren Auftreten möglich, aber unwahrscheinlich ist, kann eine Lösbarkeit des Systems gewährleistet werden. Dies gilt z.B. für Wärmepumpen in der Typologie „große Mehrfamilienhäuser“. Auch die Anfangswerte für Gas- und Wasserstofftechnologien in Typologien, in denen ein Wärmenetz vorhanden ist, werden geringer gewählt. Ist das gesamte Potenzial der wahrscheinlicheren Technologie-Typologie-Kombinationen ausgeschöpft, verbleibt dem Algorithmus so der Freiheitsgrad, die Anteile dieser Kombinationen höher zu setzen, um dennoch die vorgegebene Gesamtkapazität der Technologien unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Typologien bzw. Gebäude zu erreichen.

Aus den optimierten Technologiekapazitäten $m_{\text{optimiert}}$ lässt sich auf die Anzahl der installierten Anlagen je Typologie und Technologie schließen. Zur Bestimmung der benötigten Gasinfrastruktur wird zunächst eine typische Verteilnetzgröße mit bestimmter Gebäudeanzahl und Netztopologie bestimmt. Für jede Typologie muss dann die Anzahl dieser Netztypen mit Erdgas oder Wasserstoff-Technologien bestimmt werden. Dabei ist davon auszugehen, dass die Anschlussdichte nicht beliebig gering sein wird, da irgendwann der Betrieb eines Verteilnetzes nicht mehr wirtschaftlich wäre, bzw. im Falle von Wasserstoff ein Netzausbau nur bei Erreichung einer Mindestanschlussquote durchgeführt würde. Im Rahmen des Projektes wird eine Anschlussquote von 60 % angenommen, was nach [46], [47], [48] ein gebräuchlicher Wert in der Gaswirtschaft ist. Die Technologien werden so auf die Netze verteilt, dass immer entweder die Mindestanschlussquote je Energieträger erreicht wird oder keine Technologie, welche diesen Energieträger benötigt, in diesem Netz eingesetzt wird. Im zweiten Fall wird davon ausgegangen, dass dort keine entsprechende Infrastruktur benötigt bzw. ausgebaut wird. Über die Anzahl der Netze und die zugehörige Netztopologie ergibt sich so die benötigte Infrastruktur auf Verteilnetzebene.

3.2 AP3: Ausgestaltung der Schnittstellen für eine ganzheitliche Systemanalyse

Zur Definition und Implementierung einer sektorübergreifenden Werkzeugkette zur Gesamtsystemanalyse müssen die Wechselwirkungen zwischen den Kernmodellen unter Berücksichtigung der modellspezifischen technischen Lösungsansätze identifiziert werden. Hieraus lassen sich die Übergabeparameter für den Austausch zwischen den Kernmodellen ableiten.

Die Identifikation und Definition der Schnittstellen zwischen den Kernmodellen ist dabei mit einigen Herausforderungen verbunden. Ein wesentlicher Aspekt ist der unterschiedliche Detaillierungsgrad der Modelle, der sowohl sektor- und technologiespezifische als auch räumliche Unterschiede umfasst. Während im Energiesystemmodell die Ergebnisse für ganz Deutschland oder maximal auf Bundeslandebene aggregiert bestimmt werden, rechnen die Infrastrukturmodelle zum Teil mit höheren räumlichen Detaillierungsgraden. Im Energiesystemmodell und im elektrischen Infrastrukturmodell wird auch das europäische Ausland mitberücksichtigt, was im Gas- und Wärmenetzmodell nur im Hinblick auf die Entry- und Exit-Points der Fall ist. Weiterhin variieren Eingangs- und Ausgangsgrößen der Modelle hinsichtlich des standardmäßig verwendeten Formats und der zeitlichen Auflösung. Daher ist zum einen eine Definition der räumlichen und zeitlichen Auflösung und der verwendeten Einheit für jedes ausgetauschte Datensignal notwendig. Zum anderen müssen Skripte zur Aggregation und Disaggregation der Datenpunkte implementiert werden, um auch bei erneuten Durchläufen mit veränderten Eingangsgrößen effizient mit den Daten weiterarbeiten zu können.

Im Rahmen des Projektes wurde eine gemeinsame PostgreSQL-Datenbank [49] verwendet. Diese Datenbank dient als zentraler Speicherort für alle relevanten Daten und ermöglicht den Zugriff, das Auslesen und Zurückschreiben durch alle drei Kernmodelle. In der Datenbank werden die Ergebnisse aller Szenarien hinterlegt. Der Zugriff auf die PostgreSQL-Datenbank erfolgt über Skripte in Python, wobei für jedes Modell individuelle Ein- und Auslese-Skripte angelegt wurden. Zum Auslesen der Daten wird eine teil-automatisierte Lösung verwendet. Sobald durch eines der Modelle neue Daten auf die Datenbank geladen werden, müssen die Skripte zum Auslesen dieser Daten manuell angestoßen werden. Aufgrund der geringen Anzahl der Durchläufe und Modelle, wurde hier auf eine voll-automatisierte Lösung verzichtet. Die Synchronisierung der zeitlichen und räumlichen Auflösung erfolgt individuell innerhalb der einzelnen Modelle. Sofern die Auflösung der Daten in der Datenbank nicht der benötigten Auflösung des Modelles entspricht, werden die Daten anhand entsprechender Skripte aggregiert oder disaggregiert.

Die zwischen den Kernmodellen ausgetauschten Größen sind in Abbildung 15 dargestellt. Aus dem Energiesystemmodell gehen die globalen Optimierungsergebnisse als Input in die Infrastrukturmodelle ein, wie die Zusammensetzung des Kraftwerksparks oder die NTC-Werte. Dabei gibt es einige Größen, die vom Energiesystemmodell bestimmt werden, aber nur für eins der beiden Infrastrukturmodelle relevant sind. So wird im Gas- und Wärmenetzmodell die globale Technologieverteilung im Haushaltsbereich für Deutschland benötigt. Hierunter fällt z.B. die Gesamtkapazität der elektrischen Wärmepumpen oder die der gasbetriebenen Heizungstechnologien. In das Stromnetzmodell gehen die installierten

Leistungen von EE-Erzeugern je Bundesland, die Entwicklung des Technologieparks und die CO₂-Emissionsgrenzen ein. Aufgrund des steigenden Einflusses der sektorenkoppelnden Anlagen, ist eine vollständig unabhängige Betrachtung der beiden Infrastrukturmodelle nicht mehr möglich. Von Seiten der Infrastrukturmodelle werden die jeweiligen sektorspezifischen Kostenfaktoren an das Energiesystemmodell übergeben. Zwischen dem Gas- und Wärmenetzmodell und dem Stromnetzmodell müssen die räumlichen Gegebenheiten und die Verortung der sektorenkoppelnden Anlagen abgestimmt bzw. ausgetauscht werden, um konsistente Modelle zu erhalten.

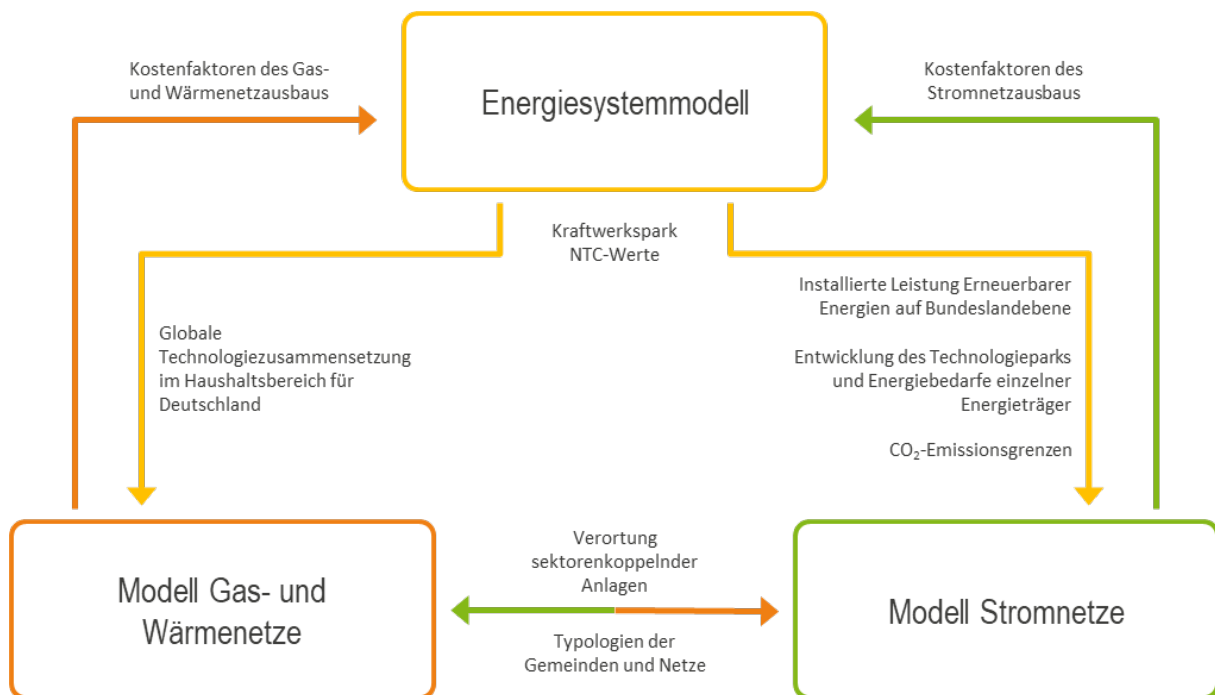


Abbildung 15: Schnittstellen und Wechselwirkungen zwischen den Kernmodellen

3.3 AP1: Randbedingungen und Szenariodefinition

Im Rahmen des Projektes wurden verschiedene Annahmen hinsichtlich Randbedingungen und zentralen Parametern getroffen. Im Folgenden werden die Annahmen für den Wärmebedarf, die aus dem Wärmebedarfsmodell stammen, sowie die übergeordneten Parameter und die Definition der Szenarien mit zugrundeliegenden Annahmen dargestellt.

3.3.1 Wärmebedarfe

Aus dem Wärmebedarfsmodell (vgl. Abschnitt 3.1.3) ergibt sich ein Ausgangswärmebedarf im Wohngebäudesektor von 350 TWh im Jahr 2011 und ein Wärmebedarf von 245 TWh in 2045. Wird der Technologiemark aus [1] zugrunde gelegt ergeben sich daraus Endenergiebedarfe von 395 TWh (2011) und 201 TWh (2045). Laut [1] entfallen auf Raumwärme und Warmwasser in 2020 515 TWh und in 2045 229 TWh, hiervon werden laut dem dena Gebäudereport aus 2023 [50] etwa 19 % des Energiebedarfs für die Warmwasserbereitstellung verwendet. Vergleicht man die Werte für die reine Wärmebereitstellung ohne Warmwasser ergibt sich für das Ausgangsjahr eine Abweichung des Modellwertes zur dena-Studie von 5,2 %. Mögliche Ursachen für diese Abweichung können u.a. in den unterschiedlichen Betrachtungsjahren und in der Anonymisierung der Zensus-Daten (Merkmalskombinationen, die weniger als dreimal auftreten werden im Datensatz nicht angegeben) liegen. In 2045

liegt der Modellwert 7 % über dem dena-Ergebnis. Neben den unterschiedlichen Ausgangswärmebedarfen können Gründe für diese Abweichung in den Unsicherheiten hinsichtlich des tatsächlichen Sanierungspotenzials der Gebäude liegen.

Für den Industriesektor ergibt sich für den Ist-Zustand ein industrieller Gesamtwärmebedarf von 437 TWh. Prozesswärme wird teilweise auf sehr hohen Temperaturniveaus benötigt, was eine Bereitstellung über Fernwärme erschwert. Nach [34] liegen die Wärmebedarfe der Wirtschaftszweige Maschinenbau, Ernährung und Tabak, sowie Gummi- und Kunststoffware auf einem Temperaturniveau unter 150 °C. Werden nur die Wärmebedarfe der Industriestandorte dieser Wirtschaftszweige betrachtet, ergibt sich ein zusätzlich für Fernwärme geeignetes Wärmebedarfspotenzial im Sektor Industrie von etwa 30 TWh.

Die regional aufgelösten Ergebnisse für die Wärmebedarfe werden insbesondere im Modell für den Ausbau der Fernwärmenetze verwendet und fließen darüber indirekt auch in die Bestimmung der resultierenden Infrastruktur auf Gasseite mit ein.

3.3.2 Übergeordnete Parameter

Im Rahmen der Modellierung des gesamten europäischen Energiesystems unter der Annahme der Erreichung von Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 wurden verschiedene zentrale Parameter berücksichtigt. Diese Parameter sind entscheidend für die Projektion der Energiepreise, des Wirtschaftswachstums, der Bevölkerungsentwicklung sowie der finanziellen Rahmenbedingungen. Die Annahmen wurden zwischen allen Projektpartnern abgestimmt.

Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) wird als Indikator für das Wirtschaftswachstum herangezogen, mit prognostizierten Wachstumsraten von 1,3 % p.a. im Zeitraum 2020-2024, gefolgt von einer Verlangsamung auf 0,9 % p.a. bis 2050, basierend auf Daten des Umweltbundesamtes [51].

Die Bevölkerungsentwicklung, ein weiterer grundlegender Parameter, wird bis 2050 einen Rückgang auf 80,2 Millionen Menschen in Deutschland zeigen, ausgehend von 83,674 Millionen im Jahr 2025, gemäß Prognosen von Destatis [52].

Betrachtet man die Brennstoffpreise, so zeigt sich eine Tendenz zur Stabilisierung oder leichten Abnahme im Falle von Öl, Steinkohle und Gas, entsprechend dem Sustainable Development Scenario der IEA [53] und unter Berücksichtigung eines konstanten Wechselkurses von 1,12 USD/EUR bis 2050.

Schließlich spielen auch Zinssätze eine wesentliche Rolle für die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Für den Zeitraum 2019 bis 2050 wird ein kalkulatorischer Zinssatz von 2,75 % und ein sozialer Zinssatz von 6 % angesetzt.

Tabelle 5: Übergeordnete Parameter

Übergeordnete Parameter							
Brennstoffpreise	Einheit	2019	2025	2030*	2040	2050*	Quelle
Öl	EUR/MWh	34,55	31,26	30,53	29,06	29,06	

Steinkohle	EUR/MWh	7,81	7,30	7,21	7,04	7,04	<i>Entwicklung: IEA WEO (2020) Sustainable Development Scenario, EU</i>
Gas	EUR/MWh	20,41	14,62	14,73	14,93	14,93	

* interpoliert oder fortgeschrieben

Wechselkurs	Einheit	2019	2025	2030	2040	2050
	USD/EUR	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12

Zins	Einheit	2019 - 2050
Kalkulatorisch	%	2,75
Sozial	%	6

3.3.3 Szenariodefinition

Im Rahmen der Untersuchung wurde zuerst das Basisszenario gerechnet. Dieses Szenario, generiert durch das Modell DIMENSION, liefert größtenteils endogene Ergebnisse und dient als Referenzpunkt für die weiteren Szenarien. Aufbauend auf diesem Szenario wurden sechs Szenariovarianten definiert, aus welchen andere Infrastrukturbedarfe resultieren. In den Szenarien "Roadtransport H2" (RT H2) und „Roadtransport H2 Plus" (RT H2Plus), „HCC Gas" und „HCC GasH2", sowie „PV Zentral" und „PV Dezentral" wurden jeweils exogene Annahmen für einen Sektor getroffen. Die Szenarien werden im Folgenden kurz erläutert.

Im Basisszenario wurde der Straßenverkehr vollständig durch batterieelektrische Fahrzeuge gedeckt, die wasserstoffbetriebene Alternative war also nicht kostenkompetitiv. In den Szenarien, "RT H2" und „RT H2Plus", steht die Erhöhung des Wasserstoffanteils im Straßenverkehr im Vordergrund. Hierbei wurde die Zahl der leichten Nutzfahrzeuge (LNF) und LKW, die mit Wasserstoff betrieben werden, exogen vorgegeben, um die Potenziale einer verstärkten Integration von Wasserstoff als Treibstoff zu evaluieren (siehe Abbildung 16). Die Summe aller LNF und LKW sind über alle fünf Szenarien konstant.

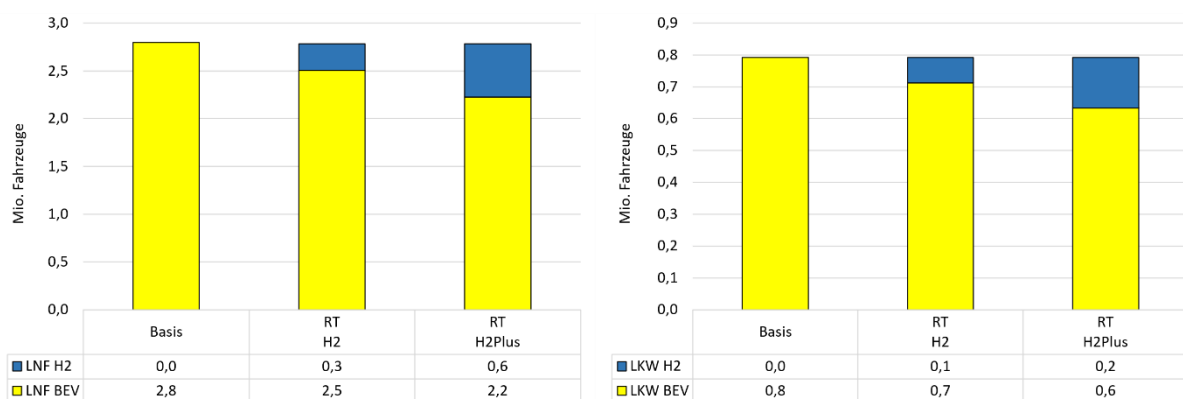


Abbildung 16 Anzahl an leichten Nutzfahrzeugen (links) und LKW (rechts) im Basisszenario und den Szenariovarianten, differenziert nach Antriebsart

Im Basisszenario zeigen die Ergebnisse einen starken Fokus auf die Stromwärmepumpe für die dezentrale Wärmebereitstellung. Biomasse und Gaswärmepumpen kommen hingegen nur wenig zum Einsatz, Wasserstoffheizungen werden gar nicht gebaut (siehe Abbildung 17). Die Szenarien, "HCC Gas" und "HCC GasH2", konzentrieren sich auf den Energiemix der Wärmebereitstellung. Im Szenario "Gas" wurde ein fester Anteil von Gas-Wärmepumpen an der dezentralen Wärmeversorgung exogen vorgeschrieben (siehe Abbildung 17). Das Szenario "GasH2" geht noch einen Schritt weiter, indem zusätzlich Wasserstoff in die dezentrale Wärmeversorgung integriert wird. Die exogenen Vorgaben sind in Abbildung 17. zu sehen, die nicht exogen-vorgegebenen Technologiearten wurden endogen bestimmt und sind in dieser Abbildung nicht abgebildet.

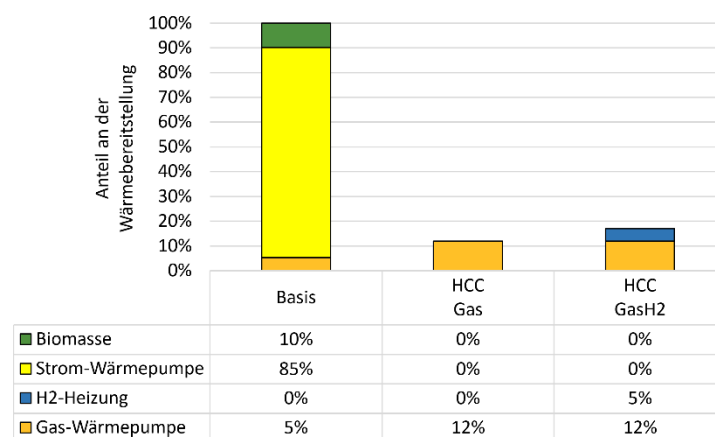


Abbildung 17: Anteile der dezentralen Wärmebereitstellung differenziert nach Technologieart und Szenario

Die letzten beiden Szenarien, "PV Zentral" und "PV Dezentral", untersuchen die Auswirkungen unterschiedlicher Ausbaustrategien für Photovoltaik (PV)-Anlagen. Dabei werden die Anteile der Anlagentypen an der gesamten PV-Kapazität exogen vorgegeben (siehe Abbildung 18). Das gilt auch für das Basisszenario, in dem eine 50-50-Aufteilung vorgegeben wurde. Während im Szenario "PV Zentral" der Fokus auf dem Ausbau zentraler PV-Anlagen liegt, also großflächigen Solarparks, setzt das Szenario "PV Dezentral" auf eine verstärkte Nutzung von Aufdach-PV-Anlagen. Diese Differenzierung ermöglicht es, die Effekte von zentralen gegenüber dezentralen Erzeugungsstrukturen auf das Energiesystem zu bewerten. Die gesamte PV-Kapazität verändert sich zwischen den Szenarien, getrieben durch unterschiedliche Wirkungsgrade und Kapazitätsfaktoren der Anlagentypen.

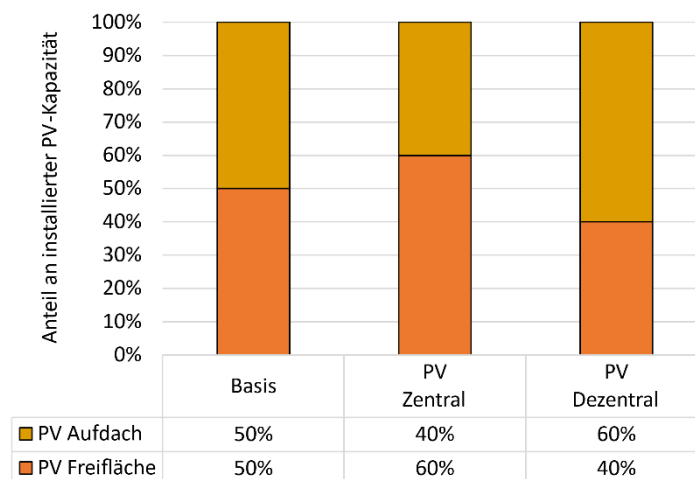


Abbildung 18: Anteile der PV-Aufdach- und PV-Freifläche-Kapazitäten an der Gesamten installierten Kapazität, differenziert nach Szenario

Zusammengefasst bieten die definierten Szenarien eine breite Perspektive auf mögliche Entwicklungswege des europäischen Energiesystems unter Berücksichtigung von Klimaneutralitätszielen und der Integration erneuerbarer Energieträger.

3.3.4 Ergebnisse der Modellierung

Die Ergebnisse der Modellierung werden nachfolgend bezogen auf den Gebäudesektor, Verkehrssektor und Stromsektor dargestellt. Außerdem erfolgt eine Betrachtung des PtX-Bedarfs und der Herkunft sowie eine Aufstellung der Endenergiebedarfe und des Bruttostromverbrauchs.

