



## TransHyDE-Sys – Systemanalyse zu Transportlösungen für grünen Wasserstoff

### Integrierte Betrachtung der Wasserstoff-Strom-Infrastruktur

#### Sachbericht zum Verwendungsnachweis Teil II: Langfassung

---

Stand:	31.03.2026
Einreichungsdatum (TIB):	22.04.2026
Partnerin/Partner:	Universität Kassel, Fachgebiet Nachhaltige elektrische Energiesysteme (e <sup>2</sup> n)
Autorin/Autor:	Martin Braun, Yannic Harms, Philipp Hahn, Khalil Ben Safta
Fördertitel:	TransHyDE-Sys – Systemanalyse zu Transportlösungen für grünen Wasserstoff
Förderkennzeichen:	03HY201T
Disclaimer:	Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der Autorin/beim Autor/den Autoren.

---

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Forschung, Technologie  
und Raumfahrt



Finanziert von der  
Europäischen Union  
NextGenerationEU

## Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis .....	4
Abbildungsverzeichnis .....	5
Tabellenverzeichnis .....	6
Disclaimer .....	7
I. Ursprüngliche Aufgabenstellung .....	8
II. Vormaliger Stand des Wissens .....	10
III. Ausführliche Darstellung der durchgeführten Arbeiten .....	13
III.1 Datengrundlage .....	14
III.1.1 Beschreibung Input-Daten aus dem Energiesystemmodell (Enertile) .....	14
III.1.1.1 Szenario „S2 6DE“ 2030 .....	16
III.1.1.2 Szenario „S2 6DE copperplate“ 2030 .....	16
III.1.1.3 Szenario „S2 1DE“ 2035 & 2045 .....	17
III.1.2 Beschreibung Übertragungsnetz und Kostenannahmen .....	17
III.2 Disaggregation der Daten auf das Übertragungsnetz für alle Nicht-Wasserstoff- Technologien .....	20
III.2.1 Konventionelle Erzeugung, Offshore-Wind .....	21
III.2.2 Stromverbrauch (Lastprofile) .....	22
III.2.3 Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen (Onshore-Wind und Photovoltaik) .....	22
III.2.4 Speichertechnologien (Batterien und Pumpspeicher) .....	23
III.2.5 Abregelung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (Curtailment) .....	24
III.2.6 Grenzüberschreitender Stromhandel und netzinterne Transportverluste .....	24
III.3 Bewertung der Allokationen mit Redispatchkosten .....	26
III.4 Verortung der H2-Technologien (Elektrolyseure und H2 Kraftwerke) .....	28
III.4.1 Nodal renewable energy surplus oriented allocation .....	28
III.4.1.1 Räumliche Filterung durch H2-Netz-Nähe .....	29
III.4.1.2 Berechnung der knotenscharfen Residuallast .....	30
III.4.1.3 Heuristischer Allokationsalgorithmus .....	31
III.4.2 Hydrogen Demand Oriented Allocation .....	31
III.4.3 Entwicklung eines Optimierungsbasierten Ansatzes: „Grid Congestion Minimizing“ ....	32
III.4.4 Weiterentwicklung des optimierungsbasierten Ansatzes: „Redispatch Cost Minimizing“ .....	34
III.5 Gekoppelte Strom und Wasserstoffnetzberechnungen .....	37

III.5.1	Wasserstoffnetzmodell.....	37
III.5.1.1	Motivation und Rolle des Wasserstoffnetzes .....	37
III.5.1.2	Hydraulisches Berechnungsmodell des Wasserstoffnetzes .....	37
III.5.1.2.1	Modellierung der Massenbilanz .....	38
III.5.1.2.2	Modellierung der Rohrströmung und Druckverlust (Weymouth Gleichung) ....	39
III.5.1.2.3	Zusätzliche Bedingungen: Flussgrenzen, Schieberstellungen und Verdichter ..	39
III.5.2	Kopplung mit dem Redispatchmodell .....	40
III.5.2.1	Kurzüberblick Redispatch Modell .....	41
III.5.2.2	Modellierung der Kopplungselemente .....	42
	Knotenbasierte Kopplung im Wasserstoffnetz.....	43
III.5.2.3	Gesamtoptimierungsproblem im Projekt .....	44
III.6	Werkzeugvergleich Pandapipes, MYNTS und Simone.....	45
III.6.1	Einleitung und Methodik .....	45
III.6.2	Netznutzungsfälle und Versuchsaufbau .....	45
III.6.3	Simulationsergebnisse des Werkzeugvergleichs .....	47
III.6.4	Werkzeug-Evaluierungs-Framework .....	49
IV.	Wesentliche Ergebnisse .....	52
IV.1	Grid Congestion Minimizing Allocation .....	52
IV.1.1	Ergebnisse der Allokation .....	52
IV.1.2	Ergebnisse der Redispatchbewertung.....	53
IV.1.3	Limitierung der Ergebnisse .....	56
IV.1.4	Zusammenfassung.....	56
IV.2	Redispatch Cost Minimizing Allocation .....	56
IV.3	Gekoppelte Strom- und Wasserstoffnetz Berechnung .....	61
IV.3.1	Szenarien und Versuchsaufbau .....	61
IV.3.2	Case Poweronly .....	63
IV.3.3	Case Coupled .....	64
IV.3.4	Fazit.....	65
IV.4	Zusammenfassung.....	66
V.	Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des Verwertungsplans .	68
VI.	Erfolgte Veröffentlichungen .....	70
VII.	Literatur .....	71

## Abkürzungsverzeichnis

BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
EoS	Equation of State
ESA <sup>2</sup>	Energy System Analysis Associates
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen
G2P	Gas-2-Power
GCM	Grid Congestion Minimizing
H <sub>2</sub> / H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HHV	High Heating Value
LODF	Line Outage Distribution Factors
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfälle
P2G	Power-2-Gas
PPM	Powerplanmatching
RCM	Redispatch Cost Minimizing
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ablaufdiagramm zur Platzierung der Kopplungselemente zwischen Strom- und Wasserstoffnetz .	13
Abbildung 2: Räumliche Aufteilung Deutschlands in die sechs Modellregionen (DE 1 bis DE 6) des Enertile-Energiesystemmodells. Diese Makroregionen dienen als Grundlage für die regional differenzierte Kapazitätsallokation und Dispatch-Optimierung in den „6DE“-Untersuchungsszenarien .....	15
Abbildung 3: Verwendetes Netzmodell des deutschen Übertragungsnetzes inklusive Randnetzmodellierung für das Jahr 2030 basierend auf den bestätigten Maßnahmen des NEP 2021 .....	18
Abbildung 4: Blockschaltbild für die Disaggregation der Ergebnisse der Energiesystemmodellierung auf die Netzknoten des Übertragungsnetzmodells .....	21
Abbildung 5: Räumliche Filterung der Netzknoten basierend auf der Nähe zum geplanten Wasserstoff-Kernnetz. Blau markierte Umspannwerke liegen innerhalb des zulässigen 30-km-Radius um die H2-Infrastruktur (dunkelgraue Linien) und sind für die NRSO-Allokation qualifiziert. ....	30
Abbildung 6: Absolute Abweichungen des Wasserstoff-Massenstroms [GWh/h] zwischen den Simulationstools (Fall 1: 2030, volle Abnahme, ohne Kompression). Links: MYNTS-SIMONE, Mitte: SIMONE-pandapipes, rechts: MYNTS-pandapipes.....	47
Abbildung 7: Absolute Abweichungen der simulierten Knotendrücke [bar] zwischen den Simulationswerkzeugen für Fall 2 (2045, 50 % Last, ein aktiver Verdichter bei 65 barg). ....	48
Abbildung 8: Redispatch-Ergebnisse der GCM Zuordnung innerhalb der deutschen ESO-Regionen sowie Überlastungsstunden .....	53
Abbildung 9: (a) Redispatch-Energie und -Kosten für das modellierte Jahr 2030. +: Erhöhung ( $P^+$ ); -: Reduzierung ( $P^-$ ); unflex: keine Elektrolyseure im Redispatch; flex: Elektrolyseure im Redispatch; (b) Relative Änderung des Verbrauchs der Elektrolyseure in Relation zu den Redispatchmaßnahmen (Alle Elektrolyseure aggregiert). ....	54
Abbildung 10: Redispatch-Ergebnisse für das modellierte Jahr 2030: Jährliches Volumen für Erhöhung und Reduzierung (Erzeugung und Verbrauch).....	55
Abbildung 11: Standorte der Elektrolyseure und deren relative Veränderung des jährlichen Stromverbrauchs in % infolge von Redispatch-Maßnahmen im Mid-Demand-Szenario „copperplate“ 2030. Es werden nur Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW angezeigt.; a) H2DO-Methode, b)NRSO-Methode, c) RCM-Methode .....	58
Abbildung 12: Standorte von Wasserstoffkraftwerken und deren relative Veränderung der jährlichen Stromerzeugung infolge von Redispatch-Maßnahmen im Mid-Demand-Szenario „copperplate“ 2030. Es werden nur Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW angezeigt.; a) H2DO-Methode, b)NRSO-Methode, c) RCM-Methode.....	58
Abbildung 13: Redispatch-Energie und -Kosten für das modellierte Jahr 2030. Unflex: Elektrolyseure können nicht für Redispatch-Maßnahmen genutzt werden; Flex: Elektrolyseure können für Redispatch-Maßnahmen genutzt werden. H2DO: Elektrolyseure an Wasserstoff-Nachfrage-orientierten Standorten, NRSO: Elektrolyseure an Knoten mit hohem Überschuss erneuerbarer Energie, RCM: Elektrolyseure an Standorten, die die Redispatch-Kosten minimieren .....	59
Abbildung 14: Redispatch-Ergebnisse für das modellierte Jahr 2030: Jährliches Volumen für Erhöhung und Reduzierung (Erzeugung und Verbrauch).....	60

## Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Kostenannahmen für die in der Redispatchoptimierung verfügbaren Technologien für das Jahr 2030</i> .....	19
<i>Tabelle 2: Übersicht der betrachteten Netznutzungsfälle</i> .....	46
<i>Tabelle 3: Erweiterter Auszug der Werkzeug-Evaluierungskriterien</i> .....	51
<i>Tabelle 4: Statistische Kennzahlen ausgewählter Größen (24 h) im Fall Case Poweronly und Case Coupled</i> .....	63
<i>Tabelle 5: Erfolgte Veröffentlichungen im Rahmen des Vorhabens</i> .....	70

## Disclaimer

Bei dem vorliegendem Bericht handelt es sich um einen gemeinsamen Abschlussbericht des Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE und der Universität Kassel, Fachgebiet Nachhaltige Elektrische Energieversorgung (e<sup>2</sup>n), ehemals Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze.

## I. Ursprüngliche Aufgabenstellung

Die Transformation hin zu einer treibhausgasneutralen Gesellschaft erfordert eine tiefgreifende Umgestaltung der Energie- und Rohstoffsysteme. Dabei muss die Versorgungssicherheit sowohl im Zielsystem als auch während des gesamten Übergangszeitraums gewährleistet bleiben. Dies impliziert die gleichzeitige Integration neuer Energieträger wie grünem Wasserstoff sowie die Anpassung, Umnutzung oder Stilllegung bestehender Infrastrukturen. Parallel verändern sich durch neue Technologien die Bedarfsstrukturen insbesondere in energieintensiven Industrien. Vor diesem Hintergrund ist eine integrierte, sektorübergreifende Betrachtung notwendig, die sowohl infrastrukturelle als auch nachfrageseitige Entwicklungen konsistent abbildet.

Zur Erreichung dieses Ziels wurden im Gesamtvorhaben zwei komplementäre Ansätze verfolgt, die nicht isoliert nebeneinanderstehen, sondern gezielt miteinander verknüpft wurden:

Der **Stakeholder-getriebene Ansatz** bildet reale Transformationsdynamiken ab, indem geplante Entwicklungen auf Unternehmensebene – insbesondere in den Grundstoffindustrien – systematisch erfasst und in räumlich sowie zeitlich aufgelöste Infrastrukturbedarfe überführt werden. Die im Projekt entwickelten und weiterentwickelten Modelle, insbesondere im Bereich der Gas- und Stromnetzsimulation, ermöglichen es, diese industriellen Entwicklungen in konkrete Anforderungen an Wasserstoff- und Strominfrastrukturen zu übersetzen und deren Umsetzbarkeit zu analysieren.

Der **systemische Optimierungsansatz** ergänzt diese Perspektive durch eine modellgestützte Betrachtung kostenoptimaler Infrastrukturentwicklungen, insbesondere im Hinblick auf den Einsatz von grünem Wasserstoff. Hier kommen insbesondere die entwickelten Optimierungsmodelle sowie die integrierten Strom- und Gasnetzmodelle zum Einsatz, um effiziente Infrastrukturentwicklungen unter Berücksichtigung systemischer Wechselwirkungen zu identifizieren.

Die Verknüpfung beider Ansätze erfolgt über die im Projekt erarbeiteten integrierten Modellierungswerkzeuge und den umfassenden Modellvergleich. Dadurch können die aus der Praxis abgeleiteten Entwicklungen mit theoretisch optimalen Lösungen abgeglichen werden. Diese Gegenüberstellung ermöglicht es, robuste und belastbare Aussagen zu treffen, Zielkonflikte zu identifizieren und realistische sowie gleichzeitig effiziente Infrastrukturentwicklungen abzuleiten. Auf dieser Grundlage werden sowohl technische Herausforderungen als auch konkrete politische Handlungsoptionen sichtbar gemacht.

Die Universität Kassel und des Fraunhofer IEE adressieren die Aufgabenstellung innerhalb des Gesamtvorhabens durch die Methodenentwicklung im Kontext der Simulation von gekoppelten Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen, sowie die Analyse und optimierte Bewertung der von sektorenkoppelnden Technologien wie Elektrolyseuren oder Wasserstoffkraftwerken. Die Analyse erfolgt dabei mit Fokus auf das Stromübertragungsnetz aber auch in Form einer gekoppelten Simulation von Stromübertragungsnetz und Wasserstoffkernnetz auf methodischer Ebene. Basierend auf den zuvor genannten inhaltlichen Punkten ergeben sich für die Universität Kassel und das Fraunhofer IEE ergeben sich dabei die folgenden technischen Arbeitsziele:

- *Universität Kassel:* Einbringen und Weiterentwicklung des Open-Source Gasnetz-Berechnungstools pandapipes ([www.pandapipes.org](http://www.pandapipes.org)). Die Weiterentwicklungen beziehen sich dabei primär auf die methodischen Besonderheiten der Gasnetzberechnung in Transportnetzen.

- *Universität Kassel:* Einbringen und Weiterentwicklung eines Stromnetzmodells zur Bewertung der energetischen Gesamtsystemanalyse. Hierbei werden insb. strukturell abzusehende Veränderungen aus den im Projekt erarbeiteten Szenarien berücksichtigt. Das Ziel ist ein konsistentes Stromnetz welches dann in energetische Wechselwirkung mit den wasserstoffgetriebenen Entwicklungs- und Technologieoptionen treten kann.
- *Universität Kassel:* Erarbeitung von Methoden zur optimierten Bewertung von Infrastrukturrückwirkungen in gekoppelten Gas-Strom-H<sub>2</sub>-Netzinfrastrukturen. Hierbei soll ein mathematisches Optimierungsmodell entwickelt werden, welches in Verbindung mit pandapipes (Datenmodell) derartige Fragestellungen übergreifend adressieren kann.
- *Fraunhofer IEE:* Integrierte Modelle für die Betrachtung der Wasserstoffinfrastruktur in Kombination mit Stromnetzinfrastruktur.
- *Fraunhofer IEE:* Verbesserung des vorliegenden Gasnetzsimulationswerkzeuges pandapipes durch Verbesserung der Anlagenmodelle für die Nutzung von Wasserstoff im direkten Vergleich mit dem physikalischen Detailmodell MYNTS.
- *Fraunhofer IEE:* Umfassenden Modellvergleich mit der Methode aus AP2 zum Thema Wasserstoff- und Stromnetzmodellierung z. B. in Bezug auf die örtliche und zeitliche Auflösung, Modellgrenzen, aber auch abweichender Eingangsparameter.

Weiterhin ergeben sich für die Universität Kassel und das Fraunhofer IEE die folgenden wissenschaftlichen Arbeitsziele:

- *Universität Kassel und Fraunhofer IEE:* Mitarbeit bei der systemischen Einordnung der Technologien durch detaillierte Einzelbetrachtungen von Wasserstoff-Strom Systemen als Alternativszenarien.
- *Universität Kassel und Fraunhofer IEE:* Aus den integrierten Modellen können robusten Ergebnisse abgeleitet, politische Handlungsoptionen aufgezeigt und Herausforderungen identifiziert werden.
- *Universität Kassel und Fraunhofer IEE:* Erstellung von wissenschaftlichem Output in Form von Abschlussarbeiten, Publikationen/Konferenzbeiträgen und Promotionen in den jeweiligen Forschungskontexten des Vorhabens
- *Universität Kassel und Fraunhofer IEE:* Beitrag zur Roadmap des Verbundes zur systemische Einordnung der Technologien in ein öffentlich verfügbares Dokument.

Der vorliegende Bericht ist dabei wie folgt aufgebaut: In Kapitel II wird in Kürze auf den vormaligen Stand des Wissen vor dem Beginn des Vorhabens eingegangen. In Kapitel III erfolgt eine ausführliche Darstellung der im Rahmen des Vorhabens erfolgten Arbeiten. In Kapitel IV werden die wesentlichen Ergebnisse der Entwicklungen und Weiterentwicklungen, welche im Vorhaben erfolgt sind, anhand von Simulationen und Berechnungen dargestellt. Kapitel V werden der Voraussichtliche Nutzen und die Verwertbarkeit der Ergebnisse zusammengefasst. In Kapitel VI werden die erfolgten Veröffentlichungen im Rahmen des Vorhabens tabellarisch gegeben.

## II. Vormaliger Stand des Wissens

Aus Sicht des Gesamtvorhabens ergibt sich der nachfolgende zusammengefasste vormalige Stand des Wissen:

Während die bestehende Energie- und Rohstoffinfrastruktur den aktuellen Bedarfen gerecht wird und im Kontext z.B. der Netzentwicklungspläne Strom und Gas weiterentwickelt werden soll, sind andere existierende und insbesondere neue Infrastrukturen und Transportoptionen keinem strukturierten Entwicklungsprozessen unterworfen.

Mit der absehbaren Bedeutung von H<sub>2</sub> als einem neuen universellen Energieträger, ebenso wie auch CO<sub>2</sub> als Rohstoff, stellt sich die Frage der Wechselwirkungen zwischen Angebot und Nachfrage auf der einen Seite und Infrastrukturen und deren Weiterentwicklung auf der anderen Seite. Die Erhebung möglicher Bedarfsentwicklungen wird dadurch erschwert, dass auch auf der Nutzungsseite ggfs. verschiedene nicht-komplementäre Optionen verfügbar sind, welche unterschiedliche Anforderungen an die Infrastruktur stellen. Verschiedene Branchen haben ihre Vorstellungen der zukünftigen Entwicklungen publiziert, wobei diese bisher nie konsequent konsolidiert wurden. Somit wurde der räumlich und zeitlich abhängige Bedarf der Grundstoffindustrien bisher nicht in die Modelle integriert. Gleichzeitig sind Strom- und Erdgasmodelle, sowohl als Bilanzmodelle sowie Markt- und hydromechanische Modelle auf deutscher und nur eingeschränkt auf EU-Ebene verfügbar. Diese Modelle werden integriert und mit den Bedarfen aus Industrie und Gesellschaft verknüpft. Parallel dazu wird eine Optimierung im Hinblick auf die volkswirtschaftlichen Kosten für die Errichtung und den Betrieb einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur durchgeführt. Statische kostenoptimierte Modelle sind für ähnliche Fragestellungen bekannt, jedoch besteht die besondere Herausforderung in der Modellierung eines in Bezug auf die räumliche und zeitliche Verteilung dynamischen Systems, d.h. der Transformation. Der Modellvergleich ist in dieser Form einzigartig und erlaubt eine genauere Einordnung der Ergebnisse als eine einfache Modellierung.

Im Fachgebiet Nachhaltige Elektrische Energiesysteme (e<sup>2</sup>n) der Universität Kassel werden Forschung und Lehre zur technisch und wirtschaftlich optimierten Auslegung, Regelung und Betriebsführung des zukünftigen Energieversorgungssystems betrieben. Dieses System ist durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien gekennzeichnet, was eine zentrale Herausforderung der Energiewende darstellt. Ziel ist die Gewährleistung einer sicheren, kosteneffizienten und nachhaltigen Energieversorgung. Das e<sup>2</sup>n ist Teil des Kompetenzzentrums für Dezentrale Elektrische Energieversorgungstechnik (KDEE) und agiert in enger Kooperation mit dem Fraunhofer IEE. Wesentliche inhaltliche Schwerpunkte sind technisch-wirtschaftlich optimierte Konzepte und Verfahren für die Analyse, Auslegung, Regelung und Betriebsführung von Energienetzen. Zu diesen Schwerpunkten zählen insbesondere:

- Die Regelung und Auslegung von Erzeugern, Verbrauchern, Speichern und Netzbetriebsmitteln zur Bereitstellung von Energie- und Netzdienstleistungen,
- Verfahren für Energie- und Netzmanagement / Automatisierungslösungen in dezentralen Versorgungsstrukturen mit verschiedenen Aggregations- und Anreizkonzepten,
- Verfahren für automatisierte Netzplanung / optimiertes Systemdesign
- Lösungen für robustes Systemverhalten im Fehlerfall und für den Netzwiederaufbau
- Integration von Sektorenkopplung in die Stromnetzanalyse

- Methoden zum Vergleich von Netzmodellen und Netzberechnungstools

Das Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) in Kassel forscht an der Transformation der Energiesysteme. Ziel der Forschung ist es, technologische und wirtschaftliche Herausforderungen zu identifizieren und zu adressieren, um die Kosten der Nutzung erneuerbarer Energien weiter zu senken, eine sichere Versorgung auch bei volatiler Erzeugung zu gewährleisten, die Netzstabilität auf hohem Niveau sicherzustellen und die Energiewende wirtschaftlich tragfähig zu gestalten.

Zu den Forschungsschwerpunkten gehören Kompetenzen in den Bereichen Energieinformatik, Energiemeteorologie und Geoinformationssysteme, Energiewirtschaft und Systemdesign, Energieverfahrenstechnik und -speicher, Netzplanung und Netzbetrieb, Netzstabilität und Stromrichtertechnik sowie Thermische Energietechnik.

Für die Netzmodellierungen benutzen sowohl das Fraunhofer IEE als auch die Universität Kassel am Fachgebiet Nachhaltige elektrische Energieversorgung (e<sup>2</sup>n) die eigens entwickelten Werkzeuge pandapower [1] sowie pandapipes [2]. In diesen Werkzeugen sind bereits einige Analysemodule sowie Netzmodelle vorhanden, welche unterschiedliche Reifegrade aufweisen. Durch hohe Interoperabilität können gekoppelte Berechnungen von Strom-, Erdgas- und Wasserstoffnetzen performant durchgeführt werden.

Für die Nutzung von vorhandenen Netzmodellen steht und das Datenaggregationswerkzeug D.a.V.e. [3] (Datenanalyse und Verarbeitung von Energiedaten) zur Verfügung. D.a.V.e. beinhaltet bereits zahlreiche Datensätze wie beispielweise die Fraunhofer IEE-GIS Datenbank, in der eine Vielzahl von deutschlandweiten und georeferenzierten Datensätzen zu Erzeugern, Verbrauchern und Speichern für alle Sektoren hinterlegt sind. Für die Analyse zur Einbindung von Elektrolyseuren in die Stromnetze kann auf Typnetze zugegriffen werden, die im Datenformat von pandapower vorliegen wie beispielsweise die SimBench-Testnetze [4].

Nachfolgend sind die relevanten Veröffentlichungen mit Beteiligung des Fraunhofer IEE oder der Universität Kassel e<sup>2</sup>n gegeben:

Cao, Karl-Kiên; Haas, Jannik; Sperber, Evelyn; Sasanpour, Shima; Sarfarazi, Seyedfarzad; Pregger, Thomas et al. (2021): Bridging granularity gaps to decarbonize large-scale energy systems—The case of power system planning. In: *Energy Science & Engineering* 9 (8), S. 1052–1060. DOI: 10.1002/ese3.891.

Kisse, Jolando M.; Braun, Martin; Letzgas, Simon; Kneiske, Tanja M. (2020): A GIS-Based Planning Approach for Urban Power and Natural Gas Distribution Grids with Different Heat Pump Scenarios. In: *Energies* 13 (16), S. 4052. DOI: 10.3390/en13164052.

Lohmeier, Daniel; Cronbach, Dennis; Drauz, Simon Ruben; Braun, Martin; Kneiske, Tanja Manuela (2020): Pandapipes: An Open-Source Piping Grid Calculation Package for Multi-Energy Grid Simulations. In: *Sustainability* 12 (23), S. 9899. DOI: 10.3390/su12239899.

Meinecke, Steffen; Sarajlić, Džanan; Drauz, Simon Ruben; Klettke, Annika; Lauven, Lars-Peter; Rehtanz, Christian et al. (2020): SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to

Gefördert durch:



Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis. In: *Energies* 13 (12), S. 3290. DOI: 10.3390/en13123290.

Patil, Amit Dilip; Haack, Jonas; Braun, Martin; Meer, Hermann de (2020): Modeling interconnected ICT and power systems for resilience analysis. In: *Energy Inform* 3 (S1). DOI: 10.1186/s42162-020-00120-w.

Schäfer, Florian; Menke, Jan-Hendrik; Braun, Martin (2020): Comparison of Meta-Heuristics for the Planning of Meshed Power Systems. DOI: 10.48550/arXiv.2002.03619

Stock, David Sebastian; Harms, Yannic; Mende, Denis; Hofmann, Lutz (2020): Robust nonlinear mathematical transmission expansion planning based on German electricity market simulation. In: *Electric Power Systems Research* 189, S. 106685. DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106685.

Then, Daniel; Bauer, Johannes; Kneiske, Tanja M.; Braun, Martin (2021): Interdependencies of Infrastructure Investment Decisions in Multi-Energy Systems—A Sensitivity Analysis for Urban Residential Areas. In: *Smart Cities* 4 (1), S. 112–145. DOI: 10.3390/smartcities4010007.

Then, Daniel; Hein, Patrick; Kneiske, Tanja M.; Braun, Martin (2020): Analysis of Dependencies between Gas and Electricity Distribution Grid Planning and Building Energy Retrofit Decisions. In: *Sustainability* 12 (13), S. 5315. DOI: 10.3390/su12135315.

Then, Daniel; Spalthoff, Christian; Bauer, Johannes; Kneiske, Tanja M.; Braun, Martin (2020): Impact of Natural Gas Distribution Network Structure and Operator Strategies on Grid Economy in Face of Decreasing Demand. In: *Energies* 13 (3), S. 664. DOI: 10.3390/en13030664.

### III. Ausführliche Darstellung der durchgeführten Arbeiten

Die Arbeiten der Universität Kassel und des Fraunhofer IEE fokussieren sich auf das Stromnetz und die Rückwirkungen der Kopplung von Strom- und Wasserstoffenergiesystemen. Hierbei teilen sich die Arbeiten in zwei Hauptstränge auf.

Im ersten Teil wurden die Kopplungselemente zwischen Strom und Gasnetz betrachtet und verschiedene Methoden entwickelt und untersucht, um diese netzdienlich für das Stromnetz zu verteilen. Zusätzlich zu einer rein stromseitigen Redispatchberechnung wurde eine Variante inklusive eines gekoppelten Wasserstoffnetzes berechnet, um die Auswirkung des Redispatch auf das Wasserstoffnetz untersuchen. Die Simulationen und Optimierungen erfolgten dabei in am Fraunhofer IEE und der Universität Kassel entwickelten Simulationsumgebungen pandapower [1], pandapipes [2] sowie AMYGO [5].

Im zweiten Teil der Arbeiten haben wir die vom Fraunhofer IEE entwickelte Open-Source Software pandapipes genutzt, um das Wasserstoffnetz zu simulieren. Insbesondere wurde hier zur Verifikation an einem Toolvergleich mit den nicht frei zugänglichen Tools MYNTS [6] und Simone mitgewirkt. Pandapipes konnte dann auch genutzt werden, um das entwickelte Wasserstoffnetzmodell aus dem ersten Teil zu verifizieren.

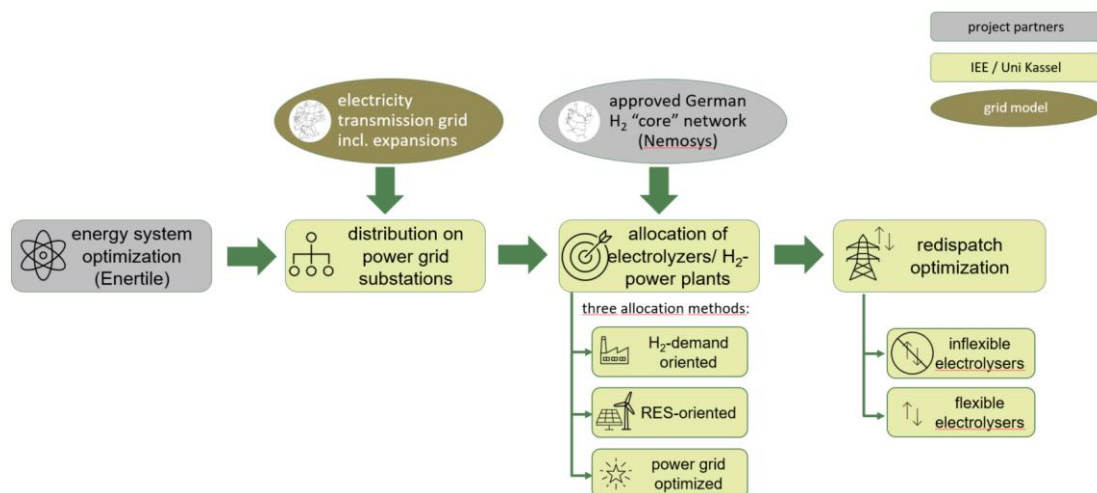


Abbildung 1: Ablaufdiagramm zur Platzierung der Kopplungselemente zwischen Strom- und Wasserstoffnetz

Der methodische Ablauf der Platzierung von Teil 1 wird in Abbildung 1 grafisch dargestellt. Als Eingangsdaten dienen die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung Enertile [7] des Projektpartners Fraunhofer ISI. Diese Energiesystemmodellierung stellt Ergebnisse für ein aggregiertes, europaweites Energiesystem zur Verfügung, siehe III.1. Um die tatsächlichen Rückwirkungen auf die Netze untersuchen zu können, müssen diese Ergebnisse zunächst auf detaillierte Übertragungsnetzmodelle disaggregiert werden, wie in III.2 beschrieben. Da die Kopplung von Strom- und Wasserstoffnetz von besonderem Interesse ist, werden Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke separat verortet. Um nach der Verortung unterschiedliche Lösungen vergleichen und bewerten zu können, wird ein lineares

Redispatchmodell betrachtet, das in III.3 eingeführt wird. Basierend auf den verfügbaren Kostenparametern, können so Redispatchkosten und Volumen für vorgegebene Standorte von Elektrolyseuren und H<sub>2</sub>-Kraftwerken bestimmt werden. In III.4 wird zunächst beschrieben, wie Elektrolyseure anhand einfacher heuristischer Regeln entweder Wasserstoffverbrauchsnahe oder nahe an Standorten mit einer hohen Leistungseinspeisung aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen verteilt werden können. Zugehörig werden die Wasserstoffkraftwerke an aktuellen Standorten von Gaskraftwerken oder an Stromnetzknoten mit hoher Residuallast verortet. Diese Methoden entsprechen bisherigen Verortungsstrategien aus der Literatur. Anschließend werden in III.4 zwei neu entwickelte Methoden vorgestellt. Für die GCM-(grid congestion minimizing) Allokation wird die Verortungsentscheidung in ein Leistungsflussmodell mit aufgenommen mit dem Ziel durch die Platzierung die resultierenden verbleibenden Überlastungen im Netz zu minimieren. Der Vorteil dieser Methode ist, dass sie bereits deutlich bessere Ergebnisse als die Heuristiken liefert, der Rechenaufwand aber noch überschaubar bleibt, da Einzelzeitschritte individuell berechnet werden können. Die Methode wurde auf dem Wind Integration Workshop in Helsinki im Jahr 2024 vorgestellt und in den Conference Proceedings veröffentlicht [8]. Bei der Weiterentwicklung, der RCM-(redispatch cost minimizing) Allokation, werden zusätzlich die Redispatch Entscheidungen mit in das Verortungsproblem aufgenommen. Durch die Speichertechnologien erfolgt eine zeitliche Kopplung im Modell, welche es nötig macht alle Zeitschritte in einem einzigen Modell zu lösen. Dies führt zu einem hohen Rechenaufwand, was Berechnungen auf einem Cluster nötig macht. Das Ergebnis beinhaltet dann die aus Redispatchkosten-Sicht bestmögliche Lösung (für das betrachtete Wetterjahr und alle weiteren Annahmen, die in das Modell sowie die Zeitreihen etc. einfließen). Die Ergebnisse wurden in einem wissenschaftlichen Paper bei der Operations Research 2025 veröffentlicht [9], die Veröffentlichung ist akzeptiert und wird im Nachgang zum vorliegenden Bericht veröffentlicht.

Weiterhin wurden H<sub>2</sub>-Netzberechnungen mit Pandapipes durchgeführt und mit Tools der anderen Projektpartner verglichen. Die Ergebnisse wurden in einem Vergleichspaper [10] veröffentlicht.

### III.1 Datengrundlage

Der nächste Abschnitt beschreibt die Daten der Energiesystemmodells, auf denen die Berechnungen, Simulationen und Optimierungen basieren.

#### III.1.1 Beschreibung Input-Daten aus dem Energiesystemmodell (Enertile)

Die Markt- und Dispatch-Ergebnisse, welche die Grundlage für die hier beschriebene hochaufgelöste Netzmodellierung und knotenscharfe Disaggregation bilden, wurden mit dem Energiesystemmodell Enertile generiert [7]. Das vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) entwickelte Modell optimiert den Ausbau und Einsatz von erneuerbaren und konventionellen Erzeugungskapazitäten sowie Flexibilitätsoptionen. Im Rahmen Vorhabens (insbesondere im Verbundprojekt Systemanalyse) wurde Enertile maßgeblich eingesetzt, um die zukünftigen Bedarfsszenarien und die Auslegung der nationalen Wasserstoffinfrastruktur zu modellieren.

Im Fokus der tiefergehenden Untersuchungen im Rahmen des vorliegenden Berichts steht dabei das Szenario „S2“, welches im Projektverlauf in drei methodisch unterschiedlichen räumlichen Auflösungen und Annahmen hinsichtlich der Transportkapazitäten zwischen den innerdeutschen Regionen simuliert wurde. Diese grundlegenden Annahmen haben an dieser Stelle sehr starke Auswirkungen auf die anschließende knotenscharfe Verortung der Erzeugungs- und Wasserstoffinfrastruktur.

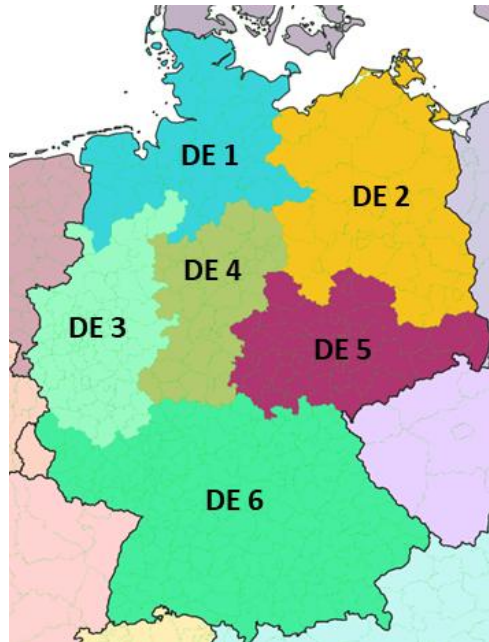


Abbildung 2: Räumliche Aufteilung Deutschlands in die sechs Modellregionen (DE 1 bis DE 6) des Enertile-Energiesystemmodells. Diese Makroregionen dienen als Grundlage für die regional differenzierte Kapazitätsallokation und Dispatch-Optimierung in den „6DE“-Untersuchungsszenarien

An dieser Stelle ist hervorzuheben, dass sich die von Enertile bereitgestellten Eingangsdaten sowie die im Projekt entwickelten Disaggregationsmethoden über die Projektlaufzeit hinweg iterativ weiterentwickelt haben. Aufgrund dieser kontinuierlichen methodischen Anpassungen existiert in den finalen Ergebnissen kein statischer Fall, in dem sämtliche Allokationsmethoden zeitgleich auf einen identischen Datensatz angewendet und vollumfänglich miteinander verglichen wurden. Vielmehr spiegelt die Datenlage eine chronologische und methodische Entwicklung wider, die sich in drei Phasen unterteilen lässt:

1. S2 6DE (Regional differenziert): In der ersten Datenlieferung stellte Enertile das regional in sechs Zonen unterteilte Szenario für die Zieljahre 2030, 2035 und 2050 zur Verfügung. In diesen Datensätzen waren Netzrestriktionen zwischen den Makroregionen bereits im marktlichen Dispatch implizit enthalten.
2. S2 6DE Copperplate (Regionale Kupferplatte): Um die Metrik der Redispatchkosten in den nachgelagerten, detaillierten Netzberechnungen verzerrungsfrei bewerten zu können, wurden „reine“ Marktergebnisse benötigt. Es wurde ein Kupferplatten-Szenario angefordert, um jeglichen „verdeckten Redispatch“ – also implizite Engpassmanagement-Maßnahmen innerhalb der Enertile-Optimierung – aus den Eingangsdaten zu entfernen. Daraufhin wurde das Kupferplatten-Szenario für das Jahr 2030 geliefert. Dieses ging im Dispatch von unendlichen Übertragungskapazitäten aus, behielt aber bei der Allokation der installierten Kapazitäten die regionalen 6DE-Strukturen bei.
3. S2 1DE (Nationale Kupferplatte): Die finale Datenlieferung umfasste das Szenario S2 1DE für die Jahre 2035, 2040 und 2045. In diesen Datensätzen verschwand die regionale Dimension

auf der Makroebene vollständig, da nur noch eine Region und nicht wie zuvor sechs Regionen angenommen wurde. Deutschland wurde sowohl im Dispatch als auch in der Kapazitätsallokation als ein einziger aggregierter nationaler Knoten abgebildet. Dies übertrug die vollständige räumliche Verteilung der Kapazitäten auf den hier beschriebenen Disaggregationsalgorithmus.S2 6DE

### III.1.1.1 Szenario „S2 6DE“ 2030

In diesem Szenario wird Deutschland im Makromodell in sechs spezifische Zonen (DE 1 bis DE 6, vgl. Abbildung 2) unterteilt. Die Optimierung des Kraftwerkszubaues und des stündlichen Kraftwerkseinsatzes (Dispatch) berücksichtigt die begrenzten Übertragungskapazitäten (Netzengpässe) zwischen diesen Makroregionen. Durch diese physikalische Restriktion wird die Wasserstoffinfrastruktur systemdienlich, also aus Sicht der Energiesystemmodellierung, verteilt:

- Elektrolyseure: Die Gesamtleistung von rund 13,3 GW konzentriert sich fast vollständig auf den windreichen Norden (ca. 8,1 GW in DE 1 und 5,1 GW in DE 2), um Erzeugungsüberschüsse aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen direkt zu nutzen.
- Wasserstoffkraftwerke: Die Gesamtkapazität von ca. 7,9 GW wird dezentral zugebaut. Neben dem Norden (zusammen ca. 5,3 GW in DE 1 und DE 2) wird ein wesentlicher Teil (ca. 2,3 GW) in der Region DE 4 (Westen/Süden) platziert, um dortige Lastzentren bei regionalen Erzeugungsdefiziten zu stützen.
- Jahresenergie: Der jährliche Stromverbrauch der Elektrolyseure beläuft sich auf ca. 48,3 TWh, während die Wasserstoffkraftwerke durch Rückverstromung ca. 6,4 TWh elektrische Energie in das Netz einspeisen.

### III.1.1.2 Szenario „S2 6DE copperplate“ 2030

Dieses Szenario behält die strukturelle Unterteilung in sechs Regionen bei, nimmt jedoch für die Optimierung eine „Kupferplatte“ an. Das bedeutet, dass das Makromodell von unendlichen Stromübertragungskapazitäten innerhalb Deutschlands ausgeht. Netzengpässe werden bei der Verortung von Erzeugern und Verbrauchern ignoriert. Dies führt zu einer drastischen Verschiebung der installierten Wasserstoffkapazitäten:

- Elektrolyseure: Die installierte Gesamtkapazität bleibt mit 13,5 GW in etwa gleich wie im Szenario S2 6DE (ca. 7,6 GW in DE 1 und 5,8 GW in DE 2).
- Wasserstoffkraftwerke: Hier zeigen sich die Auswirkungen der Annahme einer „Kupferplatte“ sehr stark. Die Gesamtkapazität verdoppelt sich auf nahezu 15,4 GW, wird aber räumlich fast ausschließlich im Norden verortet (ca. 10,9 GW in DE 1 und 4,5 GW in DE 2). Der Zubau im Westen/Süden (DE 4) geht auf vernachlässigbare 1 MW zurück, da das Modell annimmt, dass Strom aus den Wasserstoffkraftwerken im Norden verlustfrei und ohne Engpässe zu den Lastzentren im Süden fließen kann.

- Jahresenergie: Der jährliche Stromverbrauch der Elektrolyseure beläuft sich auf ca. 45.1 TWh, während die Wasserstoffkraftwerke ca. 21,3 TWh elektrische Energie einspeisen.

Somit befinden sich im vorliegenden Szenario 98,9 % der innerdeutschen Elektrolysekapazität und 99,9 % der Wasserstoffkraftwerkskapazität in den beiden nördlichen Enertile-Regionen.

### III.1.1.3 Szenario „S2 1DE“ 2035 & 2045

Im Szenario „S2\_1DE“ wird Deutschland auf Makroebene nicht nur netztechnisch als Kupferplatte angenommen, sondern auch strukturell als ein einziger, aggregierter nationaler Knoten (DE\_0) modelliert. Innerdeutsche Transportverluste und innerdeutsche Handelsflüsse existieren in den Eingangsdaten dieses Szenarios nicht.

- Wasserstoffinfrastruktur: Das Makromodell übergibt lediglich nationale Zielkapazitäten, ohne Vorgaben zur regionalen Verteilung. Für das Jahr **2035** betragen diese 42,4 GW für Elektrolyseure und 0 GW für Wasserstoffkraftwerke. Die dazugehörigen elektrischen Jahresenergiemengen belaufen sich bundesweit auf 296,8 TWh (Stromverbrauch der Elektrolyse) und 0 TWh (Stromeinspeisung der H<sub>2</sub>-Kraftwerke). Für das Jahr **2045** steigen die nationalen Zielkapazitäten auf 70,3 GW für Elektrolyseure und 64,8 GW für Wasserstoffkraftwerke, bei einem entsprechenden Stromverbrauch von 261 TWh bzw. einer Stromeinspeisung von 35,6 TWh.
- Auswirkung auf die Disaggregation: Die räumliche Verortung der Wasserstoffinfrastruktur ist hier vollständig dem Disaggregationsalgorithmus überlassen. Dieser verteilt die nationalen Ziele rein potenzialbasiert (z. B. über knotenscharfe EE-Überschüsse für Elektrolyseure und lokale Netto-Last-Zentren für H<sub>2</sub>-Kraftwerke) direkt auf die einzelnen Umspannwerke, ohne sich an regionalen Makrogrenzen orientieren zu müssen.

### III.1.2 Beschreibung Übertragungsnetz und Kostenannahmen

Das im Rahmen des Projekts und den damit verbundenen Simulationen verwendete Modell für das deutsche Übertragungsnetz basiert auf den verfügbaren Datentabellen und Netzkarten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) [11], [12], [13], [14]. Dieses wurde erweitert um die Netzaus- und Netzzubaumaßnahmen, welche im Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG), dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) [15] und den durch die Bundesnetzagentur bestätigten Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2021 [16] erweitert, um so ein Netzmodell für das Jahr 2030 zu erhalten. Erweitert wurde das Modell um reduzierte Netzmodelle der direkten Nachbarstaaten, um Effekte wie beispielsweise Ringflüsse abzubilden.

Das resultierende Netzmodell ist in Abbildung 3 dargestellt. Die deutschen Leitungen sind dabei in den Farben Grün (220 kV), Rot (380 kV) und Blau (HGÜ-Verbindungen) dargestellt. Die grenzübergreifenden Leitungen sowie die Leitungen der benachbarten Netzmodelle sind in Grau dargestellt. Das Netzmodell besteht dabei in Summe aus 1.351 Umspannwerken 2.484 AC-Leitungen, 190 Transformatoren, 8 HGÜ-Verbindungen und 16 HGÜ-Konvertern. Die deutschen Leitungen sind hier in den Farben Grün (220 kV), Rot (380 kV) und Blau (HGÜ-Verbindungen) dargestellt. Die Leitungen grenzübergreifenden Leitungen ebenso wie die Leitungen der benachbarten Netzmodelle sind in grau dargestellt.

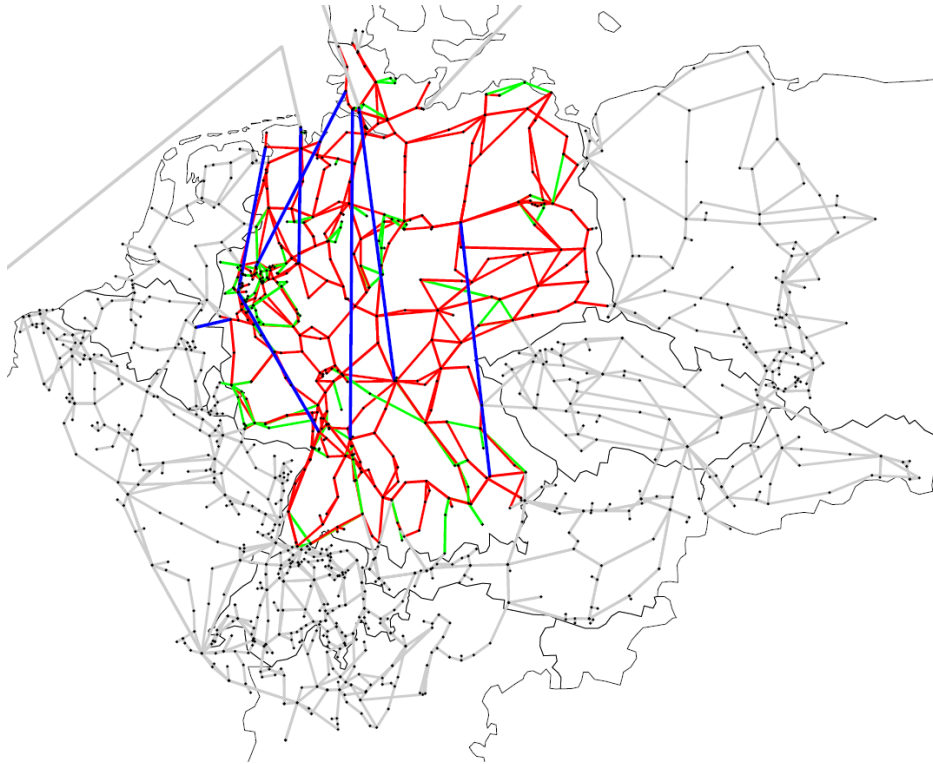


Abbildung 3: Verwendetes Netzmodell des deutschen Übertragungsnetzes inklusive Randnetzmodellierung für das Jahr 2030 basierend auf den bestätigten Maßnahmen des NEP 2021

In Tabelle 1 sind die unterschiedlichen Kategorien aufgeteilt nach Erzeugung und Verbrauch, welche aus der Energiesystemoptimierung geliefert werden, dargestellt. An dieser Stelle sind ebenfalls für die Kategorien „Batterie“ und „Pumpspeicher“ explizit die Speicher mit modelliert worden, da diese einen wesentlichen Einfluss auf die verfügbaren Kapazitäten bspw. in der Redispatchsimulation haben können. Weiterhin sind an dieser Stelle die Annahmen die Redispatchkosten für die unterschiedlichen Kategorien in Erzeugung und Verbrauch dargestellt. Es lässt sich aus der Tabelle ebenfalls erkennen, dass nicht alle Kategorien Kosten für ihre Teilnahme am Redispatch zugewiesen bekommen haben. Dies hat den Hintergrund, dass diese Technologien entsprechend nicht oder nur teilweise am Redispatch teilnehmen können. Die hier gegebene Tabelle zeigt die grundsätzlichen Annahmen für die späteren Berechnungen und Simulationen, in ausgewählten Study-Cases können jedoch auch weitere Annahmen getroffen werden, sodass bspw. Elektrolyseure nicht am Redispatch teilnehmen können. Dies wird für die jeweiligen Simulationen und Berechnungen entsprechend mit angegeben.

Tabelle 1: Kostenannahmen für die in der Redispatchoptimierung verfügbaren Technologien für das Jahr 2030

Erzeugungskategorie	Kosten in €/MWh		Speichermodellierung
	Einspeiserhöhung	Einspeisereduzierung	
H <sub>2</sub> -Kraftwerke	70	5	Nein
Biomasse	104	33	Nein
Kohle/Abfall/Öl	99	41	Nein
Erdgas Turbine	99	41	Nein
Wasserkraft	-	1	Nein
Aufdach-PV	-	49	Nein
Freiflächen-PV	-	48	Nein
Onshore-Wind	-	46	Nein
Offshore-Wind	-	46	Nein
Batterie	11	10	Ja
Pumpspeicher	12	9	Ja
Verbrauchskategorie	Verbrauchserhöhung	Verbrauchsreduzierung	Speichermodellierung
Transport	-	-	Nein
Industrie/DSM	-	200	Nein
Tertiär	-	-	Nein
Wohnen	-	-	Nein
Wärmenetz	-	-	Nein
dezentrales Heizen/Kühlen	-	-	Nein
Verluste Verteilnetz	-	-	Nein
Elektrolyse	2	87	Nein

## III.2 Disaggregation der Daten auf das Übertragungsnetz für alle Nicht-Wasserstoff-Technologien

Um die Ergebnisse des Energiesystemmodells Enertile (marktlicher Dispatch) für detaillierte Netzberechnungen (z. B. in pandapower oder AMYGO) nutzbar zu machen, müssen die räumlich aggregierten Zeitreihen auf einzelne Netzknoten (Umspannwerke) verteilt werden. Der entwickelte Algorithmus zur Disaggregation der Daten verarbeitet 8.760-Stunden-Profile für unterschiedliche Erzeugungs-, Last- und Speichertechnologien und wendet je nach Sektor spezifische, physikalisch und datentechnisch sinnvolle Verteilungsmethoden an.

### Netztopologische Vorverarbeitung und Voronoi-Zellen

Bevor eine Zuweisung von Zeitreihen erfolgen kann, wird das zugrundeliegende Netzmodell für die Disaggregation angepasst, um beispielsweise redundante Zuweisungen zu vermeiden. Dazu werden Knotenpunkte, die geografisch extrem nah beieinander liegen (z. B. unter 75 Metern Entfernung, was oft auf unterschiedliche Spannungsebenen im selben Umspannwerk hindeutet), zusammengefasst. Zudem werden spezifische Netzelemente wie Phasenschiebertransformatoren (PST), welche über Hilfsknoten in das Netzmodell implementiert sind, aus der Verteilungslogik ausgeschlossen. Um die verbleibenden validen Netzknoten werden anschließend geografische Einflussbereiche – sogenannte Voronoi-Zellen – gebildet. Diese Polygone weisen jedem Punkt der Landkarte das geografisch am nächsten gelegene Umspannwerk zu.

Diese Zellen bilden das geometrische Rückgrat für alle Methoden der Disaggregation, welche Landkreise (NUTS3-Regionen) als Zwischenebene nutzen. Die Skalierung von der NUTS3-Ebene auf die einzelnen Umspannwerke erfolgt dabei streng flächenproportional: Der Algorithmus verschneidet die Voronoi-Zellen der Umspannwerke mit den geografischen Grenzen der NUTS3-Regionen. Der Anteil, den die geometrische Schnittfläche einer Voronoi-Zelle an der Gesamtfläche der jeweiligen NUTS3-Region ausmacht, bestimmt exakt den prozentualen Anteil (beispielsweise des Stromverbrauchs), der diesem spezifischen Netzknoten zugewiesen wird.

Das in Abbildung 4 gegebene Blockschaltbild zeigt das die verschiedenen Sektoren. Es wird dargestellt, mit welcher primären Methode (Direktes Mapping, NUTS3-Umweg) und anhand welcher grundlegenden Daten der Enertile-Region die Zeitreiheninformationen auf die Umspannwerke verteilt werden. An dieser Stelle werden netzinterne Transportverluste separat von den anderen Lasten behandelt (siehe III.2.6).

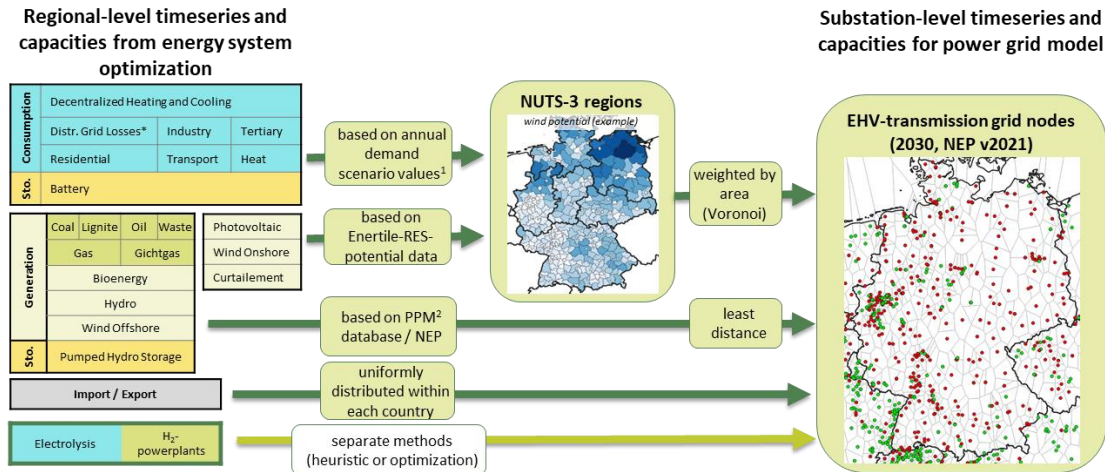


Abbildung 4: Blockschaltbild für die Disaggregation der Ergebnisse der Energiesystemmodellierung auf die Netzknoten des Übertragungsnetzmodells

PPM: Powerplantmatching; ESA<sup>2</sup>: Energy Systems Analysis Associates;

\*Netzinterne Transportverluste: siehe III.2.6

### III.2.1 Konventionelle Erzeugung, Offshore-Wind

Für Technologien mit klar definierbaren Standorten (z. B. Gas- und Kohlekraftwerke, Biomasse) erfolgt die Allokation datengetrieben auf Basis des Open-Source-Tools Powerplantmatching (PPM) [6], [7]. Dieser aggregierte Datensatz führt verschiedene europäische und globale Kraftwerksdatenbanken zusammen, um fundierte historische sowie prognostizierte Informationen zu Kraftwerkstypen, Brennstoffen, installierten Kapazitäten und exakten geografischen Koordinaten bereitzustellen.

Die entwickelte Allokationslogik filtert diese Datenbank zunächst nach dem Zieljahr des Szenarios, um Kraftwerke, die bis dahin bereits stillgelegt sind, konsequent auszuschließen. Die exakten geografischen Koordinaten der verbleibenden Kraftwerke werden dann räumlich mit den Voronoi-Zellen der Umspannwerke und den Grenzen der Enertile-Makroregionen verschnitten. Das Resultat ist ein kapazitätsgewichteter Verteilungsschlüssel, der die aggregierte Energie punktgenau und proportional zur real installierten Kraftwerksleistung auf die entsprechenden Netzknoten projiziert. Während terrestrische Kraftwerke über die PPM-Datenbank verortet werden, erfolgt die Zuweisung von Offshore-Windparks über statische Verteilungsschlüssel direkt an die definierten Netzverknüpfungspunkte an der Küste nach dem NEP 2021.

### Zeitliche Sub-Cluster und technologischer Wandel im Kraftwerkspark

Um den Disaggregationsprozess zu vereinfachen und numerisch effizienter zu gestalten, werden innerhalb der konventionellen Erzeugung weitere technologische Sub-Cluster gebildet. Dabei identifiziert und gruppiert der Algorithmus Kraftwerkstypen, die im marktlichen Dispatch des Enertile-Modells gebündelt verarbeitet werden können, da sie zeitlich stark korrelieren oder methodisch identisch auf die PPM-Datenbank gemappt werden.

Wie in der Systemlogik definiert, bildet der Algorithmus dabei zwei zentrale Verbund-Cluster: Zum einen werden Erdgas- und Gichtgaskraftwerke gebündelt allokiert. Zum anderen formen Braunkohle,

Steinkohle, Müllverbrennung und Ölkraftwerke ein gemeinsames Disaggregations-Cluster. Technologien mit gänzlich anderen Erzeugungsmustern oder Standorten, wie Wasserkraft und Biomasse, werden hingegen separat berechnet. Durch die Aggregation dieser hochkorrelierten Zeitreihen wird die Komplexität der knotenscharfen Zuweisung reduziert, ohne die systemische Gesamtbilanz der Enertile-Regionen zu verfälschen.

Darüber hinaus bildet der Algorithmus zur Disaggregation die dynamische Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks über die verschiedenen Zieljahre hinweg ab. Ein zentraler Aspekt hierbei ist der politisch modellierte Kohleausstieg: Entsprechend den zugrundeliegenden Annahmen des Makroszenarios sind sowohl Stein- als auch Braunkohlekraftwerke ab dem Modelljahr 2035 vollständig aus den Eingangsdaten verschwunden. Der Algorithmus erkennt dies und passt seine technologischen Cluster (sowie die PPM-Verteilungsmatrix) für diese Jahre automatisch an, sodass ab 2035 lediglich noch Müll- und Ölkraftwerke in diesem spezifischen Sub-Cluster verbleiben und verortet werden.