Gebäudesektor

Die Ergebnisse des Basisszenarios zeigen eine starke Nutzung von Strom-Wärmepumpen. Dieses Ergebnis schlägt sich bei der Betrachtung der Nutzenergie durch einen entsprechend hohen Anteil der Deckung durch Strom nieder. Im Vergleich zum Basisszenario geben die exogenen Annahmen der Szenarien "Gas" und "GasH2" eine Erhöhung des Anteils des Gasverbrauchs für das Heizen und Kochen vor. Die Erhöhung des Gas- bzw. Wasserstoffanteils führt zu einer Reduktion der Stromnutzung. Auch Biomasse wird substituiert, wenn auch zu geringeren Anteilen (siehe Abbildung 19). Darüber hinaus haben die exogenen Vorgaben der anderen Szenarien in diesen beiden Unter-Sektoren keine Auswirkung gezeigt.

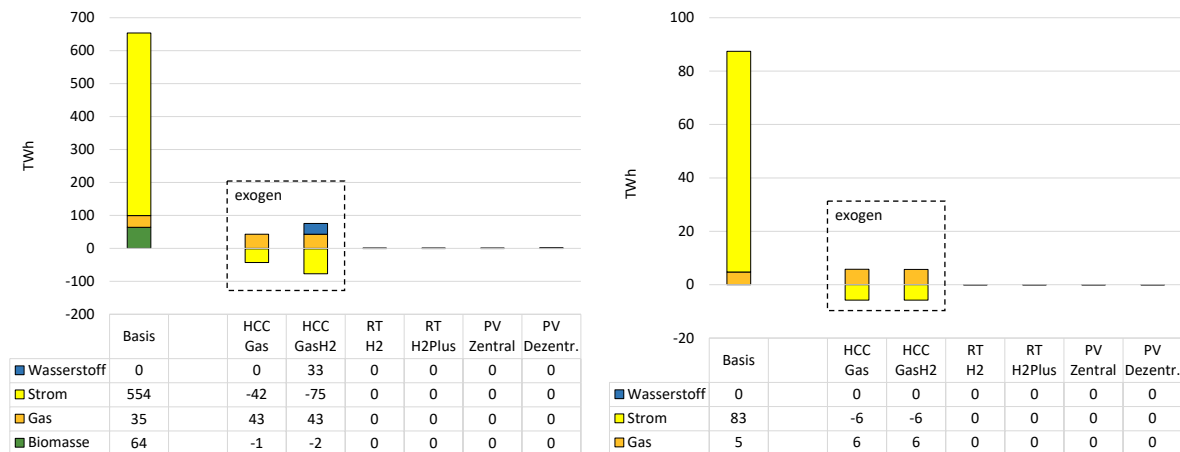


Abbildung 19: Nutzenergie für dezentralen Heizen (links) und Kochen (rechts), die durch verschiedene Energieträger gedeckt wird jeweils im Basisszenario und aus den Szenariovarianten resultierende Abweichungen

Die gleiche Beobachtung ist auch bei den Endenergieverbräuchen von dezentralem Heizen, Kühlen und Kochen zu machen (siehe Abbildung 20); die exogen-vorgegebenen Anteile an Gas bzw. Wasserstoff verdrängen Strom in der Endenergie. Auch die dezentrale Nutzung der Biomasse geht zurück, wenn auch nur sehr leicht.

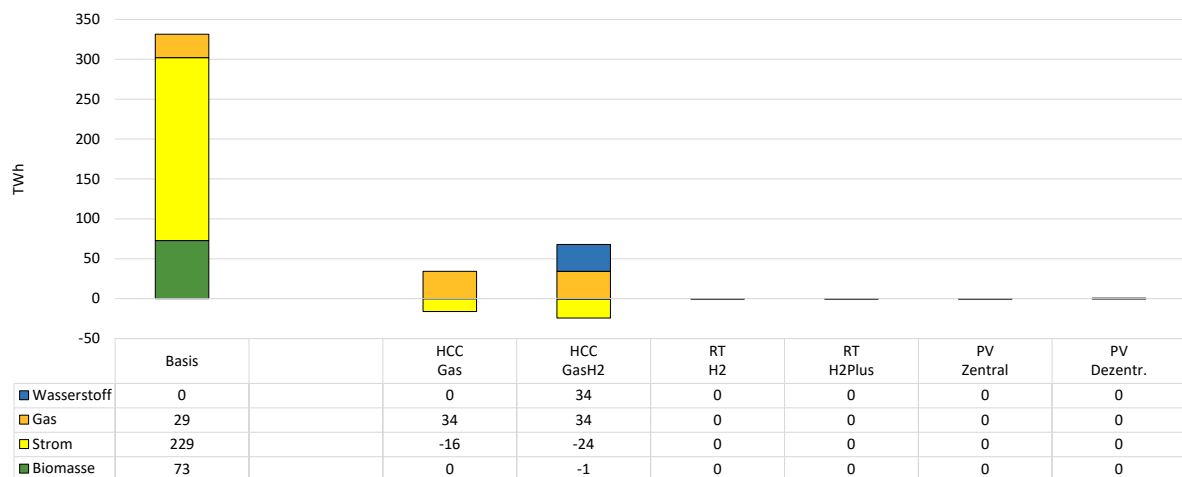


Abbildung 20: Endenergieverbrauch zum dezentralen Heizen, Kühlen und Kochen im Basisszenario und aus den Szenariovarianten resultierende Abweichungen

Straßenverkehr und Verkehr

Im Basisszenario zeigen die endogenen Sektorergebnisse für den Straßenverkehr eine reine Nutzung von batterieelektrischen Fahrzeugen für den Straßentransport (LKW und leichte Nutzfahrzeuge, LNF). Im Vergleich zum Basisszenario geben die exogenen Annahmen der Szenarien „Roadtransport H2“ („RT H2“) und „Roadtransport H2 Plus“ („RT H2Plus“) eine Erhöhung des Wasserstoffanteils im Straßentransport vor. Wie oben beschrieben, werden in diesen beiden Szenarien die Zahl der mit Brennstoffzellen betriebene LNF und LKW exogen vorgegeben, und liegen damit höher als im endogenen Ergebnis des Basisszenarios (siehe Abbildung 21). Darüber hinaus haben die exogenen Vorgaben in den anderen Sektoren keine Auswirkungen auf die hier betrachtete Anzahl der batterieelektrischen bzw. brennstoffzellenbetriebene LNF und LKW.

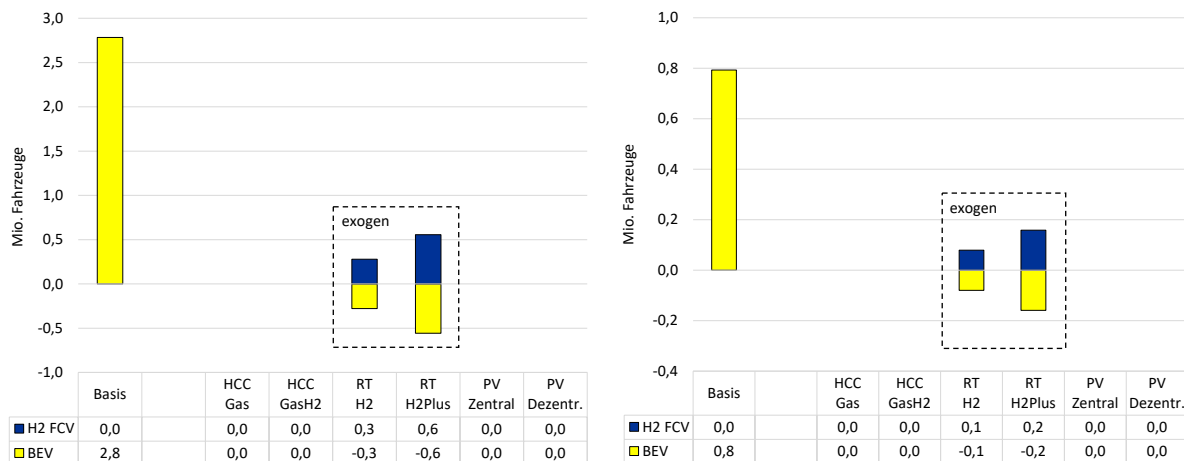


Abbildung 21: Anzahl an leichten Nutzfahrzeugen (links) und LKW (rechts) im Basisszenario und aus den Szenariovarianten resultierende Abweichungen, differenziert nach Antriebsart

Bei der Betrachtung des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor zeigt sich das gleiche Bild. Die exogene Vorgabe für die Anzahl der brennstoffzellenbetriebenen LKW und LNF in den Szenarien „RT H2“ und „RT H2Plus“ zeigen direkte Auswirkungen auf den Endenergieverbrauch: Strom wird mit Wasserstoff substituiert. Die Straßentransportnachfrage ist szenarioübergreifend konstant. Da die Effizienz von Wasserstoff-LKW bzw. -LNF geringer ist als die Effizienz von batterieelektrischen LKW bzw. LNF, wird mehr Energie benötigt, um die gleiche Transportnachfrage zu decken.

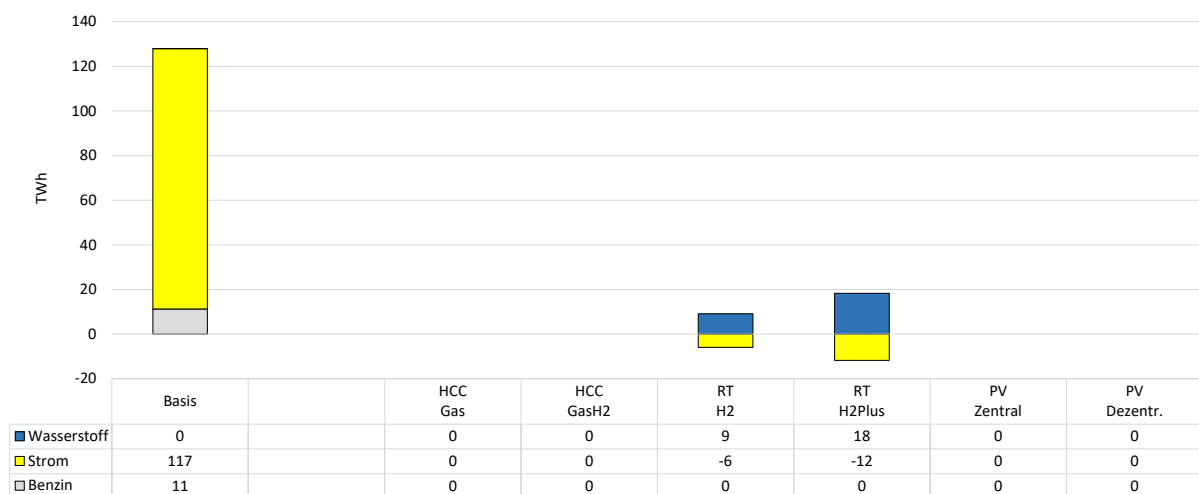


Abbildung 22: Endenergieverbrauch im Straßenverkehr im Basisszenario und aus den Szenariovarianten resultierende Abweichungen

Stromsektor

Im Basisszenario werden große Kapazitäten erneuerbarer Energien für die Stromerzeugung gebaut: steuerbare, also Speicher und Wasserstoffkraftwerke, sowie volatile, vor allem Photovoltaik, Wind On- und Offshore (siehe Abbildung 23). Auch in der Analyse der Kapazitäten zeigen sich die Auswirkungen der szenarienabhängigen, exogenen Annahmen. So steht in den Szenarien „HCC Gas“ und „HCC GasH2“ weniger kostengünstiger Wasserstoff für die Stromerzeugung bereit. Aus diesem Grund zeigen die Modellergebnisse in den

beiden Szenarien weniger Kapazität für die Stromerzeugung aus Wasserstoff, und entsprechend werden mehr Speicher und volatile Kapazitäten benötigt bzw. sind im Kostenvergleich die günstigere Option. In den beiden Szenarien „RT H2“ und „RT H2Plus“ wird durch die exogene Vorgabe von Wasserstoff im Straßentransport, und dem daraus folgenden Rückgang des Strombedarfs in dem Sektor, weniger Kapazität für die Stromerzeugung aus volatilen Quellen gebaut. Auswirkungen auf Speicher und Wasserstoffkraftwerke gibt es dabei nicht, da die elektrischen Fahrzeuge schon als Speicher fungieren und somit die Speichernachfrage, durch LKW und LNF, und das Speicherangebot in beiden Szenarien reduziert wird.

Wie oben beschrieben, untersuchen die Szenarien "PV Zentral" und "PV Dezentral" die Auswirkungen unterschiedlicher Ausbaustrategien für PV-Anlagen. Dies wurde über Anteile an den installierten Kapazitäten der PV-Anlagen implementiert. Durch unterschiedliche Wirkungsgrade und Kapazitätsfaktoren, fällt die Summe aller installierten PV-Anlagen zwischen den verschiedenen Szenarien unterschiedlich hoch aus; die Bruttostromnachfrage hingegen ist in allen Szenarien gleich. Im Szenario „PV Zentral“ werden in Summe mehr PV-Anlagen benötigt, um die Stromnachfrage zu decken. Dies ist zurückzuführen auf geringere Effizienzen der Aufdach-Anlagen gegenüber den Freifläche-Anlagen. Zusätzlich führt die Regionalisierung der Potenziale durch die Tool-Chain (siehe Kapitel 3.1.1) zu unterschiedlichen Kapazitätsfaktoren der Anlagen. Gleichzeitig kommt es zu einer leichten Verschiebung innerhalb der steuerbaren Kapazitäten, von Wasserstoffkraftwerken hin zu Speichern. Im Szenario „PV Dezentral“ ist die Entwicklung entsprechend gegensätzlich: Durch einen exogen vorgegebenen, höheren Anteil an Freifläche-Anlagen an der Gesamtkapazität PV, wird insgesamt weniger PV-Kapazität benötigt. Zu einem kleinen Teil wird diese Kapazität jedoch auch durch Offshore-Wind kompensiert. Die Stromerzeugung zeigt die gleichen Entwicklungen, wie in den Kapazitäten.

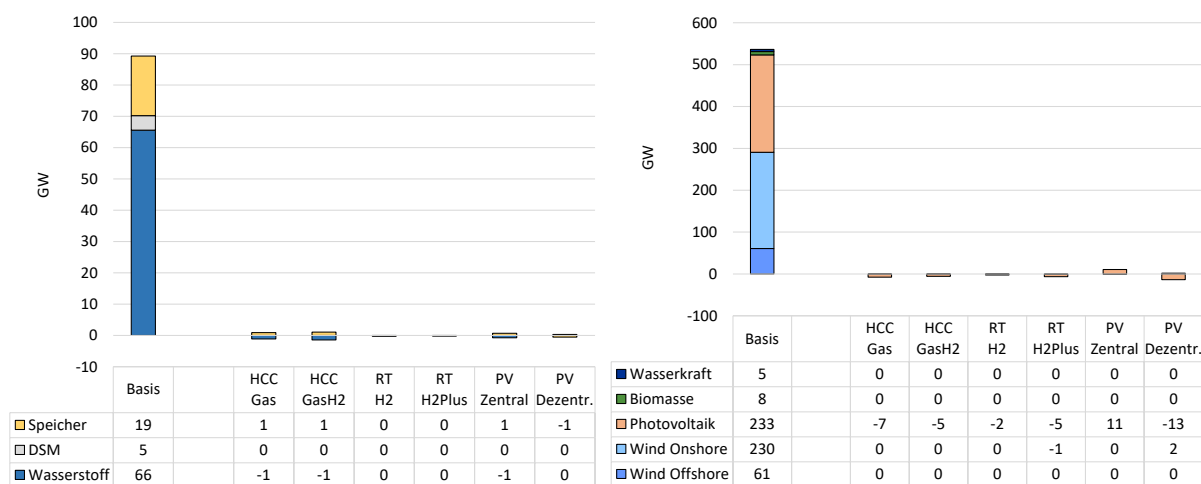


Abbildung 23: Installierte Leistung steuerbarer Kapazitäten (links) und erneuerbarer Energien (rechts) im Basiszenario und aus den Szenariovarianten resultierende Abweichungen

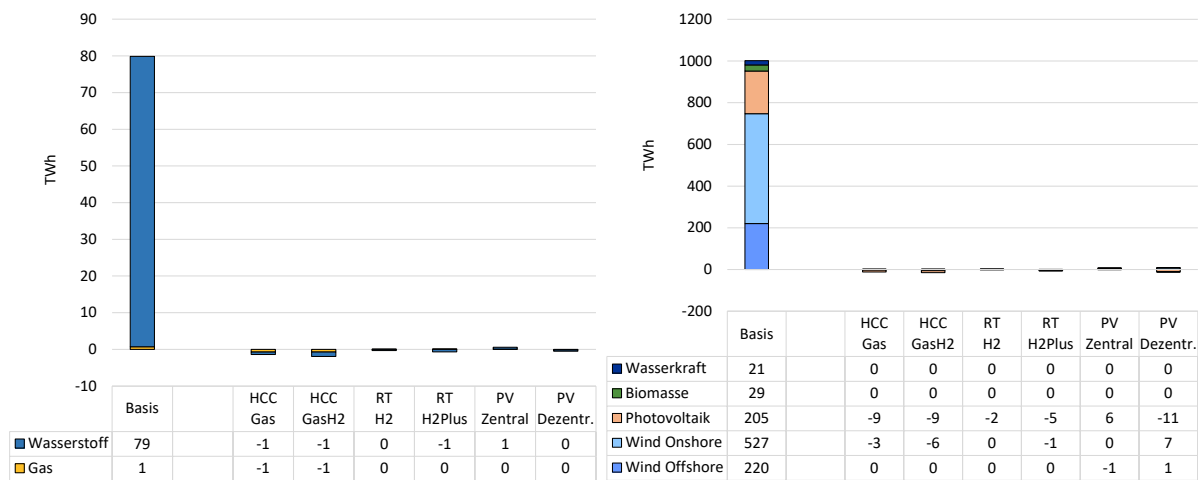


Abbildung 24: Stromerzeugung aus steuerbaren Kapazitäten (links) und erneuerbaren Energien (rechts) im Basisszenario und aus den Szenariovarianten resultierende Abweichungen

Die Regionalisierung der volatilen Kapazitäten (Wind Onshore, PV Aufdach und PV Freifläche) ist in den Abbildung 25 bis Abbildung 27 dargestellt. Dabei kommt es zwischen den Szenarien nur zu geringfügigen regionalen Verschiebungen, mit Ausnahme der Szenarien „PV Zentral“ und „PV dezentral“. Getrieben durch die unterschiedlichen Potenziale der Aufdach- und Freiflächenkapazitäten und der regionalen Unterschiede in den Kapazitätsfaktoren führen die exogenen Vorgaben in diesen beiden Szenarien zu Unterschieden in dem regionalen Ausbau.

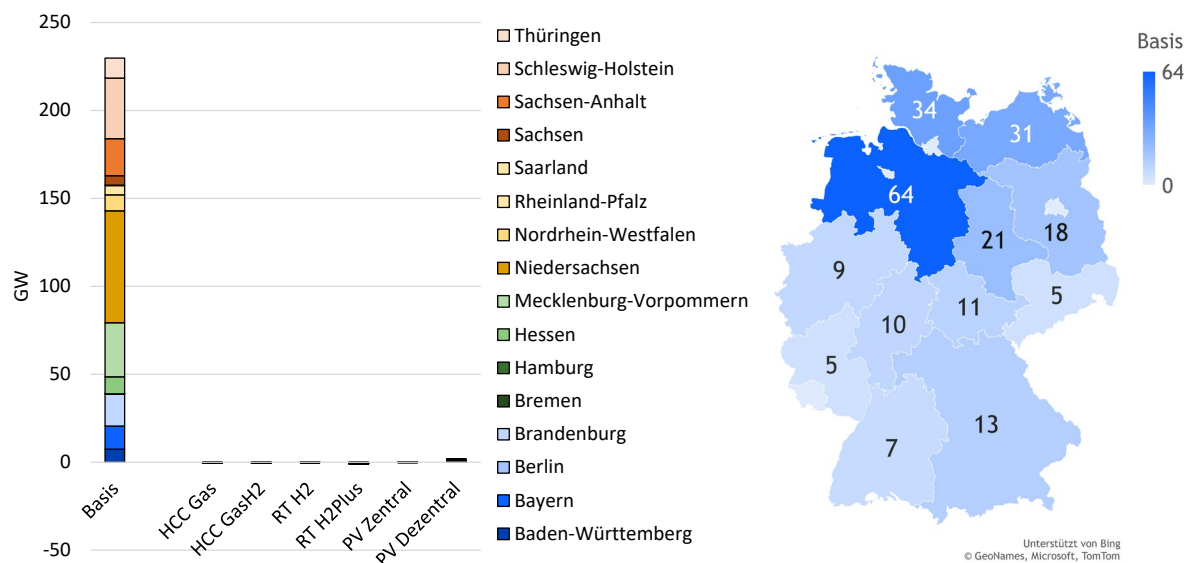


Abbildung 25: regionale Verteilung der Wind Onshore Kapazitäten im Basisszenario und aus den Szenariovarianten resultierende Abweichungen

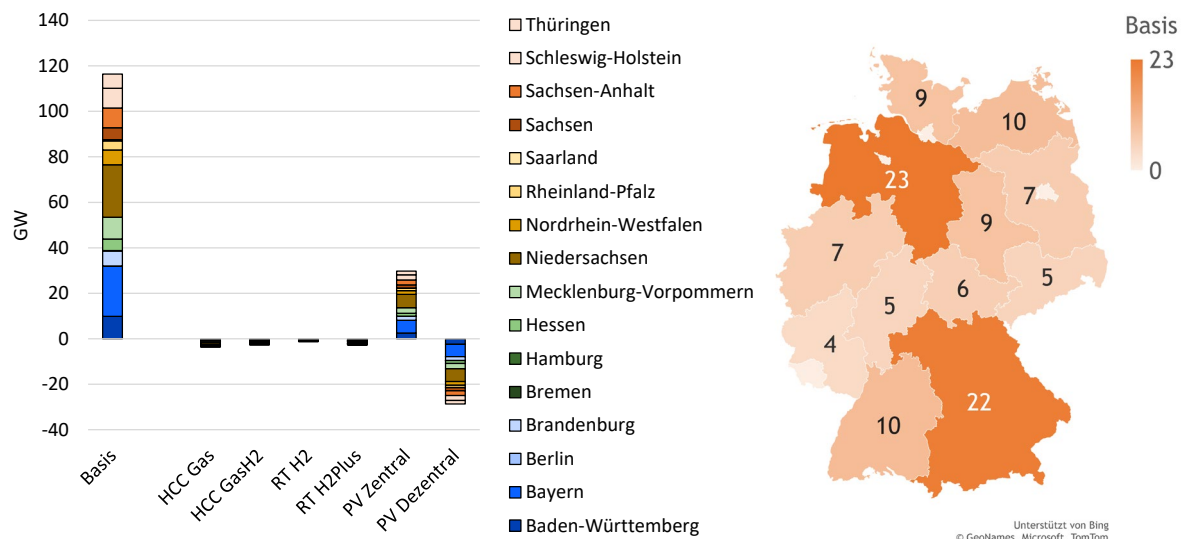


Abbildung 26: regionale Verteilung der PV Freiflächen Kapazitäten im Basisszenario und aus den Szenariovarianten resultierende Abweichungen

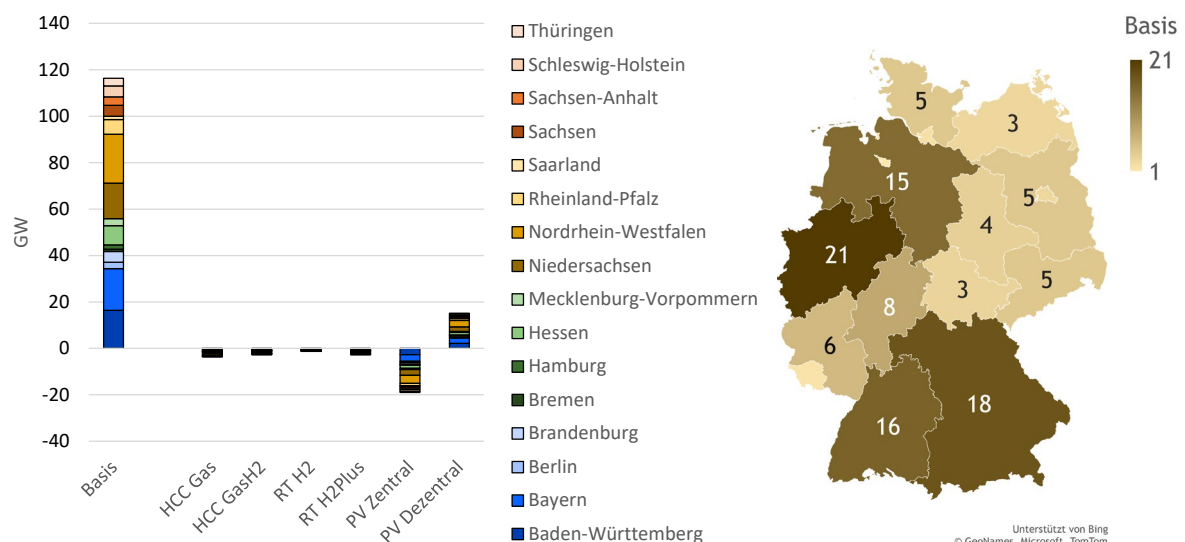


Abbildung 27: regionale Verteilung der Aufdach-PV Kapazitäten im Basisszenario und aus den Szenariovarianten resultierende Abweichungen

Power-to-X

Im Basisszenario zeigt sich ein gemischtes Bild mit Hinblick auf die Herkunft des Wasserstoffs. Der größte Teil des genutzten Wasserstoffs wird aus der EU importiert, Importe aus Nicht-EU Ländern fallen deutlich kleiner aus. Die heimische Produktion deckt nur ungefähr 25 % des Wasserstoffbedarfs.