### III.2.2 Stromverbrauch (Lastprofile)

Die Stromverbraucher sind i. d. R. breit verteilt. Daher wird für den Stromverbrauch und die darin enthaltenen Lastprofile (z. B. Industrie, Haushalte, Gewerbe, Verkehr) ein zweistufiger Ansatz gewählt:

1. Skalierung auf Landkreisebene (NUTS3): Zunächst werden die makroskopischen Nachfrageprofile auf die einzelnen Landkreise aufgeteilt. Hierbei greift der Algorithmus auf granulare, sektorspezifische Endenergiebedarfsdaten der Energy System Analysis Associates (ESA<sup>2</sup>) zurück. Das auf Energiesystemanalysen spezialisierte Unternehmen hat diese Datenbank im Rahmen des Forschungsprojekts TransHyDE bereitgestellt [17]. Die darin enthaltenen, räumlich hochaufgelösten Lastprofile wurden mithilfe der etablierten Modellierungswerkzeuge ALADIN und FORECAST generiert. Dieser Datensatz liefert detaillierte, szenario- und jahresspezifische Strombedarfe, differenziert nach Verbrauchssektoren (wie Industrie, Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Verkehr) für jede NUTS3-Region. Aus diesen Jahreswerten berechnet der Algorithmus für jeden Landkreis dessen relativen Anteil am Gesamtbedarf der übergeordneten Makroregion. Das stündliche aggregierte Lastprofil des Marktmodells wird anschließend mit diesem sektorspezifischen Verteilungsschlüssel gewichtet und so präzise auf die NUTS3-Ebene herunterskaliert.
2. Anschließend wird die Nachfrage aus den Landkreisen auf die physischen Netzknoten übertragen. Dies erfolgt über eine Flächenverschneidung. Der Algorithmus berechnet, wie stark sich die Fläche eines Landkreises mit den Voronoi-Zellen der umliegenden Umspannwerke überschneidet. Die Last wird dann exakt proportional zu diesen geografischen Überlappungsanteilen an die Netzknoten weitergereicht.

### III.2.3 Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen (Onshore-Wind und Photovoltaik)

Für die Verteilung fluktuierender erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen berücksichtigt der Algorithmus die grundlegende Struktur des jeweiligen Makroszenarios. Die Zuweisungslogik passt sich dynamisch an, je nachdem, ob das Modell Deutschland in mehrere ENERTILE Netzgebiete (z.B. "6DE") unterteilt oder als eine „Kupferplatte“ ("1DE") betrachtet.

Um die aggregierte Erzeugung räumlich und zeitlich hochaufgelöst aufzuschlüsseln, stützt sich der Algorithmus auf granulare Wetter- und Potenzialdaten. Diese normalisierten stündlichen Ertragszeitreihen sowie detaillierte Flächenpotenzialanalysen wurden vom Fraunhofer ISI bereitgestellt und entstammen der Enertile-Modellumgebung [7]. Die Verteilung erfolgt dabei in zwei ineinandergreifenden Dimensionen:

1. Räumliche Disaggregation (Kapazitätsverteilung): Zunächst wird die theoretisch installierbare Leistung (das Flächenpotenzial) für jede Landkreisebene (NUTS3-Region) ausgewertet. Das lokale Potenzial bestimmt das prinzipielle Gewicht einer Region. Landkreise mit ausgewiesenen Eignungsflächen für Wind- oder Solarenergie erhalten einen prozentual entsprechend höheren Anteil an der nationalen Gesamtkapazität.
2. Zeitliche Disaggregation (Wetterbasierte Profilierung): Die zugewiesenen regionalen Kapazitäten werden anschließend mit den lokalen, normalisierten Ertragszeitreihen verknüpft. Diese Profile spiegeln die tatsächlichen, standortspezifischen Wetterbedingungen (wie Windgeschwindigkeiten und Sonneneinstrahlung) für jede der 8.760 Stunden des Jahres wider. Durch die Überlagerung der regionalen Kapazität mit dem wetterbasierten stündlichen Ertragsfaktor entsteht ein hochaufgelöstes, unskaliertes lokales Erzeugungsprofil für jeden Netzknoten.
3. Abschließende Skalierung: Da die rein wetterbasierte Bottom-Up-Verteilung verfahrensbedingt leichte Abweichungen vom marktlichen Dispatch des übergeordneten Energiesystemmodells aufweisen kann, wird am Ende ein stündlicher Skalierungsmechanismus eingesetzt. Dieser Korrekturschritt stellt sicher, dass die Summe aller generierten lokalen, knotenscharfen Profile für jede einzelne Stunde des Jahres exakt und verlustfrei dem ursprünglichen nationalen Zielwert entspricht. So bleibt die makroökonomische Energiebilanz des Szenarios im Netzmodell erhalten.

#### III.2.4 Speichertechnologien (Batterien und Pumpspeicher)

Die räumliche Verteilung von Speichertechnologien bedient sich grundlegend unterschiedlicher Methodik-Cluster, je nachdem, um welche Technologie es sich handelt. Für Batteriespeicher werden methodisch analog zur Stromnachfrage (siehe III.2.2) behandelt. Ihre räumliche Verteilung auf die Netzknoten erfolgt flächen- und strukturdatenbasiert unter Rückgriff auf die NUTS3-Daten der ESA<sup>2</sup>. Im Modell werden Batterien dabei ausschließlich proportional zur industriellen Verbrauchsstruktur (Industrie-Sektor) verortet. Diese Entscheidung basiert auf der Annahme, dass Batteriestandorte (insbesondere Großspeicher) im simulierten Szenario stark mit industriellen Zentren und deren Lastverlauf korrelieren. Pumpspeicherkraftwerke werden hingegen wie konventionelle Großkraftwerke (siehe III.2.1) verortet. Ihre Verortung erfolgt standortscharf über die Powerplantmatching (PPM)-Datenbank, da sie an hochspezifische topografische und historische Gegebenheiten gebunden sind.

Die Abbildung des Ladezustands (State of Charge, SOC) ist ebenfalls notwendig. Die netzseitige Modellierung von Speichern erfordert nicht nur die Verteilung der Lade- und Entladeleistungen (MW), sondern auch die physikalisch korrekte Abbildung des stündlichen Ladezustands (SOC) sowie der nominalen Speicherkapazität (MWh). Hierbei unterscheidet der Algorithmus dynamisch je nach Datenverfügbarkeit des zugrundeliegenden Makroszenarios:

- Direkte Skalierung vorhandener Daten: In Szenarien, in denen das Makromodell Deutschland regional differenziert aufgelöst ist (z. B. im 6DE-Szenario "S2" oder dessen Kupferplatten-Variante "S2\_cp"), werden die makroskopischen SOC-Zeitreihen direkt von Enertile übergeben. Diese Profile werden vom Algorithmus exakt parallel zur Lade- und Entladeleistung proportional auf die jeweiligen Umspannwerke herunterskaliert.
- Datengetriebene Synthetisierung: In bestimmten Szenarien (wie beispielsweise "S2\_1DE", bei dem Deutschland makroskopisch als ein einziger Knoten optimiert wird) fehlen explizite SOC-Übergabedaten. Um anstatt statischer Annahmen zur Speichergröße ein physikalisch konsistentes Modell zu erhalten, wird der knotenscharfe SOC in diesen Fällen datengetrieben synthetisiert. Dazu wird das zugewiesene Leistungsprofil an jedem Netzknoten über das Jahr hinweg mathematisch integriert, wobei Lade- und Entladeverluste (Wirkungsgrade) explizit berücksichtigt werden. Aus der Differenz zwischen dem tiefsten und höchsten Punkt dieser synthetischen Ladekurve leitet der Algorithmus anschließend präzise die minimal erforderliche physikalische Speicherkapazität (MWh) für das jeweilige Umspannwerk ab.

### III.2.5 Abregelung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (Curtailment)

Eine Herausforderung bei der räumlichen Verteilung von Abregelungen besteht darin, dass die Ergebnisse des makroskopischen Marktmodells (Enertile) diese Mengen als aggregierten Gesamtwert ("Bulk") pro Region ausweisen, ohne technologisch zu differenzieren, ob Wind- oder Solarenergie abgeregelt wurde. Um dies aufzulösen, wendet der Algorithmus je nach regionaler Datenauflösung des Szenarios zwei unterschiedliche Methoden an:

1. Regionale Isolation (6DE-Szenarien): In Szenarien mit detaillierter regionaler Auflösung – selbst wenn diese in der Optimierung als "6DE-Kupferplatte" gerechnet wurden, aber die Zeitreihen weiterhin regional differenziert übergeben werden – wird die Offshore-Windkraft in einer eigenen, exklusiven Modellregion (DE 10) abgebildet. Die für diese Region gemeldete Abregelung kann somit methodisch eindeutig isoliert und direkt den Netzknoten an welchen die Offshore-Windenergie anlandet zugewiesen werden. Für die terrestrischen Regionen (DE 1 bis DE 6) wird die dortige aggregierte Abregelungsmenge stundenscharf und proportional zur tatsächlichen lokalen Einspeisung auf die Knoten mit Onshore-Wind und Photovoltaik verteilt.
2. Kaskadenmethode (1DE-Szenario): Die 1DE-Szenarien modellieren Deutschland zwingend als einen einzigen nationalen Knoten (Kupferplatte) ohne jegliche regionale Unterteilung in den Eingangsdaten. Dadurch entfällt die Möglichkeit der geografischen Trennung von Offshore- und Onshore-Windkraftanlagen auf der Makroebene. Daher kommt hier ein kaskadierender, hierarchischer Verteilungsansatz zum Einsatz. Der nationale Abregelungsbedarf wird technologieübergreifend von oben nach unten weitergereicht: Zunächst wird die Offshore-Windkraft abgeregelt (maximal bis zu ihrer aktuellen Gesamterzeugung). Bleibt danach noch Abregelungsbedarf bestehen, wird dieser auf die Onshore-Windkraft übertragen. Ein eventueller Rest fällt im letzten Schritt der Photovoltaik (zunächst Dach- und dann Freiflächenanlagen) zu. Die so ermittelten technologiespezifischen Mengen werden anschließend wieder proportional zur jeweiligen stündlichen Erzeugung auf die einzelnen Netzknoten projiziert.

### III.2.6 Grenzüberschreitender Stromhandel und netzinterne Transportverluste

Die räumliche Abbildung von Handelsflüssen und den damit verbundenen physikalischen Effekten unterscheidet sich grundlegend in der Reichweite des Austauschs und der regionalen Auflösung des Szenarios.

Für den internationalen Im- und Export werden Leistungsflüsse mit dem europäischen Ausland gezielt jenen Netzknoten zugewiesen, die das deutsche Netz physisch mit den Nachbarländern verbinden. Hierbei wendet der Algorithmus zwei Logiken an:

1. Spezifische Interkonnektoren: Für Länder mit dedizierten Punkt-zu-Punkt-Verbindungen (z. B. HGÜ-Links nach Norwegen oder Großbritannien) wird die Handelsleistung exklusiv den definierten Grenzkuppelstellen zugewiesen.
2. Spannungsebenen-Gewichtung: Für kontinentale Nachbarländer (z. B. Frankreich oder BeNeLux) wird die Handelsleistung auf die im Modell verfügbaren ausländischen Knoten verteilt. Um die höhere Belastbarkeit des Übertragungsnetzes abzubilden, erfolgt dies gewichtet nach der Spannungsebene: 380-kV-Netzknoten erhalten standardmäßig einen Anteil von 70 %, während Knoten der 220-kV-Ebene mit 30 % gewichtet werden.

Für den innerdeutschen Handel und die Transportverluste werden in den regional differenzierten 6DE-Szenarien optimiert das Marktmodell explizit den Stromaustausch zwischen den sechs deutschen Makroregionen. Dieser Prozess ist untrennbar mit zwei Effekten verbunden:

- Regionale Bilanzierung: Analog zum internationalen Handel entstehen stündliche Leistungsflüsse zwischen den Regionen. Diese werden im Netzmodell über die vorhandenen AC-Leitungen zwischen den Enertile-Zonen abgebildet.
- Transportverluste: Die beim interregionalen Transport anfallenden physikalischen Verluste sind als Differenz zwischen regionalem Import und Export in den Enertile-Ergebnissen enthalten. Da diese Verluste eine rein energetische Korrekturgröße der Bilanz darstellen, werden sie im Gegensatz zum internationalen Handel gleichmäßig auf alle Netzknoten der jeweiligen Verursacherregion verteilt. Dies stellt sicher, dass die Energiebilanz jeder Region im hochauflösenden Netzmodell exakt gewahrt bleibt, ohne lokale Knoten durch die Spannungsgewichtung bei einer reinen Bilanzkorrektur künstlich zu überlasten.

In den 1DE-Szenarien wird Deutschland als ein einziger, verlustfreier nationaler Knoten (Kupferplatte) betrachtet. In diesem Fall entfällt die Notwendigkeit, innerdeutsche Transportverluste oder interregionale Handelsflüsse zu disaggregieren, da das Marktmodell hier keine physikalischen Barrieren oder Verluste innerhalb der Landesgrenzen simuliert.

### III.3 Bewertung der Allokationen mit Redispatchkosten

Zur Bewertung der Infrastrukturrückwirkungen wurde ein Redispatchmodell in AMPL bzw. AMYGO implementiert. Auf Grund der Größe des Übertragungsnetzmodells und der Unbestimmtheit zukünftiger Ausbaumaßnahmen wurde ein linearer DC-Leistungsfluss Ansatz gewählt. Dieser stellt für eine Abschätzung des zukünftigen Redispatch Bedarfs eine gute Wahl dar. Nachfolgend wird die mathematische Beschreibung des verwendeten Redispatchmodells gegeben. Die Methodik zusammen den Ergebnissen aus IV.1 wurden bereits auf dem Wind Integration Workshop in Helsinki 2024 vorgestellt und in den Conference Proceedings veröffentlicht [8].

Das Übertragungsnetz mit Hilfe von Mengen für Busse  $\mathcal{B}$ , für HGÜ-Konverter-Systeme  $\mathcal{C}^{sys}$  (mit Konverter Menge  $\mathcal{C}$ ) und Zweigmengen  $\mathcal{E}$ , wobei  $\mathcal{E}^{PST} \subseteq \mathcal{E}$  die Teilmenge aller Phasenschiebertransformatoren (PST) ist beschrieben. Sei  $\mathcal{F} = \mathcal{G} \cup \mathcal{D} \cup \mathcal{S}$  die Menge aller Erzeugungs- ( $\mathcal{G}$ ), Last- ( $\mathcal{D}$ ) und Speicher Kategorien ( $\mathcal{S}$ ). Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke sind separate Kategorien  $E$  und  $H$ . Sei  $\mathcal{F}^{EH} = \mathcal{F} \cup \{E, H\}$ . Eine Teilmenge der Zweigelemente  $\mathcal{E}^{ck} \subseteq \mathcal{E}$  wird auf Überlastungen geprüft (z.B. werden Transformatoren und Stickleitungen nicht geprüft). Wir betrachten konsequente Zeitschritte  $\mathcal{T} = \{1, \dots, T\}$ ,  $T \in \mathbb{N}$ , wobei  $T$  ein Vielfaches von 24 ist. Sei  $\mathcal{T}^{24} = \{k \cdot 24 | k \in \mathbb{N}_0 \wedge k \cdot 24 \leq T\}$  die Menge, die nur jeden 24. Zeitschritt enthält. Weiterhin wird für Indizes folgende Zugehörigkeit zu Mengen angenommen, sofern nicht explizit eine andere Zugehörigkeit erwähnt wird:  $t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{B}, h \in \{E, H\}, l \in \mathcal{E}, s \in \mathcal{S}, f \in \mathcal{F}$  und  $j \in \mathcal{C}^{sys}$ .

Für jede Kategorie gibt es einen Dispatch-Setpoint  $\tilde{P}_{t,k,g} \in \mathbb{R}$ . Für Speicher wird unterschieden in Entladebetrieb (dis) und Ladebetrieb (ch) und es gilt  $\tilde{P}_{t,k,s}^{dis} = \max\{0, \tilde{P}_{t,k,s}\}$  bzw.  $\tilde{P}_{t,k,s}^{ch} = -\min\{0, \tilde{P}_{t,k,s}\}$ . Das Dispatch-Speicherlevel zum Ende des Zeitschritts  $t \in \mathcal{T} \cup \{0\}$  wird mit  $\tilde{L}_{t,k,s}$  bezeichnet, wobei angenommen wird, dass  $\tilde{L}_{0,k,s} = 0.5L_{k,s}^{max}$  gilt. Weiterhin wird angenommen, dass es für Lade- und Entladevorgang jeweils einen Effizienzfaktor  $0 < \eta_s^{ch}, \eta_s^{dis} \leq 1$  gibt. Die aggregierten Zeitreihen für Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke für ganz Deutschland werden mit  $\tilde{P}_t^E$  und  $\tilde{P}_t^H$  bezeichnet und die Werte liegen zwischen null und den Kapazitätsausbauzielen  $\bar{P}^E$  und  $\bar{P}^H$ . Für einen einzelnen Standort wird eine Kapazitätsobergrenze  $P^{max}$  angenommen. Für jeden Netzknoten sind ein Spannungslevel  $V_k^{base}$  und ein Zeitreihenparameter  $D_{t,k}$ , der die Summe aller Dispatchwerte von Erzeugung und Last an dem Netzknoten (ohne Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke) beschreibt, gegeben. Die an Bus  $k$  ankommenden Zweigelemente werden mit  $\delta^-(k)$  und die ausgehenden mit  $\delta^+(k)$  bezeichnet. Außerdem hat jedes Zweigelement  $l \in \mathcal{E}$  die Parameter  $\sigma_1(l)$  und  $\sigma_2(l)$  für den Start- und Endnetzknoten,  $I_l^{max}$  für die maximale Stromtragfähigkeit,  $B_l$  für die Suszeptanz und  $L_l$  für die Länge. Mit  $0 < U^{max} \leq 1$  wird die maximale relative Auslastung eines Zweigelementes beschrieben. In der Regel wird diese kleiner 1 gewählt, um eine Sicherheitsmarge zu garantieren für den Fall potenzieller Leitungsausfälle. Jeder HGÜ-Konverter  $c \in \mathcal{C}$  ist zu einem Konverter System  $j \in \mathcal{C}^{sys}$  zugehörig, das mit  $j = \gamma(c)$  bezeichnet wird. Der zugehörige Bus  $k \in \mathcal{B}$  wird mit  $\beta(c) = k$  bezeichnet.

Für den HGÜ-Konverter-Setpoint von Konverter  $c \in \mathcal{C}$  wird Variable  $f_{t,c}^{DC}$  eingeführt. Für den aktiven Wirkleistungsfluss wird für alle  $l$  in  $L$  Variablen  $f_{t,l}^P$  und  $f_{t,l}^I$  eingeführt, die durch die Spannungswinkel an den Knoten  $\theta_{t,k}$ ,  $k \in \mathcal{B}$ , bestimmt werden. Für  $l \in \mathcal{E}^{ck}$  wird die relative Auslastung des Zweigelements mit der Variable  $u_{t,l}$  erfasst. Phasenschiebertransformatoren  $l \in \mathcal{E}^{PST}$  erlauben eine zusätzliche Winkelverschiebung  $\Delta_l^{min} \leq \Delta_{t,l} \leq \Delta_l^{max}$ , die vereinfacht als kontinuierlich angenommen wird.

Die eigentlichen Redispatch Variablen, die eine Abweichung von den Dispatchwerten ermöglichen, um Leitungsüberlastungen zu beheben bzw. zu verhindern, werden mit  $p_{t,k,g}^+$ ,  $p_{t,k,g}^-$ ,  $p_{t,k,d}^+$ ,  $p_{t,k,d}^-$  für Generatoren und Lasten  $g \in \mathcal{G} \cup \mathcal{D} \cup \{E, H\}$ , sowie  $p_{t,k,s}^{+,dis}$ ,  $p_{t,k,s}^{+,ch}$ ,  $p_{t,k,s}^{-,dis}$ ,  $p_{t,k,s}^{-,ch}$  für Speicherkategorien  $s \in \mathcal{S}$  bezeichnet. Als Abkürzungen werden  $p_{t,k,s}^- = p_{t,k,s}^{+,dis} + p_{t,k,s}^{+,ch}$  und  $p_{t,k,s}^+ = p_{t,k,s}^{-,dis} + p_{t,k,s}^{-,ch}$ , sowie

$$p_{t,k}^{RD} = \sum_{g \in \mathcal{D} \cup E} -(p_{t,k,g}^+ - p_{t,k,g}^-) + \sum_{g \in \mathcal{G} \cup H} (p_{t,k,g}^+ - p_{t,k,g}^-) + \sum_{s \in \mathcal{S}} (p_{t,k,s}^{+,dis} + p_{t,k,s}^{-,ch} - p_{t,k,s}^{+,ch} - p_{t,k,s}^{-,dis})$$

eingeführt. Hierbei bezieht sich der obere Index '+' immer auf eine Erhöhung von Einspeisung, Verbrauch, Laden oder Entladen und '-' analog auf eine Verringerung. Die durch die Redispatchvariablen verursachten Kosten erhalten die Kostenkoeffizienten  $c_g^-$  und  $c_g^+$  für  $g \in \mathcal{F}^{EH}$ . Aus Modellierungsgründen wird hierbei angenommen, dass für Speicher immer  $c_s^- < c_s^+$  gilt. Dies ermöglicht die korrekte Modellierung von Lade- und Entladevorgängen, die später beschrieben wird. Um den Füllstand, der von den Redispatch-Maßnahmen geändert werden kann, zu tracken, wird eine Variable für das Speicherlevel  $e_{t,k,s}$  am Ende des Zeitschritts  $t \in \mathcal{T}$  eingeführt. Weiterhin wird eine Variable für das initiale Speicherlevel  $e_{0,k,s} = \tilde{L}_{0,k,s}$  eingeführt. Somit kann das gesamte Redispatchmodell wie in den Gln. (III.1) bis (III.19) dargestellt beschrieben werden.

$$\text{minimize } c^{RD} = \sum_{t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{B}, g \in \mathcal{F}^{EH}} (c_g^+ p_{t,k,g}^+ + c_g^- p_{t,k,g}^-) \quad (III.1)$$

$$\sum_{c \in \mathcal{C}: \gamma(c)=j} f_{t,c}^{DC} = 0 \quad (III.2)$$

$$\sum_{k \in \mathcal{B}} p_{t,k}^{RD} = 0 \quad (III.3)$$

$$\sqrt{3} V_{\sigma_1(l)}^{base} f_{t,l}^I = f_{t,l}^P \quad (III.4)$$

$$u_{t,l}^I \leq \pm f_{t,l}^I \quad (III.5)$$

$$U^{max} \geq u_{t,l} \geq 0 \quad (III.6)$$

$$p_c^{C,min} \leq f_{t,c}^{DC} \leq p_c^{C,max} \quad \forall c \in \mathcal{C}, t \in \mathcal{T}' \quad (III.7)$$

$$B_l (\theta_{t,\sigma_1(l)} - \theta_{t,\sigma_2(l)} + \mathbb{1}_{\{l \in \mathcal{E}^{PST}\}} \Delta_{t,l}) \leq f_{t,l}^P \quad (III.8)$$

$$\sum_{l \in \delta^-(k)} f_{t,l}^P - \sum_{l \in \delta^+(k)} f_{t,l}^P + \sum_{c \in \mathcal{C}: \beta(c)=k} f_{t,c}^{DC} - y_{t,k}^E + y_{t,k}^H + p_{t,k}^{RD} \leq D_{t,k} \quad (III.9)$$

$$e_{t-1,k,s} + \eta_s^{ch} (\tilde{p}_{t,k,s}^{ch} + p_{t,k,s}^{+,ch} - p_{t,k,s}^{-,ch}) - \frac{1}{\eta_s^{dis}} (\tilde{p}_{t,k,s}^{dis} + p_{t,k,s}^{+,dis} - p_{t,k,s}^{-,dis}) = e_{t,k,s} \quad (III.10)$$

$$E_{k,s}^{min} \leq e_{t,k,s} \leq E_{k,s}^{max} \quad \forall t \in \mathcal{T}', k \in \mathcal{B}, s \in \mathcal{S}' \quad (III.11)$$

$$e_{\max(\mathcal{T}'),k,s} = E_{\max(\mathcal{T}'),k,s}^{dispatch} \quad \forall k \in \mathcal{B}, s \in \mathcal{S}' \quad (III.12)$$

$$e_{t,k,s} \leq \tilde{L}_{t,k,s} \quad (III.13)$$

$$0 \leq p_{t,k,g}^+ \leq P_{k,g}^{\max} - P_{t,k,g} \quad t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{B}, g \in \mathcal{G}' \cup \mathcal{D}' \quad (\text{III.14})$$

$$0 \leq p_{t,k,i}^- \leq P_{t,k,g} - P_{k,g}^{\min} \quad t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{B}, g \in \mathcal{G}' \cup \mathcal{D}' \quad (\text{III.15})$$

$$0 \leq p_{t,k,s}^{+,dis} \leq P_{k,s}^{\max} - P_{t,k,s}^{dis} \quad t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{B}, s \in \mathcal{S}' \quad (\text{III.16})$$

$$0 \leq p_{t,k,s}^{+,ch} \leq P_{k,s}^{\max} - P_{t,k,s}^{ch} \quad t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{B}, s \in \mathcal{S}' \quad (\text{III.17})$$

$$0 \leq p_{t,k,s}^{-,dis} \leq P_{t,k,s}^{dis} \quad t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{B}, s \in \mathcal{S}' \quad (\text{III.18})$$

$$0 \leq p_{t,k,s}^{-,ch} \leq P_{t,k,s}^{ch} \quad t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{B}, s \in \mathcal{S}' \quad (\text{III.19})$$

Das Modell setzt sich aus folgenden Gleichungen zusammen. Gleichung (III.1) stellt die Zielfunktion dar, die alle Abweichungen von Dispatch-Setpoints gewichtet mit Kostenfaktoren bestraft. Gleichung (III.2) stellt sicher, dass der Fluss über einen Konverter verlustfrei am anderen Konverterende (potenziell auch mehrere) des gleichen Systems wieder ankommt. Ergänzend beschränkt (III.7) den Fluss über die Konverter entsprechend der maximalen Kapazität. Da Redispatch nur eine Umverteilung von Generation und Load sein soll, muss die Summe über alle Redispatchmaßnahmen im verlustfreien DC-Modell gleich 0 sein, wie in (III.3). In (III.8) ist der Leistungsfluss mit Hilfe der Phasenwinkel an den Bussen und, für PSTs, der linearisierten Variable für den Phase Shift ausgedrückt und in (III.4) in Strom umgerechnet. Die Auslastung auf den Branches wird mit Hilfe von (III.5) und (III.6) modelliert, indem die Auslastungsvariable durch Fluss über die Leitung erhöht wird, aber von nach oben beschränkt wird. (III.9) stellt die Kirchhoff'sche Regel bzw. die Flusserhaltung dar. (III.9) bis (III.13) modellieren den Speicherverlauf, der sich aus der Ein- und Ausspeisung im aktuellen Zeitschritt und dem Füllstand des vorhergehenden Zeitschritts ergibt. Außerdem muss berücksichtigt werden, dass die Speichergrenzen und der Anfangsfüllstand eingehalten werden, sowie am Ende eines 24 Stunde Zeitintervalls der Speicherfüllstand wieder der Marktzeitreihe entspricht. (III.14) bis (III.19) schränken die möglichen Redispatchmaßnahmen entsprechend der maximalen Werte ein.

Da alle 24 Stunden das Speicherfüllstandslevel wieder den Wert der Dispatch-Zeitreihe annehmen muss, kann jeder Tag einzeln optimiert werden. Das Problem zerfällt also in Teilprobleme. Diese lassen sich parallelisiert lösen, was die Berechnungszeit enorm verringert.

## III.4 Verortung der H2-Technologien (Elektrolyseure und H2 Kraftwerke)

### III.4.1 Nodal renewable energy surplus oriented allocation

Das Ziel der Nodal Renewable Energy Surplus Oriented Allocation (NRSO) ist es, mit begrenztem Rechenaufwand eine sinnvolle und realistische räumliche Verteilung von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken (Standorte und Kapazitäten) zu ermitteln. Diese Methodik basiert auf einem heuristischen Ansatz. Diese Verteilung soll netzdienlich sein und einen hohen Anteil an „grünem“ Wasserstoff – also Elektrolyse auf Basis lokaler erneuerbarer Energien (EE) – ermöglichen. Der Prozess durchläuft dabei drei aufeinander aufbauende methodische Stufen. Diese werden in den nachfolgenden Abschnitten III.4.1.1 bis III.4.1.3 beschrieben.

### III.4.1.1 Räumliche Filterung durch H2-Netz-Nähe

Um eine realistische und infrastrukturell effiziente Verortung zu gewährleisten, wurde in einem ersten Schritt im Rahmen der NRSO-Methode ein dedizierter räumlicher Filterprozess implementiert. Da die Anlagen sowohl an das Stromübertragungsnetz als auch an das geplante Wasserstoff-Kernnetz (zum Abtransport des produzierten Gases bzw. zur eigenen Brennstoffversorgung) angeschlossen sein müssen, scheiden geografisch isolierte Standorte aus techno-ökonomischer Sicht aus. Zu lange und kostenintensive H<sub>2</sub>-Stichleitungen würden an dieser Stelle die Wirtschaftlichkeit der Anlagen massiv beeinträchtigen.

Der Algorithmus verarbeitet diese Anforderung über eine automatisierte geoinformatische Verschneidung der Gas- und Stromnetztopologien:

- H<sub>2</sub>-Korridore: Um die Trassenverläufe des geplanten H<sub>2</sub>-Kernnetzes wird eine konturgetreue geometrische Pufferzone (Buffer) mit einem maximal vertretbaren Anschlussradius von 30 km generiert.
- Kandidatenliste der Stromnetzknotten: Durch einen topologischen Abgleich der Koordinaten werden anschließend alle Stromnetzknotten konsequent aus der Kandidatenliste gestrichen, die außerhalb dieses 30-km-Radius liegen.

Das Ergebnis dieses topologischen Filterprozesses veranschaulicht Abbildung 5. Hierbei markieren die blauen Punkte all jene Stromnetzknotten, die das Kriterium der räumlichen Nähe zu den (dunkelgrau dargestellten) Trassen des H<sub>2</sub>-Kernnetzes erfüllen und somit für die weitere Kapazitätsallokation zugelassen werden.