Im Szenario „HCC Gas“ nimmt der Wasserstoffverbrauch insgesamt ab, getrieben durch einen geringeren Stromverbrauch: Strom wurde durch Gas für die Wärmebereitstellung substituiert. Zusätzlich findet eine geringfügige Verlagerung von Importen auf heimische Produktion statt, da nun heimisch produzierter Strom für die Wasserstoffproduktion frei

wird. In dem Szenario „HCC Gas H2“ wird die Mehrnachfrage nach Wasserstoff zum größten Teil aus EU-Importen gedeckt. Zusätzlich kommen auch Importe aus nicht-EU-Ländern zum Einsatz und die heimische Produktion wird erhöht, wenn auch zu kleineren Anteilen. Ein ähnliches Bild zeigt sich für die zusätzliche Wasserstoffnachfrage der Szenarien „RT H2“ und „RT H2Plus“, in beiden Szenarien wird die zusätzliche Wasserstoffnachfrage vor allem durch Importe gedeckt. Der höhere Anteil der EU-Importe im Vergleich zu nicht-EU -Importen zeigt dabei den Kostenvorteil des EU-Wasserstoffs auf. Im Szenario „PV Zentral“ steht mehr installierte Leistung von PV-Anlagen zur Verfügung, entsprechend besteht auch mehr Potenzial zur heimischen Erzeugung und weniger Import-Bedarf, EU-Importe werden reduziert. Im Szenario „PV Dezentral“ ist die Entwicklung umgekehrt – durch geringere installierte Leistung wird auch weniger Wasserstoff in Deutschland produziert. Die EU-Importe werden im Gegenzug erhöht.

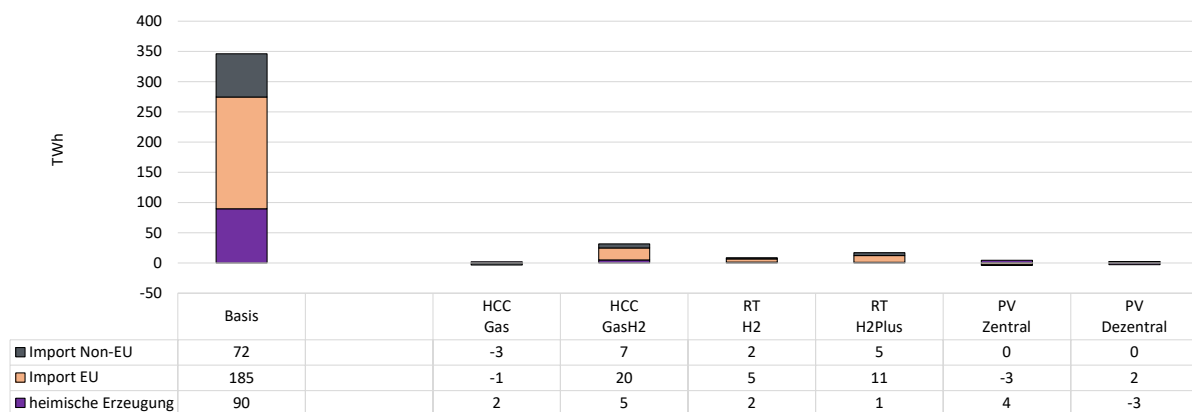


Abbildung 28: Herkunft des Wasserstoffs im Basisszenario und aus den Szenariovarianten resultierende Abweichungen

Endenergieverbrauch und Bruttostromverbrauch

Das Basisszenario wird vor allem durch Elektrifizierung geprägt, über 65% der Endenergie ist Strom. Neben Strom spielen vor allem feste Biomasse, Wasserstoff und klimaneutrale Gase, insbesondere Biogas, eine Rolle. Der in Abbildung 29 aufgeführte Wasserstoff wird importiert. In der szenarioabhängigen Betrachtung des Endenergieverbrauchs zeigen sich die zuvor beschriebenen Veränderungen innerhalb der Sektoren. In den Szenarien „HCC Gas“ und „HCC GasH2“ wurde, wie beschrieben, der Gasbedarf bzw. Gas- und Wasserstoffbedarf für das dezentrale Heizen exogen vorgegeben. Wie schon in der Sektorbetrachtung des Gebäudesektors, zeigt sich bei dem Endenergieverbrauch ein Rückgang des Stromverbrauchs und eine entsprechende Erhöhung des Gas- bzw. Gas- und Wasserstoffverbrauchs. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Szenarien „RT H2“ und „RT H2Plus“ wurden schon oben erläutert und stimmen mit den Betrachtungen des Endenergieverbrauchs des Straßenverkehrsektors überein (siehe Abbildung 22). Darüber hinaus hatten die exogenen Vorgaben keine Auswirkungen auf den Endenergieverbrauch in diesen Szenarien. In den Szenarien „PV Zentral“ und „PV Dezentral“ zeigen sich keine Auswirkungen der exogenen Annahmen auf den Endenergieverbrauch.

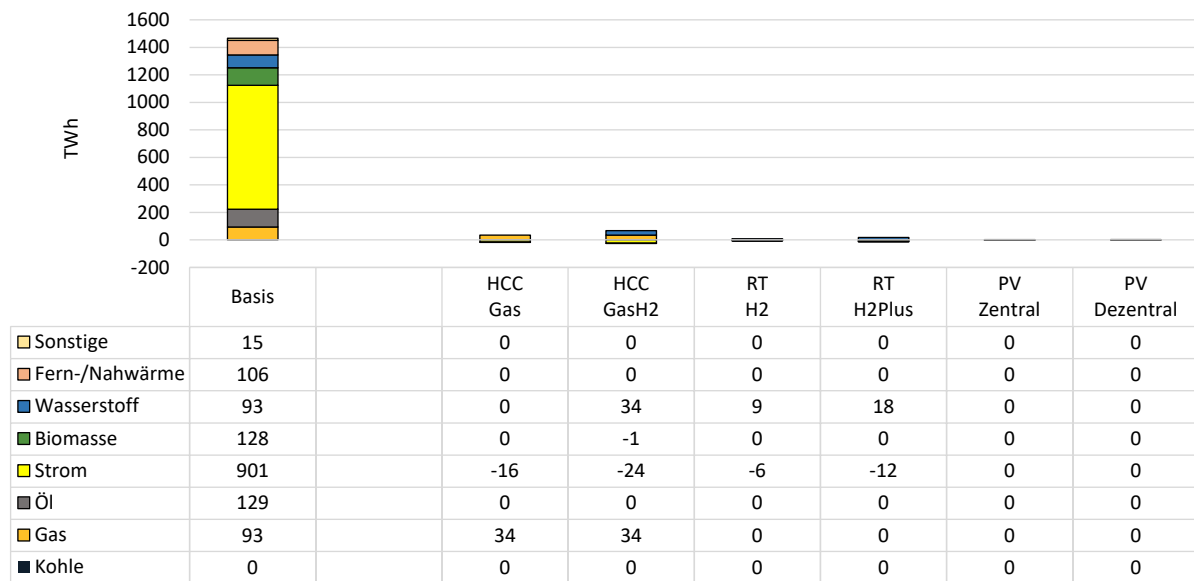


Abbildung 29: Endenergieverbrauch im Basisszenario und aus den Szenariovarianten resultierende Abweichungen

Da Strom einen Großteil des Endenergieverbrauchs deckt, ist auch die Betrachtung der Bruttostromnachfrage von Relevanz. Dabei zeigt sich, dass im Basisszenario der Gebäudesektor einen Großteil der Bruttostromnachfrage verursacht, gefolgt von den Verbrauchssektoren Industrie und Verkehr. Auch der Umwandlungssektor PtX fragt große Mengen Strom nach, auch für die Produktion von Wasserstoff. In den Szenarien „HCC Gas“ und „HCC GasH2“ zeigt sich der schon oben diskutierte Rückgang der Stromnachfrage des Gebäudesektors, eine direkte Folge der exogenen Annahmen dieser Szenarien. In den Szenarien „RT H2“ und „RT H2Plus“ geht die Bruttostromnachfrage des Verkehrssektors zurück, wie schon im entsprechenden Abschnitt oben beschrieben. Zusätzlich wird im Umwandlungssektor mehr Strom für die heimische Wasserstoffproduktion benötigt, da die zusätzliche Wasserstoffnachfrage teilweise aus heimischer Produktion bedient wird. Der Vergleich zwischen „RT H2“ und „RT H2 Plus“ zeigt, dass die zusätzliche Nachfrage in „RT H2 Plus“ vor allem durch Importe gedeckt wird, da der Strombedarf des PtX Sektors in „RT H2 Plus2“ gegenüber „RT H2“ nur geringfügig ansteigt. Die Auswirkungen der exogenen Annahmen der Szenarien „PV Zentral“ bzw. „PV Dezentral“ auf die Stromnachfrage des PtX Umwandlungssektors, sind wie oben diskutiert, auf die höheren bzw. niedrigen Potenziale für die Wasserstoffproduktion zurückzuführen: Im Szenario „PV Zentral“ steht mehr installierte Leistung von PV-Anlagen zur Verfügung, im Szenario „PV Dezentral“ weniger.

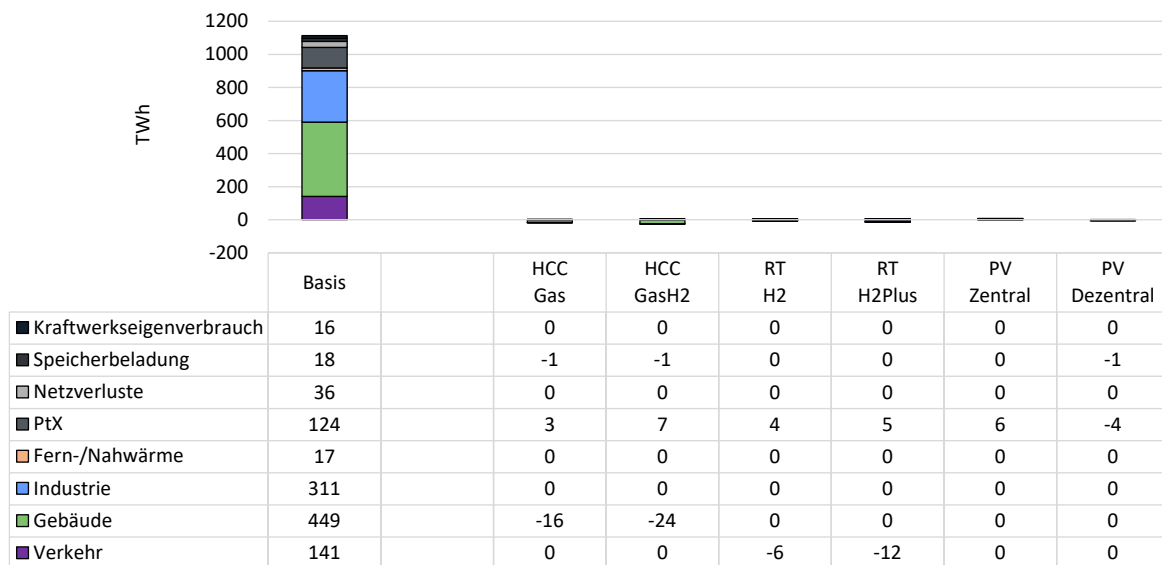


Abbildung 30: Bruttostromnachfrage je Sektor im Basisszenario und aus den Szenariovarianten resultierende Abweichungen

3.4 AP4: Iterative sektorenübergreifende Gesamtsystemanalyse

Die Werkzeugkette wird für die in AP1 definierten Szenarien durchgeführt und daraus Kostenfaktoren abgeleitet. Die Kostenfaktoren werden anschließend wieder in das Energiesystemmodell zurückgespielt, um die optimale Erzeugungs- und Netzinfrastruktur zu bestimmen. Im Folgenden werden exemplarische Ergebnisse einzelner Modelldurchläufe der Infrastrukturmodelle vorgestellt, sowie die daraus resultierenden Infrastrukturkosten bestimmt. Das Kapitel schließt mit der Vorstellung der Gesamtergebnisse ab.

3.4.1 Exemplarische Ergebnisse der Infrastrukturmodelle

Stromnetze

In Kapitel 3.1.2 wurden die Module der MILES-Kette im Projektkontext beschrieben, welche anschließend für das Basisszenario und die Szenariovarianten durchgeführt wurde. Zum besseren Verständnis der Funktionsweise von MILES werden im Folgenden exemplarische Ergebnisse bezogen auf das Basisszenario präsentiert. Im Rahmen der Regionalisierung wurden Elektrolyseure regionalisiert und die resultierenden Standorte und installierten Kapazitäten anschließend mit dem Gasnetzmodell (vgl. Kap. 3.2) ausgetauscht. Abbildung 31 stellt die räumliche Verteilung von Elektrolyseuren in Deutschland dar. Zu erkennen ist die räumliche Konzentration von Elektrolyseuren im Norden, was auf eine hohe positive Residuallast aufgrund des Einsatzes von Windenergieanlagen zurückzuführen ist.

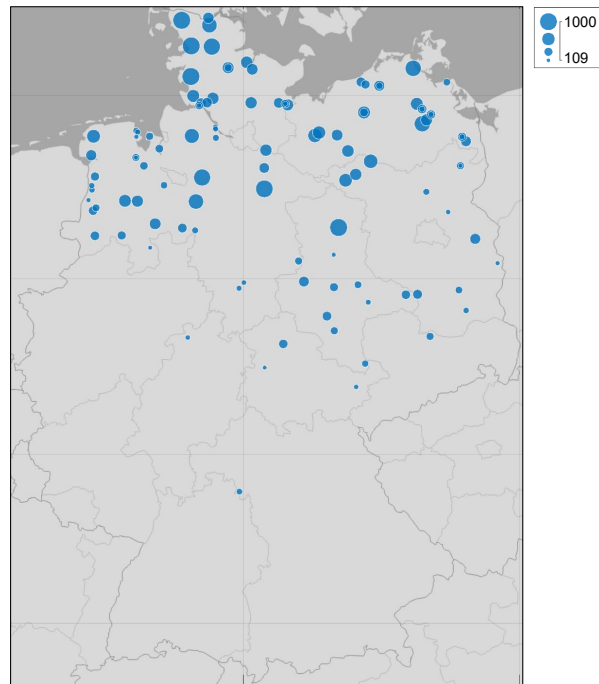


Abbildung 31: Elektrolyseur-Standorte und installierte Leistungen in MW

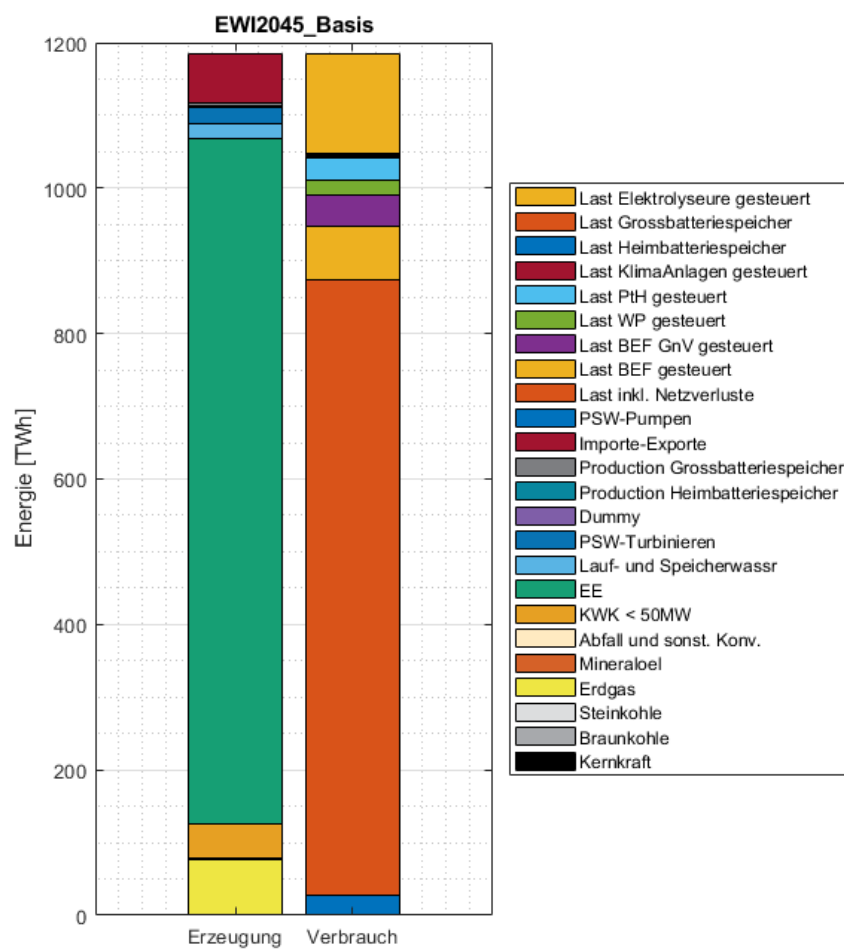
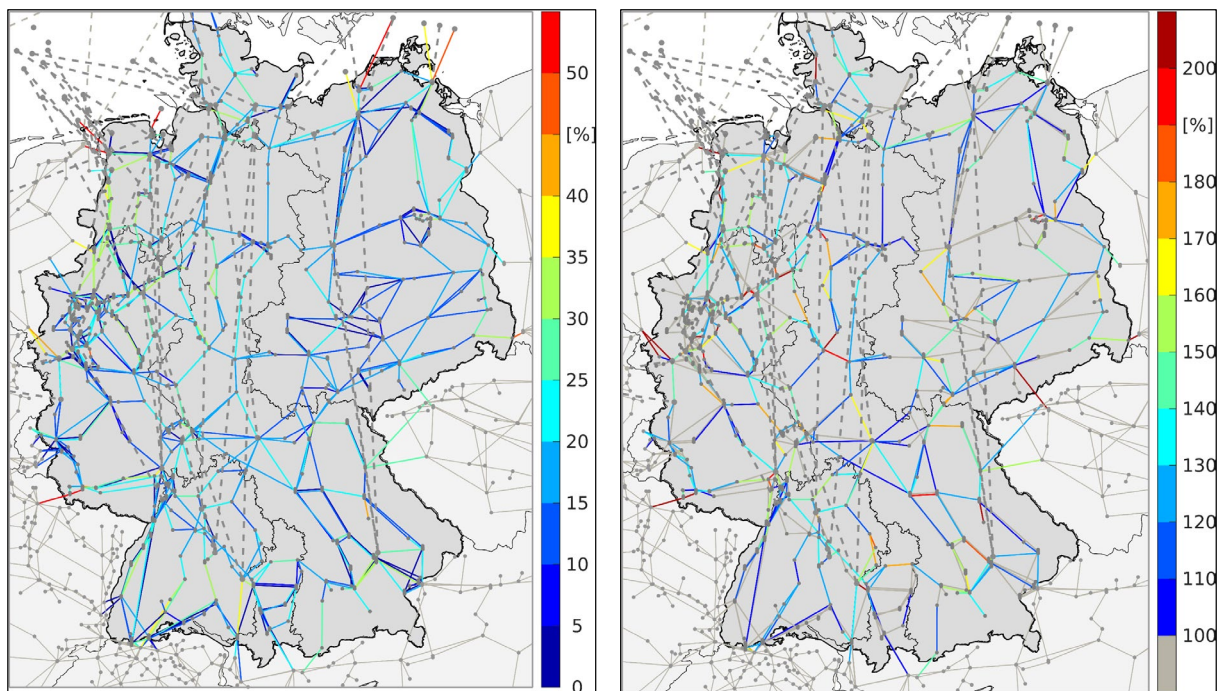


Abbildung 32: Energiemix für Deutschland im Basisszenario für 2045

Die Ergebnisse der Strommarktsimulation (Abbildung 32) zeigen, dass der Anteil an flexiblen sektorenkoppelnden Anlagen („Last PtG“, „Last KlimaAnlagen Controlled“, „Last PtH Controlled“, „Last WP Controlled“, „Last EV GnV Controlled“ und „Last EV Controlled“) etwa 26 % der Gesamtlast ausmacht. Der marktdienliche Einsatz führt in einigen Stunden zu hohen Gleichzeitigkeiten des Strombezugs, welche wiederum in einer zusätzlichen Belastung der Transportnetzinfrastruktur resultieren können.

In Abbildung 33 ist (a) die durchschnittliche Netzauslastung im N0-Fall, sowie (b) die Netzauslastung beim kritischsten Leitungsausfall für jede Leitung über das gesamte Jahr für das Basisszenario dargestellt. Die Netzauslastungen im ungestörten Fall konnten durch geeignete Netzverstärkungsmaßnahmen durchschnittlich über den gesamten Simulationszeitraum auf unter 50 % gehalten werden. Im gestörten Fall sind hingegen zahlreiche Leitungen zu einem erheblichen Teil über 100 % ausgelastet, in einigen Fällen sogar bis zu 200 %. Diese auftretenden Überlastungen wurden im Rahmen des Engpassmanagements aufgelöst, dessen Maßnahmenkatalog um Eingriffe in die Ladevorgänge von BEF und den Einsatz von WP erweitert wurde.

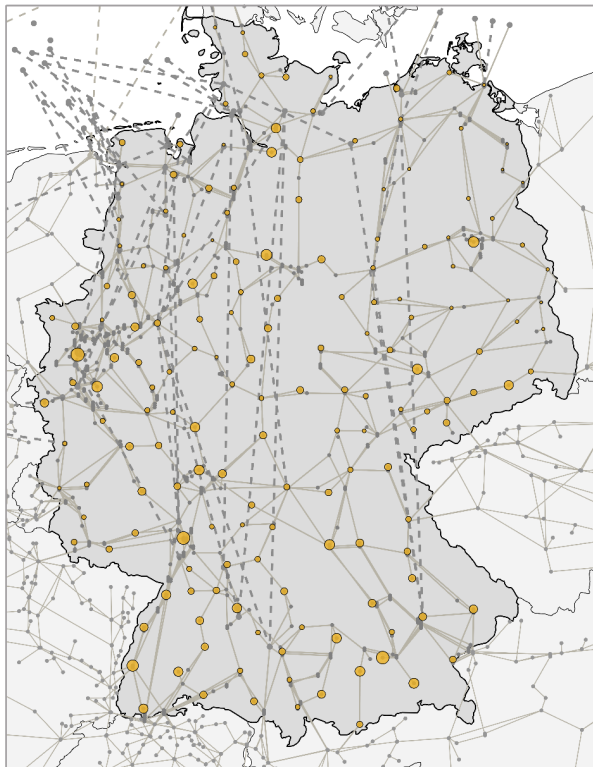


(a) Durchschnittliche Netzauslastung im N0-Fall

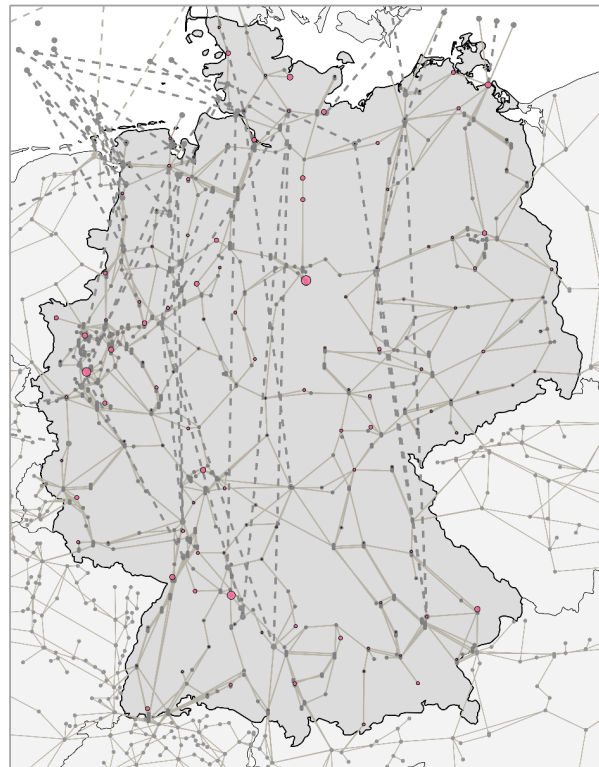
(b) Maximale Netzauslastung im N1-Fall

Abbildung 33: Netzauslastung im (a) N0-Fall und (b) N1-Fall

Die summierte jährliche Regelung von BEF und WP an den Netzknoten im deutschen Übertragungsnetz zugunsten der Netzbelastung für das Basisszenario ist in Abbildung 34 veranschaulicht. Dabei wird jeweils nur eine Richtung der Regelung dargestellt, weil die positiven und negativen Regelungen sich über den Simulationszeitraum entsprechend der zeitlichen Restriktionen für bspw. Standzeiten von BEF ausgleichen müssen. Dabei beschreibt die Größe der Netzknoten, an denen eine Regelung stattfinden, qualitativ die Höhe der verschobenen Energiemenge, wobei die Regelung von Ladevorgängen von BEF ein höheres Potenzial aufweist.



(a) Regelung von BEF



(b) Regelung von WP

Abbildung 34: Regelung der Energiemengen von (a) BEF und (b) WP

Insgesamt machen die Regelungen von flexiblen Verbrauchern etwa 40% der gesamten Redispatchmenge aus (Tabelle 6), sodass der Redispatch von konventionellen Kraftwerken reduziert werden kann und somit auch die resultierenden Redispatchkosten, welche neben den Kosten für die Netzverstärkung, die Infrastrukturkosten auf Übertragungsnetzebene beschreiben.

Tabelle 6: Maßnahmenspezifische Redispatchmengen (RD)

Maßnahme	pos. RD [TWh]	neg. RD [TWh]
EE	-	6.37
Konv. Kraftwerke	8.73	2.36
Flexibilitäten	6.3	6.3
Gesamt	15.03	15.03

Zur Berechnung der Infrastrukturkosten auf Verteilnetzebene müssen entsprechend der dargestellten Methode aus Kapitel 3.1.2 zunächst repräsentative Regionen mit ähnlicher Verteilnetzmehrbelastung, sowie repräsentative Netztopologien der betrachteten Spannungsebenen identifiziert werden. In der Anwendung hat sich gezeigt, dass eine Fokussierung auf die Niederspannungsebene sinnvoll ist, um belastbare Ergebnisse zu bekommen. Dies begründet sich im anzuwendenden (n-1)-Kriterium in der Mittel- und Hochspannungsebene, welche bei Berücksichtigung von Flexibilität in der Planung dazu führt, dass im Betrieb grundsätzlich zwei Szenarien auftreten können, die eine sehr große Sensitivität auf die Ergebnisse ausüben:

- Möglichkeit 1: Sicherstellung der betrieblichen (n-1)-Sicherheit durch präventive Maßnahmen. In der Folge sind zu sehr vielen Zeitschritten Eingriffe in den Dispatch notwendig und es ergeben sich hohe Kosten im Redispatch für die MS- und HS-Ebene.
- Möglichkeit 2: Sicherstellung der betrieblichen (n-1)-Sicherheit durch kurative Maßnahmen. In diesem Fall würde nur im Fehlerfall ein Redispatchbedarf entstehen. Die Redispatchkosten sind daher nur durch komplexe statistische Maßnahmen zu bestimmen.

Aufgrund dieser großen Unsicherheit in den resultierenden Kosten, wird eine Fokussierung auf die NS-Ebene gelegt. Dies begründet sich auch darin, dass dieses Vorgehen besser zu den Annahmen der Gas- und Wärmenetze passt und dem nicht leistbaren Rechenbedarf. Für die Abbildung der Netze auf der NS-Ebene werden existierende reale Netzdaten des ie³ als Grundlage genutzt und in den Gemeinden Deutschlands verortet (vgl. Kapitel 3.1.2). Das Ergebnis zeigt, dass die Struktur der Gemeinden in Form von EFH, MFH und Typologienzusammensetzung durch die Netze nahezu exakt abgebildet werden kann und zudem die global vorgegebene Leitungslänge erreicht wird (Tabelle 7).

Tabelle 7: Ausgewählte an Versorgungsaufgabe angepasste Netztopologien und ihre Anzahl zur Abbildung der Typologien in den Gemeinden

Ergebnis der Optimierung			Resultierende Eigenschaften bei Hochrechnung				
Netzname	Typologie	Häufigkeit Verortung	Anzahl EFH	Anzahl MFH	Anzahl WEH	Anzahl Gewerbe und Landwirtschaft	gesamte Leitungslänge in km
NS_T2_2	2	37.330	447.961	671.941	2.090.483	149.320	37.367
NS_T2_3	2	87.313	2.706.713	1.920.893	9.779.092	0	114.380
NS_T2_4*	2	24.654	2.909.122	0	2.909.122	24.654	321.458
NS_T3_1*	3	16.082	836.241	64.326	1.029.220	64.326	73.702
NS_T3_3	3	13.702	794.735	150.726	1.246.912	54.809	39.326
NS_T3_4	3	14.101	972.943	84.604	1.226.754	70.503	48.224
NS_T3_7*	3	12.714	1.055.250	25.428	1.131.533	88.997	66.594
NS_T4_2	4	57.449	57.449	517.045	1.723.483	0	19.533
NS_T4_3	4	123.355	370.065	246.710	1.973.681	123.355	42.311
NS_T4_3_1	4	36.029	108.087	108.087	612.492	0	12.358
NS_T4_8	4	21.912	635.445	1.227.067	4.689.149	0	50.726
NS_T6_3	6	25.764	463.744	541.034	4.895.074	0	42.896
NS_T6_5	6	72.266	650.392	433.595	4.841.806	144.532	61.787
NS_T7_1*	7	7.702	77.020	200.252	747.094	61.616	24.107
NS_T7_1_1*	7	17.656	247.188	388.438	1.465.470	141.250	55.264
Summe		568.028	12.332.354	6.580.145	40.361.364	923.362	1.010.034
Zensus 2011		-	12.339.643	6.582.975	40.563.320	-	-

Die vorgegebene Leitungslänge der NS-Ebene orientiert sich an den Angaben der BNetzA im Monitoringbericht [54], wurde allerdings etwas reduziert um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass nicht alle Typologien in der NS abgebildet werden (bspw. Industrienetze) und zudem keine separaten Beleuchtungsnetze modelliert werden. Nun stehen für alle Gemeinden Deutschlands die Netztopologien mit Bemessung fest. Da die Belastungssituationen in den Netzen auch im zeitlichen Verlauf ggf. ähnlich ausfallen, wird eine Clusteranalyse durchgeführt (siehe 3.1.2). Für die Anwendung der entwickelten Methode werden 883 Cluster gebildet und berücksichtigt.

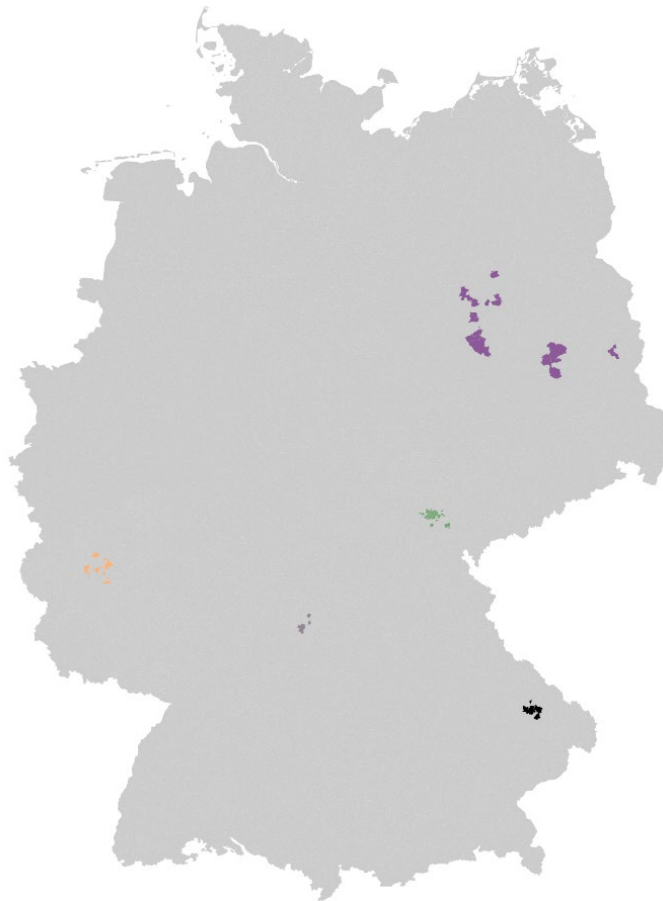


Abbildung 35: Exemplarische identifizierte Gemeindegruppen und ihre Lage in Deutschland

Die exemplarische Lage von fünf Clustern ist in Abbildung 35 dargestellt. Es zeigt sich, dass die angestrebte Eigenschaft der ähnlichen Netzbelastung zum gleichen Zeitpunkt der jeweiligen Clusterelemente durch die räumliche Nähe und damit verbundene ähnliche Wetterverhältnisse abgebildet wird. In Summe werden in der Anwendung etwa 4.700 NS-Netze ausgebaut, da in den jeweiligen repräsentativen Gemeinden der Cluster jeweils mehr als eine Topologie verortet wurde. Für die Berechnung der Ausbaukosten wird ein mehrstufiges Verfahren durchgeführt.

1. Exakte Ausbausimulation mit netzdienlicher Flexibilitätsnutzung für eine große Stichprobe jeder Netztopologie
2. Ableitung von Ausbaukosten auf Grundlage der Zielfunktionswerte der Leistungsflussrechnung mit netzdienlicher Flexibilitätsnutzung
3. Für die noch nicht ausgebauten Netze: Berechne Zielfunktionswerte der Leistungsflussrechnung und schätze damit Netzausbaukosten ab.

Durch dieses Verfahren wird ausgenutzt, dass Maßnahmen in unterschiedlichen Regionen Deutschlands bei gleicher Netztopologie häufig identisch ausfallen. Der Zielfunktionswert der Leistungsflussrechnung stellt ein Maß für die Überlastung und somit die notwendigen Ausbaumaßnahmen dar. Der Zusammenhang zwischen Zielfunktionswert und Ausbaukosten wurde für jede Netztopologie separat durchgeführt. Ein exemplarischer Zusammenhang ist nachfolgend dargestellt:

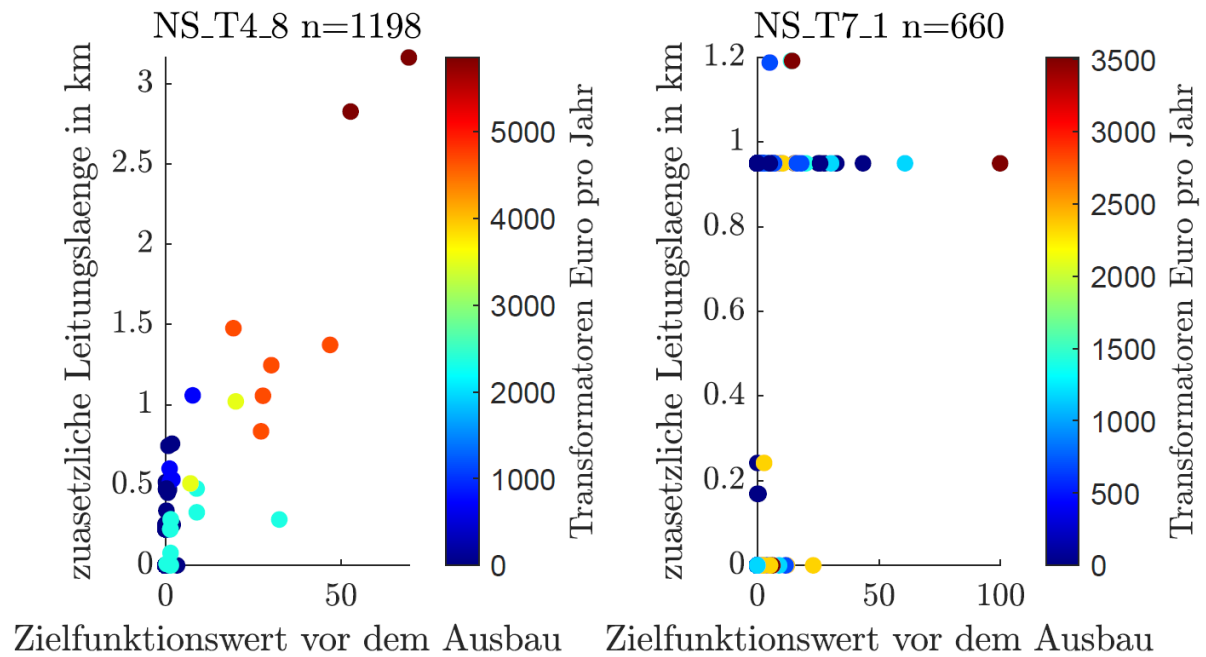


Abbildung 36: Darstellung des Zielfunktionswertes am Beispiel von zwei NS-Netztopologien

In Abbildung 36 wird deutlich, dass mit steigendem Zielfunktionswert häufig größere Investitionen in Transformatoren notwendig werden. Zudem wird im rechten Beispiel deutlich, dass häufig die gleichen Leitungen verstärkt oder zugebaut werden müssen. Auf Basis dieser Analysen werden durchschnittliche Netzverstärkungskosten für jeweils definierte Wertebereiche von Zielfunktionswerten abgeleitet. In der Anwendung werden für alle NS-Netze in allen Szenarien die Netzausbaukosten bei dreiprozentiger Flexibilitätsnutzung bestimmt. Die Zielfunktionswerte werden schließlich verglichen, um die Mehr- oder Minderkosten im Vergleich der Szenarien im NS-Netzausbau zu bestimmen. Hinsichtlich der Mehrkosten am Markt durch netzdienliche Flexibilitätsnutzung hat sich im Rahmen umfangreicher Analysen herausgestellt, dass die Mehrkosten bei dieser Flexibilitätsnutzung zu vernachlässigen sind.

Gas- und Wärmenetze

Die Simulation des regional aufgelösten Fernwärmenetzausbaus erfolgt unter Vorgabe des Anteils von Fernwärme an der Raumwärmebereitstellung. In der Literatur finden sich für verschiedene Zukunftsszenarien unterschiedliche Annahmen für diesen Fernwärmeanteil. Nach [55] werden je nach Szenario im Jahr 2050 mindestens 20 % der Raumwärme über Fernwärme bereitgestellt, in zwei der in [55] entwickelten Szenarien sind es rund 24 %. In [56] wird für eine Reduktion der THG-Emissionen um 95 % bis 2050 (95 %-Klimapfad) ein erforderlicher Fernwärmeanteil von 26 % angegeben. Nach [32] existiert ein langfristiges wirtschaftliches Potenzial (Zeitraum 2020 bis 2050) für die Deckung von 24 % bis 29 % der Raumwärme und Warmwasser über Fernwärmenetze. Auf Grundlage dieser Studien wurde im Rahmen von GreenVEgaS szenarioübergreifend angenommen, dass im Jahr 2045 25 % des Raumwärmebedarfes über Fernwärme gedeckt werden. Für die Bereitstellung von

Wärme in der Industrie wurden keine Vorgaben gemacht. Der Fernwärmebedarf in der Industrie ergibt sich aus den im Rahmen der Ausbausimulation an Fernwärmenetze angeschlossenen Industriestandorten.

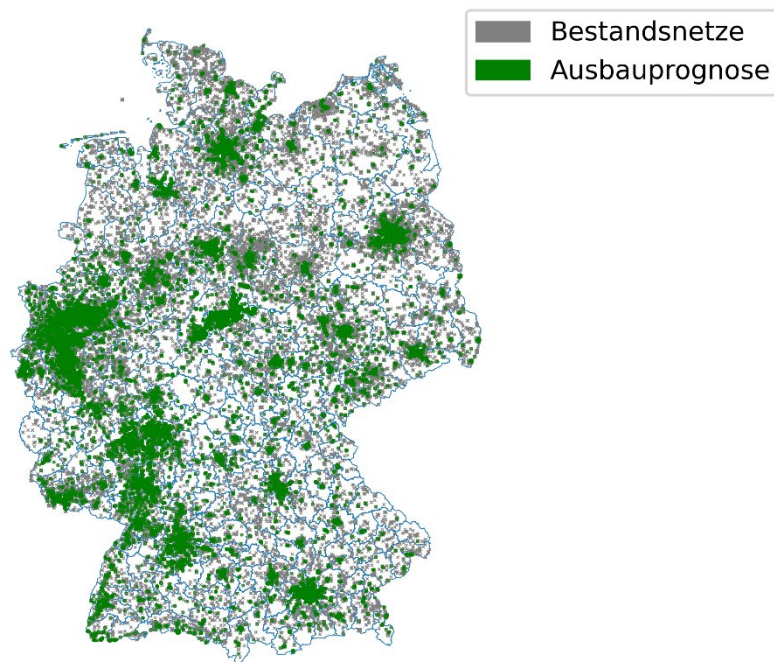


Abbildung 37: Rasterscharfe Darstellung der Rasterzellen mit Fernwärmenetz im Ausgangszustand (2011) und für die Ausbauprognose (2045)

In Abbildung 37 ist die resultierende Verteilung der Fernwärmenetze in einem 100 x 100 m Raster dargestellt. Es ist zu erkennen, dass in Rasterzellen in Ballungsräumen, wie dem Ruhrgebiet, im Rahmen der Simulation verstärkt Fernwärmenetze ausgebaut werden. Dies ist vornehmlich auf die höheren Wärmebedarfsdichten zurückzuführen. Des Weiteren spielen die Erweiterung und Verdichtung bestehender Wärmenetze eine Rolle, wie am Beispiel Essen (Abbildung 38) zu sehen ist. Die Rasterzellen mit bestehendem Wärmenetz nach [22] sind in grau dargestellt. Die grünen Punkte stellen die Rasterzellen, die im Rahmen der Ausbausimulation ein Wärmenetz erhalten, dar. Während das größere zusammenhängende Netz im Zentrum von Essen nachverdichtet wird, sind auch größere neue Cluster in grün zu erkennen, die an das bestehende Netz angrenzen.