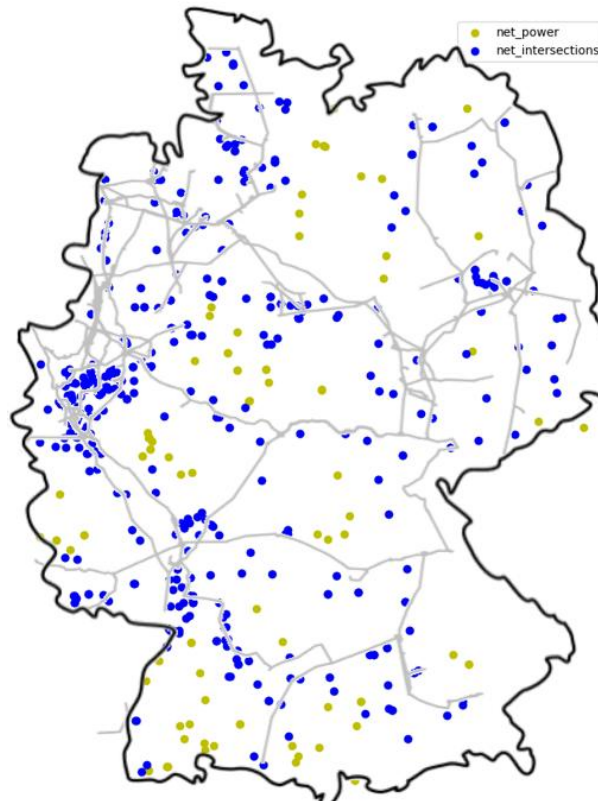


Abbildung 5: Räumliche Filterung der Netzknoten basierend auf der Nähe zum geplanten Wasserstoff-Kernnetz. Blau markierte Umspannwerke liegen innerhalb des zulässigen 30-km-Radius um die H<sub>2</sub>-Infrastruktur (dunkelgraue Linien) und sind für die NRSO-Allokation qualifiziert.

#### III.4.1.2 Berechnung der knotenscharfen Residuallast

Für die nach dem Filterprozess verbleibenden potenziellen Stromnetzknoten bilden knotenscharfe stündliche Einspeise- und Lastzeitreihen die Basis der eigentlichen Allokation. Für jeden dieser Stromnetzknoten und jede Stunde des Jahres wird die Residuallast berechnet. Diese stellt die physikalische Bilanz zwischen lokaler Erzeugung und Verbrauch an einem Stromnetzknoten vor dem Einsatz flexibler Wasserstoffanlagen dar. Die resultierende Zeitreihe bestimmt die Kategorisierung der Stromnetzknoten für die Zuweisung der jeweiligen Technologie:

- Ein Überschuss an Leistungserzeugung aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen bzw. eine negative Residuallast weist auf Zeiten mit lokalem Erzeugungsüberschuss aus erneuerbaren Energien hin. Diese Stunden definieren das räumliche Potenzial für die Platzierung der Elektrolyseure.
- Eine Netto-Nachfrage bzw. eine positive Residuallast weisen auf Zeiten mit lokalem Energiedefizit hin. Diese Stunden definieren das räumliche Potenzial für die Platzierung von Wasserstoffkraftwerken.

### III.4.1.3 Heuristischer Allokationsalgorithmus

Die finale Zuweisung der Kapazitäten an die spezifischen Stromnetzknotten erfolgt über einen heuristischen, potenzialbasierten Algorithmus, der die vorgegebenen regionalen Kapazitätsziele von Enertile präzise auf die zuvor identifizierten Stromnetzknotten verteilt.

- **Allokation von Elektrolyseuren:** Für Elektrolyseure basiert die Methode auf dem stündlichen EE-Überschuss (Einspeisung abzüglich lokaler Stromnachfrage). Stunden, in denen die Nachfrage am Stromnetzknotten größer ist als die EE-Einspeisung, werden für den jeweilige Stromnetzknotten ignoriert. Die potenziell installierbare Kapazität der Anlagen an einem Stromnetzknotten wird auf den durchschnittlichen EE-Überschuss der verbleibenden Stunden begrenzt. Die Umspannwerke werden anschließend nach ihrer Jahressumme des Überschusses an Leistungseinspeisung aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen absteigend sortiert. Die Zuweisung beginnt beim Stromnetzknotten mit dem höchsten Überschuss und wird fortgesetzt, bis die Zielkapazität der Region erreicht ist.
- **Allokation von Wasserstoffkraftwerken:** Die Allokation von Wasserstoffkraftwerken basiert analog auf der Netto-Nachfrage (die stündliche Summe aller Lasten, exklusive Elektrolyse, abzüglich der Einspeisung aller Erzeuger, exklusive Wasserstoffkraftwerke). Stunden mit einem Erzeugungsüberschuss werden ignoriert. Die weiteren Schritte erfolgen analog zur Elektrolyseur-Verteilung, jedoch mit Priorisierung der Knotten nach der historisch höchsten Netto-Nachfrage im betrachteten Jahr.

Bei dieser Methode herrschen jedoch ggf. Restriktionen, welche durch einen automatischen Skalierungsmechanismus behoben werden. Um eine realistische Netzintegration zu gewährleisten, gilt für alle Anlagen eine absolute Obergrenze von 2.000 MW installierter Kapazität pro Stromnetzknotten. Reicht die ermittelte „potenzielle Kapazität“ in einer Region unter diesen strengen Restriktionen nicht aus, um das makroskopische regionale Ziel zu erreichen, greift ein automatischer Skalierungsmechanismus. Das Knottenpotenzial wird in diesem Fall iterativ in Schritten von 10 % für alle Knotten der Region erhöht, bis das Ziel vollständig allokiert werden kann.

Darüber hinaus verfügt der Algorithmus über eine Funktion zur Auflösung der strengen regionalen Enertile-Grenzen. Ist diese aktiviert, optimiert die Methodik die Allokation national statt regional und weist die Einheiten den absolut am besten geeigneten Stromnetzknotten im gesamten deutschen Netz zu, unabhängig von ihrer spezifischen Zonenzugehörigkeit.

### III.4.2 Hydrogen Demand Oriented Allocation

Im Gegensatz zur netzorientierten NRSO-Methode folgt die Hydrogen Demand Oriented (H2DO) Allokation dem Prinzip einer rein verbrauchsorientierten bzw. verbrauchsnahe Erzeugung. Die methodische Zielsetzung dieses Ansatzes für das Szenariojahr 2030 bestand darin, einen alternativen Infrastrukturfad zu untersuchen, der stark dezentral organisiert und somit weniger abhängig vom zügigen Ausbau eines überregionalen Wasserstoff-Kernetzes ist.

Als systemischer Trade-off geht diese bedarfsorientierte Platzierung der Elektrolyseure in unmittelbarer Nähe zu den industriellen Prozessen jedoch mit einer weitaus geringeren Rücksichtnahme auf die physikalischen Restriktionen und Belastungsgrenzen des elektrischen

Übertragungsnetzes einher. Die H2DO-Methode simuliert demnach eine Welt, in der die Industrie die Verzögerungen oder Unsicherheiten im H2-Netzausbau durch eine stärkere Inanspruchnahme der lokalen Strominfrastruktur kompensiert. Ziel dieser Modellierung war es, die quantitativen Auswirkungen dieses Trade-offs auf die Redispatch-Kosten des Stromnetzes objektiv zu bewerten.

Die methodische Umsetzung der H2DO-Allokation für das Jahr 2030 gliedert sich in die folgenden Schritte:

1. **Industrielle Punktbedarfe (Chemie und Stahl):** Die Standorte und jährlichen Bedarfsmengen großer Wasserstoffabnehmer (insbesondere für Hochöfen der Stahlindustrie und Rohstoffe der chemischen Industrie) werden aus einer spezifischen, standort- und prozessscharfen Industriedatenbank abgeleitet (bereitgestellt durch das Fraunhofer ISI [18]). Mittels präziser geoinformatischer Abstandsrechnungen wird jeder dieser potenziellen Vor-Ort-Elektrolyseure exakt dem Stromnetzknotten zugewiesen, das dem jeweiligen Industriestandort topologisch am nächsten liegt.
2. **Regionale Bedarfe (NUTS-3) und Bilanzierung:** Zusätzlich werden aggregierte regionale Wasserstoffbedarfe auf Landkreisebene (NUTS-3) aus den ESA<sup>2</sup>-Strukturdaten eingelesen. Um Doppelzählungen zu vermeiden, wird der bereits in Schritt 1 exakt verortete Industriebedarf von diesen regionalen Summenwerten abgezogen.
3. **Kapazitätsberechnung und Skalierung:** Die benötigte installierte Leistung der Elektrolyseure ( $\bar{P}_E$ ) wird nach der in Gl. (III.20) beschriebenen Logik berechnet. Hierbei steht  $D_{H_2}$  für den jeweiligen Wasserstoffbedarf in MWh,  $\eta$  für den fest angenommenen Wirkungsgrad der Elektrolyse von 70 % und  $X$  steht für die Volllaststunden, die sich aus den makroskopischen Enertile-Dispatch-Ergebnissen ableiten. Um sicherzustellen, dass die Summe aller allokierten Elektrolyseure exakt dem nationalen Makro-Zielwert (Enertile Target Capacity) entspricht, wird der über die NUTS-3-Flächen verteilte Restbedarf am Ende algorithmisch auf die verbleibende Restkapazität des Szenarios skaliert.

$$\bar{P}_E = \frac{D_{H_2}}{\eta \cdot X} \quad (\text{III.20})$$

4. **Räumliches Mapping des Restbedarfs:** Die verbleibenden NUTS-3-Kapazitäten werden über eine definierte Verteilungsmatrix (NUTS3-to-Substation Share Matrix) auf die entsprechenden Stromnetzknotten heruntergebrochen. Die regionalen Enertile-Grenzen (6DE) werden hierbei zugunsten einer bundesweiten Betrachtung aufgelöst.

Die Verortung der Wasserstoffkraftwerke (zur Rückverstromung) orientiert sich bei dieser Methode an den Standorten der fossilen Vorgängertechnologie. Der Algorithmus nutzt die Open-Source-Datenbank Powerplantmatching [6] [7], filtert diese gezielt auf deutsche Erdgaskraftwerke und ermittelt per räumlicher Verschneidung die nächstgelegenen Stromnetzknotten. Die von Enertile vorgegebene nationale Zielkapazität für Wasserstoffkraftwerke wird anschließend proportional zur historisch installierten Leistung dieser Erdgaskraftwerke auf die identifizierten Stromnetzknotten verteilt und skaliert.

### III.4.3 Entwicklung eines Optimierungsbasierten Ansatzes: „Grid Congestion Minimizing“

Das Bewertungskriterium für die Netzdienlichkeit der Platzierung von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken sind die Redispatchkosten, also die Kosten der Anpassung von Ein- und Ausspeiseleistungen, um Netzengpässen vorzubeugen bzw. diese zu beheben. Daher wurde ein Optimierungsmodell entwickelt, das die genannten Anlagen so verteilt, dass möglichst wenig Überlastungen bzw. Engpässe im Stromnetz entsteht. Diese Allokationsmethode wird nachfolgend "Grid congestion minimizing" (GCM) genannt. Diese Methode basiert rein auf den Dispatchwerten und eine Abweichung von diesen ist nicht erlaubt. Dadurch ergibt sich insbesondere auch, dass das Be- und Entladen von Speichern fest vorgegeben ist und somit durch Speicher keine zeitliche Kopplung zustande kommt. Nachfolgend werden die Erweiterungen zu dem Modell bzw. zu den Bezeichnungen aus III.3 beschrieben.

Die Zeitschritte, in denen Elektrolyseure bzw. H2-Kraftwerke, betrieben werden, werden mit  $\mathcal{T}^E, \mathcal{T}^H \subseteq \mathcal{T}$  bezeichnet. Nach den zu Grunde liegenden Daten gilt,  $\mathcal{T}^E \cap \mathcal{T}^H = \emptyset$ . Weiterhin sei  $\mathcal{T}'$  die Menge der Zeitschritte, die im Optimierungsmodell berücksichtigt werden. Weiterhin seien  $\mathcal{B}^E, \mathcal{B}^H \subseteq \mathcal{B}$  die möglichen Standorte für Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke.

Weiterhin werden die Variablen für die zu installierende Kapazität von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken  $\bar{y}_k^E$  und  $\bar{y}_k^H$ , sowie für ihren stündlichen Dispatchwert  $y_{t,k}^E$  und  $y_{t,k}^H$  eingeführt. Für die Busse, die keine möglichen Standorte sind, wird diese Variable als auf null fixiert angenommen. Da es ggf. nicht möglich ist alle Überlastungen zu verhindern, führen wir eine Slackvariable  $s_{t,l}$  für Zweige  $l \in \mathcal{E}^{\text{ck}}$  ein, die Kosten für eine mögliche verbleibende Überlastung eines Zweigelements beinhaltet. Das Ziel ist es diesen Slackeinsatz (gewichtet mit Leitungslänge und Kostenfaktor) möglichst gering zu halten. Mit der Abkürzung  $\mathbb{1}_\Omega$  für die Indikatorfunktion, deren Wert 1 ist, wenn die Bedingung in der geschweiften Klammer wahr ist und null wenn nicht, kann das GCM-Modell über die Gln. (III.21) bis (III.35) beschrieben werden.

$$\text{minimize } \sum_{t \in \mathcal{T}', l \in \mathcal{E}^{\text{ck}}} L_l c_l s_{t,l} \quad (\text{III.21})$$

$$f_{t,l}^P - B_l (\theta_{t,\sigma_1(l)} - \theta_{t,\sigma_2(l)}) = 0 \quad l \in \mathcal{E}, t \in \mathcal{T}' \quad (\text{III.22})$$

$$\sqrt{3} V_k^{\text{base}} f_{t,l} = f_{t,l}^P \quad l \in \mathcal{E}, t \in \mathcal{T}' \quad (\text{III.23})$$

$$\pm f_{t,l} \leq I_l^{\text{max}} u_{t,l} \quad l \in \mathcal{E}^{\text{ck}}, t \in \mathcal{T}' \quad (\text{III.24})$$

$$u_{t,l} - s_{t,l} \leq U^{\text{max}} \quad l \in \mathcal{E}^{\text{ck}}, t \in \mathcal{T}' \quad (\text{III.25})$$

$$\sum_{c \in \mathcal{C}: \beta(c)=h} f_{t,c}^{\text{DC}} = 0 \quad c \in \mathcal{C}^{\text{sys}}, t \in \mathcal{T}' \quad (\text{III.26})$$

$$P_c^{C,\text{min}} \leq f_{t,c}^{\text{DC}} \leq P_c^{C,\text{max}} \quad c \in \mathcal{C}, t \in \mathcal{T}' \quad (\text{III.27})$$

$$\sum_{\substack{l \in \delta^-(k) \\ k \in \mathcal{B}, t \in \mathcal{T}'}} f_{t,l}^P - \sum_{l \in \delta^+(k)} f_{t,l}^P + \sum_{c \in \mathcal{C}: \beta(c)=k} f_{t,c}^{\text{DC}} - \mathbb{1}_{\{t \in \mathcal{T}^H\}} y_{t,k} + \mathbb{1}_{\{t \in \mathcal{T}^E\}} y_{t,k} = d_{t,k} \quad (\text{III.28})$$

$$y_{t,k} \leq \bar{y}_k \quad k \in \mathcal{B}', t \in \mathcal{T}' \quad (\text{III.29})$$

$$\sum_{k \in \mathcal{B}: R(k)=r} y_{t,k} = P_{t,r} \quad r \in \mathcal{R}^D, t \in \mathcal{T}' \quad (\text{III.30})$$

$$\sum_{k \in \mathcal{B}: R(k)=r} \bar{y}_k = \bar{P}_r \quad r \in \mathcal{R}^D \quad (\text{III.31})$$

$$\bar{y}_k = 0 \quad k \in \mathcal{B}: k \notin \mathcal{B}' \quad (\text{III.32})$$

$$0 \leq y_{t,k}, \bar{y}_k \leq P'^{\max} \quad k \in \mathcal{B}, t \in \mathcal{T}' \quad (\text{III.33})$$

$$u_{t,l}, s_{t,l} \geq 0 \quad l \in \mathcal{E}^{\text{ck}}, t \in \mathcal{T}' \quad (\text{III.34})$$

$$f_{t,l}^P, f_{t,l}, f_{t,c}^{\text{DC}}, \theta_{t,k} \in \mathbb{R} \quad l \in \mathcal{E}, c \in \mathcal{C}, k \in \mathcal{B}, t \in \mathcal{T}' \quad (\text{III.35})$$

Da  $\mathcal{T}^E$  und  $\mathcal{T}^H$  disjunkt sind, können die Platzierung für Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke getrennt voneinander mit dem gleichen Modell berechnet werden. Die Wahl  $\mathcal{T}' = \mathcal{T}^E$ ,  $\mathcal{B}' = \mathcal{B}^E$ ,  $\bar{P}_r = \bar{P}_r^E$  und  $P_{t,r} = P_{t,r}^E$  liefert die Elektrolyseurstandorte und  $\mathcal{T}' = \mathcal{T}^H$ ,  $\mathcal{B}' = \mathcal{B}^H$ ,  $\bar{P}_r = \bar{P}_r^H$  and  $P_{t,r} = P_{t,r}^H$  die H2-Kraftwerksstandorte.

In GCM wird die mit der Leitungslänge gewichtete Überlast einer Teilmenge der Branches eines Netzes minimiert (III.21). Die Gleichungen (III.22) bis (III.28) definieren das Stromnetzmodell analog zum Redispatchbewertungsmodell, aber ohne Redispatchvariablen. Stattdessen darf in (III.25) eine Leitung durch die Slackvariable gegen Kosten in der Zielfunktion überlastet werden. Außerdem werden die Einspeisewerte von Elektrolyseuren respektive Wasserstoffkraftwerken, die nun Variablen sind, in die Flusserhaltung in (III.28) aufgenommen. Gl. (III.29) sagt aus, dass die installierte Kapazität an einem Knoten größer sein muss als der Einspeise bzw. Auspeisewert der Zeitreihenvariable. Außerdem sind beide  $s_{t,l}$  und  $u_{t,l}$  Variablen von  $P'^{\max}$  in Gl. (III.34) beschränkt.

Um auch mit Ausfallszenarien umgehen zu können, wurde zusätzlich die Möglichkeit implementiert über Line Outage Distribution Factors (LODF) zusätzliche Nebenbedingungen zu berücksichtigen, die die Leitungsauslastungen weiter einschränken. Das Ziel ist es, dass die resultierende Einspeisung auch unter einer Menge von (n-1)-Ausfallszenarien möglichst nicht zu überlasteten Leitungen führt. Da im Verlauf des Projektes ein Übertragungsnetzmodell gewählt wurde, in dem Phasen-Schieber-Transformatoren vorhanden sind und diese noch nicht in der LODF-Berechnung mit integriert waren, -wurden keine Ergebnisse für (n-1)-Ausfälle produziert, sondern sich zunächst auf die Weiterentwicklung des Modells konzentriert, die im nachfolgenden Absatz vorgestellt wird.

#### III.4.4 Weiterentwicklung des optimierungsbasierten Ansatzes: „Redispatch Cost Minimizing“

Die GCM-Methode berücksichtigt im Vergleich zu den Heuristiken (vgl. III.4.1 und III.4.2) nun auch die Topologie des Stromnetzes und versucht Netzengpässe zu verhindern. Die Ergebnisse aus IV.1 legen nahe, dass dies einen Mehrwert für die Platzierung bringt. Außerdem bleiben die Rechenzeiten auf Grund der zeitlichen Entkopplung überschaubar. Weiterhin wurde an dieser Stelle eine Bewertungsfunktion bzw. das Bewertungsmodell (Redispatchmodell) mit in den Allokationsschritt aufgenommen. Durch die zeitliche Kopplung der Speicher und die Redispatchvariablen, können nun weder Zeitschritte der Planungszeitreihe entfallen noch kann eine zeitliche Entkopplung erfolgen. Das resultierende Modell muss also kompakt für die gesamte Jahreszeitreihe gelöst werden. Das bedeutet einen hohen Rechenaufwand im Vergleich zur GCM-Methode. Die Ergebnisse profitieren jedoch von

der integrierten Bewertung. Das Optimierungsmodell wird in den Gln. (III.36) bis (III.50) nachfolgend beschrieben.

$$\text{minimize } c^{\text{RD}} = \sum_{t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{B}, g \in \mathcal{F}^{\text{EH}}} (c_g^+ p_{t,k,g}^+ + c_g^- p_{t,k,g}^-) \quad (\text{III.36})$$

$$B_l \left( \theta_{t,\sigma_1(l)} - \theta_{t,\sigma_2(l)} + \mathbb{1}_{\{l \in \mathcal{E}^{\text{PST}}\}} \Delta_{t,l} \right) = f_{t,l}^P \quad l \in \mathcal{E}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{III.37})$$

$$\sqrt{3} V_{\sigma_1(l)}^{\text{base}} f_{t,l} = f_{t,l}^P \quad l \in \mathcal{E}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{III.38})$$

$$u_{t,l} l^{\text{max}} \geq \pm f_{t,l} \quad l \in \mathcal{E}^{\text{ck}}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{III.39})$$

$$U^{\text{max}} \geq u_{t,l} \geq 0 \quad l \in \mathcal{E}^{\text{ck}}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{III.40})$$

$$\sum_{c \in \mathcal{C}: \gamma(c)=j} f_{t,c}^{\text{DC}} = 0 \quad t \in \mathcal{T} \quad (\text{III.41})$$

$$\sum_{l \in \delta^-(k)} f_{t,l}^P - \sum_{l \in \delta^+(k)} f_{t,l}^P + \sum_{c \in \mathcal{C}: \beta(c)=k} f_{t,c}^{\text{DC}} - y_{t,k}^E + y_{t,k}^H + p_{t,k}^{\text{RD}} = D_{t,k} \quad k \in \mathcal{B}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{III.42})$$

$$\sum_{k \in \mathcal{B}^h} y_{t,k}^h = \tilde{P}_t^h \quad h \in \{E, H\}, \quad t \in \mathcal{T} \quad (\text{III.43})$$

$$\sum_{k \in \mathcal{B}^h} \bar{y}_k^h = \bar{P}^h \quad h \in \{E, H\} \quad (\text{III.44})$$

$$\bar{y}_k^h \geq y_{t,k}^h \quad h \in \{E, H\}, k \in \mathcal{B}^h, t \in \mathcal{T} \quad (\text{III.45})$$

$$P^{\text{max}} \geq y_{t,k}^h, \bar{y}_k^h \geq 0 \quad h \in \{E, H\}, k \in \mathcal{B}^h, t \in \mathcal{T} \quad (\text{III.46})$$

$$e_{t-1,k,s} + \eta_s^{\text{ch}} (\tilde{p}_{t,k,s}^{\text{ch}} + p_{t,k,s}^{+, \text{ch}} - p_{t,k,s}^{-, \text{ch}}) - \frac{1}{\eta_s^{\text{dis}}} (\tilde{p}_{t,k,s}^{\text{dis}} + p_{t,k,s}^{+, \text{dis}} - p_{t,k,s}^{-, \text{dis}}) = e_{t,k,s} \quad (\text{III.47})$$

$$s \in \mathcal{S}, k \in \mathcal{B}, t \in \mathcal{T}$$

$$e_{t,k,s} = \tilde{L}_{t,k,s} \quad s \in \mathcal{S}, k \in \mathcal{B}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{III.48})$$

$$\sum_{k \in \mathcal{B}} p_{t,k}^{\text{RD}} = 0 \quad t \in \mathcal{T} \quad (\text{III.49})$$

Als Zielfunktion wird  $c^{\text{RD}}$  genutzt, die jede Abweichung vom Dispatch-Setpoint, ob nach oben oder nach unten, mit einem linearen Koeffizienten bestraft. Gleichung (III.37) beschreibt den DC-Leistungsfluss, der durch die Winkeldifferenzen der Knoten bestimmt wird, wobei PST den Fluss zusätzlich mit der Variable  $\Delta_{t,l}$  steuern können. Gleichung (III.38) gibt die Umrechnung des Leistungsflusses in den Stromfluss an, welcher durch Gleichungen (III.39) und (III.40) nach oben beschränkt ist. Für Gleichstromleitungen wird angenommen, dass verlustfrei übertragen werden kann und so muss nur die Summe über alle Konverter eines DC-Systems gleich null sein (III.41). Gleichung (III.42) fordert eine ausgeglichene Leistungsbilanz an allen Knoten, d.h. alle ankommende und von Wasserstoffkraftwerken produzierte Leistung abzüglich der abgehenden und von Elektrolyseuren verbrauchten Leistung muss gleich der Knotenbilanz (Summe aller anderen Verbräuche und Erzeugung) sein. Die Ungleichungen (III.43) bis (III.46) beschreiben die Allokation von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken. Während in (III.45) die Ein- bzw. Ausspeisung auf die installierte Leistung begrenzt ist, wird in (III.46) sowohl die Einspeisungs- als auch die Installationsvariable auf  $P^{\text{max}}$

begrenzt. In (III.43) muss die eingespeiste bzw. verbrauchte Leistung exakt der Vorgabe des Zielprofils entsprechen, während (III.44) besagt, dass in Summe genau die Enertile-Zielkapazität installiert wird. Gleichung (III.47) bestimmt den Speicherverlauf, der durch die Redispatchvariablen verändert werden kann und (III.48) gibt sowohl den Startfüllstand als auch die Synchronisation mit dem vom Markt vorgegebenen Füllstandsprofil alle 24 Stunden an. Zum Abschluss stellt (III.49) sicher, dass alle Redispatchmaßnahmen sich in der Summe ausgleichen.

## III.5 Gekoppelte Strom und Wasserstoffnetzrechnungen

### III.5.1 Wasserstoffnetzmodell

#### III.5.1.1 *Motivation und Rolle des Wasserstoffnetzes*

Die Kopplung von Strom- und Wasserstoffsystemen ist ein zentraler Baustein der im Projekt betrachteten Infrastrukturentwicklungen. Elektrolyseure stellen einerseits eine zusätzliche, hochflexible Last im Stromübertragungsnetz dar, andererseits erzeugen sie gasförmigen Wasserstoff, der über ein Wasserstofftransportnetz zu nachgelagerten Verbrauchsprozessen oder Wasserstoffkraftwerken transportiert wird. Umgekehrt entnehmen chemische Energie in Form von Wasserstoff aus dem Wasserstoffnetz und speisen elektrische Leistung in das Stromnetz ein. Damit sind Strom- und Wasserstoffnetz physikalisch eng miteinander verknüpft. Entscheidungen im einen Netz wirken sich unmittelbar auf Belastung und Betriebszustände im jeweils anderen Netz aus.

Für eine rein stromseitige Betrachtung, wie sie z. B. in klassischen Redispatch-Modellen vorgenommen wird, werden Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke ausschließlich als Last- bzw. Erzeugungseinheiten modelliert. Die Frage, ob die entstehenden Wasserstoffmengen zu den jeweiligen Zeiten und an den gewählten Standorten tatsächlich über ein Wasserstoffnetz transportiert werden können, bleibt dabei unbeantwortet. In zukünftigen Energiesystemen mit einem sich im Aufbau befindlichen Wasserstofftransportnetz ist diese Frage jedoch essentiell: Engpässe oder Druckgrenzen im Wasserstoffnetz können die theoretisch vorhandene Flexibilität von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken erheblich einschränken.

Vor diesem Hintergrund wurde im Projekt ein Wasserstoffnetzmodell eingesetzt, das die hydraulischen Randbedingungen eines Wasserstofftransportnetzes abbildet und mit dem Redispatch-Modell des Stromübertragungsnetzes gekoppelt wird. Das Wasserstoffnetz übernimmt dabei die Rolle eines physikalischen Nebenbedingungsblocks: Es stellt sicher, dass die im Redispatch vorgeschlagenen Leistungen von Elektrolyseuren und H<sub>2</sub>-Kraftwerken nur dann genutzt werden, wenn die resultierenden Wasserstoffmassenströme und Drücke im Wasserstoffnetz technisch zulässig sind. Anders ausgedrückt: Die im Stromnetz verfügbare Flexibilität dieser Einheiten wird durch die Transportkapazitäten und Druckgrenzen des Wasserstoffnetzes begrenzt.

Damit ermöglicht das Wasserstoffnetzmodell, die Rückwirkungen stromseitiger Netzengpässe und Redispatchmaßnahmen auf das Wasserstoffsystem zu analysieren und systemfreundliche Einsatzstrategien für Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke zu bewerten. Im Folgenden steht die mathematische Formulierung des Wasserstoffnetzes und dessen Kopplung an das Redispatch-Modell im Vordergrund.

#### III.5.1.2 *Hydraulisches Berechnungsmodell des Wasserstoffnetzes*

Das im Projekt eingesetzte Wasserstoffnetzmodell basiert auf etablierten Ansätzen zur stationären Gasnetzrechnung und wird hier auf Wasserstoff als Transportmedium sowie auf den Anwendungsfall der Kopplung mit der RedispatchOptimierung zugeschnitten. Es handelt sich um ein nichtlineares stationäres Druckflussmodell, das die wesentlichen hydraulischen Beschränkungen eines

zukünftigen Wasserstofftransportnetzes abbildet.

Im Folgenden wird das hydraulische Berechnungsmodell beschrieben, das in AMPL formuliert und in das vom Fraunhofer IEE entwickelte Optimierungsframework integriert wurde. Dieses Modell dient als Rechenkern für die gekoppelten Strom-/H<sub>2</sub>-Netz-Optimierungen in Kapitel IV.5. Eine unabhängige Implementierung des H<sub>2</sub>-Netzes in pandapipes sowie der Toolvergleich mit MYNTS und SIMONE werden in Abschnitt IV.6 beschrieben.