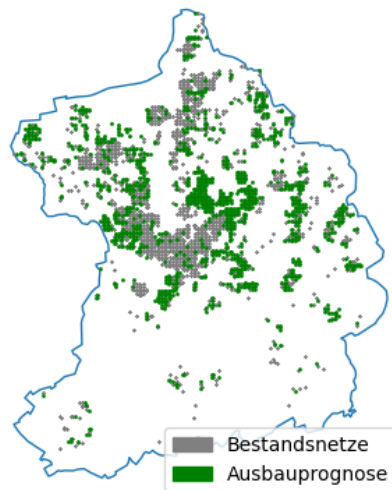


Abbildung 38: Rasterscharfe Darstellung der Ergebnisse der Fernwärmeausbau-Simulation am Beispiel Essen

Insgesamt werden in der Simulation bis 2045 in knapp 103.000 Rasterzellen in Deutschland Wärmenetze zugebaut. Dies entspricht einer zugebauten Leitungslänge von ca. 15.000 km. Damit werden im Jahr 2045 im Wohngebäudesektor etwa 25,3 TWh/a mehr Wärme über Fernwärme gedeckt als im Ausgangsjahr. In den Sektoren GHD und Industrie werden im Jahr 2045 etwa 21,7 TWh/a zusätzlich zu der im Ausgangsjahr über Fernwärme bereitgestellten Wärme über Fernwärme bereitgestellt, wobei der Großteil davon (> 90 %) auf den Sektor GHD entfällt. Die geringe zusätzliche Wärmemenge im Sektor Industrie ist darauf zurückzuführen, dass der Fokus des Ausbaumodells auf der Raumwärmebereitstellung im Wohngebäudesektor liegt. Industriestandorte haben zwar potenziell einen hohen Wärmebedarf, häufig liegen sie aber nicht in direkter Nachbarschaft zu weiteren Wärmeabnehmern. Hierdurch fällt die Anzahl der erfüllten Faktoren der Cluster mit Industriestandorten geringer aus als bei Clustern in dicht besiedelten Wohngebieten. Zudem wird im Modell nicht berücksichtigt, dass die Industriestandorte, die als Abwärmequellen identifiziert wurden, gleichzeitig auch als Wärmesenke agieren können. Die Selbstversorgung über Nahwärme innerhalb eines Standortes geht insofern in den ausgegebenen Wert nicht mit ein. Im Rahmen des Projektes wird dies indirekt über die Reduktion der Gesamtwärmebedarfe im Sektor Industrie berücksichtigt.

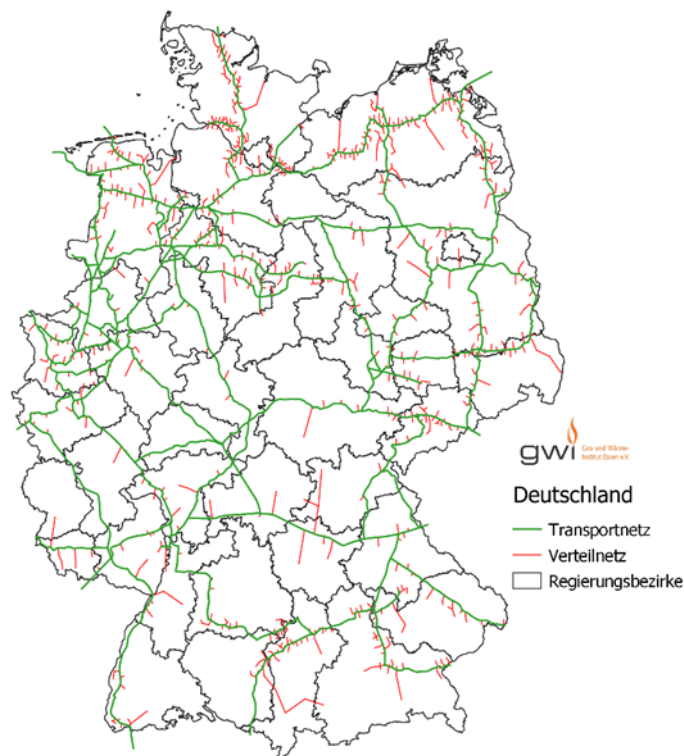


Abbildung 39: Wasserstofftransportnetz Szenario „Basis“

Im Hinblick auf die Transportnetzebene für Erdgas und Wasserstoff variieren die Versorgungsgebiete für Wasserstoff je nach Szenario gemäß der in Kapitel 3.1.3 dargestellten Methode.

Das Kernnetz des Wasserstofftransportnetzes umfasst in jedem Szenario eine Strecke von 8.864,31 km. Abhängig von dem jeweiligen Szenario kommen zusätzliche Anschlussleitungen in die Wasserstoffregionen hinzu (siehe Abbildung). Die abweichenden Leitungslängen entstehen durch die unterschiedlichen Versorgungsgebiete in den Szenarien. Des Weiteren wird der Anschluss von GuD-Standorten, die ebenfalls je nach Szenario variieren, berücksichtigt.

Tabelle 8: Anschluss Wasserstoffregionen

Szenario	LAU-Regionen	Anschluss Wasserstoffregionen in km
Basis	1.090	5.259,47
HCC Gas	1.090	5.259,47
HCC GasH2	1.090	5.259,47
PV Dezentral	1.043	5.079,81
PV Zentral	1.108	5.321,88
RT H2	1.090	5.259,47
RT H2Plus	1.046	5.099,86

Tabelle 9: Erdgastransportnetz

Szenario	Erdgastransportnetz in km
Basis	54.637
HCC Gas	54.637
HCC GasH2	54.643
PV Dezentral	55.176
PV Zentral	54.521
RT H2	54.637
RT H2Plus	55.119

Unter Einbezug der Ergebnisse aus dem Wärmenetzmodell, den überlagerten Netzebenen und der Typologisierung, kann, wie in Kapitel 3.1.3 beschrieben, der Infrastrukturbedarf im Niederdruck Verteilnetz bestimmt werden. Für Erdgas lag die Netzlänge im Niederdruckbereich im Jahr 2018 bei rund 160.000 km [57]. Die Kapazität der Erdgas-Technologien im Haushaltsbereich liegt im Basisszenario (Heizen, Klimatisierung und Kochen) bei etwa 176.000 MW. Im Jahr 2045 sind es im Basis-Szenario nur noch knapp 12.400 MW, die auf Gastechnologien ohne Wasserstoff entfallen, was einer Reduktion von etwa 93 % entspricht.

Aus dem Modell ergibt sich im Basis-Szenario ein verbleibender Erdgas-Infrastrukturbedarf von etwa 10.800 Leitungskilometern im Niederdruck-Verteilnetz, was knapp 7 % der Infrastruktur in 2018 entspricht. Eine klare Korrelation mit der Abnahme der Gastechnologien auf Verteilnetzebene ist erkennbar. Allerdings stellt das Ergebnis eine optimistische Abschätzung dar. In Realität ist zu erwarten, dass einige Netzabschnitte insbesondere im Verlauf der Transformation des Wärmesektors auch mit deutlich geringeren Anschlussdichten als der angenommenen 60 % weiterbetrieben werden würden. Dies betrifft z.B. Gebäude/Gebäudekomplexe, in denen andere Technologien aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht verwendet werden können, oder eine vertragliche Bindung hinsichtlich Weiterversorgung besteht.

In Abbildung 40 sind die verbleibenden Leitungskilometer der Erdgas-Infrastruktur für die verschiedenen Szenarien und Typologien dargestellt. Während die Gesamtsumme der resultierenden Leitungskilometer in den unterschiedlichen Szenarien variiert, ist die prozentuale Aufteilung auf die Typologien mit verbleibendem Gasnetz in allen Szenarien sehr ähnlich. Dies ist auf die verwendete Methode zur Bestimmung der Technologieverteilung zurückzuführen. Durch die Vorgabe der Startwertmatrix und den gewählten Algorithmus, der soweit möglich proportionale Anpassungen an der Verteilung vornimmt, wird das Ergebnis der Verteilung maßgeblich beeinflusst (vgl. Abschnitt 3.1.3).

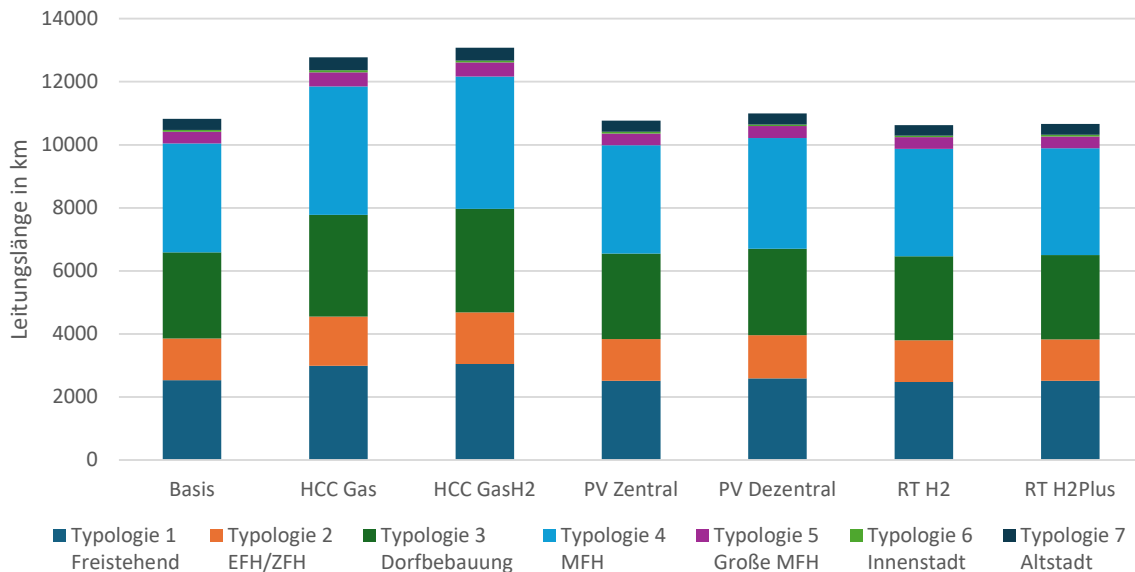


Abbildung 40: Verbleibende Gasleitungslängen im Niederdruck-Verteilnetz in den verschiedenen Szenarien aufgeteilt nach Typologien

Der größte Anteil der verbleibenden Leitungskilometer entfällt in allen Szenarien auf Typologie 4 (vorwiegend MFH), dicht gefolgt von Typologie 3 (Dorfbauung) und Typologie 1 (freistehende Gebäude). Gleichzeitig ist aber die Anzahl der Typnetze mit Gasnetz in Typologie 4 mehr als dreimal so hoch, wie in Typologie 1 und Typologie 3. Durch die größeren Gebäudeabstände ergibt sich bei freistehenden Gebäuden und Dorfbauung auch bei geringerer Anzahl der beiden Netztypen eine ähnliche Größenordnung hinsichtlich aufsummierter Gasleitungskilometern.

Das Szenario „HCC GasH2“ ist das einzige Szenario, in dem im Jahr 2045 Wasserstoff im Niederdruck-Verteilnetz zur dezentralen Wärmeversorgung verwendet wird (vgl. Kapitel 3.3). Entsprechend ergibt sich auch nur für dieses Szenario ein benötigter Wasserstoff-Infrastrukturausbau auf Niederdruck-Verteilnetzebene. Bei einer Gesamtkapazität von ca. 3.800 MW Wasserstofftechnologien im Gebäudebereich, ergeben sich knapp 1.600 km Wasserstoffverteilnetzleitungen. Der überwiegende Teil dieser Leitungen (etwa 1.000 km) befinden sich in Typologie 5 (große Mehrfamilienhäuser).

3.4.2 Methode zur Bestimmung der Kostenfaktoren

Das übergeordnete Ziel von GreenVEgaS ist die Bestimmung des optimalen Energiesystems unter Berücksichtigung der Netzinfrastruktur. Die Vorgehensweise zur Bestimmung dieses wurde ursprünglich auf Basis eines iterativen Ansatzes formuliert, bei welchem die Kernmodelle jeden Partners sequenziell angewendet werden, um die Kostentreiber und Ineffizienzen des aktuellen Szenarios zu identifizieren und ausgehend davon eine geeignete Parametervariation des Szenarios vorzunehmen. Im Projektverlauf hat sich gezeigt, dass die Identifikation der Kostentreiber aufgrund der Wechselwirkungen im Energiesystem mehr Durchläufe der Werkzeugkette benötigt, als zum Zeitpunkt der Antragsstellung und bei der Skizzierung der Methode angenommen wurde. Dies begründet sich darin, dass bei der Variation der Technologiedurchdringung überlagernde Effekte auftreten können

und somit die Kostentreiber für eine einzelne Technologie nur durch eine Vielzahl von Simulationsläufen identifiziert werden können. Um den erheblichen Rechenaufwand entgegenzuwirken, wurde die Vorgehensweise angepasst. Es werden nun Kostenfaktoren für Technologien bestimmt und in eine Kostenfunktion überführt, sodass eine Berücksichtigung im Energiesystemmodell möglich ist. Die Kostenfaktoren spiegeln dabei die Infrastrukturkosten auf Strom-, sowie Gas- und Wärmenetzseite wider. Die Methode zur Bestimmung der Kostenfaktoren ist in Abbildung 41 skizziert.

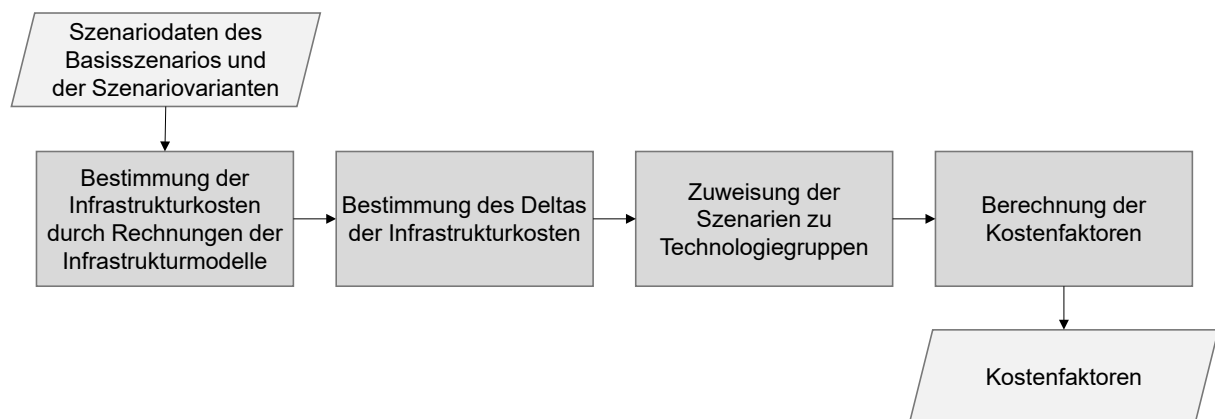


Abbildung 41: Schritte zur Bestimmung der Kostenfaktoren

Die in den Infrastrukturmodellen bestimmten Kostenfaktoren gehen über eine Kostenfunktion in das Marktmodell ein (vgl. Abschnitt 3.4.4). Über die Kostenfunktion wird das Basisszenario modifiziert, um zu untersuchen, inwieweit sich unter Berücksichtigung der Kostenfaktoren ein anderes Optimum einstellt. Zur Bestimmung der Kostenfaktoren werden die Infrastrukturmodelle für die Strom- und Gasnetze für das Basisszenario und die Szenariovarianten ausgeführt, um die entsprechenden szenarioabhängigen Infrastrukturkosten abzuleiten. Bei den Kosten werden sowohl Investitionskosten als auch Betriebskosten (inkl. Redispatchkosten) bestimmt. Der Grund für die Unterscheidung zwischen Investitions- und Betriebskosten liegt darin, dass die Investitionskosten durch Annuitäten ausgedrückt werden müssen, Betriebskosten aber einen jährlichen Geldaufwand darstellen. Für die Berechnung der Annuität im Zieljahr wird folgende Rechenvorschrift zugrunde gelegt:

$$Annuität = Investitionskosten \cdot \frac{(1 + \text{Zinssatz})^{\text{Nutzungsdauer}} \cdot \text{Zinssatz}}{(1 + \text{Zinssatz})^{\text{Nutzungsdauer}} - 1} \quad (3.15)$$

Dabei wird ein Zinssatz von 0,05 und eine Nutzungsdauer von 40 Jahren unterstellt. Anschließend wird für die verschiedenen Kostenarten das Delta $\Delta K_{\text{Basis-Variante}}$ zwischen dem Basisszenario und jeder Szenariovariante berechnet. Um die Veränderung der Kosten nun auf Kostenfaktoren runterzubrechen, werden aggregierte Verbrauchsgruppen gebildet. Bei den Szenariovarianten wurde zwar primär eine Variation je einer isolierten Technologie fokussiert, um den Kostenaufwand auf die Infrastruktur abbilden zu können. Aufgrund der starken Wechselwirkungen können die auftretenden Kosten durch die Variation aber nicht

ausnahmslos einer Technologie zugeschrieben werden, weshalb der Einfluss durch Verbrauchergruppen realisiert wird. In Tabelle 10 sind die Szenarien mit entsprechender Kategorisierung aufgeführt.

Tabelle 10: Zuweisung der Szenarien zu Gruppen für die Bestimmung der Kostenfaktoren

Szenario	Gruppe	Strom-Technologien	Wärme-Technologien
HCC Gas	Verbraucher	Wärmepumpen, PtG	Gas-Wärmepumpen
HCC GasH2	Verbraucher	Wärmepumpen	Gas-Wärmepumpen, H2-Heizungstechnologien
PV Dezentral	Erzeuger	PV-Dach	-
PV Zentral	Erzeuger	PV-Freifläche	-
RT H2	Verbraucher	LKW, LNF	-
RT H2Plus	Verbraucher	LKW, LNF	-

Die Formel zur Berechnung der Kostenfaktoren wird wie folgt beschrieben:

$$Kostenfaktor_i = \frac{\sum \Delta K_{\text{Basis-Variante, Verbraucher}}}{\sum \Delta P_{\text{Basis-Variante, Verbraucher}}} - \frac{\sum \Delta K_{\text{Basis-Variante, Erzeuger}}}{\sum \Delta P_{\text{Basis-Variante, Erzeuger}}} \quad (3.16)$$

Demnach wird für jede Verbrauchergruppe i ein Kostenfaktor bestimmt. Insgesamt werden vier Kostenfaktoren für die Verbrauchergruppen „Fahrzeuge“, „elektrische Verbraucher“, „gasseitige Verbraucher“ (ohne H₂) und „Wasserstoff Verbraucher“ berechnet. Die Kostendeltas werden mit dem Delta der installierten Leistung $\Delta P_{\text{Basis-Variante}}$ gewichtet. Durch die implizite Bilanzierung mit der Einspeisung erneuerbarer Energien, welche durch den Subtrahenden ausgedrückt wird, wird berücksichtigt, dass verschiedene Verbraucher-Technologien gleichermaßen zur Erhöhung der Residuallastspitzen beitragen können. Der Kostenfaktor wirkt dann entsprechend proportional zur Erhöhung dieser Residuallastspitzen und nicht auf die Technologien selbst bezogen. Die Bilanzierung erfolgt durch die Bildung entsprechender Erzeugergruppen gemäß Tabelle 10.

Auf Gasseite ist eine direkte Zuordnung der anfallenden Kosten zu den Verbrauchern (Gas-Wärmepumpen) im Szenario „HCC Gas“ möglich. Daher entfällt hier der zweite Term. Für die Bestimmung des Kostenfaktors für die Verbrauchergruppe „Wasserstoff-Verbraucher“ muss allerdings der Einfluss der zusätzlichen Kosten durch die gasseitigen Verbraucher berücksichtigt werden. Diese werden über den Kostenfaktor „gasseitige Verbraucher“ unter Berücksichtigung der im Szenario „HCC GasH2“ auftretenden Kapazitäten der Gas-technologien bestimmt.

3.4.3 Ergebnisse der Infrastrukturkosten

Wie zuvor beschrieben, bilden die szenarioabhängigen Infrastrukturkosten die Basis zur Bestimmung der Kostenfaktoren. In Abhängigkeit des Infrastrukturmodells (Strom bzw. Gas/Wärme) setzen sich die Infrastrukturmodelle aus verschiedenen Bestandteilen zusammen, welche im Folgenden erläutert werden.

Stromnetze

In Kapitel 3.1.2 wurde die Entstehung der stromseitigen Infrastrukturkosten differenziert nach Übertragungs- und Verteilnetzebene beschrieben. Die daraus resultierenden Bestandteile sind in Abbildung 42 zusammengefasst. Entsprechend der Kategorisierung der Kostenarten aus Kapitel 3.4.2 werden die „Kosten der Netzverstärkung“ sowie die „Netzausbaukosten“ Investitionskosten zugeordnet. „Redispatchkosten“ werden wiederum als Betriebskosten aufgefasst.

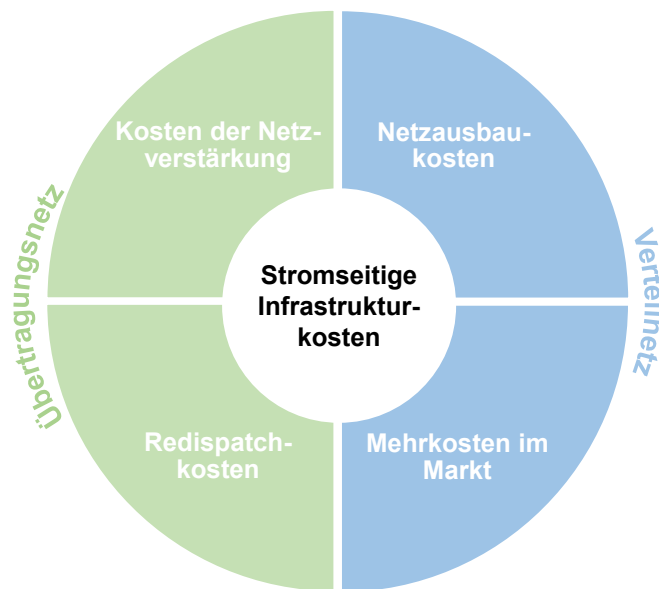


Abbildung 42: Übersicht der Bestandteile der stromseitigen Infrastrukturkosten

Die Ergebnisse der szenarioabhängigen Infrastrukturkosten als Delta zum Basisszenario sind in Abbildung 42 dargestellt, wobei nach Investitions- und Betriebskosten unterschieden wird. Die Investitionskosten auf Übertragungs- und Verteilnetzebene werden zusammengefasst. Diese sind an dieser Stelle noch nicht als Annuität angegeben. Die Höhe der Kostendeltas variiert zwischen den Szenarien. In den meisten Szenarien liegen die Investitionskosten der Netzinfrastruktur über denen des Basisszenarios, was zu einem negativen Delta führt. Die Szenarien „RT H2“ und „RT H2Plus“ weisen niedrigere Deltas auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Infrastrukturkosten auf Verteilnetzebene in diesen Fällen identisch zu denen des Basisszenarios sind.

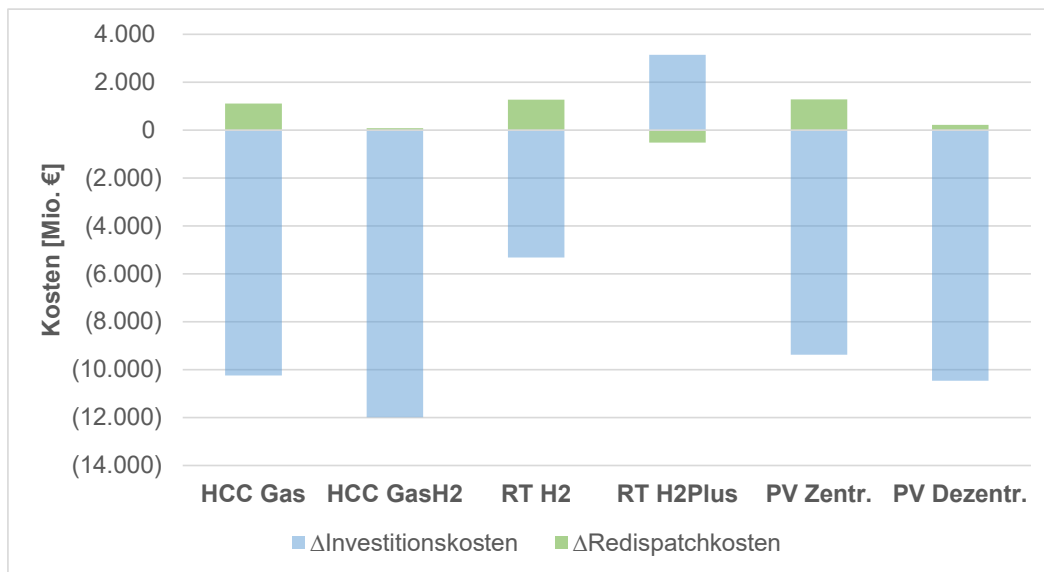


Abbildung 43: Stromseitige Deltas der Infrastrukturkosten

Aus den Infrastrukturkosten ergeben sich die in Tabelle 11 dargestellten Kostenfaktoren. Dabei werden die auftretenden Mehrkosten für elektrische Verbraucher bezogen auf die installierte Leistung in MW angegeben, für Fahrzeuge bezogen auf die Anzahl an Fahrzeugen. Die Gültigkeitsgrenzen resultieren aus dem Bereich zwischen Basisszenario und den Szenariovarianten. Die Kostenfaktoren sind in €/MW bzw. €/Fahrzeug angegeben.

Tabelle 11: Stromseitige Kostenfaktoren in €/MW bzw. €/Fahrzeug

Gruppe	Einheit	Start	Ende	KF für Investitionen	KF für Redispatch
Elektrische Verbraucher	Kapazität in MW	0	38.400	0	0
		38.401	106.600	842.841	-43.329
Fahrzeuge	Anzahl	0	633.600	0	0
		633.601	3.576.800	18.544	-953

Die resultierenden Kostenfaktoren sind dabei auch für höhere Intervallgrenzen gültig. Bei der finalen Optimierung hat sich aber gezeigt, dass die durch das Basisszenario und die Szenariovarianten vorgegebenen Intervallgrenzen dabei nicht überschritten werden, so dass dieser hier als obere Grenze für die Kostenfaktoren angegeben werden.

Wärme- und Gasnetze

Für die Fernwärme-Infrastruktur werden keine Kosten bestimmt, da hier keine Differenzen zwischen den Szenarien auftauchen, sondern die Ergebnisse des Ausbaumodells nur als Eingangsgröße in die Bestimmung der benötigten Gasnetzinfrastuktur bzw. der Kostenfaktoren auf der Gasseite eingehen.

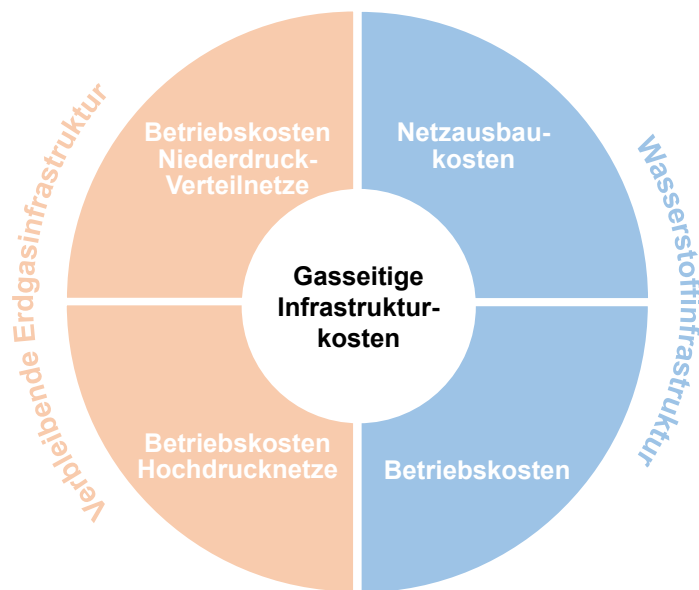


Abbildung 44: Übersicht über die Bestandteile der gasseitigen Infrastrukturkosten

In Abbildung 44 ist dargestellt aus welchen Kostenkomponenten sich die gasseitigen Infrastrukturkosten zusammensetzen. Diese lassen sich aufteilen in die Kosten für die verbleibende Erdgasinfrastruktur zur Nutzung durch Biogas oder methanbasierten synthetischen Gase und die Kosten für die Wasserstoffinfrastruktur.

Da die benötigte Kapazität der Erdgasnetze abnimmt, wird angenommen, dass kein Neubau von reinen Erdgasnetzen durchgeführt werden muss. Entsprechend werden nur die Betriebskosten für die verbleibenden Netze berücksichtigt. Die erdgasseitigen Gesamtinfrastrukturkosten setzen sich somit aus den Betriebskosten für die Erdgastransportnetze, den Kosten für die Verteilnetzebene auf höheren Druckstufen und den Kosten für die Niederdruck-Verteilnetze zusammen. Zur Bestimmung der Betriebskosten der Leitungen auf den höheren Netzebenen (Transportnetz und Verteilnetz mit höheren Druckstufen) wird ein Kostenparameter von 9.080 €/km angenommen. Im Niederdruckverteilnetz wird mit Betriebskosten von 3.300 €/km gerechnet. [58].

Auf Seiten der Wasserstoffinfrastruktur fließen sowohl Investitions- als auch Betriebskosten in die Kostenbestimmung mit ein. Die Investitionskosten für neuerrichtete Leitungen sind deutlich höher als die Kosten für die Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoff. Nach [59] entspricht der Anteil der von Erdgas auf Wasserstoff umgestellten Leitungen am gesamten European Hydrogen Backbone im Jahr 2040 etwa 60 %. Dieser Anteil deckt sich auch mit den aktuellen Angaben der FNB für das geplante Wasserstoffkernnetz [60]. Unter Berücksichtigung dieses Anteils und Verwendung der Werte für mittlere Leitungsgrößen im hohen Kostenszenario nach [59] ergeben sich Investitionskosten für die höheren Netzebenen von 1,38 Mio. €/km. Als Betriebskosten werden 0,9 % des CAPEX pro Jahr angenommen, also 24.300 €/(km a). Für das Verteilnetz wird angenommen, dass hier aufgrund der geringen Wasserstoff-Kapazitäten vornehmlich bestehende Erdgasleitungen umgerüstet werden. In der Literatur finden sich zu den Kosten Werte zwischen

180.000 €/km und 700.000 €/km (für Drücke unter 16 bar) (vgl. [61]). Im Rahmen des Projektes wird ein mittlerer Wert von 400.000 €/km angenommen. Als Betriebskosten wird mit 4.000 €/(km a) gerechnet.

Bei der Betrachtung der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur wird das Wasserstoffkernnetz (Abbildung 10) in allen Szenarien als gegeben angenommen. Die entstehenden absoluten Kosten würden maßgeblich durch die Kosten für den Aufbau des Kernnetzes bestimmt werden. Die Terme für die Investitions- und Betriebskosten des Kernnetzes entfallen jedoch bei der Bestimmung der Kostenfaktoren durch die Differenzbildung zwischen Szenariovariante und Basisszenario. In den einzelnen Szenarien bzw. bei der Kopplung der Modelle werden daher nur die zusätzlich zum Aufbau und Betrieb des Kernnetzes entstehenden Kosten betrachtet.

In Tabelle 12 sind die resultierenden Kostenfaktoren für die Gas-Verbraucher ohne Wasserstofftechnologien, also die Gas-Wärmepumpen, sowie die Kostenfaktoren für die Wasserstoff-Verbrauchs-Technologien dargestellt.

Tabelle 12: Gasseitige Kostenfaktoren in €/MW/a

Gruppe	Einheit	Start	Ende	KF für Investitionen	KF für Betriebskosten
Gas-Verbraucher (ohne H ₂)	Therm. Kapazität in MW	0	10.000	0	0
		10.000	14.000	0	3.407
Wasserstoff-Verbraucher	Therm. Kapazität in MW	0	4.000	10.679	3.596

3.4.4 Berücksichtigung der Infrastrukturkosten im Energiesystemmodell

In der Investitionsrechnung in DIMENSION werden nun sowohl die Kostenfaktoren für die Betriebskosten bzw. Redispatchkosten, als auch die Kostenfaktoren für die Investitionskosten berücksichtigt. Die Betriebskosten bzw. Redispatchkosten gehen als einmal im Zieljahr anfallende Kosten über den Parameter *Redispatch_y* in die Kostenfunktion mit ein. Die Kostenfaktoren der verschiedenen technologischen Gruppen bezogen auf die Investitionen werden in Form von Annuitäten bei der Investitionsrechnung in DIMENSION berücksichtigt. Dazu ist zum einen eine Linearisierung der diskreten Kostenstufen notwendig. Zum anderen werden die Annuitäten entsprechend der Nutzungsdauer auf mehrere Jahre verteilt. Durch Aufsummieren der Annuitäten über die verschiedenen Jahre werden die Gesamtkosten der Infrastruktur gebildet, die dann mit einem Zins abdiskontiert werden. Die diskontierten Gesamtkosten der Infrastruktur gehen dann zusammen mit allen anderen Systemkosten in die Zielfunktion des Energiesystemmodells ein.

Aus den in Tabelle 11 und Tabelle 12 dargestellten Kostenfaktoren für Investitionen wird der Parameter *pricestep* erstellt. Dieser Parameter enthält die Annuität der Kosten pro MW oder pro Fahrzeug für jede technologische Gruppe (*cg*) innerhalb einer diskreten Stufe (*step*). Die Verteilung der Annuität über mehrere Jahre wird mit Hilfe des Parameters *years_{y1,y}* mit den Dimensionen *y* und *y1* vorgenommen. Die Dimension *y* enthält das Jahr

der Investition, welches annahmegemäß stets das Jahr 2040 ist. Die Dimension $y1$ enthält die Jahre, auf welche die Kosten der Investition verteilt werden. Dies sind 2040, 2045, 2050 und 2060⁵. Bei einer ökonomischen Nutzungsdauer von 40 Jahren enthält das Jahr 2040 das Gewicht 10, die Jahre 2045 und 2050 das Gewicht 5 und das Jahr 2060 das Gewicht 20. Außerdem wird die Entscheidungsvariable $PRICESTEP_{y,step,cg}$ eingeführt, welche die Ausbauentcheidung für eine technologische Gruppe (cg) innerhalb einer Kostenstufe ($step$) abbildet. Mit der Gleichung (3.17) erfolgt die Ermittlung der Infrastrukturkosten, bezogen auf das Jahr $y = 2045$.

$$COSTS_y = \sum_{y1,steps,cg} (PRICESTEP_{y1,steps,cg} \cdot pricestep_{steps,cg} \cdot years_{y1,y}) + Redispatch_y \quad (3.17)$$

Mit der Gleichung (3.18) erfolgt die Zuweisung, dass die Summe der Kapazitäten einer technologischen Gruppe (cg) über alle Kostenstufen ($steps$) hinweg der gesamten installierten Kapazität ($INSTCAP$) entspricht. Da verschiedene Technologien (a) zu derselben technologischen Gruppe gehören können, erfolgt mit dem Set C_a der Zuordnung der Technologien zu den technologischen Gruppen. Zusätzlich wird mit der Gleichung (3.19) sichergestellt, dass der Zubau einer technologischen Gruppe nicht die Größe der diskreten Stufen übersteigt. Die Größe der diskreten Kostenstufe wird dazu für jede technologische Gruppe mit dem Parameter $PriceStepSize$ abgebildet.

$$\sum_{a \in C_a} INSTCAP_{y,a} = \sum_{steps} PRICESTEP_{y,steps,cg} \quad (3.18)$$

$$PRICESTEP_{y,steps,cg} \leq PriceStepSize_{step,cg} \quad (3.19)$$

3.4.5 Gesamtergebnis mit Infrastrukturkosten

Unter Berücksichtigung der in Kapitel 3.4.3 dargestellten Infrastrukturkosten und der in Kapitel 3.4.4 formulierten zusätzlichen Gleichungen wird in einem letzten Schritt die Investitionsrechnung erneut durchgeführt, wozu das Marktmodell DIMENSION angewendet wird. Aufbauend auf den Ergebnissen des Basisszenarios zeigt sich, dass der vordefinierte Bereich die Auswirkungen der Infrastrukturkosten begrenzt. Ziel ist es, Verschiebungen hin zu einem stärker elektrifizierten oder stärker molekülbasierten Energiesystem zu identifizieren, ohne dabei die grundlegende Konfiguration des Systems zu verändern.

Ähnlich wie in Kapitel 3.3 werden die Ergebnisse des Marktmodells hinsichtlich des Gebäudesektors, des Verkehrssektors und des Stromsektors analysiert. Zudem wird eine detaillierte Analyse der Power-to-X Importe sowie des Endenergieverbrauchs und der Bruttostromnachfrage vorgenommen.

⁵ DIMENSION bildet den Betrachtungszeitraum zwischen 2025 und 2060 nur in 10- bzw. 5-jahresschritten ab. Die verschiedenen Jahre werden entsprechend mit dem Faktor 5 oder 10 gewichtet.

Gebäudesektor

Im Gebäudesektor zeigt die Analyse interessante Entwicklungen hinsichtlich der Energiequellen für das Heizen. Es wird deutlich, dass aufgrund der berücksichtigten Infrastrukturkosten eine Substitution von Strom durch Gas und Biomasse stattfindet. Konkret werden 11 TWh der Nutzenergie, die im Basisszenario noch durch den Einsatz von Wärmepumpen gedeckt wurden, nun durch die Wärmebereitstellung mit Gasheizungen (1 TWh) und Biomasse (10 TWh) ersetzt. Beim Kochen bleiben die Auswirkungen der Infrastrukturkosten auf den Energiemix hingegen marginal, was keine signifikante Veränderung zur Folge hat.

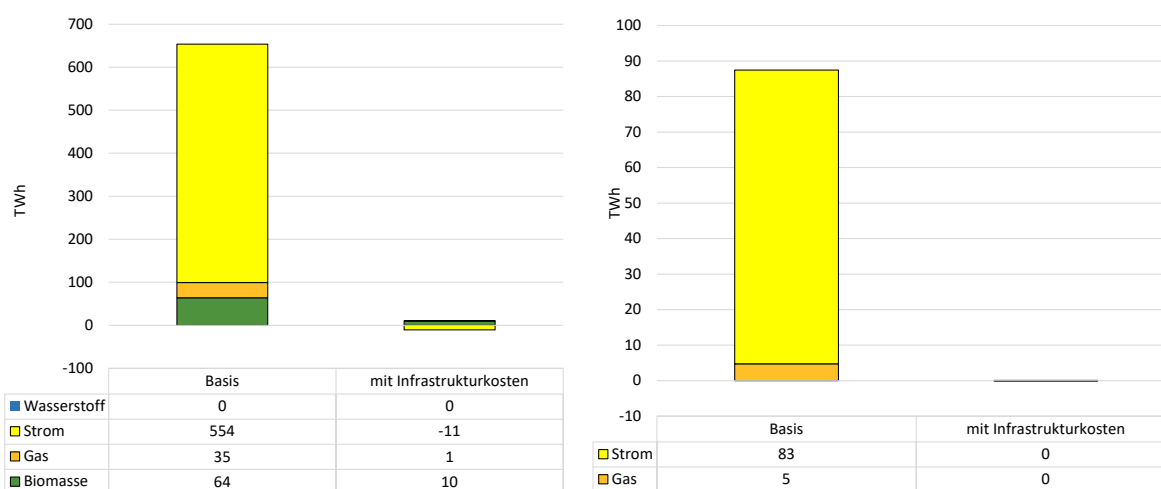


Abbildung 45: Nutzenergie für dezentralen Heizen (links) und Kochen (rechts), die durch verschiedene Energieträger gedeckt wird, jeweils im Basisszenario und Abweichungen unter Berücksichtigung der Infrastrukturkosten

Dezentrales, strombasiertes Heizen wird in die Kategorie „elektrische Verbraucher“ eingeordnet. In diesem Zusammenhang fallen zusätzliche Investitionskosten für die Infrastruktur elektrischer Verbraucher an, die sich zwischen 38,4 GW und 106,6 GW bewegen. Durch die neue Optimierung werden insgesamt 81,5 GW an elektrischen Verbrauchern eingerichtet, ein Wert, der innerhalb des vordefinierten Bereichs liegt. Interessanterweise führen die zusätzlichen Infrastrukturkosten nicht zu einem Technologiewechsel von Stromwärmepumpen zu Wasserstoffheizungen. Dies liegt daran, dass die zusätzlichen Kosten für die Wasserstoffinfrastruktur sowie die hohen Betriebskosten für den Einsatz von Wasserstoff die Ausbauposten des Stromnetzes und die variablen Kosten für das Heizen mit Strom übersteigen. Ein weiterer relevanter Aspekt ist das Delta bei Gas, das durch die Freisetzung von Biogasmengen erklärbar ist, die im Basisszenario noch im Energiesektor verwendet wurden. Da das Potenzial von Biogas begrenzt ist, entsteht ein Wettbewerb zwischen den Sektoren um diese Ressource. Ein ähnliches Phänomen zeigt sich auch bei der Biomasse, wo es ebenfalls zu einer Verschiebung vom Energiesektor hin zum Gebäudesektor kommt.

Die Verschiebungen in der Wärmebereitstellung führen zu Veränderungen im Endenergieverbrauch, wobei die Wirkungsgrade der verschiedenen Heizungstechnologien berücksichtigt werden (Abbildung 46).

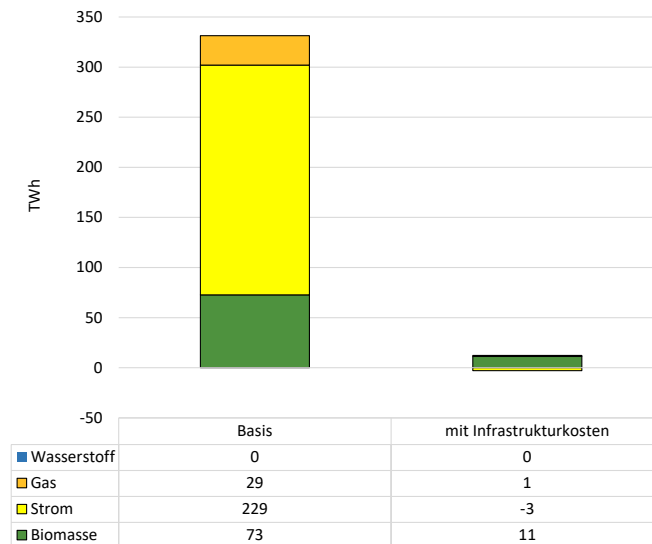


Abbildung 46: Endenergieverbrauch zum dezentralen Heizen, Kühlen und Kochen im Basisszenario und Abweichungen unter Berücksichtigung der Infrastrukturkosten

Verglichen mit einer konstanten Gesamtsumme der Nutzenergie führen unterschiedliche Wirkungsgrade der Heizsysteme dazu, dass der Endenergieverbrauch je nach eingesetzter Technologie höher oder niedriger ausfallen kann. In diesem spezifischen Fall führt die Substitution von Stromwärmepumpen durch Gas- und Biomasseheizungen zu einem Anstieg des Endenergieverbrauchs für dezentrales Heizen um 9 TWh.

Straßenverkehr und Verkehr

Die Auswirkungen der Berücksichtigung von Infrastrukturkosten im Straßenverkehr sind besonders signifikant. Ursprünglich waren im Basisszenario 2,8 Millionen leichte Nutzfahrzeuge und 0,8 Millionen LKW vollständig elektrifiziert. Für die Anpassung an die stromseitigen Infrastrukturkosten wurde ein Intervall von 633.000 bis 3,6 Millionen Fahrzeugen festgelegt, bei denen zusätzliche Kosten anfallen. Diese zusätzlichen Kosten führen dazu, dass nun lediglich 633.000 Fahrzeuge elektrifiziert werden, was der unteren Intervallgrenze entspricht. Dies betrifft vor allem LKW, da diese Fahrzeugklasse den höchsten Stromverbrauch aufweist und somit pro Fahrzeug eine größere Menge Strom umsetzt, wodurch der Auslastungsgrad der Infrastruktur optimiert wird. Die restlichen rund 3 Millionen Fahrzeuge, darunter leichte Nutzfahrzeuge, werden nun mit Wasserstoff betrieben, während die LKW auf klimaneutral importierten Diesel umgestellt werden.

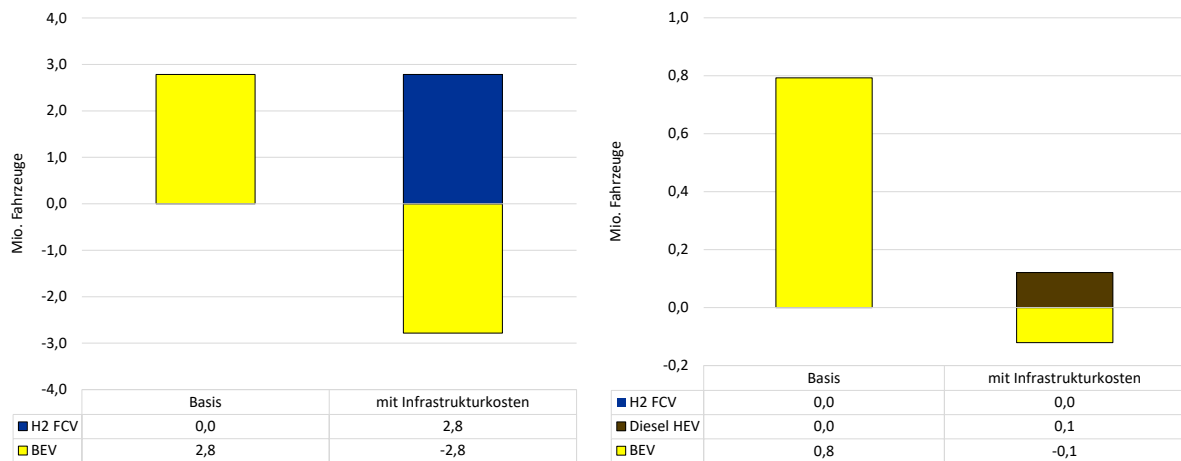


Abbildung 47: Anzahl an leichten Nutzfahrzeugen (links) und LKW (rechts) im Basisszenario und Abweichungen unter Berücksichtigung von Infrastrukturkosten, differenziert nach Antriebsart

Bei den leichten Nutzfahrzeugen und LKW wird deutlich, dass die vergleichsweise niedrigen Kosten für die Wasserstoffinfrastruktur den Mehrkosten für Wasserstoff gegenüberstehen, wobei der Wasserstoff überwiegend durch Importe bereitgestellt wird. Die niedrigen Kosten der Wasserstoffinfrastruktur sind der maßgebliche Treiber, dass keine Elektrifizierung innerhalb des Kostenintervalls ab 633.000 Fahrzeugen stattfindet. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Rahmen des Projektes der Transport von Wasserstoff zur Versorgung des Verkehrssektors nicht berücksichtigt wurde. Insbesondere wurde kein nicht-leitungsgebundener Transport von Wasserstoff betrachtet. Die Transportkosten für Wasserstoff im Verkehrssektor werden damit unterschätzt. Unter Berücksichtigung dieser zusätzlichen Kosten könnten die hier beobachteten Verschiebungen geringer ausfallen.