Das Wasserstoffnetz wird als gerichteter Graph modelliert mit der Knotenmenge  $\mathcal{N}^{\text{H}_2}$  (Junctions, Knoten  $i, j \in \mathcal{N}^{\text{H}_2}$ ) und der Kantenmenge  $\mathcal{L}^{\text{H}_2}$  (Branches  $k \in \mathcal{L}^{\text{H}_2}$ , d. h. Rohrleitungen, Verdichter und Ventile). Jeder Branch  $k$  verbindet im Modell zwei Junctions  $i$  und  $j$ . Die Berechnungen erfolgen an dieser Stelle zeitdiskret in stündlicher Auflösung. Für jeden Zeitschritt  $t \in \mathcal{T}$  (im hier betrachteten Fall typischerweise 24 Stunden eines Tages) wird ein stationärer hydraulischer Zustand bestimmt. Eine zeitliche Kopplung über im Wasserstoffnetz gespeicherte Gasvolumen (Linepack) wird im Projekt bewusst nicht modelliert. Das Wasserstoffnetz wird in den Berechnungen stundenweise als eingeschwungen betrachtet.

Zur Abkürzung werden für jeden Knoten  $i$  die eingehenden bzw. ausgehenden Branches wie in Gl. (III.50) beschrieben definiert.

$$\mathcal{L}_i^{\text{in}} := \{(j, i) \in \mathcal{L}^{\text{H}_2}\}, \mathcal{L}_i^{\text{out}} := \{(i, j) \in \mathcal{L}^{\text{H}_2}\}. \quad (\text{III.50})$$

Für jede Stunde  $t \in \mathcal{T}$  werden insbesondere die folgenden Größen verwendet: der Massenstrom  $\dot{m}_{ij}(t)$  zwischen den Junctions  $i$  und  $j$  in kg/s, positiv in Richtung  $i \rightarrow j$ , der Druck an Junction  $i$   $p_i(t)$  in bar sowie der Rohrwiderstandsfaktor („C-Faktor“)  $C_k$  für Leitungen und Ventile  $k \in \mathcal{L}^{\text{H}_2}$ . Dieser Rohrwiderstandsfaktor fasst die geometrische und physikalische Größen Rohrlänge  $L_k$ , Rohrdurchmesser  $d_k$ , Reibungsbeiwert  $\lambda_k$  (Nikuradse-Ansatz), Dichte  $\rho$  bzw. Normdichte  $\rho_N$ , Gasgeschwindigkeit  $v$ , Singularverlustbeiwert  $\zeta_k$  und die vereinfachten Stoffwerte (Kompressibilitätsfaktor  $Z \approx 1$ , isothermer Betrieb) zusammen.

Zusätzlich werden am Knoten  $i$  und Zeitpunkt  $t$  die nachfolgenden Größen benötigt: Die Größe  $\sum \dot{m}_i^{\text{source}}(t)$  beschreibt die Summe aller nicht über Leitungen modellierten Einspeisungen („sources“) am Knoten  $i$ , z. B. externe H<sub>2</sub> Einspeiser, NettoE inspeisung aus P2G-Einheiten. Analog dazu steht  $\sum \dot{m}_i^{\text{sink}}(t)$  für die Summe aller nicht über Leitungen modellierten Entnahmen („sinks“) am Knoten  $i$ , etwa H<sub>2</sub> Lasten oder Entnahmen durch H<sub>2</sub>-Kraftwerke. Der Term  $\dot{m}_i^{\text{Slack}}(t)$  bezeichnet Slack-Massenstrom am Knoten  $i$  zur Schließung der Gesamtbilanz dient und nur an ausgewählten Slack-Knoten ungleich Null ist. Schließlich geben  $p_i^{\text{min}}, p_i^{\text{max}}$  untere beziehungsweise obere Druckgrenze an Junction  $i$  an.

### III.5.1.2.1 Modellierung der Massenbilanz

Die Massenbilanz bildet den Kern des hydraulischen H<sub>2</sub>-Netzmodells. Sie stellt sicher, dass an jeder Junction und in jeder Stunde die Summe aller zufließenden und abfließenden Massenströme – einschließlich der Einspeisungen und Entnahmen der gekoppelten Sektoren (P2G/G2P, Industrie, Export/Import etc.) – im Gleichgewicht ist. Damit wird gewährleistet, dass das H<sub>2</sub>-Transportnetz die von Enertile vorgegebenen makroskopischen Wasserstoffbilanzen reproduziert und gleichzeitig die im Redispatchmodell genutzten Leistungen von Elektrolyseuren und H<sub>2</sub>-Kraftwerken mit einem

physikalisch zulässigen Wasserstofffluss konsistent sind. Auf dieser Grundlage wird für jedem Knoten und jede Stunde eine stationäre Massenbilanz formuliert. Für  $i \in \mathcal{N}^{\text{H}_2}$  und  $t \in \mathcal{T}$  gilt Gl. (III.51).

$$\sum_{(j,i) \in \mathcal{L}_i^{\text{in}}} \dot{m}_{ji}(t) - \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}_i^{\text{out}}} \dot{m}_{ij}(t) + \sum \dot{m}_i^{\text{source}}(t) - \sum \dot{m}_i^{\text{sink}}(t) = \dot{m}_i^{\text{Slack}}(t) \quad (\text{III.51})$$

Für Knoten ohne Anbindung an ein übergeordnetes Wasserstoffsystem gilt  $\dot{m}_i^{\text{Slack}}(t) = 0$ ; für ausgewählte Slack -Knoten wird  $\dot{m}_i^{\text{Slack}}(t)$  von der Optimierung bestimmt und beschreibt den Nettoaustausch mit einem übergeordneten Wasserstoffsystem (positiv: Nettozufuhr, negativ: Nettoabgabe), z. B. über Importleitungen, vorgelagerte Einspeiser oder zusammengefasst modellierte Großspeicher.

### III.5.1.2.2 Modellierung der Rohrströmung und Druckverlust (Weymouth Gleichung)

Die Druckverluste in Rohrleitungen werden zunächst mit der Darcy–Weisbach Gleichung- beschrieben. Für einen Rohrabschnitt der Länge  $L$  und des Durchmessers  $d$  mit mittlerer Gasgeschwindigkeit  $v$  und Dichte  $\rho$  ergibt sich der mittlere Druckverlust zu Gl. (III.52).

$$\Delta p_m = \frac{\lambda L}{2d} \rho v^2 \quad (\text{III.52})$$

Hier ist  $\lambda$  der dimensionslose Reibungsbeiwert (hier nach Nikuradse). Über die Beziehung zwischen Massenstrom  $\dot{m}$ , Geschwindigkeit  $v$  und Querschnittsfläche  $A$  des Rohrs lässt sich der Massenstrom wie in Gl. (III.53) in Abhängigkeit von  $v$  schreiben.

$$\dot{m} = \rho A v, \quad (\text{III.53})$$

Unter Verwendung der Zustandsgleichung für das Gas (mit Normbedingungen  $p_N, \rho_N, T_N$  und Kompressibilitätsfaktor  $Z$ ) sowie der Annahme eines isothermen Betriebs und eines konstanten  $Z$  Faktors kann der Druckverlust entlang der Leitung in eine Beziehung zwischen den quadratischen Drücken- an Ein und Austrittsknoten überführt werden. -Alle Rohr- und Stoffparameter werden dabei in einem skalaren Koeffizienten gebündelt, dem Rohrwiderstandsfaktor  $C_k$  (Weymouth C- Faktor). Für eine Leitung oder ein offenes Ventil  $k = (i, j) \in \mathcal{L}^{\text{H}_2}$  ergibt sich schließlich die sogenannte Weymouth -Gleichung (III.54).

$$C_k \left( p_i^2(t) - p_j^2(t) \right) = \dot{m}_{ij}(t) \mid \dot{m}_{ij}(t) \mid \forall k = (i, j) \in \mathcal{L}^{\text{H}_2} \text{ mit } C_k > 0, t \in \mathcal{T} \quad (\text{III.54})$$

Die Gleichung beschreibt einen nichtlinearen, nicht konvexen Zusammenhang zwischen Massenstrom und Druckdifferenz. Der C Faktor-  $C_k$  kann aus den genannten Rohr und Fluidparametern berechnet oder aus einem vorgelagerten Simulationswerkzeug übernommen werden. Alternative Rohrgleichungen (z. B. Panhandle- Gleichung-) wurden geprüft, in den hier genutzten gekoppelten Berechnungen jedoch nicht eingesetzt.

### III.5.1.2.3 Zusätzliche Bedingungen: Flussgrenzen, Schieberstellungen und Verdichter

Neben Knotenbilanz, Weymouth Gleichung und Druckgrenzen werden im Wasserstoffnetzmodell weitere hydraulische Nebenbedingungen berücksichtigt, die den zulässigen Betriebsbereich von Leitungen, Ventilen und Verdichtern beschreiben.

Ventile bzw. Schieber werden als „zero-length branches“ modelliert, sprich Zweigelemente ohne eine hinterlegte Länge. Ihr Zustand wird über eine binäre Variable beschrieben:

$$s_k \in \{0,1\}$$

Diese wird in das Modell implementiert, wobei  $s_k = 1$  einen geöffneten und  $s_k = 0$  einen geschlossenen Schieber kennzeichnet. Der Ventilstatus wirkt direkt auf die zulässigen Massenströme des entsprechenden Branches. Somit gilt für alle für alle  $t \in \mathcal{T}$  Gleichung (III.55).

$$-\dot{m}_k^{\max} s_k \leq \dot{m}_{ij}(t) \leq \dot{m}_k^{\max} s_k \forall k = (i,j) \in \mathcal{L}^{\text{H2}}. \quad (\text{III.55})$$

Ist  $s_k = 1$ , reduziert sich diese Ungleichung auf die üblichen Flussgrenzen  $-\dot{m}_k^{\max} \leq \dot{m}_{ij}(t) \leq \dot{m}_k^{\max}$ : die Leitung ist geöffnet. Ist  $s_k = 0$ , folgt  $\dot{m}_{ij}(t) = 0$ : die Leitung ist hydraulisch geschlossen.

Damit werden Schieberstellungen mit Hilfe von  $\dot{m}_k^{\max}$  und  $s_k$  konsistent im Modell abgebildet. Eine Optimierung des Schieberstatus selbst findet im hier betrachteten Anwendungskontext nicht statt, die Zustände werden szenariobasiert vorgegeben.

Verdichter werden als eigener Branch-Typ modelliert, welcher zwischen Eintrittsknoten  $i$  und Austrittsknoten  $j$  eine relative Druckerhöhung bewirkt. Für einen Verdichter  $l = (i,j)$  gilt im stationären Fall für jeden Zeitschritt  $t$  Gl. (III.56).

$$p_j(t) - p_i(t) = \Delta p_l(t), \Delta p_l^{\min} \leq \Delta p_l(t) \leq \Delta p_l^{\max}, \quad (\text{III.56})$$

An dieser Stelle beschreibt  $\Delta p_l(t)$  die durch den Verdichter  $l$  erzeugte Druckdifferenz und  $\Delta p_l^{\min}, \Delta p_l^{\max}$  der zulässige Bereich dieser relativen Druckerhöhung. Für Branches vom Typ „Kompressor“ wird die Weymouth-Gleichung nicht verwendet. Der Massenstrom  $\dot{m}_{ij}(t)$  bleibt über den Verdichter erhalten und unterliegt den oben definierten Flussgrenzen.

Aus Druckverhältnis und Massenstrom kann in einer Hilfsgröße näherungsweise eine Verdichterleistung  $P_l^{\text{comp}}(t)$  bestimmt werden, zum Beispiel proportional zum Produkt aus Massenstrom und mittlerer Druckdifferenz. Diese Größe ist im zugrundeliegenden Gas-Optimierungstool verfügbar und kann zur Bewertung verschiedener Verdichterbetriebszustände herangezogen werden. Im hier eingesetzten gekoppelten Strom-/Wasserstoffnetzmodell geht die Verdichterleistung jedoch weder in die Zielfunktion ein, noch werden zusätzliche Nebenbedingungen daraus abgeleitet. Maßgeblich sind die durch Verdichter erreichbaren Druckniveaus und die daraus resultierenden zulässigen Massenströme.

Das hier beschriebene Berechnungsmodell bildet damit alle für die gekoppelten Szenarioanalysen relevanten hydraulischen Nebenbedingungen (Massenbilanzen, Weymouth-Gleichungen, Druckgrenzen sowie Verdichtierzustände) in kompakter Form ab.

In Abschnitt III.5.2 wird gezeigt, wie dieses Wasserstoff-Berechnungsmodell auf Knotenebene mit dem DC-Redispatch-Modell des Stromnetzes gekoppelt wird. Auf Basis dieser AMPL-Implementierung werden in Kapitel IV.5 die gekoppelten Strom-/Wasserstoffnetz-Berechnungen durchgeführt.

### III.5.2 Kopplung mit dem Redispatchmodell

Im vorangegangenen Abschnitt wurde das Wasserstoffnetzmodell als hydraulischer Nebenbedingungenblock beschrieben, der stationäre Massenbilanzen, Weymouth-Gleichungen und Druckgrenzen abbildet. Im Folgenden wird erläutert, wie dieses Modell mit dem Redispatch-Modell

des Stromübertragungsnetzes gekoppelt wird.

Die Kopplung erfolgt über Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke. Beide Technologien erscheinen im Stromnetz als flexible Last- bzw. Erzeugungseinheiten und im Wasserstoffnetz als Einspeiser bzw. Entnehmer von Wasserstoff. Die mathematische Verknüpfung stellt sicher, dass elektrische Redispatch-Entscheidungen nur dann zulässig sind, wenn die resultierenden Wasserstoffströme und Drücke im Wasserstofftransportnetz ebenfalls physikalisch machbar bleiben.

### III.5.2.1 Kurzüberblick Redispatch Modell

Das im Projekt verwendete Redispatch-Modell ist in Abschnitt III.3 vollständig und mit allen Gleichungen formuliert. Für die hier betrachtete Kopplung mit dem Wasserstoffnetz wird dieses DC-Redispatch-Modell unverändert übernommen; es werden keine zusätzlichen stromseitigen Nebenbedingungen eingeführt, sondern lediglich die in Abschnitt III.5.1.2 beschriebenen H<sub>2</sub>-Netzgleichungen ergänzt. Im Folgenden werden daher nur die für die Kopplung relevanten Elemente des elektrischen Netzes und der Zielfunktion kurz zusammengefasst, ohne das mathematische Modell aus Abschnitt III.3 erneut im Detail zu wiederholen.

Die für die Kopplung relevanten Elemente des elektrischen Netzes werden im Folgenden kurz zusammengefasst: Die Netztopologie wird durch die Menge der elektrischen Knoten  $\mathcal{N}^{\text{el}}$  (Busse), sowie die Menge der AC-Zweige  $\mathcal{L}^{\text{el}}$  (Leitungen, Transformatoren, PSTs); zusätzlich wird die Menge der DC-Übertragungssysteme mit den zugehörigen Konvertern berücksichtigt. Für jede Technologiekatgorie – konventionelle Erzeuger, erneuerbare Energien, Lasten und Speicher – werden stündliche Dispatch-Setpoints und Redispatch-Variablen definiert: Bei Erzeugern erfassen sie die Erhöhung oder Verringerung der Einspeisung, bei Lasten die Erhöhung oder Verringerung der Entnahme und bei Speichern die Erhöhung oder Verringerung der Lade- und Entladeleistung sowie des Ladezustands (State of Charge, SOC). Der DC-Leistungsfluss wird durch die Spannungswinkel an allen Knoten, die aktiven Leistungsflüsse auf den Leitungen, die Stromgrenzen und Auslastungsgrade der Zweige sowie durch die Leistungsbilanz an jedem Knoten beschrieben, wobei an jedem Knoten gilt, dass die Summe der Einspeisung minus der Summe der Last und der Netzverluste gleich Null ist.

Die Zielfunktion des gekoppelten Strom-/H<sub>2</sub>-Modells entspricht unverändert der in Abschnitt III.3 eingeführten Redispatch-Kostenfunktion  $-C^{\text{RD}}$ . Alle Abweichungen von den Dispatch-Setpoints – sowohl nach oben als auch nach unten – werden mit linearen Kostensätzen bewertet. Dies gilt für alle im Redispatch-Modell berücksichtigten flexiblen Technologien (konventionelle Kraftwerke, erneuerbare Energien, Lastflexibilitäten, Speicher) einschließlich der Elektrolyseure (P2G) und H<sub>2</sub>-Kraftwerke (G2P). Das Wasserstoffnetzmodell geht nicht in die Zielfunktion ein, sondern wird ausschließlich als zusätzlicher physikalischer Nebenbedingungenblock modelliert: Es stellt mit Massenbilanzen, Weymouth-Gleichungen, Fluss- und Druckgrenzen sicher, dass die im Redispatch genutzten Leistungen von P2G- und G2P-Einheiten nur dann zugelassen werden, wenn die resultierenden Wasserstoffströme im Wasserstofftransportnetz hydraulisch machbar sind.

### III.5.2.2 Modellierung der Kopplungselemente

Für die Kopplung werden Elektrolyseure (P2G) und Wasserstoffkraftwerke (G2P) sowohl im elektrischen als auch im Wasserstoffnetz verortet. Sei  $\mathcal{E}$  die Menge aller Elektrolyseure und  $\mathcal{H}$  die Menge aller Wasserstoffkraftwerke. Jedes Aggregat ist über Zuordnungsfunktionen mit einem Stromnetz- und einem Wasserstoffnetzknoden verbunden: Ein Elektrolyseur  $e \in \mathcal{E}$  ist mit einem elektrischer Knoten  $n(e) \in \mathcal{N}^{\text{el}}$ , einem Wasserstoffnetzknoden  $i(e) \in \mathcal{N}^{\text{H}_2}$ , sowie einer zugehörigen Verbrauchskategorie  $k(e) \in \mathcal{K}^{\text{ely}}$  zugeordnet. Ein Wasserstoffkraftwerk  $h \in \mathcal{H}$  ist analog einem elektrischer Knoten  $n(h) \in \mathcal{N}^{\text{el}}$ , einem Wasserstoffnetzknoden  $i(h) \in \mathcal{N}^{\text{H}_2}$ , und einer Stromnetz-Kategorie  $k(h) \in \mathcal{K}^{\text{hpp}}$  zugeordnet.

Für einen Elektrolyseur  $e \in \mathcal{E}$  und eine Stunde  $t$  bezeichnet  $P_{t,n(e),k(e)}^{\text{disp}}$  der elektrische Dispatch-Setpoint aus dem Energiesystemmodell,  $\Delta P_{t,n(e)}^{+,k(e)}$ ,  $\Delta P_{t,n(e)}^{-,k(e)}$  die Redispatch Variablen im Stromnetz,  $\eta_e^{\text{ely}} \in (0,1)$  den elektrische Wirkungsgrad des Elektrolyseurs und HHV der obere Heizwert von Wasserstoff (z. B. kWh/kg). Die im Redispatch genutzte elektrische Leistung des Elektrolyseurs an seinem Stromnetzknoden ist in Gl. (III.57) beschrieben.

$$P_e^{\text{ely}}(t) = P_{t,n(e),k(e)}^{\text{disp}} + \Delta P_{t,n(e)}^{+,k(e)} - \Delta P_{t,n(e)}^{-,k(e)} \quad (\text{III.57})$$

Der entsprechende H<sub>2</sub>-Massenstrom, der am H<sub>2</sub>-Knoten  $i(e)$  in das H<sub>2</sub>-Netz eingespeist wird, ergibt sich unter Vernachlässigung von Hilfsenergien zu Gl. (III.58). Die Umrechnung in in kg/s erfolgt durch eine Division durch 3600.

$$\dot{m}_e^{\text{ely}}(t) = \frac{P_e^{\text{ely}}(t) \eta_e^{\text{ely}}}{\text{HHV}} [\text{kg/h}], \quad (\text{III.58})$$

Der gesamte P2G-Massenstrom am H<sub>2</sub>-Knoten  $i$  ist die Summe über alle dort angeschlossenen Elektrolyseure ist in Gl. (III.59) beschrieben.

$$\dot{m}_i^{\text{P2G}}(t) = \sum_{e \in \mathcal{E}: i(e)=i} \dot{m}_e^{\text{ely}}(t) \quad (\text{III.59})$$

Für ein Wasserstoffkraftwerk  $h \in \mathcal{H}$  sei bezeichnet  $P_{t,n(h),k(h)}^{\text{disp}}$  der elektrische Dispatch-Setpoint,  $\Delta P_{t,n(h)}^{+,k(h)}$ ,  $\Delta P_{t,n(h)}^{-,k(h)}$  die Redispatch-Variablen- sowie  $\eta_h^{\text{hpp}} \in (0,1)$  der Wirkungsgrad des Wasserstoffkraftwerks. Die effektive elektrische Einspeisung kann Gl. (III.60) entnommen werden.

$$P_h^{\text{hpp}}(t) = P_{t,n(h),k(h)}^{\text{disp}} + \Delta P_{t,n(h)}^{+,k(h)} - \Delta P_{t,n(h)}^{-,k(h)}. \quad (\text{III.60})$$

Die hierfür benötigte chemische Energie wird dem Wasserstoffnetz in Form eines Massenstroms entnommen. Unter Verwendung des gleichen Heizwerts HHV ergibt sich der Massenstrombedarf des Kraftwerks zu Gl. (III.61).

$$\dot{m}_h^{\text{hpp}}(t) = \frac{P_h^{\text{hpp}}(t)}{\eta_h^{\text{hpp}} \text{HHV}} [\text{kg/h}]. \quad (\text{III.61})$$

Der aus dem Wasserstoffnetz entnommene G2P -Massenstrom am Wasserstoffnetzknotten  $i$  ergibt sich als Summe über alle dort angeschlossenen Wasserstoffkraftwerke zu Gl. (III.62).

$$\dot{m}_i^{\text{G2P}}(t) = \sum_{h \in \mathcal{H}: i(h)=i} \dot{m}_h^{\text{hpp}}(t) \quad (\text{III.62})$$

### Knotenbasierte Kopplung im Wasserstoffnetz

Die aus dem Redispatch Modell resultierenden P2G und G2P Massenströme werden im Wasserstoffnetzmodell als zusätzliche Quellen und Senken in die Knotenbilanzen integriert.

Für jeden Wasserstoffnetzknotten  $i \in \mathcal{N}^{\text{H}_2}$  und jede Stunde  $t$  definieren wir die Nettoeinspeisung aus Kopplungselementen wie in Gl. (III.63) Beschrieben.

$$\dot{m}_i^{\text{Kopplung}}(t) = \dot{m}_i^{\text{P2G}}(t) - \dot{m}_i^{\text{G2P}}(t). \quad (\text{III.63})$$

Um die Struktur der allgemeinen Knotenbilanz (vgl. Gleichung (H2-1)) beizubehalten, werden die Summen der Einspeiser (Sources) und Entnahmen (Sinks) wie in den Gln. (III.64) und (III.65) beschrieben aufgeteilt. Hier beschreibt  $\dot{m}_i^{\text{ext,source}}(t)$  sonstige externe  $\text{H}_2$ -Einspeiser (z. B. Importleitungen) und  $\dot{m}_i^{\text{Last}}(t)$  die vorgegebene Wasserstofflast (industrielle Verbraucher etc.).

$$\sum \dot{m}_i^{\text{source}}(t) = \dot{m}_i^{\text{ext,source}}(t) + \dot{m}_i^{\text{P2G}}(t) \quad (\text{III.64})$$

$$\sum \dot{m}_i^{\text{sink}}(t) = \dot{m}_i^{\text{Last}}(t) + \dot{m}_i^{\text{G2P}}(t) \quad (\text{III.65})$$

Damit ergibt sich die Massenbilanz an Junction  $i$  und Stunde  $t$  (Gleichung (H2-1)) zu Gl. (III.66).

$$\sum_{(j,i) \in \mathcal{L}_i^{\text{in}}} \dot{m}_{ji}(t) - \sum_{(i,j) \in \mathcal{L}_i^{\text{out}}} \dot{m}_{ij}(t) + \dot{m}_i^{\text{ext,source}}(t) + \dot{m}_i^{\text{P2G}}(t) - \dot{m}_i^{\text{Last}}(t) - \dot{m}_i^{\text{G2P}}(t) = \dot{m}_i^{\text{Slack}}(t). \quad (\text{III.66})$$

Anschaulich bedeutet das:

- Elektrolyseure erhöhen den verfügbaren Wasserstoff-Massenstrom an den Knoten, an denen sie angebunden sind ( $\dot{m}_i^{\text{P2G}}$  als zusätzlicher Source Term);
- Wasserstoffkraftwerke entnehmen dort  $\text{H}_2$ -Masse ( $\dot{m}_i^{\text{G2P}}$  als zusätzlicher Sink -Term);
- die Slack -Variablen  $\dot{m}_i^{\text{Slack}}(t)$  balancieren ggf. verbleibende Ungleichgewichte gegenüber einem übergeordneten  $\text{H}_2$ -System.

Die Kopplung ist damit strikt knotenbasiert: jede Anpassung der elektrischen Leistungen  $P_e^{\text{ely}}(t)$  und  $P_h^{\text{hpp}}(t)$  im Redispatch -Modell schlägt direkt in der Massenbilanz derjenigen H2--Knoten durch, an denen die Einheiten platziert sind.

### III.5.2.3 Gesamtoptimierungsproblem im Projekt

Durch die beschriebenen Kopplungsgleichungen entsteht ein gemeinsames Optimierungsproblem, das Strom und H2-Netz simultan berücksichtigt. Das Zielfunktion lässt sich schematisch wie in (III.67) beschrieben darstellen.

$$\text{minimize } c^{\text{RD}} = \sum_{t \in \mathcal{T}, k \in \mathcal{B}, g \in \mathcal{F}^{\text{EH}}} (c_g^+ p_{t,k,g}^+ + c_g^- p_{t,k,g}^-) \quad (\text{III.67})$$

Zusätzlich gibt es im Gesamtoptimierungsproblem die folgenden Nebenbedingungen:

1. Stromnetz Redispatch (Abschnitt III.3)
  - DC-Leistungsflussgleichungen auf allen Zweigen  $\mathcal{L}^{\text{el}}$ ,
  - Knotengleichungen (Leistungsbilanzen) für alle  $b \in \mathcal{N}^{\text{el}}$ ,
  - Kapazitäts und Auslastungsgrenzen der AC Leitungen und Transformatoren,
  - Gleichungen für Lade- und Entladeleistungen sowie Speicherfüllstände,
  - Definition der HVDC Leistungen und Kopplung der Konverter.
2. H2-Netzgleichungen (Abschnitt III.5.1.2)
  - Massenbilanzen an allen Junctions  $i \in \mathcal{N}^{\text{H2}}$  und Stunden  $t$ ,
  - Weymouth -Gleichung für alle Pipes und offenen Ventile mit  $C_k > 0$ ,
  - Schieberbedingungen und Verdichtergleichungen,
  - Druckgrenzen  $p_i^{\text{min}} \leq p_i(t) \leq p_i^{\text{max}}$ .
3. Kopplungsbedingungen
  - Definition der elektrischen Leistungen von G2P und P2G- aus Dispatch und Redispatch- -Variablen (Gln. (III.68) und (III.69)):

$$P_e^{\text{ely}}(t) = P_{t,n(e),k(e)}^{\text{disp}} + \Delta P_{t,n(e)}^{+,k(e)} - \Delta P_{t,n(e)}^{-,k(e)} \quad (\text{III.68})$$

$$P_h^{\text{hpp}}(t) = P_{t,n(h),k(h)}^{\text{disp}} + \Delta P_{t,n(h)}^{+,k(h)} - \Delta P_{t,n(h)}^{-,k(h)}, \quad (\text{III.69})$$

- Umrechnung in H2--Massenströme mittels Wirkungsgraden und Heizwert (Gl. (III.70)):

$$\dot{m}_e^{\text{ely}}(t) = \frac{P_e^{\text{ely}}(t) \eta_e^{\text{ely}}}{\text{HHV}}, \dot{m}_h^{\text{hpp}}(t) = \frac{P_h^{\text{hpp}}(t)}{\eta_h^{\text{hpp}} \text{HHV}} \quad (\text{III.70})$$

- Aggregation zu knotenbasierten P2G und G2P-Strömen  $\dot{m}_i^{\text{P2G}}(t)$ ,  $\dot{m}_i^{\text{G2P}}(t)$ ,
- Einbindung in die Knotenbilanzen über  $\dot{m}_i^{\text{Kopplung}}(t)$  bzw. die erweiterten Source/Sink- -Terme.

Die Zielfunktion  $C^{\text{RD}}$  bleibt rein stromseitig definiert (Redispatch -Kosten). Das H2--Netz tritt ausschließlich als physikalischer Nebenbedingungenblock auf, der zulässige Betriebszustände von Elektrolyseuren und H2 -Kraftwerken einschränkt.

Im Projekt wurden zunächst Einzelzeitschritte (statische Snapshot Berechnungen) der gekoppelten Optimierung durchgeführt, um das Modellverhalten und die Interaktionen zwischen Strom und H2-Netz zu analysieren. Aufbauend darauf ist eine Erweiterung auf mehrstufige Zeithorizonte mit expliziter Berücksichtigung von Speichern vorgesehen.

### III.6 Werkzeugvergleich Pandapipes, MYNTS und Simone

#### III.6.1 Einleitung und Methodik

Die Umwidmung bestehender Erdgasnetze für den Transport von reinem Wasserstoff ist ein wesentlicher Bestandteil zukünftiger dekarbonisierter Energiesysteme. Die spezifischen thermophysikalischen Eigenschaften von Wasserstoff – insbesondere die geringe Dichte, der hohe Volumenstrombedarf und die abweichende Kompressibilität – erfordern eine fundierte Validierung der von Netzbetreibern und Forschern verwendeten Simulationswerkzeuge.

In Rahmen der Untersuchungen wurde ein zweistufiges Evaluierungs-Framework entwickelt, um die Eignung der Simulationswerkzeuge MYNTS [6], pandapipes [2] und SIMONE [19] für den Transport von reinem Wasserstoff unter harmonisierten Bedingungen systematisch zu vergleichen. Die Ergebnisse dieser Untersuchung führten zur Erstellung eines wissenschaftlichen Fachartikels [10], der die methodische Vorgehensweise sowie die detaillierten Simulationsergebnisse dokumentiert.