Diese Verschiebung der Antriebstechnologien im Vergleich zum Basisszenario resultiert in einer Veränderung des Endenergieverbrauchs im Straßenverkehr. Aufgrund der unterschiedlichen Wirkungsgrade der Antriebstechnologien steigt der Verbrauch um 18 TWh im Vergleich zum Basisszenario. Während batterieelektrische Fahrzeuge einen geringeren Kraftstoffverbrauch pro Kilometer aufweisen, nämlich im Schnitt 0,25 kWh pro Kilometer, verbrauchen mit Wasserstoff betriebene Fahrzeuge durchschnittlich ca. 0,46 kWh pro Kilometer. Der reduzierte Strombedarf von 21 TWh wird daher durch einen Mehrverbrauch von 28 TWh Wasserstoff und 11 TWh Diesel ersetzt.

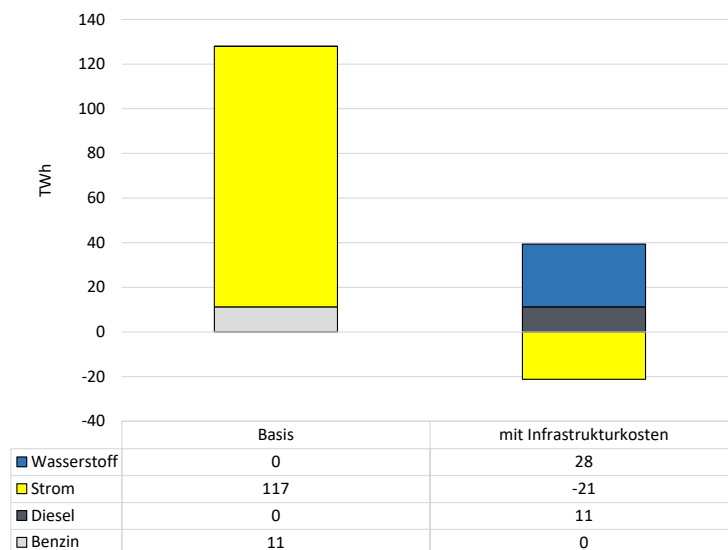


Abbildung 48: Endenergieverbrauch im Straßenverkehr im Basisszenario und Abweichung unter Berücksichtigung von Infrastrukturkosten

Power-to-X

Die gesunkene Stromnachfrage in den Endverbrauchssektoren führt zu einem signifikanten Anstieg im Wasserstoffverbrauch. Dies wird in Abbildung 49 dargestellt, die verdeutlicht, wie sich die Mengen von Wasserstoff durch die Berücksichtigung von Infrastrukturkosten verändern und welche Verschiebungen bezüglich der Herkunft des Wasserstoffs daraus resultieren.

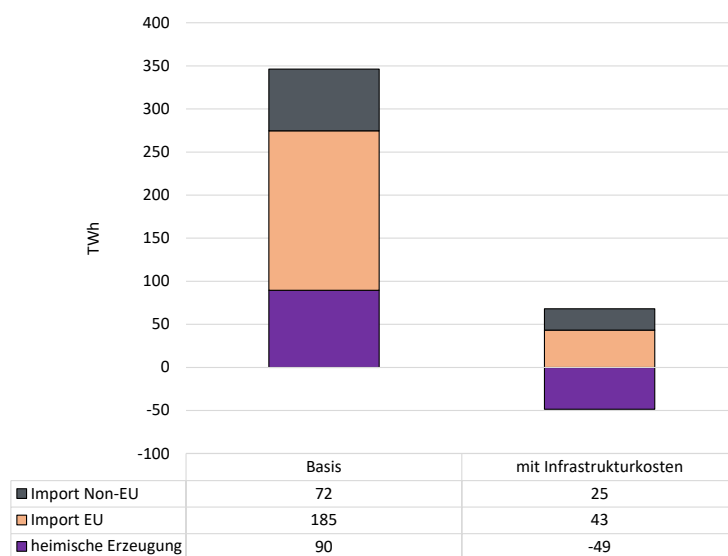


Abbildung 49: Herkunft des Wasserstoffs im Basisszenario und Abweichungen unter Berücksichtigung von Infrastrukturkosten

Konkret führt die Berücksichtigung von Infrastrukturkosten zu einem Mehrverbrauch von Wasserstoff um 19 TWh im Vergleich zum Basisszenario. Dieser zusätzliche Bedarf wird durch erhöhte Importe aus europäischen und außereuropäischen Quellen gedeckt. Parallel dazu verzeichnet die heimische Wasserstoffproduktion einen Rückgang, da die Kapazität der Elektrolyseure von 39 GW im Basisszenario auf ein exogen definiertes Mindestmaß von

16 GW reduziert wird. Elektrolyseure fallen, ähnlich wie Wärmepumpen, in die Kategorie der „elektrischen Verbraucher“. Dadurch ist der Ausbau ebenfalls mit zusätzlichen Infrastrukturkosten verbunden. Die Ergebnisse zeigen, dass die zusätzlichen Infrastrukturkosten für Elektrolyseure die Kosten für den zusätzlichen Import von Wasserstoff übersteigen.

Stromsektor

Die Verschiebungen in den Endverbrauchssektoren sowie die reduzierte Kapazität von Elektrolyseuren gehen mit Veränderungen im Stromsystem einher. Wie zuvor gezeigt führen zusätzliche Infrastrukturkosten dazu, dass für dezentrales Heizen, den Straßenverkehr und die Wasserstofferzeugung weniger Strom benötigt wird und, bezogen auf die Endverbrauchssektoren, eine teilweise Umstellung auf molekülbasierte Energieträger erfolgt. Der geringere Stromverbrauch führt zu einem geringeren Ausbau steuerbarer und erneuerbarer Kapazitäten (vgl. Abbildung 50).

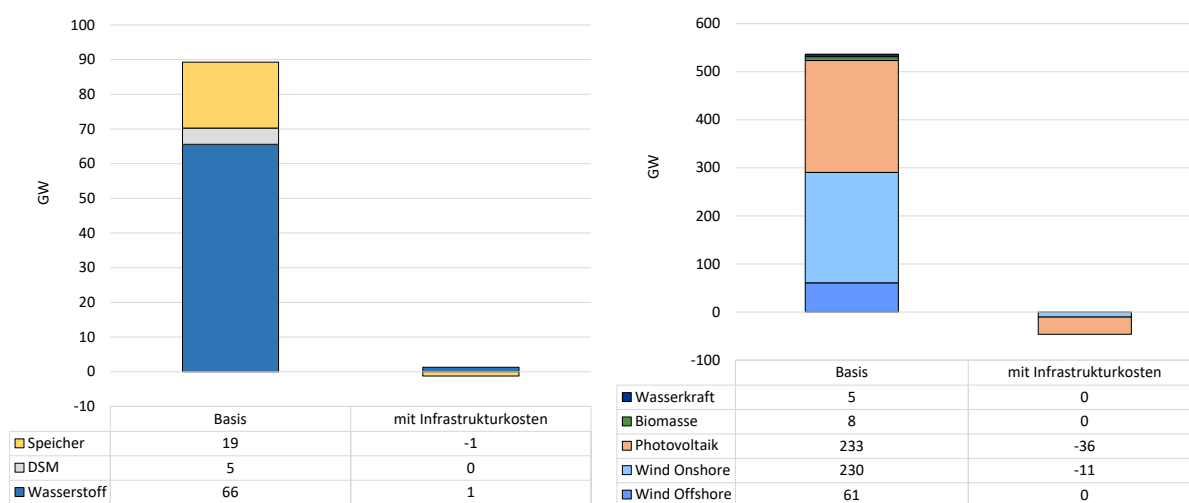


Abbildung 50: Installierte Leistung steuerbarer Kapazitäten (links) und erneuerbarer Energien (rechts) im Basiszenario und Abweichungen unter Berücksichtigung von Infrastrukturkosten

Das Delta bei den erneuerbaren Energien fällt mit 36 GW bezogen auf PV und 11 GW Wind Onshore, die weniger benötigt werden, signifikant aus. Der teilweise Wegfall der Leistung erneuerbarer Energien wird durch 1 GW zusätzlicher steuerbarer Kraftwerksleistung kompensiert.

Insgesamt führt die reduzierte Stromnachfrage der Elektrolyseure und in den Endverbrauchssektoren zu einer reduzierten Stromerzeugung, sowohl aus erneuerbaren Energien als auch aus steuerbaren Kraftwerken. Insgesamt geht die Stromerzeugung um 90 TWh zurück.

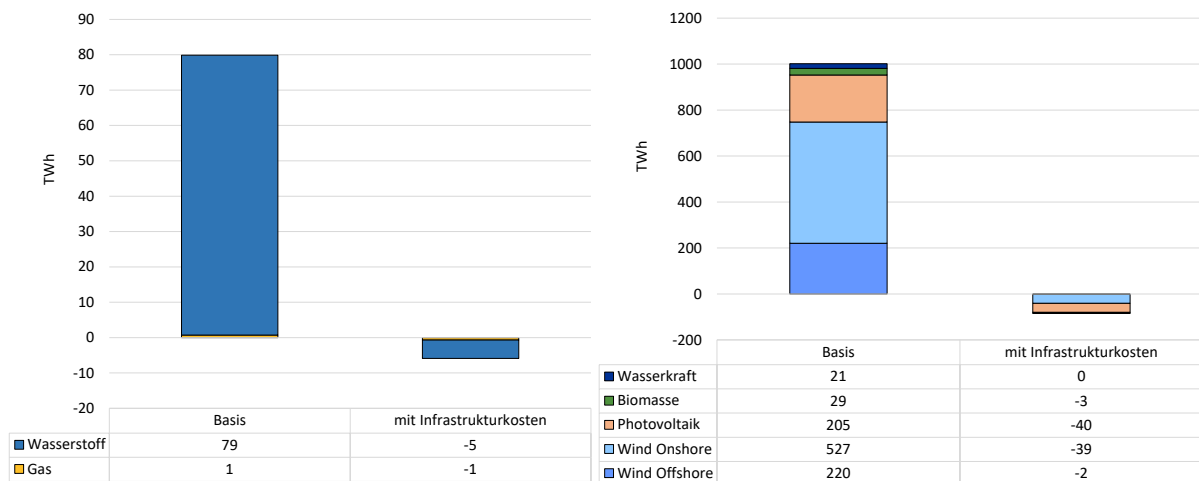


Abbildung 51: Stomerzeugung aus steuerbaren Kapazitäten (links) und erneuerbaren Energien (rechts) im Basisszenario und Abweichungen unter Berücksichtigung von Infrastrukturkosten

Endenergieverbrauch und Bruttostromnachfrage

Die berücksichtigten Infrastrukturkosten haben im Vergleich zum Basisszenario deutliche Verschiebungen im Endenergieverbrauch und in der Bruttostromnachfrage zur Folge. Der Endenergieverbrauch steigt durch die Berücksichtigung von Infrastrukturkosten um 28 TWh. Darüber hinaus zeigen sich Veränderungen im Energiemix. Der Stromverbrauch sinkt um 24 TWh. Parallel dazu steigt die Nutzung von Biomasse um 11 TWh, dessen Mengen weniger im Stromsektor eingesetzt werden. Auffällig ist der Anstieg des Wasserstoffverbrauchs um 28 TWh, dessen Anstieg durch die Umstellung der Antriebsart im Verkehrssektor resultiert. Dort wird auf Grund der Infrastrukturkosten verstärkt auf Wasserstoff umgestellt.

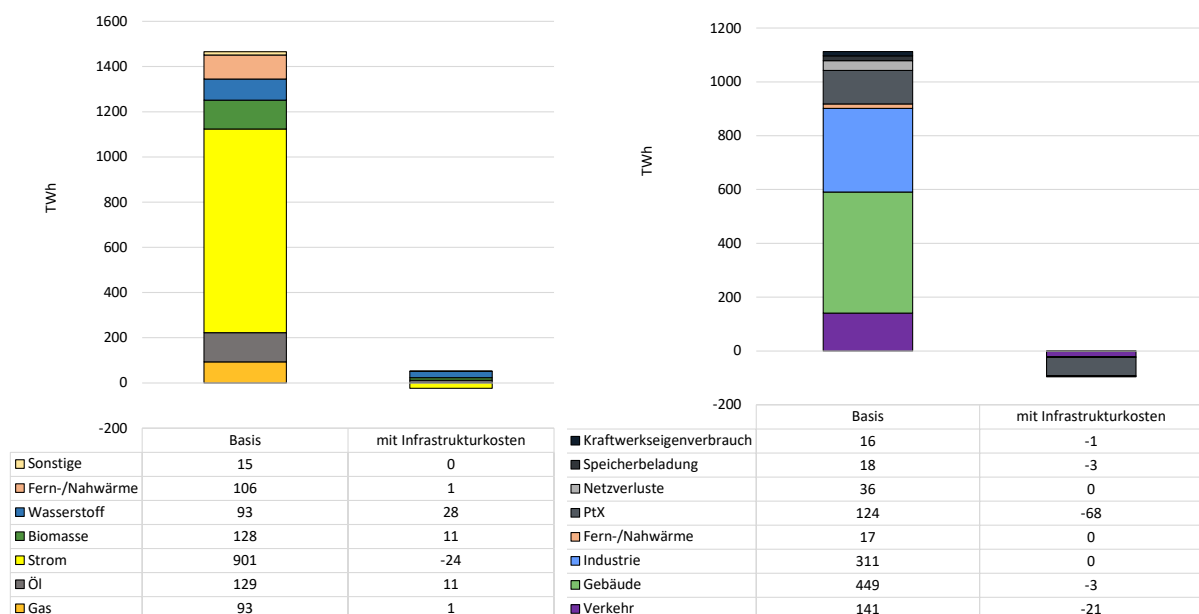


Abbildung 52: Endenergieverbrauch (links) und Bruttostromnachfrage (rechts) im Basisszenario und Abweichungen unter Berücksichtigung von Infrastrukturkosten

Die Bruttostromnachfrage sinkt durch die Berücksichtigung von Infrastrukturkosten um 96 TWh. Ein besonders großes Delta von insgesamt 68 TWh zeigt sich bei Power-to-X, was durch eine reduzierte Kapazität der Elektrolyseure und damit durch einen geringeren Strombedarf für die Wasserstofferzeugung begründet ist. Im Verkehrssektor sinkt die Nachfrage nach Strom um 21 TWh, was die Verlagerung zu alternativen, nicht-elektrischen Antriebstechnologien wie Wasserstoff und Diesel widerspiegelt. Auch im Gebäudesektor ist eine leichte Reduktion der Stromnachfrage um 3 TWh zu verzeichnen, was auf die vermehrte Nutzung von Biomasse zurückzuführen ist.

Diese Ergebnisse verdeutlichen die direkten Auswirkungen von Infrastrukturkosten auf die strategische Ausrichtung und technologische Entwicklung des Energiesystems. Der gestiegene Einsatz von Wasserstoff zeigt eine deutliche Tendenz zur Diversifizierung des Energiemixes, was das System resilienter und flexibler gegenüber verschiedenen Herausforderungen macht. Langfristig führt dies zu einer effizienteren Energieversorgung, die sich an die steigenden Kosten und an die Notwendigkeit der Reduktion von Emissionen anpasst.

3.5 Fazit

Um die nationalen Klimaschutzziele bis 2045 zu erreichen, muss ein erheblicher Teil der Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr aus erneuerbaren Quellen stammen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu einem hohen Anteil dezentraler, dargebotsabhängiger Erzeuger. Dies erfordert nicht nur ein neues Zusammenspiel von konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugung, sondern wird langfristig auch die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr verstärken. Zur Abbildung dieser Wechselwirkungen wurde im Rahmen von GreenVEgaS eine Werkzeugkette zur ganzheitlichen Systemanalyse des Energieversorgungssystems aus volkswirtschaftlicher Perspektive unter Berücksichtigung der technischen Erzeugungs- und der erforderlichen Netzinfrastuktur (Strom-, Gas und Wärmenetze) entwickelt. Dabei wurden die von den Verbundpartnern bestehenden Modellumgebungen weiterentwickelt. Im Folgenden werden die Weiterentwicklungen der Kernmodelle und die resultierenden Erkenntnisse zusammengefasst. Anschließend erfolgt eine kritische Einordnung der Ergebnisse, aus der sich ein potenzieller weiterer Forschungsbedarf ableiten lässt.

3.5.1 Zusammenfassung der Forschungsarbeiten

Die Werkzeugkette setzt sich aus einem Energiesystemmodell und Infrastrukturmodellen für die Strom-, sowie Gas- und Wärmenetze zusammen. Das EWI modelliert das integrierte Energiesystem. Im Rahmen von GreenVEgaS wurde das Modell DIMENSION um die Abbildung subnationaler Regionen erweitert. Dies ermöglicht nun die explizite Berücksichtigung regionaler Besonderheiten, z.B. hinsichtlich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Neben der Regionalisierung wurden weitere Verbesserungen von DIMENSION zur Kopplung mit den Netzmodellen der Partnerinstitute umgesetzt. Durch die Zusammenarbeit mit den Projektpartnern wurde insbesondere die Abbildung der Schnittstellentechnologien zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr untersucht, validiert und weiterentwickelt.

Das ie³ modelliert die Stromnetze und bestimmt die stromseitigen Infrastrukturkosten. Zur Abbildung der Interaktion zwischen den Sektoren wurde ein bestehendes Modell zur

Markt- und Netzsimulation MILES um die Integration von batterieelektrischen Fahrzeugen, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen erweitert. Für das Übertragungsnetz wurde ein Netzausbauzustand von 2035 als Grundlage verwendet. Da die Szenarien das Energiesystem im Jahr 2045 abbilden, wurde das Modul zur Netzsimulation um die Verstärkung bestehender AC-Leitungen erweitert. Ziel dieses heuristischen Ansatzes ist es, Leitungsüberlastungen durch einen vorgegebenen Schwellenwert der Engpassarbeit zu reduzieren. Die Kosten für die Netzverstärkungsmaßnahmen wurden als Teil der Infrastrukturkosten auf Übertragungsnetzebene ausgewiesen. Als weiterer Kostenbestandteil gehen die Redispatchkosten ein. Dabei wurde der Redispatchmaßnahmenkatalog um flexible Verbraucher in Form von batterieelektrischen Fahrzeugen und Wärmepumpen erweitert. Neben den Infrastrukturkosten auf Übertragungsnetzebene, wurden auch die Wechselwirkungen mit der Verteilnetzebene berücksichtigt und die Markt- und Netzsimulation um eine mehrstufige Simulationsumgebung erweitert. Diese umfasst eine Verteilnetzausbausimulation unter Berücksichtigung einer netzdienlichen Flexibilitätsbewirtschaftung. Die mit den Ausbaumaßnahmen assoziierten Investitionskosten bilden den Kostenanteil auf Verteilnetzebene. Dabei werden die Investitionskosten als Annuitäten ausgegeben, die Redispatchkosten als jährliche Kosten.

Das GWI modelliert die Wärme- und Gasnetze und ermittelt die gasseitigen Infrastrukturkosten. Für die Prognose des Wärmenetzausbaus wurden regionale Einflussfaktoren wie die Wärmebedarfsdichte und die Nähe zu potenziellen Abwärmequellen analysiert. Anhand dieser Faktoren wurden Gebiete identifiziert, die sich besonders gut für einen Ausbau von Wärmenetzen eignen. Zur Bestimmung des Wärmenetzausbaus wurde eine Ausbausimulation implementiert, mit der der regionale Zubau von Fernwärmenetzen für eine vorgegebene Gesamtfernwärmemenge prognostiziert wird.

Bei der Ermittlung der benötigten Gasnetzinfrastuktur werden die aktuellen Gasversorgungsgebiete sowie das geplante Wasserstoffkernnetz berücksichtigt. Auf den höheren Druckstufen gehen zudem die Standorte der Gasverbraucher und -erzeuger in die Bestimmung der benötigten Gasnetzinfrastuktur ein. Die Gasverbraucher umfassen auch die energieträgerspezifischen Bedarfe der Industriestandorte. Die Wasserstoff- und Gasnetzinfrastuktur auf den unteren Druckstufen hängt u.a. von der Technologieverteilung im Wohngebäudesektor ab. Hierzu wurde ein Modell entwickelt, mit dem die Technologieverteilung unter Einbezug der aus den höheren Netzebenen abgeleiteten Energieträgerverfügbarkeiten, der städtebaulichen Strukturen (Typologien) und der Ergebnisse des Wärmenetzausbaumodells bestimmt werden kann.

Die Kopplung der Kernmodelle der einzelnen Partner zu einer Werkzeugkette ist über Kostenfaktoren erfolgt, welche auf Basis der ermittelten strom-, sowie gas- und wärmeseitigen Infrastrukturkosten ermittelt wurden. Diese wurden in das Energiesystemmodell integriert und eine erneute Investitionsrechnung unter Berücksichtigung von Infrastrukturkosten durchgeführt.

3.5.2 Zusammenfassung der Ergebnisse

Unsere Analyse zeigt, dass durch die Berücksichtigung der Infrastrukturkosten eine Substitution von Strom durch Gas, Wasserstoff und Biomasse stattfindet. Der Endenergieverbrauch steigt dadurch um 28 TWh, während der Stromverbrauch um 24 TWh sinkt. Gleichzeitig erhöht sich die Nutzung von Biomasse um 11 TWh, die nun weniger im Stromsektor

eingesetzt wird. Besonders auffällig ist der Anstieg des Wasserstoffverbrauchs um 28 TWh.

Im Stromsektor führt der geringere Stromverbrauch zu einem reduzierten Ausbau steuerbarer und erneuerbarer Kapazitäten. Dies hat direkte Auswirkungen auf die Planung und Entwicklung neuer Energieanlagen.

Die gesunkene Stromnachfrage in den Endverbrauchssektoren führt zu einem signifikanten Anstieg im Wasserstoffverbrauch. Dieser zusätzliche Bedarf wird durch erhöhte Importe aus europäischen und außereuropäischen Quellen gedeckt. Unsere Ergebnisse zeigen, dass die zusätzlichen Infrastrukturkosten für Elektrolyseure die Kosten für den zusätzlichen Import von Wasserstoff übersteigen, was den Import attraktiver macht.