Das Framework umfasst zwei Ebenen:

1. Simulationsebene: Hier erfolgte eine Standardisierung der Testbedingungen durch die Harmonisierung von Szenariodaten, Zustandsgleichungen (EoS) und der Netztopologie. Die verwendete Topologie basiert auf dem Antragsentwurf des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes (Stand September 2024), welcher im Oktober 2024 von der Bundesnetzagentur [20] mit geringfügigen Modifikationen final genehmigt wurde und umfasst realistische Leitungslängen, unterschiedliche Durchmesser und praxisnahe Betriebsdruckstufen.
2. Evaluierungsebene: Hier erfolgt eine strukturierte Bewertung der Werkzeuge anhand von 21 spezifischen Kriterien, die numerische Methoden, Modellierungstiefe, Simulationskapazitäten und die allgemeine Anwendbarkeit adressieren. Im Rahmen des vorliegenden Schlussberichts wird eine Auswahl der wichtigsten Kriterien als Auszug aus den Originaltabellen präsentiert (siehe Tabelle 3).

#### III.6.2 Netznutzungsfälle und Versuchsaufbau

Zur systematischen Untersuchung der Leistungsgrenzen der Werkzeuge wurden fünf spezifische Netznutzungsfälle (NNF) definiert. Die untersuchten NNF sind Tabelle 2 beschrieben. Diese Szenarien

wurden mit identischen Randbedingungen (z. B. feste Einspeisedrücke, definierte Entnahmemassenströme und konstante Umgebungstemperaturen) initialisiert, um die Leistung des zugrundeliegenden Simulationstools isoliert betrachten zu können.

NNF	Szenario	Thermische Transportleistung in GWth	EoS	Reibungsmodell	Anzahl Verdichterstationen	Werkzeuge
1	S2-2030	26	Papay	Hofer	0	MYNTS, pandapipes, SIMONE
2	S2-2045 (50% der Last)	85.5	GERG-2008	Nikuradse	1	MYNTS, pandapipes, SIMONE
3	S2-2045 (50% der Last)	85.5	GERG-2008	Nikuradse	0	MYNTS, pandapipes, SIMONE
4	S2-2045	171	Papay	Hofer	Bis zu 15	MYNTS, SIMONE
5	S2-2045	171	GERG-2008	Hofer	Bis zu 15	MYNTS, SIMONE

Tabelle 2: Übersicht der betrachteten Netznutzungsfälle

### Einordnung von pandapipes: Open-Source und Optimierung

Vor der Detaillierung der Testfälle ist die grundlegende Designphilosophie von pandapipes zu berücksichtigen. Im Gegensatz zu MYNTS und SIMONE, die als eigenständige Anwendungen primär für transiente Hochdruck-Übertragungsnetze konzipiert sind, wurde pandapipes ursprünglich für komplexe, stationäre Verteilnetze und die sektorübergreifende Energiekopplung entwickelt.

Der wesentliche Vorteil des Tools pandapipes liegt in seiner Open-Source-Architektur (Python/BSD-Lizenz). Dies gewährleistet hohe Zugänglichkeit, Transparenz und eine einfache Integration mit anderen Open-Source-Werkzeugen (wie pandapower für Stromnetze). Durch die tabellarische Datenstruktur (basierend auf pandas) arbeitet das Programm sehr schnell und ressourcenschonend. Diese Designentscheidung ist zielgerichtet: pandapipes ist primär dafür vorgesehen, in übergeordnete Optimierungsalgorithmen eingebettet zu werden (wie z. B. Iterated Local Search, genetische Algorithmen oder umfassende Energiesystemmodelle), bei denen die Berechnungen tausende Male pro Minute ausgeführt werden müssen bzw. ausgeführt werden können. Dementsprechend wird bewusst auf rechenintensive, komplexe transiente Regelkreise für Multi-Kompressor-Systeme verzichtet, was eine hohe Rechengeschwindigkeit bei der automatisierten Topologieanalyse und für eine stationäre Optimierung mit anderen Werkzeugen sicherstellt.

### III.6.3 Simulationsergebnisse des Werkzeugvergleichs

Der Kern der Studie besteht in der Erfassung der fluiddynamischen Ergebnisse im gesamten Wasserstoffnetz, um Übereinstimmungen und Abweichungen der numerischen Solver zu identifizieren.

#### Netznutzungsfall 1

Der erste NNF simuliert das Jahr 2030 bei voller Abnahmelast (Szenario S2). Verwendet werden die Papay-Zustandsgleichung (EoS) und das Hofer-Reibungsmodell. Da in dieser Konfiguration keine Verdichterstationen aktiv sind, entsteht ein rein reibungsgetriebener, passiver Strömungszustand. Dies dient als Basislinie zur Bewertung der Werkzeugkonsistenz unter vereinfachten Bedingungen.

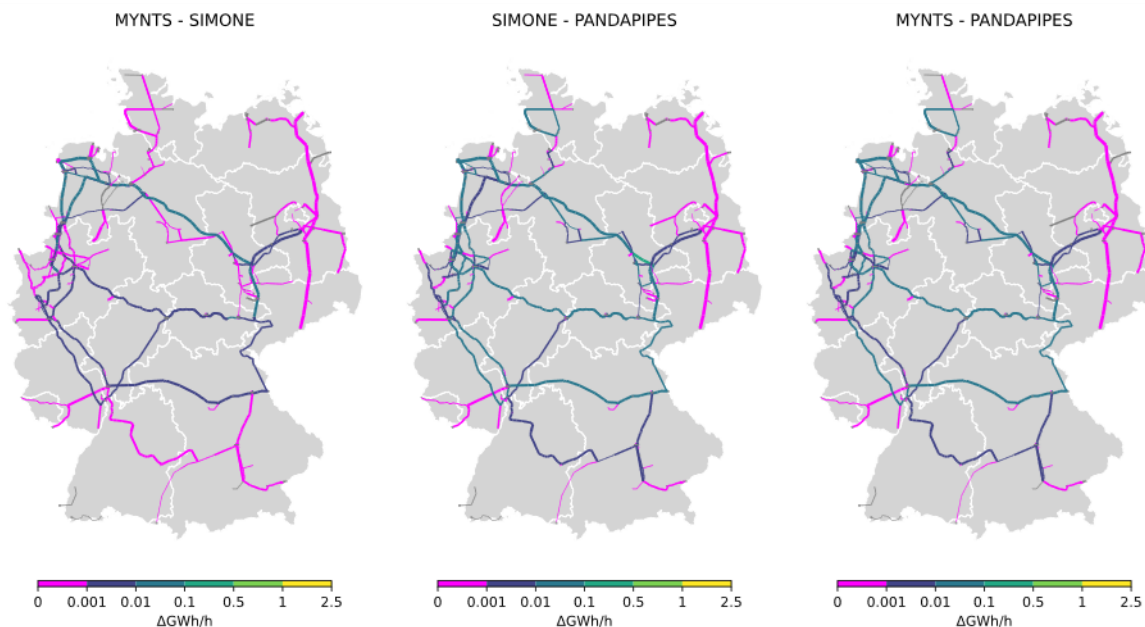


Abbildung 6: Absolute Abweichungen des Wasserstoff-Massenstroms [GW/h] zwischen den Simulationstools (Fall 1: 2030, volle Abnahme, ohne Kompression). Links: MYNTS-SIMONE, Mitte: SIMONE-pandapipes, rechts: MYNTS-pandapipes.

Die Ergebnisse zeigen bei allen drei Werkzeugen eine sehr hohe Übereinstimmung in Bezug auf die berechneten Massenströme. Die höchste numerische Konsistenz weisen MYNTS und SIMONE auf, deren Differenzen größtenteils deutlich unter 0,001 GW/h liegen, was auf rein solver-bedingte Toleranzen hindeutet. Netzweit bleiben die absoluten Abweichungen aller Tools unter 0,1 GW/h und beschränken sich primär auf periphere Netzabschnitte. Diese Ergebnisse bestätigen, dass alle Werkzeuge die passiven Strömungsmuster unter harmonisierten Bedingungen physikalisch konsistent abbilden.

#### Netznutzungsfall 2

Basierend auf derselben Netztopologie führt der zweite Fall eine kompressionsgetriebene Strömung ein. Simuliert wird ein Szenario für das Jahr bei 50 % Last unter Verwendung der GERG-2008 EoS und

Gefördert durch:

des Nikuradse-Reibungsmodells. Hierbei ist ein einzelner Verdichter im östlichen STEGAL-Korridor mit einem festen Ausgangsdruck von 65 barg aktiv.

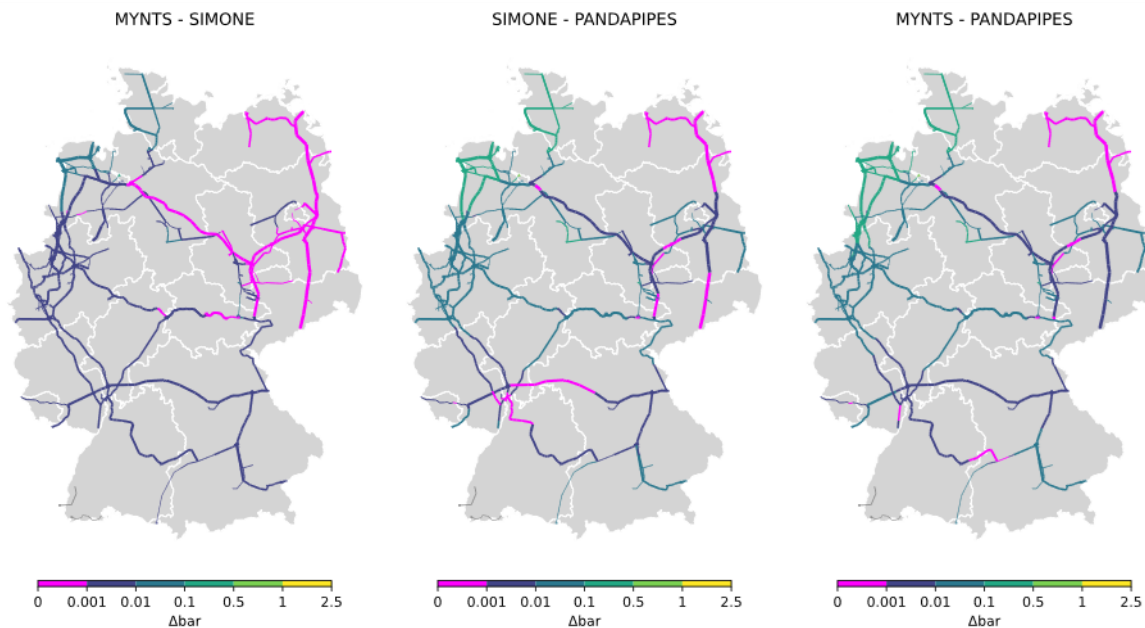


Abbildung 7: Absolute Abweichungen der simulierten Knotendrucke [bar] zwischen den Simulationswerkzeugen für Fall 2 (2045, 50 % Last, ein aktiver Verdichter bei 65 barg).

Alle Werkzeuge erzeugen physikalisch plausible und kohärente Druckfelder. Die absoluten Abweichungen liegen typischerweise unter 0,3 bar und konzentrieren sich auf das Umfeld des aktiven Verdichters sowie auf ausgewählte Ferntransportkorridore. Diese lokalen Differenzen resultieren höchstwahrscheinlich aus der unterschiedlichen numerischen Behandlung von Druckrandbedingungen, Höhenprofilen oder der Verdichtermodellierung. Dennoch bleiben die zu erwartenden Druckgradienten über alle Tools hinweg erhalten. Dies belegt die Fähigkeit aller Werkzeuge, kompressionsgetriebene Strömungen zuverlässig zu berechnen.

### Ntznutzungsfall 3

Der dritte NNF für das Jahr 2045 bei 50 % Last ist strukturell identisch zu Netznutzungsfall 2, jedoch werden hier alle Verdichterstationen umgangen (Druckverhältnis von 1,0). Es resultiert ein rein passiver, nicht-isothermer Strömungszustand. Die berechnung erfolgt unter Verwendung der GERG-2008 EoS und des Nikuradse-Reibungsmodells.

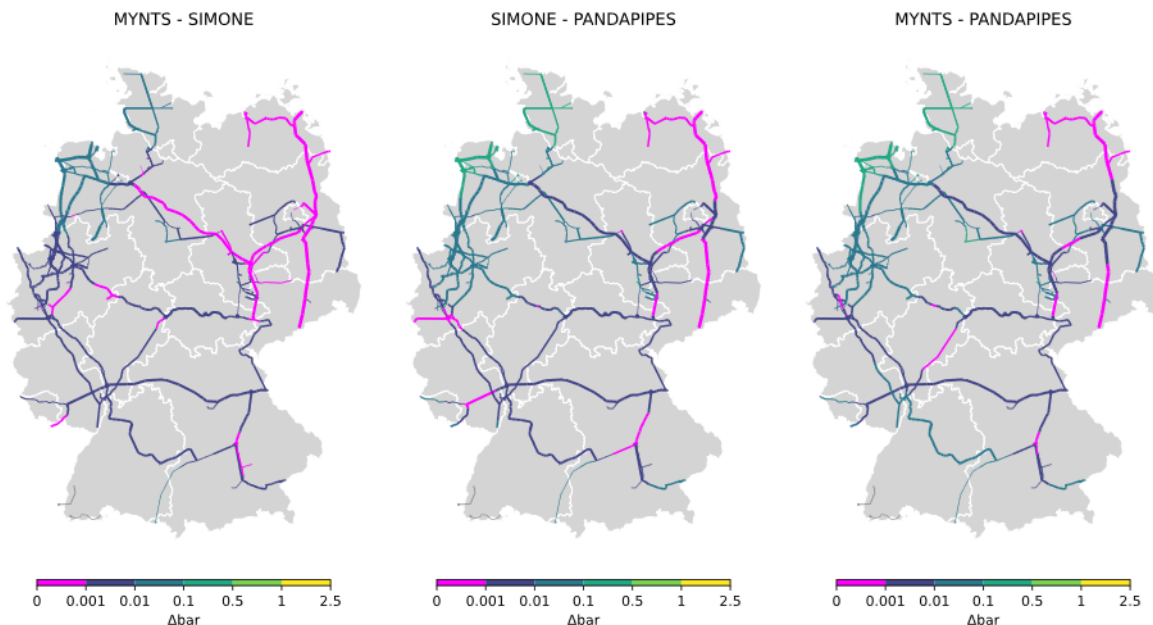


Abbildung 8 – Absolute Abweichungen der simulierten Knotendrücke [bar] zwischen den Simulationswerkzeugen für Fall 3 (2045, 50 % Last, passives Strömungsregime ohne Verdichtung).

Die berechneten Druckfelder weisen netzweit eine sehr hohe Konsistenz auf. Die absoluten Abweichungen bleiben bei allen Vergleichen unter ca. 0,2 bar und beschränken sich weitestgehend auf Randbereiche und periphere Netzknöten. Der direkte Vergleich zwischen MYNTS und SIMONE zeigt mit Abweichungen von typischerweise unter 0,1 bar die geringsten Differenzen. Im Vergleich zu Fall 2 fallen die Druckdifferenzen hier geringer und gleichmäßiger verteilt aus. Dies lässt darauf schließen, dass die Präsenz aktiver Regelungselemente (wie Verdichter) stärker zu numerischen Divergenzen zwischen den Werkzeugen führt als die reine Rohrreibung.

### Fazit zu den Netznutzungsfällen 4 und 5

Die Fälle 4 und 5 belegen die Leistungsfähigkeit von MYNTS und SIMONE in hochkomplexen, verdichtungsintensiven Volllastszenarien mit bis zu 15 flexibel agierenden Kompressorstationen. Beide Werkzeuge lösen diese anspruchsvollen Transportaufgaben mit hoher numerischer Stabilität und netzweiter physikalischer Konsistenz. Die dabei auftretenden, lokal begrenzten Abweichungen resultieren primär aus den unterschiedlichen thermodynamischen Modellierungsansätzen im direkten Umfeld der Verdichteranlagen, beeinträchtigen die Gesamtzuverlässigkeit der Simulationen jedoch nicht.

#### III.6.4 Werkzeug-Evaluierungs-Framework

Wie die Analysen in den vorherigen Kapiteln gezeigt haben, liefern alle drei Simulatoren bei den durchgeführten Netznutzungsfällen (NNF) physikalisch konsistente und vergleichbare Ergebnisse. Um jedoch das passende Werkzeug für spezifische Planungs- und Forschungsaufgaben auswählen zu können, reicht die reine Betrachtung der fluiddynamischen Genauigkeit nicht aus. Vielmehr müssen die zugrundeliegende Softwarearchitektur, die numerischen Methoden und die informationstechnische Integrationsebene betrachtet werden.

Die anschließende Tabelle 3 stellt daher den direkten Bezug zu den vorangegangenen Simulationsergebnissen her, indem sie die zugrundeliegenden methodischen Unterschiede aufzeigt. Sie verdeutlicht die wesentlichen Kernpunkte des Werkzeugvergleichs: Während MYNTS und SIMONE auf komplexe partielle Differentialgleichungen (PDEs) setzen, um transiente Vorgänge in großskaligen Übertragungsnetzen abzubilden, erreicht pandapipes seine extrem kurzen Rechenzeiten für stationäre Optimierungen durch effiziente Newton-Raphson-Verfahren und eine Python-basierte Architektur. Zudem grenzen sich die Werkzeuge stark in ihrer Zugänglichkeit (Open-Source vs. kommerzielle Lizenzen) und ihren Schnittstellen (API) voneinander ab.

Die folgende Tabelle stellt einen Auszug der insgesamt 21 Bewertungskriterien dar und vergleicht die Werkzeuge anhand dieser wichtigsten technischen Merkmale. Diese wurden für den Werkzeugvergleich herangezogen und sind stellvertretend für die weiteren Kriterien im vorliegenden Bericht aufgeführt. Eine vollständige Übersicht über alle Bewertungskriterien ist in der zugehörigen wissenschaftlichen Veröffentlichung zum Werkzeugvergleich zu finden [10].

Kriterium	MYNTS	pandapipes	SIMONE
Gleichungsformulierung	Basiert auf nichtlinearen partiellen Differentialgleichungen (PDEs) für Massen- und Impulserhaltung. Erlaubt negative Drücke, falls keine physikalische Lösung existiert.	Nutzt Newton-Raphson-Methoden, basierend auf Graphentheorie und modifizierten Kirchhoffschen Gesetzen für Fluidnetzwerke.	Basiert auf tabellarischen Fluideigenschaften. Erlaubt ebenfalls negative Drücke in Fällen ohne physikalische Lösung.
Zustandsgleichungen (EoS) & Kompressibilität	Direkte Unterstützung mehrerer EoS: Papay, AGA, AGA8-DC92, GERG-2008.	Modelliert reales Gasverhalten über Kompressibilitätsfaktoren, die auf Druck, Temperatur und Gaszusammensetzung basieren.	Fluideigenschaften sind als tabellarische Daten hinterlegt und werden inter- und extrapoliert. Nähert GERG-2008 über Kompressibilitätsfaktoren an.
Reibungsmodelle	Fokus auf gängige Modelle für Wasserstoffanwendungen, primär Hofer und Nikuradze.	Fokus auf Hofer und Nikuradze.	Bietet ein breites Spektrum an empirischen Modellen, darunter Hofer, Nikuradze und Formeln vom Colebrook-Typ.

Laufzeit, Speichernutzung Solver-Effizienz	&	Keine spezifischen RAM-Beschränkungen. Große Netzwerke mit mehr als 5.000 Elementen sind problemlos berechenbar.	Keine spezifische RAM-Nutzung dokumentiert. Sehr schnelle Laufzeiten von 0.1–5 Sekunden selbst für große Verteilnetze mit bis zu 40.000 Knoten.	Hochgradig effizient: Laufzeiten von bis zu 10 Sekunden für große Wasserstoffnetze. Netze mit bis zu 100.000 Elementen sind möglich.
Parallelisierung		Parallelisierung befindet sich in der aktuellen Entwicklung.	Parallelisierung ist grundsätzlich möglich.	Parallelisierung über die API ist technisch umsetzbar.
API-Zugang skriptbasierte Modellierung	&	Unterstützt eine einfache API-Version zur GUI-unabhängigen Ausführung von Szenarien. Die GUI ermöglicht Parameter-Variationen für große Szenariensets.	Keine separate API erforderlich, da die Modellierung direkt in Python-Skripten erfolgt. Zeitreihenberechnungen werden nativ unterstützt.	Umfassender API-Zugang über C++, Java, C# und Lua, erfordert jedoch für jeden Ausführungsprozess eine eigene Lizenz.
Lizenzmodell Verfügbarkeit	/	Forschungsorientiertes Tool.	Open-Source (Python).	Kommerzielle Software.

Tabelle 3: Erweiterter Auszug der Werkzeug-Evaluierungskriterien

## IV. Wesentliche Ergebnisse

### IV.1 Grid Congestion Minimizing Allocation

In diesem Abschnitt stellen wir die Ergebnisse der Grid Congestion Minimizing Allocation (III.4.3) vor und vergleichen diese mit den Ergebnissen der heuristischen Allokationsmethoden NRSO (III.4.1) und H2DO (III.4.2). Diese Ergebnisse wurden auf dem Wind Integration Workshop 2024 in Helsinki vorgestellt und ein Paper, das die nachfolgenden Ergebnisse weitestgehend enthält, wurde in den Conference Proceedings veröffentlicht [8].

Im Folgenden werden die Ergebnisse für eine Variante des S2 Szenarios (siehe III.1.1.1) vorgestellt, bei der in Enertile eine unendliche Übertragungskapazität zwischen den innerdeutschen Zonen angenommen wurde. Die Zeitreiheninformationen der ESO für die unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchskategorien sind je für die sechs unterschiedlichen ESO-Regionen in einer stündlichen Auflösung gegeben. Dabei werden die Elektrolyseure in 4.001 der 8760 Stunden betrieben ( $|\mathcal{J}^E| = 4001$  h). Die H<sub>2</sub>-Kraftwerke werden in 2.059 der 8.760 Stunden betrieben ( $|\mathcal{J}^H| = 2059$  h). In Summe werden weder Elektrolyseure noch H<sub>2</sub>-Kraftwerke in 2.700 der 8.760 Stunden betrieben ( $|\mathcal{J}^0| = 2700$  h). Die möglichen Standorte der Elektrolyseure und der Wasserstoffkraftwerke in der NRSO- sowie der GCM-Methode sind dabei alle deutschen Höchstspannungsknoten in den jeweiligen ESO-Regionen mit einer maximalen Entfernung zum Wasserstoff-Backbone-Netz von 30 km, was 432 der 519 Knoten als Kandidaten verbleiben lässt. Für die H2DO-Methode werden alle deutschen Höchstspannungsnetz-knoten zugelassen. Weiterhin nehmen wir einer maximale Kapazität der Anlagen (sowohl für Elektrolyseure als auch für H<sub>2</sub>-Kraftwerke) von 2 GW an ( $P^{\max} = P^{E,\max} = P^{H,\max} = 2$  GW).

Sowohl das GCM-Modell als auch das Redispatchmodell zur Bewertung des Allokationsergebnisses wurden in AMPL und Python implementiert und mit dem Solver GUROBI 11.0.3 gelöst. Die Allokations-Optimierung GCM wurde auf einer Work-Station mit folgenden Spezifikationen berechnet: 128 GB RAM, AMD Ryzen TR 1950X 16x3.7 GHz. Das Redispatch-Modell kann an dieser Stelle auch auf üblichen Laptops gelöst werden (16 GB RAM, 12. Generation Intel Core i7-1255U, 10x1.7 GHz), wenn die Berechnung in 365 Blöcke mit je 24 Stunden aufgeteilt wird. Zum Zweck der Parallelisierung wurde das Modell auf dem Fraunhofer IEE HPC-Cluster gelöst.

#### IV.1.1 Ergebnisse der Allokation

Die Lösung des Modells für die Elektrolyseure ( $\mathcal{J}^E = \mathcal{J}^E$ ) weist eine verbleibende Überlastungsenergie von 15,97 TWh auf, nach der Lösung des Modells für die H<sub>2</sub>-Kraftwerke ( $\mathcal{J}^H = \mathcal{J}^H$ ) verbleiben lediglich 0,14 TWh an Überlastungsenergie im Netz. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass das Ziel darin besteht, die Überlastung, gewichtet nach der Leitungslänge, zu minimieren. Es wird jedoch die verbleibende ungewichtete Überlastungsenergie bewertet, um einen einfachen Vergleich zu ermöglichen. Für den Vergleich wird die Kapazitätsinstallationsvariablen für Elektrolyseure und H<sub>2</sub>-Kraftwerke auf die Werte festgesetzt, die durch die H2DO- und NRSO-Methode berechnet wurden, und lösen die daraus resultierenden Modelle, um die Überlastungsenergie zu bewerten. Als Ergebnis steht eine verbleibende Überlastungsenergie von 17,43 TWh (Elektrolyseure) und 0,18 TWh (H<sub>2</sub>-Kraftwerke) für die NRSO-Methode und 49,64 TWh (Elektrolyseure) und 0,09 TWh (H<sub>2</sub>-Kraftwerke) für die H2DO-Methode. Die NRSO-Methode liefert nachvollziehbare Ergebnisse, lässt im Vergleich jedoch noch Raum für Verbesserungen, da die GCM-Methode die Überlastungen um 8,5 % (für  $\mathcal{J}^E \cup \mathcal{J}^H$ )

reduziert. Die H2DO-Methode liefert eine Allokation der Elektrolyseure, die im Vergleich zu den anderen beiden Methoden ca. dreimal so hoch ausfällt. Für die Wasserstoffkraftwerkszuordnung sind die Ergebnisse deutlich besser. Diese bessere Allokation im Vergleich zu den Elektrolyseuren lässt sich dadurch erklären, dass diese Methode die Wasserstoffkraftwerke über alle Knoten in Deutschland verteilen kann und nicht an die Kapazitäten der ESO-Regionen gebunden ist. Die GCM-Methode platziert einen Großteil der Elektrolysekapazitäten im norddeutschen Raum, wie in Abbildung 8 zu erkennen ist. Nur eine geringe Anzahl an Höchstspannungsnetzknotten werden außerhalb dieser Region ausgewählt. Während Wasserstoffkraftwerksstandorte in der Nähe regionaler und nationaler Grenzen vorteilhaft erscheinen, sind Standorte in Küstennähe für Elektrolyseure vorteilhaft.

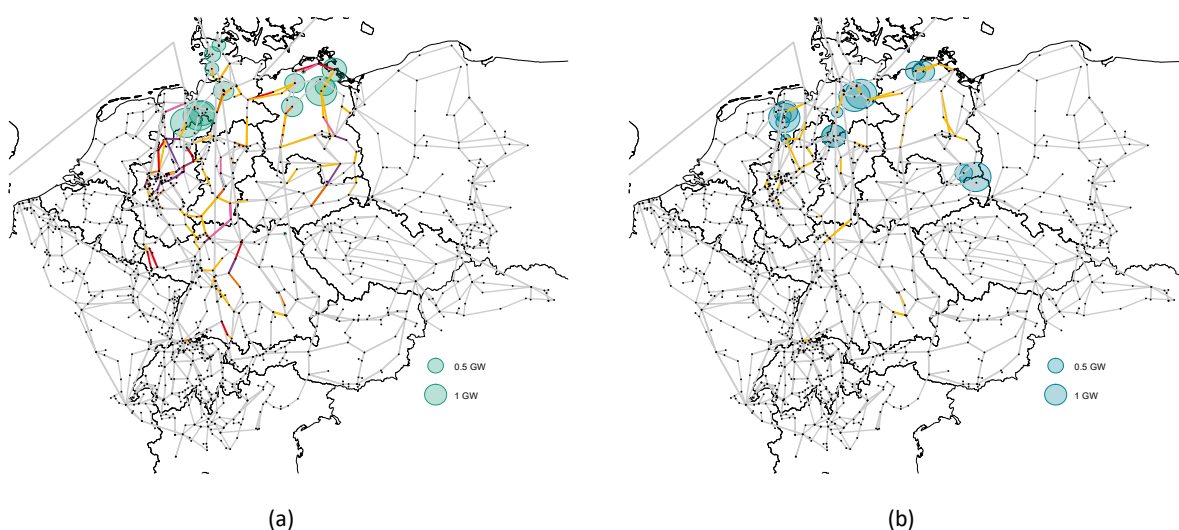
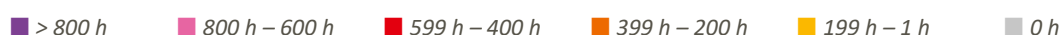


Abbildung 8: Redispatch-Ergebnisse der GCM Zuordnung innerhalb der deutschen ESO-Regionen sowie Überlastungsstunden



#### IV.1.2 Ergebnisse der Redispatchbewertung

Die Ergebnisse der Redispatchoptimierung (Redispatch-Energie und -Kosten basierend auf den Kostenannahmen in Tabelle 1) sind summarisch in Abbildung 9 (a) dargestellt. Alle Leitungsauslastungen werden unterhalb des vorgeschriebenen Grenzwertes gehalten, wenn Elektrolyseure als Flexibilität genutzt werden dürfen. Für die GCM-Methode verbleibt eine 220-kV-Leitung zu maximal 3 % in insgesamt sechs Stunden überlastet, wenn die Elektrolyseure nicht am Redispatch teilnehmen dürfen. Die notwendige Redispatch-Energie  $p^{RD}$  für die Elektrolyseure, die nach der H2DO-Methode allokiert werden, ist 55,9 % bzw. 51,8 % höher als bei der NRSO-Methode, wenn die Elektrolyseure am Redispatch unflexibel oder flexibel im Redispatch einsetzbar sind. Die Redispatch-Kosten fallen dabei um 50,6 % bzw. 52,9 % höher aus. Die GCM-Methode erzielt im Vergleich zur NRSO-Methode eine weitere Verbesserung von -0,3 % bzw. -4,2 % in Bezug auf die Redispatch-Kosten, wenn die Elektrolyseure unflexibel bzw. flexibel im Redispatch eingesetzt werden können. Die Redispatch-Maßnahmen bestehen dabei zum Großteil aus abgeregelter EE-Energie (82 % bis 90 % davon sind Einspeisungen aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen) und einer Erhöhung der konventionellen Erzeugungsanlagen (inkl. Wasserstoffkraftwerke). Wenn Elektrolyseure flexibel im Redispatch eingesetzt werden können, so beträgt die Abregelung von EE-Einspeisungen 2,7 TWh (H2DO), 5,4 TWh (NRSO) und 6,1 TWh (GCM) weniger als in den Fällen, wo Elektrolyseure nicht flexibel eingesetzt werden können. Die Leitung wird entsprechend durch die Elektrolyseure

verbraucht (2,7 TWh (H2DO), 5,4 TWh (NRSO) und 6,1 TWh (GCM)). Die Kosten werden um 4,0 % (H2DO), 5,6 % (NRSO) und 9,8 % (GCM) reduziert im Vergleich zu den Fällen, wo Elektrolyseure nicht flexibel eingesetzt werden können. Dies liegt daran, dass die Elektrolyseure eine zusätzliche kostengünstige Option im Modell bilden. Die Veränderungen des Verbrauchs der Elektrolyseure durch den Einsatz im Redispatch ist in Abbildung 9 (b) aggregiert dargestellt. Für die NRSO-Methode und die GCM-Methode wird der Verbrauch aller Elektrolyseure (mit Ausnahme eines einzelnen Elektrolyseurs) erhöht statt verringert. Im Falle der H2DO-Methode werden 52 % der Elektrolyseure in ihrem Verbrauch reduziert. Dies ist jedoch stark standortabhängig.