Interessanterweise führen die zusätzlichen Infrastrukturkosten im Wärmesektor nicht zu einem Technologiewechsel von Stromwärmepumpen zu Wasserstoffheizungen. Dies liegt daran, dass die zusätzlichen Kosten für die Wasserstoffinfrastruktur sowie die hohen Betriebskosten für den Einsatz von Wasserstoff die Ausbaukosten des Stromnetzes und die variablen Kosten für das Heizen mit Strom übersteigen.

Im Transportsektor erscheint die vollständige Elektrifizierung des Straßenverkehrs unter Berücksichtigung von Infrastrukturkosten als nicht geeignet. Die Kosten für das Stromnetz führen zu einer Investition in Wasserstoff- und synthetische Kraftstoffe betriebene leichte und schwere Nutzfahrzeuge. Allerdings wurden die Transportkosten für diese Kraftstoffe nicht berücksichtigt, sodass die Verschiebungen unter Berücksichtigung dieser zusätzlichen Kosten geringer ausfallen dürften.

Diese Ergebnisse verdeutlichen die direkten Auswirkungen von Infrastrukturkosten auf die strategische Ausrichtung und technologische Entwicklung des Energiesystems. Der gestiegene Einsatz von Wasserstoff zeigt eine deutliche Tendenz zur Diversifizierung des Energiemixes, was das System resilienter und flexibler gegenüber verschiedenen Herausforderungen macht. Langfristig führt dies zu einer effizienteren Energieversorgung, die sich an die steigenden Kosten und an die Notwendigkeit der Reduktion von Emissionen anpasst.

3.5.3 Ausblick

Im Projekt GreenVEgaS wurden die Kernmodelle der Partner weiterentwickelt und zu einer integrierten Werkzeugkette zusammengeführt. Dieser Entwicklungsprozess unterliegt verschiedenen Annahmen und Vereinfachungen, welche die Projektergebnisse beeinflussen haben. Im Folgenden werden spezifische Modellierungsvereinfachungen und wesentliche Projekterkenntnisse dargestellt, die in zukünftigen Forschungsvorhaben adressiert und weiterentwickelt werden können.

Erweiterung der Modelle zur Sektorenkopplung und Wasserstoffhandel

Die Bedeutung der Sektorenkopplung und des Wasserstoffs im zukünftigen Energiesystem nimmt stetig zu. Um den Handel mit Wasserstoff präziser abzubilden, ist es erforderlich, die bestehenden Modelle weiterzuentwickeln. Dazu gehört die detaillierte Darstellung des grenzüberschreitenden Handels mit Netztransferkapazitäten (NTCs), wie sie von ENTSOG und ENTSO-E im TYNDP 2024 verwendet werden. Ebenso wichtig ist die Einbeziehung von

Importterminals, die durch Kapazitäts- und Mengenbegrenzungen charakterisiert sind. Aktualisierte Angebots-Preiskurven für den außereuropäischen Import von Wasserstoff sind ebenfalls notwendig. Darüber hinaus wäre eine detaillierte Untersuchung weiterer Substitute wie Ammoniak von großem Interesse, um die Flexibilität und Anpassungsfähigkeit der Modelle zu erhöhen.

Europäischer Fokus und erweiterte Berücksichtigung der Infrastrukturkosten

Obwohl das europäische Energiesystem optimiert wurde, konzentrierten sich die Ergebnisse ausschließlich auf Deutschland, wobei nur die Infrastrukturkosten für Deutschland berücksichtigt wurden. Im Hinblick auf die angestrebte europäische Klimaneutralität bis 2050 wäre ein stärkerer Fokus auf europäische Betrachtungen sinnvoll. Es ist notwendig, die Ansätze zur Berücksichtigung der Infrastrukturkosten auf andere Länder auszuweiten, um Inkonsistenzen zu vermeiden und eine Verlagerung des Investitionsgeschehens ins Ausland zu verhindern. Ein umfassender europäischer Ansatz könnte somit zu kohärenteren und effizienteren Lösungen führen.

Validierung der Robustheit der Ergebnisse gegenüber verschiedenen Wetterjahren

Die Robustheit der Ergebnisse sollte gegenüber unterschiedlichen Wetterjahren validiert werden. Variationen im Wetter haben signifikante Auswirkungen auf die Energieerzeugung und -nachfrage, insbesondere im Kontext erneuerbarer Energien. Eine solche Validierung würde die Zuverlässigkeit und Belastbarkeit der Modelle und Ergebnisse stärken, indem sie sicherstellt, dass die Lösungen unter verschiedenen klimatischen Bedingungen stabil bleiben.

Validierung der Regionalisierung der (Fern-)Wärmenachfrage

Im Rahmen des aktuellen Forschungsprojektes wurde die Wärmenachfrage auf Basis des Zensus 2011 [22] regional aufgelöst dargestellt und darauf aufbauend eine Prognose für den Fernwärmenetzausbau und die Technologieverteilung bis 2045 durchgeführt. Aktuelle Daten zur Validierung des Istzustandes des Wärmebedarfes und der Technologieverteilung standen nicht zur Verfügung. Der Zensus 2022 stellt aktuelle und detaillierte Daten zur regionalen Gebäude- und Wohnungsstruktur, differenziert nach Energieträger und Heizungsart, bereit. Diese neuen Daten können in zukünftigen Energiesystemmodellen integriert werden, um die Genauigkeit und Relevanz der Analysen weiter zu erhöhen. Dies würde eine präzisere Planung und Optimierung des Wärmemarktes ermöglichen.

Detailgrad und Rechenzeit in der Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES

Die Abbildung der einzelnen Technologien in der Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES erfolgt auf einem hohen Detailgrad, was mit einer entsprechenden Rechenzeit einhergeht. Um die Rechenzeit zu verringern und dennoch eine angemessene Darstellung der einzelnen Technologien zu gewährleisten, müssen weitere Aggregationsverfahren entwickelt und untersucht werden. Derzeit werden in MILES aufgrund der Rechenzeit keine saisonalen Speicher abgebildet. Angesichts der zunehmenden Bedeutung der Integration von Elektrolyseuren sollten diese jedoch aus Stromsicht adäquat berücksichtigt werden.

Heuristik zur Netzverstärkung und Redispatch

Die Heuristik zur Netzverstärkung basiert auf einem vorgegebenen Schwellenwert der Engpassarbeit, welcher beliebig gewählt wurde. Dieser Schwellenwert hat direkte Auswirkungen auf die darauffolgenden Engpassmanagementsimulationen sowie auf die daraus resultierenden Redispatchmengen und -kosten. Zur besseren Abbildung der Abhängigkeit zwischen Netzverstärkung und Redispatch könnte ein integriertes Optimierungsverfahren entwickelt werden. Weiterhin berücksichtigt der heuristische Ansatz nur bestehende AC-Leitungen im Übertragungsnetz. Unter Berücksichtigung neuer Leitungsverbindungen, auch in Form von HGÜ-Leitungen, könnte eine effektivere Entlastung des Übertragungsnetzes erzielt werden. Neben dem Ausbau von Stromleitungen könnten auch sektorenkopplende Anlagen, wie z.B. Elektrolyseure, berücksichtigt und gleichzeitig mit dem Stromnetz ausgebaut werden.

Verteilnetzausbausimulation und Synergien über Spannungsebenen hinweg

In der Verteilnetzausbausimulation werden verschiedene (Meta-)Heuristiken eingesetzt, um den Ausbaubedarf innerhalb einer Spannungsebene zu bestimmen. In der Praxis hat sich gezeigt, dass einige Netze so stark überlastet sind, dass keine Lösung innerhalb des vorgegebenen Zeitrahmens gefunden werden konnte. Eine mögliche Lösung für dieses Problem wäre die Erweiterung der Ausbaumethoden. Besonders relevant sind dabei Maßnahmen, die über mehrere Spannungsebenen hinweg Synergien nutzen. Allerdings würde dies den Lösungsraum erheblich erweitern, wodurch neue Methoden erforderlich werden.

Berücksichtigung von Rückbau- und Stilllegungskosten im Gasnetz

Aktuell werden in den Kostenfaktoren für das Gasnetz keine Rückbau- oder Stilllegungskosten berücksichtigt. Diese würden die Kostenfaktoren noch weiter absenken, da bei höheren Kapazitäten bzw. mehr verbleibenden Gasleitungen weniger Rückbaukosten anfallen. Die Rückbaukosten würden entsprechend den bei höheren Kapazitäten entstehenden höheren Betriebskosten entgegenwirken und somit den Effekt der Verschiebung des Optimums in Richtung größerer Gasmengen in der Gesamtsystemoptimierung weiter verstärken.

Ungenauigkeiten bei den Kosten für Infrastrukturausbau

Es bestehen große Ungenauigkeiten und massive Unsicherheiten bei den Kosten für den Infrastrukturausbau. Sowohl bei den Kosten für den Ausbau eines Wasserstoffnetzes als auch bei den Betriebskosten für Gasleitungen gibt es eine große Spanne an Angaben in der Literatur. Hier wäre eine detailliertere Betrachtung sinnvoll, um die Planungsgrundlagen zu präzisieren und fundierte Entscheidungen treffen zu können.

Erweiterung des Modells um Kosten und Infrastruktur für Wasserstofftransport im Verkehrssektor

Das Modell sollte um die Betrachtung der Kosten und Infrastruktur für den Wasserstofftransport im Verkehrssektor erweitert werden. Dabei ist es wichtig, nicht nur leistungsgebundene Systeme zu betrachten, sondern auch andere Transportmethoden, um ein umfassendes Bild der möglichen Infrastruktur zu erhalten und die Wirtschaftlichkeit und Effizienz verschiedener Transportwege zu evaluieren.

Szenarien mit unterschiedlichen Wasserstoffmengen im Energiesystem

In den gewählten Szenarien wurden relativ geringe Wasserstoffmengen im Energiesystem berücksichtigt. Daraus ergeben sich zwei zusätzliche Betrachtungspfade. Einerseits sollte untersucht werden, inwieweit das als gegeben angesehene Kernnetz für den bisher betrachteten Fall überdimensioniert ist und ob tatsächlich geringere Netzkapazitäten ausreichend wären. Dazu gehört auch eine Betrachtung der Transitmengen an Wasserstoff. Andererseits sollte ein Szenario mit deutlich höheren Wasserstoffmengen durchlaufen werden, um auszuschließen, dass die aktuell erreichten Optima nur den vorgegebenen Randbedingungen und Annahmen geschuldet sind.

Abbildung eines Transformationspfads

Die Bestimmung der Infrastrukturkosten wurde auf Basis des Zieljahres 2045 getroffen. Dabei wurden Stützjahre nicht im Detail betrachtet, sodass der Transformationspfad bis zum Zieljahr nicht vollständig berücksichtigt wurde. Im Energiesystemmodell und dem Infrastrukturmodell der Fernwärme wurden Stützjahre bei der Berechnung teilweise herangezogen. Die Modelle der Strom- und Gasinfrastruktur haben den Transformationspfad in Form von Stützjahren nicht berücksichtigt. Damit die schrittweise Entwicklung des Energiesystems gesamtheitlich bewertet werden kann, ist die Abbildung eines Transformationspfades unabdingbar. Dafür sind geeignete Intervalle für die Stützjahre zu definieren, um bspw. mittelfristige Entwicklungen abzubilden. Weiterhin sind geeignete Modellvereinfachungen zu treffen, da diese Berücksichtigung mit einem erhöhten Rechenaufwand verbunden ist.

4 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Es wurden keine Sachinvestitionen durchgeführt.

5 Literaturverzeichnis

- [1] dena, „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/dena-ls2/>
- [2] L. Mantzos, T. Wiesenhal, F. Neuwahl, und M. Rozsai, „The POTenCIA Central Scenario: An EU energy outlook to 2050. No. JRC118353. Technical report, Joint Research Centre (Seville site)“, 2019.
- [3] ENTSG, „Hydrogen Project Visualization Platform - Overview of hydrogen projects along the emerging value-chain in Europe“. 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://h2-project-visualisation-platform.entsog.eu/>
- [4] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, „Datengrundlage für die H2Bilanz 2023 2. HJ.“, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/datengrundlage-fuer-die-h2bilanz-2023-2-hj/>
- [5] B. Helgeson, „Europe, the Green Oasis? Developing an integrated energy system model to assess an energy-independent, CO₂-neutral Europe“, Bd. EWI Working Paper Series, 2024.

- [6] Öko-Institut e.V., „Natürliche Senken - Kurzgutachten zur dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/211005_DLS_gutachten_OekoInstitut_final.pdf
- [7] M. Gierkink, C. Frings, N. Niesler, und P. Theile, „Auswirkungen des Gebäudeenergiegesetzes auf Wohngebäude - Mögliche Entwicklungen und kritische Erfolgsfaktoren bei der Umsetzung“, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2023/06/230613_EWI_Analyse_Gebaeudeenergiegesetzentwurf.pdf
- [8] B. Helgeson und J. Peter, „The role of electricity in decarbonizing European road transport – Development and assessment of an integrated multi-sectoral model“, *Appl. Energy*, Bd. 262, S. 114365, März 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114365.
- [9] T. Huld, R. Gottschalg, H. G. Beyer, und M. Topič, „Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging“, *Sol. Energy*, Bd. 84, Nr. 2, S. 324–338, Feb. 2010, doi: 10.1016/j.solener.2009.12.002.
- [10] EBSILON Professional Online Dokumentation, „Bauteil 117: Solardaten (Sonne“. [Online]. Verfügbar unter: https://help.ebsilon.com/DE/Component_117.html
- [11] R. McKenna, S. Hollnaicher, P. Ostman V. D. Leye, und W. Fichtner, „Cost-potentials for large onshore wind turbines in Europe“, *Energy*, Bd. 83, S. 217–229, Apr. 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.02.016.
- [12] European Network of Transmission System Operators for Gas and European Network of Transmission System Operators for Electricity, „TYNDP 2022 Scenario Report | Version. April 2022“.
- [13] M. J. Peper, M. D. Kröger, und C. Rehtanz, „Pan-European Unit Commitment considering Large-Scale Integration of Controllable Electric Vehicle Charging“, 2021.
- [14] M. D. Kröger, M. J. Peper, und C. Rehtanz, „Large-Scale Thermal Building Stock Model for Generating Electric Load Profiles of Heating and Cooling Systems“, 2021.
- [15] D. Kröger, J. Peper, und C. Rehtanz, „Electricity market modeling considering a high penetration of flexible heating systems and electric vehicles“, *Appl. Energy*, Bd. 331, S. 120406, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120406.
- [16] T. Drees, H. Medert, M. Meinecke, und C. Halici, „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021“.
- [17] T. Drees, H. Medert, M. Meinecke, und C. Halici, „Kostenschätzungen, Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021“.
- [18] M. Teodosic, S. Kammerer, J. Peper, und C. Rehtanz, „Integration of flexible charging processes of battery electric vehicles in transmission grid congestion management“, in *7th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2023)*, Copenhagen, Denmark: Institution of Engineering and Technology, 2023, S. 42–53. doi: 10.1049/icp.2023.2684.
- [19] D. Kröger, M. Teodosic, und C. Rehtanz, „Modeling and contribution of flexible heating systems for transmission grid congestion management“, *Electr. Power Syst. Res.*, Bd. 234, S. 110830, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2024.110830.
- [20] D. Schmid, „Netzdienliche Flexibilitätsnutzung in der Planung elektrischer Verteilnetze unter Berücksichtigung des gesamten Energiesystems“, 2024, doi: 10.17877/DE290R-24391.
- [21] R. Erler, F. Frankenhoff, und S. Remy, „Wohn-KWK-Switch“, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Abschlussbericht, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-abschlussbericht-g-201817/c8d11f>

- [22] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, „Zensus Datenbank - Ergebnisse des Zensus 2011“. Zugriffen: 9. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.zensus2011.de/DE/Home/Aktuelles/DemografischeGrunddaten.html?nn=559100>
- [23] T. Loga, N. Diefenbach, J. Calisti, und B. Stein, „Tabula WebTool“, Institut Wohnen und Umwelt GmbH. Zugriffen: 9. November 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://webtool.building-typology.eu/>
- [24] „Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland - Basisdaten und Einflussfaktoren; 4. aktualisierte Ausgabe“, Berlin, Foliensatz zur BDEW-Publikation, 2020.
- [25] Statistisches Bundesamt (Destatis), „GENESIS-Online“. Zugriffen: 9. April 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online#astructure>
- [26] Umweltbundesamt UBA, „Schadstoffregister ‚Pollutant Release and Transfer Register‘ (PRTR) Thru.de, Stand 2020“. 2020. [Online]. Verfügbar unter: www.thru.de
- [27] A. Pfnür, B. Winiewska, B. Mailach, und B. Oschatz, „Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt - Vergleichende Studie aus energetischer und ökonomischer Sicht“, ITG Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH, Forschungscenter Betriebliche Immobilienwirtschaft FBI an der Technischen Universität Darmstadt, Darmstadt, Dresden, Sep. 2016.
- [28] U. Persson und S. Werner, „Effective Width - The Relative Demand for District Heating Pipe Lengths in City Areas“, gehalten auf der The 12th International Symposium on District Heating and Cooling, Tallinn, Estonia, 2010.
- [29] U. Persson und S. Werner, „Heat distribution and the future competitiveness of district heating“, *Appl. Energy*, Bd. 88, Nr. 3, S. 568–576, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.09.020>.
- [30] M. Blesl und B. Eikmeier, „Die 70/70-Strategie: Konzept und Ergebnisse“, AGFW, Frankfurt am Main, Mai 2015.
- [31] H. Böhnisch, M. Nast, und A. Stuible, „Entwicklung und Umsetzung eines Kommunikationskonzepts als Anschlag zur Nahwärmeverversorgung in Landgemeinden“, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart, Endbericht, 2001. Zugriffen: 16. Oktober 2014. [Online]. Verfügbar unter: http://www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Entwicklung_und_Umsetzung_eines_Kommunikationskonzepts_als_Anschlag_zur_Nahw_rmeversorgung_in_Landgemeinden_Nast.pdf
- [32] M. Pehnt, „Wärmenetzsysteme 4.0 - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme ‚Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen‘“, ifeu - Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln, Endbericht, Apr. 2017.
- [33] S. Stark, F. Uthoff, und J. A. Miller, „Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeverversorgung“, AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Frankfurt am Main, Leitfaden, Nov. 2020.
- [34] S. Blömer u. a., „EnEff:Wärme - netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NE-NIA)“, Heidelberg, 2019.
- [35] S. Brückner, „Industrielle Abwärme in Deutschland - Bestimmung von gesichertem Aufkommen und technischer bzw. wirtschaftlicher Nutzbarkeit“, Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiesysteme, München, 2016.
- [36] „AGFW - Hauptbericht 2019“, AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Frankfurt am Main, Sep. 2020.

- [37] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., Hrsg., „Wasserstoffbericht“. 1. September 2022.
- [38] „European Hydrogen Backbone Maps“, Guidehouse, Utrecht. Zugriffen: 20. März 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://ehb.eu/page/european-hydrogen-backbone-maps>
- [39] M. Neuwirth, T. Fleiter, P. Manz, und R. Hofmann, „The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany“, *Energy Convers. Manag.*, Bd. 252, S. 115052, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2021.115052.
- [40] J. Benthin u. a., „IntegraNet - Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze“, Oberhausen/Essen, Abschlussbericht, März 2020. Zugriffen: 20. August 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://integranet.energy/wp-content/uploads/2020/04/IntegraNet-Abschlussbericht_V1.1.pdf
- [41] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten“, Nov. 2002.
- [42] M. Blesl, „Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs“, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2002. [Online]. Verfügbar unter: <http://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/1586>
- [43] M. Hegger u. a., „UrbanReNet - Schlussbericht (Anlage II)“, Technische Universität Darmstadt, Abschlussbericht, März 2013. Zugriffen: 10. August 2014. [Online]. Verfügbar unter: http://www.ee.architektur.tu-darmstadt.de/media/architektur/fachgruppe-pe_c/ee/forschung_dissertationen_4/ordner/AnlageII_UrbanReNet_I.pdf
- [44] „Geobasisdaten: GeoBasis-DE / BKG; Terms of use: http://sg.geodatenzentrum.de/web_public/nutzungsbedingungen.pdf“. 2022.
- [45] Uber Technologies, *H3 Geospatial Indexing System*, 8. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://h3geo.org/docs/>
- [46] T. Nusser und M. Zeile, „Kommunale Wärmeplanung Bietigheim-Bissingen“, 26. Januar 2023. Zugriffen: 19. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bietigheim-bissingen.de/fileadmin/user_upload_stadtverwaltung/seitenstruktur/buergerservice-rathaus-politik/klima-und-energie/Pr%C3%A4sentation_Technischer_Ausschuss_26-01-2023.pdf
- [47] Pfalzgas GmbH, „Pfalzgas - Erdgas kommt nach Höheischweiler“. Zugriffen: 19. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pfalzgas.de/2021/08/23/erdgas-kommt-nach-hoeheischweiler/>
- [48] Stadtwerke Bad Wörishofen, „Erschließung Stockheim mit Erdgas“. Zugriffen: 19. September 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.swbw.de/alles-ueber-gas/erschliessung-stockheim/>
- [49] The PostgreSQL Global Development Group, „PostgreSQL: The World's Most Advanced Open Source Relational Database“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.postgresql.org/>
- [50] „DENA-GEBÄUDEREPORT 2023. Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand.“, dena, Berlin, 2022. Zugriffen: 5. April 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/dena_Gebaeudereport_2023.pdf

- [51]UBA, „Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung: Teilbericht des Projektes" THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 (" Politikszzenarien IX ")“, 2020.
- [52]Destatis, „14. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung, Variante 2 (Moderate Entwicklung der Fertilität, Lebenserwartung und Wanderung)“, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsvorausberechnung/begleitheft.html>
- [53]IEA, „World Energy Outlook 2020“, Paris, 2020.
- [54]Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2022: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB“, 2022, [Online]. Verfügbar unter: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf>
- [55]K. Purr, J. Günther, H. Lehmann, und P. Nuss, „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - Rescue Studie“, S. 444, 2019.
- [56]P. Gerbert *u. a.*, „Klimapfade für Deutschland“, BCG und Prognos, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>
- [57]BDEW, Hrsg., „Entwicklung der Gasnetze in Deutschland“. 2021. Zugriffen: 4. Dezember 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Erdgasnetzlaengen_D_Entw_10J_o_online_jaehrlich_Ki_19012021.pdf
- [58]J. Wachsmuth *u. a.*, „Roadmap Gas für die Energiewende - Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“, Umweltbundesamt, 12/2019, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_cc_12-2019_roadmap-gas_2.pdf
- [59]R. van Rossum, J. Jens, G. La Guardia, A. Wang, L. Kühnen, und M. Overgaag, „European Hydrogen Backbone - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries“, Utrecht, Niederlande, Apr. 2022. Zugriffen: 18. Juni 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>
- [60]FNB Gas e.V., „Wasserstoff-Kernnetz“. Zugriffen: 16. Mai 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>
- [61]J. Wachsmuth *u. a.*, „Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz“, Umweltbundesamt, Abschlussbericht, Nov. 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-31_cc_09-2023_transformation-gasinfrastruktur-klimaschutz.pdf