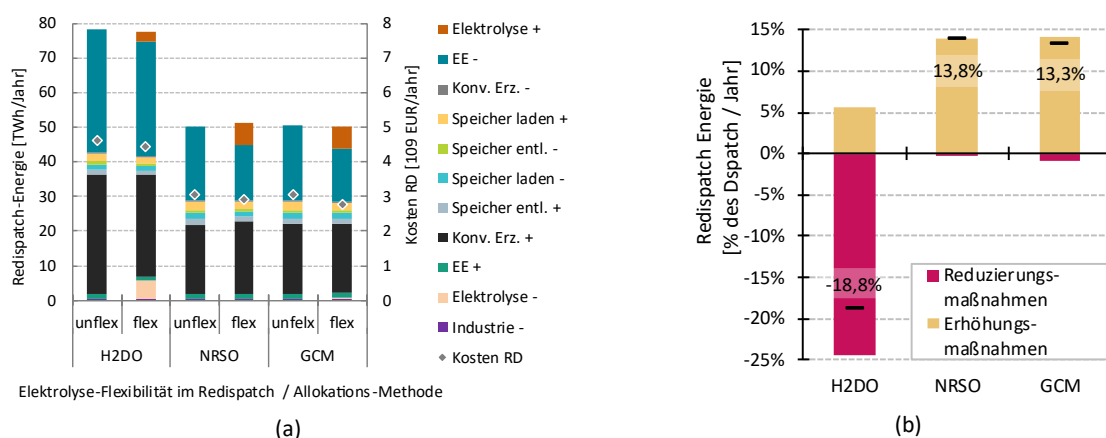


Abbildung 9: (a) Redispatch-Energie und -Kosten für das modellierte Jahr 2030. +: Erhöhung (P<sup>+</sup>); -: Reduzierung (P<sup>-</sup>); unflex: keine Elektrolyseure im Redispatch; flex: Elektrolyseure im Redispatch; (b) Relative Änderung des Verbrauchs der Elektrolyseure in Relation zu den Redispatchmaßnahmen (Alle Elektrolyseure aggregiert).

Die geografische Verteilung der Redispatchmaßnahmen ist in Abbildung 10 gegeben. In allen betrachteten Fällen tritt die Reduzierung der Erzeugung im Norden Deutschlands auf, insbesondere im Nord-Westen wo die großen Offshore-Windkraftanlagen an das Onshore-Stromnetz angeschlossen sind. Den Großteil der Erzeugungserhöhung erfolgt durch die thermischen Kraftwerke im Westen sowie im Süden Deutschlands. Für die H2DO-Methode werden die Wasserstoffkraftwerke vorrangig in diesen Gebieten verortet und leisten ebenfalls einen großen Anteil an dieser Erzeugungserhöhung (19,1 TWh – 19,6 TWh, vgl. Abbildung 10 (a) und (b)). Wenn die Elektrolyseure am Redispatch teilnehmen, werden diese im Fall der H2DO-Methode im Westen sowie im Süden Deutschlands in ihrem Verbrauch reduziert, um dort eine Erhöhung der Erzeugung im Redispatch zu vermeiden. Dies ist der Fall, da die angenommenen Kosten für die Reduzierung der Elektrolyseurleistung (Verbrauch) leicht geringer sind als die Kosten für eine entsprechende Erhöhung der Erzeugung an diesen Stromnetzknäuten. Für die NRSO- und die GCM-Methode kann die Abregelung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen insb. im Norden Deutschlands stark reduziert werden, selbst wenn die Elektrolyseure nicht am Redispatch teilnehmen können (vgl. Abbildung 10 (c) und (e)). Können die Elektrolyseure allerdings am Redispatch teilnehmen (vgl. Abbildung 10 (d) und (f)), so kann der zusätzliche Verbrauch der Anlagen dazu beitragen die Abregelung von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen an den jeweiligen Stromnetzknäuten fast vollständig zu verringern. Die Wasserstoffkraftwerke sind aufgrund der Zonenzuschnitte der ESO in Norddeutschland verortet. Diese tragen weniger zu den Redispatchmaßnahmen bei (2,5 TWh für die NRSO-Methode und 3,4 TWh für die GCM-Methode). Eine Ausnahme kann im Fall der GCM-Methode gesehen werden, da hier die Wasserstoffkraftwerke, welche im Osten Deutschland verortet werden, deutlich zum Redispatch beitragen und ihre ins Stromnetz eingespeiste Leistung um 32 % bzw. 37 % in Bezug auf ihre zuvor

ermittelte Dispatchjahresleistung erhöhen. Grundsätzlich werden Erdgaskraftwerke im Süden bzw. im Westen Deutschlands jedoch häufiger genutzt, da diese in einem größeren Umfang vorhanden sind.

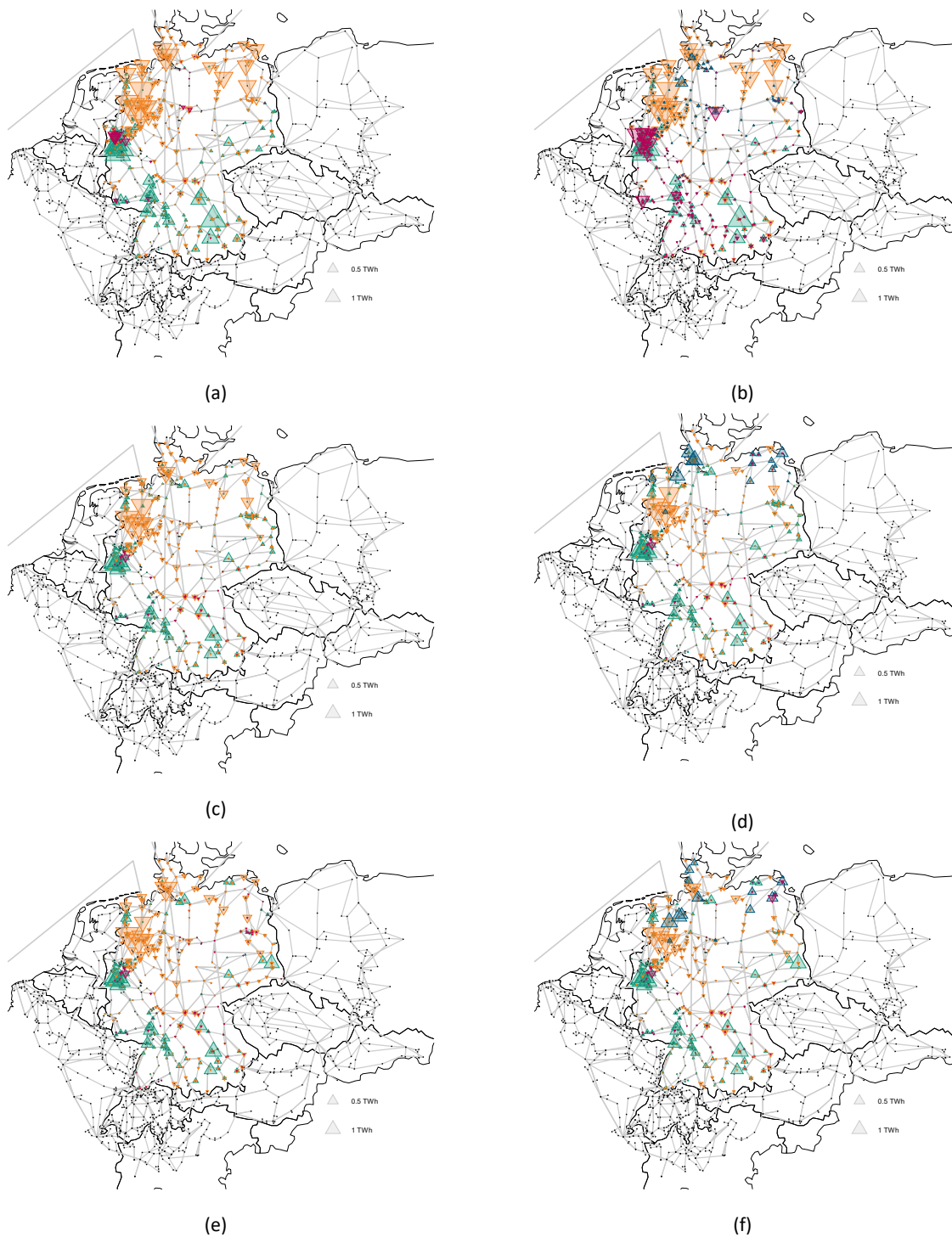


Abbildung 10: Redispatch-Ergebnisse für das modellierte Jahr 2030: Jährliches Volumen für Erhöhung und Reduzierung (Erzeugung und Verbrauch)

▲ Erhöhung Erzeugung ▲ Erhöhung Verbrauch ▼ Reduzierung Erzeugung ▼ Reduzierung Verbrauch

“Hydrogen demand oriented-Zuordnung: (a) keine Elektrolyseure im Redispatch; (b) Elektrolyseure im Redispatch;  
“Nodal renewable surplus oriented-Zuordnung: (c) keine Elektrolyseure im Redispatch; (d) Elektrolyseure im Redispatch;  
“Grid congestion minimizing“-Zuordnung: (e) keine Elektrolyseure im Redispatch; (f) Elektrolyseure im Redispatch;

### IV.1.3 Limitierung der Ergebnisse

Wie bereits oben erwähnt, müssen NRSO und GCM sich an die Vorgaben der Energiesystemmodellierung Enertile halten, die gewisse Kapazitäten für die Regionen vorschreibt. Außerdem haben wir eine Einschränkung für potenzielle Elektrolyseurs- und Wasserstoffkraftwerke von 30 Kilometern zum deutschen Wasserstoffkernnetz angenommen, damit ein Anschluss an das Netz ohne explodierende Kosten möglich ist. Dadurch werden ca. 17% der EHV-Umspannwerke als Standorte ausgeschlossen. H2DO muss sich auf Grund des dezentralen Ansatzes nicht an diese Vorgaben halten und nur in Summe über alle Regionen die gleiche Kapazität installieren. Dadurch unterscheiden sich die resultierenden Verteilungen und Redispatch Kosten sehr.

Für einen ganzheitlichen Vergleich müsste, man nun noch die voraussichtlich eingesparten Kosten gegenrechnen, da man im H2DO Ansatz kein großes Wasserstoffkernnetz braucht.

Unsere Rechnungen basieren auf einem Wetterjahr, das natürlich maßgeblichen Einfluss auf die Redispatch Ergebnisse hat. Die Aussagekraft der optimierten Allokation könnte also von der Hinzunahme weiterer Wetterjahre profitieren. Weiterhin kann auch der schrittweise Ausbau von Elektrolyseuren, Wasserstoffkraftwerken, Erneuerbarer Energien und nicht zuletzt des Stromnetzes zu Verschiebungen der Ergebnisse führen.

Alle Elektrolyseure einer Region haben ähnliche Dispatchprofile, die in der ESO von Spotmarkt Preisen abhängen. In Wirklichkeit wird es voraussichtlich viele unterschiedliche Geschäftsmodelle der Elektrolyseure geben, wodurch sich auch die Dispatchprofile stark unterscheiden können. Wenn Elektrolyseurbetreiber zum Beispiel auf maximale Volllaststunden abzielen, könnte das große Auswirkungen auf das Potential der Redispatchteilnahme haben. Auch die Verringerung der Last eines Elektrolyseurs könnte zu Problemen führen, da dann im Wasserstoffmarkt weniger Wasserstoff bereitsteht. Außerdem müssen nach aktuellem Stand der Regulatorik Elektrolyseure gar nicht am Redispatch teilnehmen.

### IV.1.4 Zusammenfassung

Die Ergebnisse zeigen klar den Mehrwert einer stromnetzdienlichen Allokation wie NRSO oder GCM gegenüber eines ungesteuerten und bedarfsbezogenen Ausbaus wie bei H2DO. Die Redispatchkosten und Volumen sind beide jeweils mindestens 33 % geringer, sogar wenn Elektrolyseure nicht am Redispatch teilnehmen dürfen. Zusätzlich kann die Abregelung erneuerbarer Energien um mehr als 25 % verringert werden, wenn Elektrolyseure am Redispatch teilnehmen dürfen. Im H2DO Fall müssen Elektrolyseure hingegen deutlich mehr abgeregelt werden, damit sie das Stromnetz nicht überlasten, als in den anderen Fällen. Es erscheint also regulatorisch durchaus sinnvoll Anreize für eine stromnetzdienliche Platzierung der Anlagen zu geben, wie z.B. durch §13k EnWG bereits geschehen, und nach Möglichkeit Elektrolyseure im Redispatch einzubinden.

## IV.2 Redispatch Cost Minimizing Allocation

Weite Teile dieses Kapitels wurden in den Conference Proceedings der Operations Research 2025

eingereicht und akzeptiert. Die endgültige Veröffentlichung steht noch aus.

Die Redispatch Cost Minimizing Allocation ist die Weiterentwicklung der Grid Congestion Minimizing Allocation, bei der die Redispatchberechnung direkt mit in das Allokationsmodell aufgenommen wird. So können kostenoptimale Standorte für die Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke bestimmt werden (bezogen auf Redispatchkosten und das linearisierte Modell). Im Folgenden werden die Ergebnisse für eine Variante des S2 Szenarios (siehe III.1.1.1) vorgestellt, bei der in Enertile eine unendliche Übertragungskapazität zwischen den innerdeutschen Zonen angenommen wurde, vor. Hierbei ist zu beachten, dass die Ergebnisse nicht direkt mit den Ergebnissen der GCM Allokation und der Heuristiken aus dem vor dem vorhergehenden Kapitel vergleichbar sind, da während der Projektlaufzeit auf Seite von Enertile vielfältige Aktualisierungen ihrer Ergebnisse vorgenommen worden sind. Die Eingangsdaten für GCM und RCM unterscheiden sich daher, obwohl sie vom gleichen Szenario ausgehen.

Es gibt Elektrolyseure, die flexibel genug betrieben werden können, um Änderungsvorgaben von Netzbetreibern umsetzen zu können und somit am Redispatch teilnehmen zu können. Jedoch müssen diese nach aktueller Regulatorik nicht am Redispatch teilnehmen. Daher wurden zwei Varianten durchgerechnet, eine mit am Redispatch teilnehmenden Elektrolyseuren und eine mit inflexiblen Elektrolyseuren, die nicht am Redispatch teilnehmen. Die resultierenden Verteilungen von Elektrolyseuren und H<sub>2</sub>-Kraftwerken, sowie ihre Nutzung für den Redispatch sind in Abbildung 11 und Abbildung 12 dargestellt. Während bei der H<sub>2</sub>DO-Methode die Elektrolyseure eher in den Westen und Süden Deutschlands, sowie zu einzelnen Industriestandorten in Mittel- und Norddeutschland, gestellt werden, werden diese bei der NRSO-Methode und der RCM-Methode eher in den Norden Deutschlands gestellt. Insbesondere bei der NRSO-Methode sind die Elektrolyseure besonders stark auf die wind-dominierten Regionen der niedersächsischen Küste und der niederländischen Grenze fokussiert. Die RCM-Methode nutzt zusätzlich einige Standorte, die etwas weiter südlich liegen.

Die Wasserstoffkraftwerke werden bei RCM fast ausschließlich in den Westen und Süden Deutschlands gebaut, während die NRSO-Methode und die H<sub>2</sub>DO-Methode auch in Küstennähe und im Osten Wasserstoffkraftwerke Deutschlands bauen.

Bezüglich der Redispatch-Volumina lässt sich aus Abbildung 11 erkennen, dass Elektrolyseure, die mit der H<sub>2</sub>DO-Methode verortet sind, im Redispatch eher abgeregelt werden müssen mit Ausnahme der nördlich platzierten Einheiten. Bei der NRSO-Methode und der RCM-Methode hingegen sieht man, dass diese noch zusätzlich genutzt werden, um Engpässe zu beheben. In Abbildung 12 erkennt man, dass der Redispatchbedarf von Wasserstoffkraftwerken durch die NRSO-Methode und die RCM-Methode gegenüber der H<sub>2</sub>DO-Methode verringert wird.

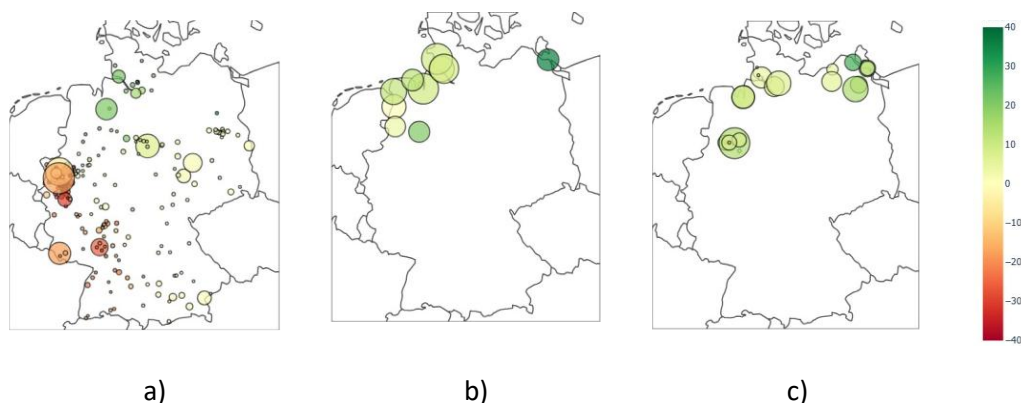


Abbildung 11: Standorte der Elektrolyseure und deren relative Veränderung des jährlichen Stromverbrauchs in % infolge von Redispatch-Maßnahmen im Mid-Demand-Szenario „copperplate“ 2030. Es werden nur Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW angezeigt.; a) H2DO-Methode, b) NRSO-Methode, c) RCM-Methode

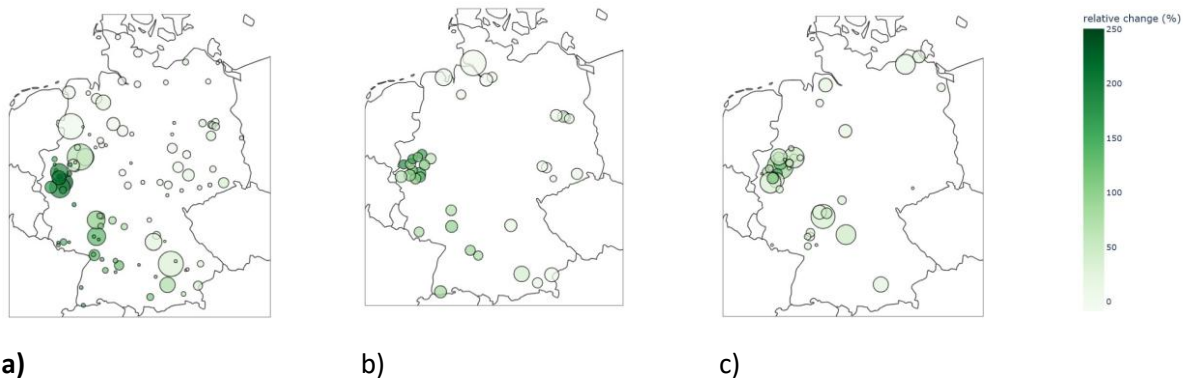
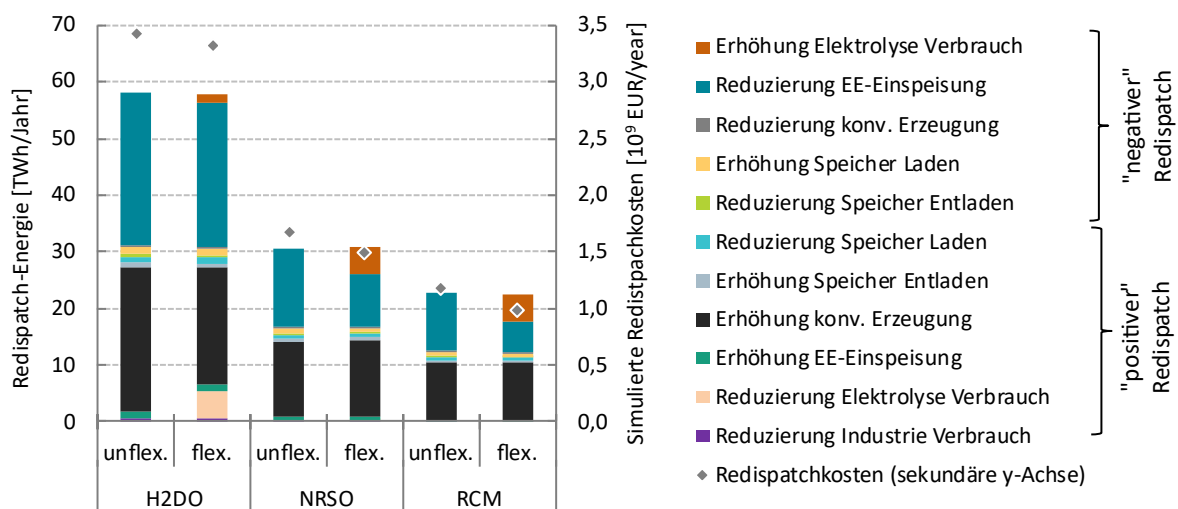


Abbildung 12: Standorte von Wasserstoffkraftwerken und deren relative Veränderung der jährlichen Stromerzeugung infolge von Redispatch-Maßnahmen im Mid-Demand-Szenario „copperplate“ 2030. Es werden nur Anlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW angezeigt.; a) H2DO-Methode, b) NRSO-Methode, c) RCM-Methode

In Abbildung 13 ist sowohl das Redispatchvolumen (Balken), aufgeschlüsselt nach den verschiedenen Technologien, als auch die Redispatchkosten (Rauten) jeweils für die unterschiedlichen Allokationsmethoden und die Varianten flexible oder unflexible Elektrolyseure dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass die Flexibilität der Elektrolyseure in keiner der Varianten einen großen Effekt auf das benötigte Redispatchvolumen hat. Dennoch kann durch die Hinzunahme die Abregelung von erneuerbaren Energien um 6 % (1.4 TWh) für die H2DO-Methode, 33 % (4.1 TWh) für die NRSO-Methode und 48 % (4.4 TWh) für RCM-Methode verringert werden. Wenn man eine Effizienz von 50 MWh/t<sub>H2</sub> für die PEM-Elektrolyse annimmt, entspricht dies einer zusätzlichen Wasserstoffmenge pro Jahr von ca. 27.700 t<sub>H2</sub> für die H2DO-Methode, 82.500 t<sub>H2</sub> für die NRSO-Methode und 87.000 t<sub>H2</sub> für die RCM-Methode. Außerdem lässt sich erkennen, dass, basierend auf unseren Kostenannahmen, für jede Allokationsmethode das Hinzunehmen von Elektrolyseuren in den Redispatch die resultierenden Kosten senkt.

Einen wesentlich größeren Einfluss haben jedoch die Allokationsmethoden selbst. So kann die NRSO-Methode im Vergleich zur H2DO-Methode bereits ca. 51% an Kosten einsparen (ca. 1,8 Milliarden Euro im berechneten Wetterjahr). Die RCM-Methode kann sogar 71% gegenüber der H2DO-Methode einsparen (ca. 2,3 Milliarden Euro). Natürlich sollte man bei diesen Kostenwerten auch bedenken, dass die Kosten der Wasserstoffinfrastruktur, die ggf. erhöht sein könnten, außer Acht gelassen werden.



Allokations Methode / Elektrolyseur-Flexibilität im Redispatch

Abbildung 13: Redispatch-Energie und -Kosten für das modellierte Jahr 2030. Unflex: Elektrolyseure können nicht für Redispatch-Maßnahmen genutzt werden; Flex: Elektrolyseure können für Redispatch-Maßnahmen genutzt werden. H2DO: Elektrolyseure an Wasserstoff-Nachfrage-orientierten Standorten, NRSO: Elektrolyseure an Knoten mit hohem Überschuss erneuerbarer Energie, RCM: Elektrolyseure an Standorten, die die Redispatch-Kosten minimieren

Zum Abschluss wurde noch die geographische Verteilung der Redispatchmaßnahmen untersucht und in Abbildung 14: graphisch dargestellt. Mit der Spitze nach oben gerichtete Dreiecke zeigen eine Erhöhung von Erzeugung bzw. Last im Redispatch an und nach unten gerichtete entsprechend eine Verringerung im Redispatch. Die Größe der Dreiecke steht für den über das Jahr akkumulierten Redispatchbedarf an diesem Stromnetz-knoten. Die Abbildungen (a) und (b) zeigen die Ergebnisse für die H2DO-Methode, (c) und (d) für die NRSO-Methode und (e) und (f) für die RCM-Methode, jeweils mit inflexiblen oder flexiblen Elektrolyseuren. In allen Allokationsvarianten wird hauptsächlich im Norden Erzeugungsleistung verringert, besonders im Nord-Westen Deutschlands, wo viele Anlandungspunkte der Offshore-Windparks lokalisiert sind. Bei der RCM-Methode ist die Reduktion weniger stark ausgeprägt als bei der H2DO-Methode oder der NRSO-Methode.

Ebenfalls wird durchgehend in allen Fällen die Erzeugung im Westen und Südwesten Deutschlands hochgefahren. Im Fall der NRSO-Methode erkennt man, dass zusätzlich noch die Verbräuche reduziert werden müssen. Allgemein kann man auch feststellen, dass, wenn Elektrolyseure am Redispatch teilnehmen, die Erhöhung der Verbräuche höher ist als für die Fälle mit unflexiblen Elektrolyseuren und die Abregelung erneuerbarer Energieträgern dadurch verringert wird. Weiterhin werden die Verbräuche fast ausschließlich durch Elektrolyseure erhöht und alle anderen Verbrauchsflexibilitäten werden nur in zu vernachlässigendem Umfang genutzt.

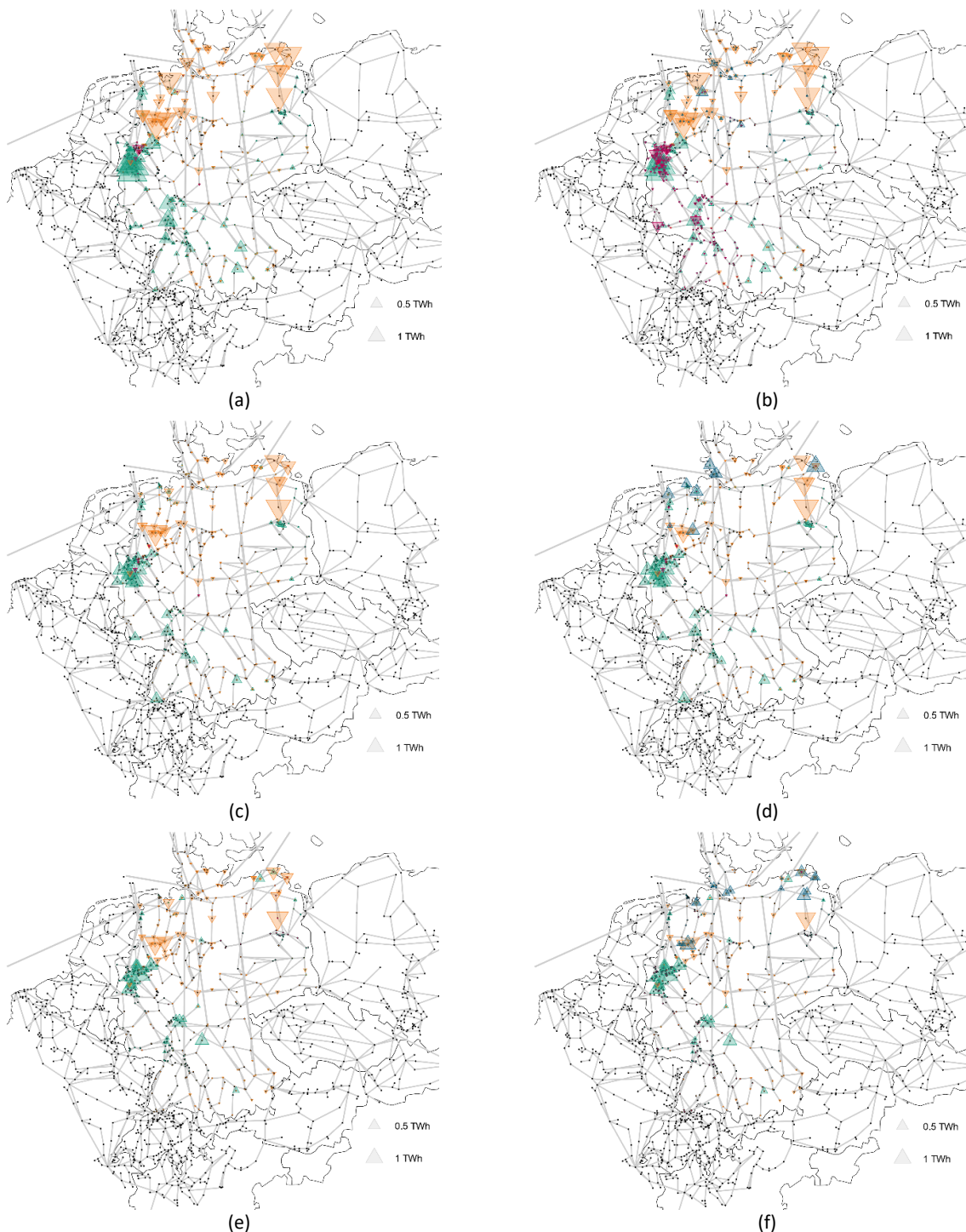


Abbildung 14: Redispatch-Ergebnisse für das modellierte Jahr 2030: Jährliches Volumen für Erhöhung und Reduzierung (Erzeugung und Verbrauch).

▲ Erhöhung Erzeugung ▲ Erhöhung Verbrauch ▼ Reduzierung Erzeugung ▼ Reduzierung Verbrauch;

“Hydrogen demand oriented-Zuordnung: (a) keine Elektrolyseure im Redispatch; (b) Elektrolyseure im Redispatch;

“Nodal renewable surplus oriented-Zuordnung: (c) keine Elektrolyseure im Redispatch; (d) Elektrolyseure im Redispatch;

“Grid congestion minimizing“-Zuordnung: (e) keine Elektrolyseure im Redispatch; (f) Elektrolyseure im Redispatch;

Zusammenfassend kann man sagen, dass die Nutzung von Elektrolyseuren im Redispatch ein großes Potential für Kosteneinsparung und Verhinderung von RES Abregelung bietet. Im betrachteten Szenario wurde die Abregelung um bis zu 48% reduziert. Die Auswahl der Standorte für Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke hat großen Einfluss auf die Redispatchkosten. Bereits mit einer am Nodal Renewable Energy Surplus orientierten Heuristik kann man bis zu 51% der Redispatchkosten durch die Wahl der Standorte sparen, wenn man es mit einem unkoordinierten Wasserstoffhochlauf wie in H2DO vergleicht. Die optimierungsbasierte Variante RCM bestätigt, dass die NRSO Heuristik gute Standorte liefert, indem es ähnliche Standorte auswählt. Man sieht aber auch, dass weiteres Optimierungspotential besteht, da RCM ein bis zu 71% besseres Ergebnis als H2DO liefert. Natürlich haben wie oben erwähnt und auch in IV.1.3 beschrieben viele weitere Kostenfaktoren Einfluss auf die endgültigen Gesamtsystemkosten, die aber hier nicht alle betrachtet werden können.

### IV.3 Gekoppelte Strom- und Wasserstoffnetz Berechnung

#### IV.3.1 Szenarien und Versuchsaufbau

Im gekoppelten Strom/Wasserstoffnetzfall werden einheitlich die Szenariodaten des TransHyDE Szenarios „S2 6DE“ (vgl. III.1.1.1) verwendet, die vom Projektpartner Fraunhofer ISI mit dem Energiesystemmodell Enertile bereitgestellt wurden. Enertile liefert für jede der sechs deutschen Makroregionen (6DE Auflösung) stündliche Zeitreihen für Stromerzeugung, Stromverbrauch, Speicherbetrieb sowie für die sektorale Wasserstoffherzeugung und nachfrage.

Auf dieser Basis werden die Szenariodaten in zwei Strängen weiterverarbeitet, bevor sie im gekoppelten Netzmodell zusammengeführt werden:

- Stromseite / Kopplungselemente (Fraunhofer IEE / Uni Kassel): Die vom ISI bereitgestellten, regional aggregierten Stromzeitreihen werden zunächst auf das detaillierte deutsche Übertragungsnetzmodell disaggregiert (vgl. Abschnitt III.2). Für Elektrolyseure und H<sub>2</sub> Kraftwerke erfolgt die räumliche Allokation mit der in Abschnitt III.4.1 beschriebenen Nodal Renewable Energy Surplus Oriented (NRSO) Heuristik. Dabei werden Elektrolyseure vorzugsweise an Stromnetzknoten mit hohen lokalen EEÜberschüssen und in Nähe zum geplanten Wasserstoff-Kernnetz platziert, Wasserstoffkraftwerke an Stromnetzknoten mit hoher Residuallast. Aus der Kombination von Enertilezeitreihen und NRSOAllokation entstehen stündliche, an konkreten Stromnetzknoten verortete Zeitreihen für die elektrische Leistung der Elektrolyseanlagen und der Wasserstoffkraftwerke.
- Wasserstoffseite / übrige H<sub>2</sub> Sektoren (TU Berlin): Parallel dazu werden die von Enertile übergebenen, regional aggregierten Wasserstoffzeitreihen (z. B. für Industrie, Raffinerien, GasDSO, Export/Import) vom Projektpartner TU Berlin auf das geplante deutsche Wasserstoff Kernnetz disaggregiert. Die sektoralen Wasserstoffherzeugung und Nachfrageprofile werden knotenbasiert den Junctions des H<sub>2</sub>-Transportnetzes zugewiesen und erzeugen so stündliche Massenstrom Zeitreihen für alle nicht durch die hier betrachteten Power-2-Gas/Gas-2-Power Anlagen abgedeckten Sektoren.

Im Anschluss werden die Strom- und Wasserstoffszenariodaten für den gekoppelten Fall in einem gemeinsamen Verarbeitungsschritt zusammengeführt. Dabei berücksichtigt werden:

1. die aus der NRSO-Methode resultierenden, knotenbasierten Zeitreihen der Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke (Strom- und Wasserstoffseite) und

2. die von der TU Berlin auf das Wasserstoff-Kernnetz disaggregierten Wasserstoffzeitreihen der übrigen Sektoren.

Diese werden auf eine gemeinsame Wasserstoffnetztopologie abgebildet und zu konsistenten stündlichen Wasserstoff Massenstromprofilen je Junction zusammenführt. Das Skript stellt sicher, dass zum einen an den Kopplungsknoten die aus der elektrischen Leistung der Power-2-Gas/Gas-2-Power-Anlagen berechneten Wasserstoffmassenströme mit den sektoralen Wasserstoffzeitreihen vereinbar sind. Zum anderen wird sichergestellt, dass die Summe aller Einspeisungen und Entnahmen im Wasserstoffnetz die von Enertile vorgegebenen makroskopischen Wasserstoffbilanzen (Szenario S2) reproduziert.

Die so erzeugten, kombinierten Zeitreihen bilden die Datengrundlage für die in Kapitel III.5 dargestellten gekoppelten Strom und Wasserstoffnetz-Berechnungen: Im Redispatch-Modell erscheinen die Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke als flexible elektrische Last bzw. Erzeugungseinheiten, während im Wasserstoffnetzmodell dieselben Anlagen – zusammen mit den modellierten Sektorlasten – als knotenbasierte Wasserstoffeinspeiser und Entnehmer berücksichtigt werden.

Für die Bewertung der Auswirkungen der Wasserstoffnetz-Randbedingungen werden zwei Modellvarianten betrachtet:

- Case Poweronly (Case P) - nur Stromnetz: Das Redispatch-Modell (Abschnitt III.3) wird ohne H<sub>2</sub>-Netzrandbedingungen betrieben. Elektrolyseure und H<sub>2</sub>-Kraftwerke werden ausschließlich als elektrische Last bzw. Erzeugungseinheiten modelliert.
- Case Coupled (Case C) - gekoppeltes Strom/Wasserstoffnetz: Das gleiche Redispatch-Modell wird mit dem in Abschnitt III.5.1.2 beschriebenen nichtlinearen Wasserstoffnetzmodell gekoppelt. Elektrolyseure (P2G) und Wasserstoffkraftwerke (G2P) erscheinen zusätzlich als Einspeiser bzw. Entnehmer im Wasserstoffnetz. Ihre elektrische Leistung wird über Wirkungsgrade und Heizwerte in Wasserstoffmassenströme umgerechnet und in die Knotenbilanzen und Druckflussgleichungen des Wasserstoffnetzes eingespeist. Das Wasserstoffnetz fungiert damit als zusätzlicher physikalischer Nebenbedingungenblock: Nur solche Redispatch-Einsätze von P2G und G2P-Einheiten sind zulässig, für die die resultierenden Drücke und Massenströme im Wasserstoffnetz innerhalb der vorgegebenen Grenzen liegen.

In beiden Fällen wird die gleiche räumliche Allokation der Kopplungselemente (Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke) verwendet; Unterschiede in den Ergebnissen sind daher ausschließlich auf die Berücksichtigung bzw. Nichtberücksichtigung der Wasserstoffnetz-Randbedingungen zurückzuführen.

Für die in diesem Abschnitt dargestellten Auswertungen wird ein repräsentativer 24-Stunden-Zeitraum aus dem Jahr 2030 betrachtet. Die Enertile-Zeitserien liegen in stündlicher Auflösung vor; im Redispatch-Modell und im Wasserstoffnetzmodell werden ebenfalls stündliche stationäre Zustände berechnet. Eine zeitliche Kopplung des Wasserstoffnetzes über Linepack wird im Projekt nicht berücksichtigt, d. h. das Wasserstoffnetz wird in jeder Stunde als eingeschwungen betrachtet.

Die 24 Stunden werden in beiden Modellvarianten stundenscharf berechnet, d. h. es werden 24 unabhängige Optimierungen durchgeführt, jeweils mit den zugehörigen stündlichen Dispatch-Setpoints als Eingangsdaten. Im Stromnetz besteht über die Speicherfüllstände eine zeitliche Kopplung

innerhalb von 24-Stunden Blöcken; durch die Annahme, dass das Speicherfüllstandsprofil am Ende jedes Tages wieder an das MarktdispatchProfil anschließt (vgl. Abschnitt III.3), kann jeder Tag separat optimiert werden.

Die Modelle sind in AMPL implementiert und werden in das am Fraunhofer IEE und der Universität Kassel entwickelte Optimierungswerkzeug AMYGO implementiert. Für den DC-leistungsflussbasierten Redispatch wird ein linearer Solver verwendet (Gurobi), während das Wasserstoffnetzmodell mit der nichtlinearen Weymouth-Gleichung mithilfe des Solvers IPOPT bzw. KNITRO gelöst wird. Die Kopplung erfolgt auf Knotenebene, wie in Abschnitt III.5.2 beschrieben.

Mit diesem Versuchsaufbau lassen sich die stromseitigen Redispatch-Ergebnisse aus „Case P“ und „Case C“ direkt vergleichen und gleichzeitig die resultierenden hydraulischen Zustände im Wasserstoffnetz analysieren.

#### IV.3.2 Case Poweronly

Im Case Poweronly wird ausschließlich das Redispatch-Modell des Stromübertragungsnetzes (Abschnitt III.3) genutzt; das Wasserstoffnetzmodell ist zwar formal enthalten, die Kopplungselemente (P2G/G2P) werden stromseitig jedoch nicht aktiv eingesetzt. Elektrolyseure und H<sub>2</sub>-Kraftwerke erscheinen in dieser Variante nur als potenzielle Kategorien in den Eingabedaten, sind im Redispatch jedoch vollständig deaktiviert.

Tabelle 4: Statistische Kennzahlen ausgewählter Größen (24 h) im Fall Case Poweronly und Case Coupled

Szenario	Physikalische Größe	Max	Min	Mittelwert
Case Poweronly	Knotendruck (bar)	54,4421	31,1013	53,4427
	Leitungs-Massenstrom (kg/s)	0	0	0
	Redispatch-Kosten (€/h)	47,0433	0,01741	1,9796
	Elektrischer Spannungswinkel	1,1431	-0,8345	0,0019
	Wirkleistungsfluss (MW)	2027,014	-2550,9514	-0,6156
	Elektrische Leistung der Elektrolyseure (MW)	0	0	0
	Elektrische Leistung der H <sub>2</sub> -Kraftwerke (MW)	0	0	0
Case Coupled	Knotendruck (bar)	101,1013	31,1013	56,463
	Leitungs-Massenstrom	6,7006	-4,1611	-0,005

(kg/s)			
Redispatch-Kosten (€/h)	864683	802052	847290
Elektrischer Spannungswinkel	1,0998	-7,7063	-0,2775
Wirkleistungsfluss (MW)	2028,6117	-2528,4214	26,2766
Elektrische Leistung der Elektrolyseure (MW)	2000	0	651
Elektrische Leistung der H <sub>2</sub> -Kraftwerke (MW)	440,8326	5,3991	93,6503

Tabelle 4 zeigt, dass die Wasserstoffseitigen Größen in Case Poweronly lediglich einen stationären Grundzustand abbilden: Die Knotendrucke im Wasserstoffnetz bewegen sich in einem engen Bereich zwischen 31,1 bar und 54,8 bar, der Mittelwert liegt bei 53,4 bar. Die Massenströme auf den Leitungen sind hingegen über alle Stunden hinweg numerisch gleich Null (Max = 0 kg/s, Min = 0 kg/s, Mittelwert = 0 kg/s). Das H<sub>2</sub>-Transportnetz wird in diesem Szenario hydraulisch also nicht genutzt – es findet weder ein Transport von Wasserstoff aus Elektrolyseuren noch eine Entnahme durch H<sub>2</sub>-Kraftwerke statt.

Stromseitig zeigen die Spannungswinkel und Wirkleistungsflüsse ein typisches Leistungsflussbild des deutschen Übertragungsnetzes: Die maximalen Zweigflüsse liegen im Bereich von etwa 2 GW, die minimalen bei –2,6 GW. Diese Werte bleiben jedoch innerhalb der zulässigen Auslastungsgrenzen; es treten im betrachteten 24-h-Zeitraum keine Leitungsüberlastungen auf, die Redispatch erfordern würden. Entsprechend sind die Redispatch Kosten über alle Stunden sehr niedrig: Sie bewegen sich zwischen 0,02 €/h und 47 €/h, der Mittelwert liegt bei lediglich rund 2 €/h, was auf fast eine reine Markt-Dispatch-Situation ohne zusätzliche Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber hinweist.

Die Leistungssummen von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken sind im Case Poweronly über alle Stunden exakt null. Aus Sicht des Modells stehen diese Einheiten somit zwar als Infrastruktur im Wasserstoffsystem zur Verfügung, tragen aber nicht als flexible Lasten bzw. Erzeuger zur Engpassbewirtschaftung im Stromnetz bei. Der Case Poweronly bildet damit eine rein stromseitige Referenz, in der die Wasserstoffinfrastruktur für die Redispatch-Optimierung faktisch ignoriert wird.

#### IV.3.3 Case Coupled

Im Fall Case Coupled wird das Redispatch-Modell des Stromnetzes mit dem in Abschnitt III.5.1.2 beschriebenen H<sub>2</sub>-Netzmodell gekoppelt. Elektrolyseure (P2G) und H<sub>2</sub>-Kraftwerke (G2P) erscheinen nun nicht nur als elektrische Last- bzw. Erzeugungseinheiten, sondern zusätzlich als Einspeiser bzw. Entnehmer von Wasserstoff im H<sub>2</sub>-Transportnetz. Ihre elektrische Leistung wird über Wirkungsgrade und Heizwerte in H<sub>2</sub>-Massenströme umgerechnet und in die Knotenbilanzen und Druckflussgleichungen des H<sub>2</sub>-Netzes eingespeist.

Dies spiegelt sich unmittelbar in den H<sub>2</sub>-seitigen Kennzahlen wider (Tabelle IV-5-2). Die Knotendrucke

nutzen im gekoppelten Fall den verfügbaren Betriebsbereich deutlich stärker aus: Sie liegen nun zwischen 31,1 bar und 101,1 bar, der Mittelwert steigt auf 56,5 bar. An einzelnen Junctions wird damit das obere Druckband nahezu erreicht, was auf lokal geringe hydraulische Reserven hinweist. Die Massenströme auf den H<sub>2</sub>-Leitungen sind nicht mehr vernachlässigbar klein, sondern erreichen Beträge von bis zu 6,7 kg/s; die Vorzeichen verdeutlichen die jeweilige Strömungsrichtung. Im Mittel liegt der Massenstrom nahe null, was die bilanzielle Schließung des H<sub>2</sub>-Netzes über Einspeiser, Verbraucher und Slack-Knoten widerspiegelt.

Gleichzeitig werden die Kopplungselemente nun stromseitig deutlich genutzt. Die summierte elektrische Leistung der Elektrolyseure liegt im gekoppelten Fall zwischen 3,4 MW und rund 4,8 GW, mit einem mittleren Wert von knapp 94 MW. Die H<sub>2</sub>-Kraftwerke speisen im gleichen Leistungsbereich ein (Maximalwert ca. 4,6 GW, Mittelwert ebenfalls rund 94 MW). Insgesamt wird damit ein H<sub>2</sub>-Kreislauf abgebildet, in dem Elektrolyseure an geeigneten Standorten Wasserstoff erzeugen, der über das H<sub>2</sub>-Netz transportiert und in H<sub>2</sub>-Kraftwerken wieder verstromt wird. Die resultierenden H<sub>2</sub>-Massenströme und Drücke werden durch die Weymouth-Gleichungen, Flussgrenzen und Druckgrenzen im H<sub>2</sub>-Netzmodell physikalisch abgesichert.

Auf der Stromnetzseite bleiben die Spannungswinkel und Zweigflüsse im gekoppelten Fall in ähnlichen Größenordnungen wie im Referenzfall: Die maximalen Wirkleistungsflüsse steigen auf etwa 20 GW, die minimalen auf -2,8 GW. Diese Unterschiede ergeben sich aus der veränderten räumlichen Verteilung von Einspeisung und Last durch den Einsatz von P2G- und G2P-Einheiten. Entscheidend ist jedoch, dass die zusätzlichen H<sub>2</sub>-Netzrandbedingungen nun Redispatch-Maßnahmen erzwingen: Die Redispatch-Kosten liegen im gekoppelten Fall je nach Stunde zwischen rund 0,80 Mio. €/h und 1,10 Mio. €/h, mit einem durchschnittlichen Wert von etwa 0,85 Mio. €/h.

Im Vergleich zu Case Poweronly zeigt sich damit, dass die Kopplung mit dem H<sub>2</sub>-Netz nicht zu geringeren stromseitigen Kennzahlen führt, sondern vielmehr die physikalische Machbarkeit der im Redispatch genutzten P2G- und G2P-Leistungen sicherstellt. Bestimmte, im reinen Stromnetzmodell theoretisch zulässige und kostengünstige Dispatch-Konfigurationen sind hydraulisch nicht realisierbar, da sie zu unzulässigen H<sub>2</sub>-Drücken oder Massenströmen führen würden. Das gekoppelte Modell schließt solche Lösungen aus; die dadurch entstehenden positiven Redispatch-Kosten im Case Coupled quantifizieren den Preis dafür, dass der Betrieb von Elektrolyseuren und H<sub>2</sub>-Kraftwerken nicht nur stromseitig, sondern auch wasserstoffseitig physikalisch zulässig ist.

Die Kopplung von Strom- und H<sub>2</sub>-Netz führt nicht zu geringeren Redispatch-Kosten, sondern zu einer physikalisch konsistenten Bewertung der tatsächlich nutzbaren Flexibilität von Elektrolyseuren und H<sub>2</sub>-Kraftwerken. Die Mehrkosten im Case Coupled gegenüber Case Poweronly zeigen, welchen Preis das System zahlen muss, wenn die im Stromnetz vorgesehenen P2G- und G2P-Einsätze auch im vorhandenen H<sub>2</sub>-Kernnetz hydraulisch realisierbar sein sollen, und identifizieren zugleich die Engpässe im H<sub>2</sub>-Netz, die diese Flexibilität begrenzen.

#### IV.3.4 Fazit

Die Studie unterstreicht die Komplementarität der Werkzeuge: SIMONE bleibt das Referenzwerkzeug für den operativen Betrieb komplexer Übertragungsnetze. MYNTS bietet eine exzellente Umgebung für detaillierte physikalische Forschung. pandapipes hingegen besetzt durch seinen Open-Source-Charakter und seine Geschwindigkeit eine Schlüsselrolle in der automatisierten Netzplanung und

Optimierung, wo es als hocheffizienter Rechenkern in größere Software-Frameworks integriert werden kann.

#### IV.4 Zusammenfassung

Im Rahmen des Vorhabens wurde die gekoppelte Betrachtung von Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen umfassend untersucht, mit besonderem Fokus auf die Schnittstellen zwischen beiden Systemen – insbesondere Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke – sowie deren optimale Verortung in einem zukünftigen Energiesystem. Ausgangspunkt war die Beobachtung, dass bereits im heutigen Stromsystem erhebliche Netzengpässe bestehen, deren Behebung durch Redispatch-Maßnahmen mit hohen Kosten verbunden ist. Vor diesem Hintergrund wurde analysiert, inwiefern der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft so gestaltet werden kann, dass zusätzliche Netzbelastungen vermieden oder sogar systementlastende Effekte erzielt werden.

Zur Bearbeitung dieser Fragestellungen wurden durch die Universität Kassel und das Fraunhofer IEE komplementäre methodische und modellbasierte Ansätze entwickelt und miteinander verknüpft. Dazu wurde ein bestehendes Stromnetzmodell gezielt weiterentwickelt, um strukturelle Veränderungen zukünftiger Energiesysteme, wie sie sich aus den im Projekt betrachteten Infrastrukturentwicklungen ergeben, konsistent abzubilden. Ziel war die Schaffung eines Stromnetzmodells, das in der Lage ist, die energetischen Wechselwirkungen mit wasserstoffbasierten Technologien realitätsnah zu erfassen.

Ergänzend hierzu wurden Methoden zur optimierten Bewertung von Infrastrukturrückwirkungen in gekoppelten Gas-, Strom- und Wasserstoffnetzen entwickelt. Hierfür wurde ein mathematisches Optimierungsmodell erarbeitet, das eine kostenoptimale Allokation von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken unter Berücksichtigung netztechnischer Restriktionen ermöglicht. Dieses Modell wurde mit einem Datenmodell verknüpft, das auf dem Open-Source-Tool pandapipes basiert. Parallel dazu wurde pandapipes durch die Universität Kassel und das Fraunhofer IEE substantiell weiterentwickelt, insbesondere im Hinblick auf die methodischen Anforderungen der Gasnetzberechnung in Hochdruck-Transportnetzen und die Abbildung wasserstoffspezifischer Eigenschaften.

Die entwickelten Methoden wurden auf Szenarien angewendet, die durch Projektpartner – insbesondere unter Nutzung des Energiesystemmodells Enertile – bereitgestellt wurden und unterschiedliche Entwicklungene des Wasserstoffhochlaufs abbilden. Die Ergebnisse zeigen in allen betrachteten Fällen ein erhebliches Einsparpotenzial bei Redispatch-Kosten im Vergleich zu nicht-optimierten oder heuristischen Allokationsansätzen. Eine systemdienliche Platzierung von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken kann demnach signifikant zur Entlastung der Stromnetze beitragen. Dabei ergibt sich eine robuste räumliche Verteilung mit einer Konzentration von Elektrolyseuren in Regionen mit hohem erneuerbarem Energiepotenzial sowie einer verstärkten Ansiedlung von Wasserstoffkraftwerken in lastnahen Regionen. Vereinfachte Ansätze, etwa auf Basis des „Nodal Renewable Surplus“, liefern bereits gute Näherungen, erreichen jedoch nicht die Effizienz der kostenoptimalen Modellierung.

Aufgrund der hohen Komplexität der Modelle wurde die detaillierte Kopplung von Strom- und Wasserstoffnetzen zusätzlich adressiert. Hierzu wurden integrierte Modelle entwickelt, die eine gekoppelte Betrachtung von Wasserstoff- und Strominfrastrukturen ermöglichen. Das Optimierungswerkzeug AMYGO wurde hierfür um ein Gas- bzw. Wasserstoffnetzmodell erweitert, sodass Wechselwirkungen zwischen beiden Systemen, insbesondere im Kontext von Redispatch-Maßnahmen, simultan analysiert werden können.

Gefördert durch:



Ein weiterer Schwerpunkt lag auf der Validierung und methodischen Einordnung der entwickelten Modelle. Hierzu wurde pandapipes mit dem physikalischen Detailmodell MYNTS verglichen und gezielt weiterentwickelt, insbesondere hinsichtlich der Modellierung von Anlagen zur Wasserstoffnutzung. Darüber hinaus wurde ein umfassender Modellvergleich durchgeführt, der unterschiedliche Modellierungsansätze im Hinblick auf räumliche und zeitliche Auflösung, Modellgrenzen sowie Eingangsdaten systematisch gegenüberstellt. Diese Arbeiten leisten einen wichtigen Beitrag zur Qualitätssicherung und Weiterentwicklung von Energiesystemmodellen.

Neben den methodischen Entwicklungen erfolgte eine systemische Einordnung der betrachteten Technologien durch die gemeinsame Analyse von Wasserstoff-Strom-Systemen als Alternativszenarien. Die Verknüpfung der entwickelten Modelle ermöglicht die Ableitung robuster Ergebnisse, die sowohl zur Identifikation technischer Herausforderungen als auch zur Formulierung politischer Handlungsoptionen beitragen.

Ergänzend wurden wissenschaftliche Outputs generiert, darunter Publikationen, Konferenzbeiträge sowie Abschlussarbeiten und Promotionen. Diese tragen zur Verbreitung der Ergebnisse in der Fachcommunity sowie zur Qualifizierung des wissenschaftlichen Nachwuchses bei.

Insgesamt zeigt das Vorhaben, dass durch die integrierte, modellgestützte Analyse von Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen erhebliche Effizienzpotenziale erschlossen werden können. Die entwickelten Methoden und Werkzeuge leisten einen wichtigen Beitrag zur wissenschaftlichen Fundierung und praktischen Ausgestaltung einer kosteneffizienten, sicheren und klimaneutralen Transformation des Energiesystems.

## V. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse im Sinne des Verwertungsplans

Die Weiterentwicklungen, der Open-Source Werkzeuge pandapower und pandapipes, welche im Rahmen des Vorhabens getätigt wurden, sind für alle Interessengruppen und Interessenten möglich, da diese unter BSD-Lizenz veröffentlicht wurden. Durch die Weiterentwicklung von pandapipes und pandapower wurde somit das Potenzial zur wirtschaftlichen Wertschöpfung für eine sehr breite Nutzerbasis erhöht.

Weiterhin wurde das Know-How in Form von Modellen und Methoden in das Optimierungswerkzeug AMYGO [5] integriert und so eine Strom- und Wasserstoffnetzübergreifende Optimierung ermöglicht. Der Einsatz der hier entwickelten Modelle und Methoden kann in nachfolgenden Vorhaben eingebracht werden und die Basis für weitere Entwicklungen bieten. An dieser Stelle ergibt sich somit ebenfalls ein Potenzial zur wissenschaftlichen als auch der wirtschaftlichen Verwertung. Auch wurden somit die wissenschaftliche Konkurrenzfähigkeit sowie die Zukunftssicherheit gestärkt.

Die Ergebnisse der gekoppelten Betrachtungen von Strom- und Wasserstoffübergreifenden Infrastrukturen können dabei helfen Investitionsentscheidungen für zukünftige Infrastrukturen volkswirtschaftlich sinnvoll zu gestalten. Die (Weiter-) Entwicklungen der Methoden und Werkzeuge, welche im Rahmen des Vorhabens entstanden sind, können an dieser Stelle zum Einsatz kommen.

Weiterhin trug und trägt das Vorhaben und die darin enthaltenen Arbeiten dazu bei, dass Know-How und Personal im Themenfeld der gekoppelten Infrastrukturen auszubauen und zu erhalten. Dies gilt insbesondere auch für die mathematische Modellierung und Optimierung im Kontext von gekoppelten Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen.

Ebenfalls wurden die Kontakte und Netzwerkaktivitäten sowohl in der Stromversorgerbranche als auch in der Gasversorgungsbranche weiter ausgebaut und vertieft. Dies hat eine praxisrelevanz der erzielten Ergebnisse zur Folge. Weiterhin wurden die wissenschaftliche Zusammenarbeit mit anderen Forschungseinrichtungen und Universitäten verbessert, was zu einer möglichen Bildung von leistungsstarken Konsortien (auch nach der Vorhabenslaufzeit) für weitere Vorhaben führt.

Die Projektergebnisse wurden auf wissenschaftlichen Konferenzen, im Rahmen der diversen vorhabenbezogenen Treffen als auch auf weiteren Veranstaltungen wie bspw. dem „Symposium multimodale Energiesysteme am Fraunhofer IEE“ vorgestellt. Somit wurden die Ergebniskommunikation hinsichtlich der Weiterentwicklungen und Ergebnisse der unterschiedlichen Methoden, Simulationen und die darin genutzten Werkzeuge geteilt.

Die entwickelten Methoden wurden in das vorhandene Netzplanungstool AMYGO bzw. in das vom Fraunhofer IEE und der Universität Kassel entwickelte Open-Source Tool Pandapipes integriert. Diese sind nun für nachfolgende Studien und Projekte verfügbar und nutzbar. Unter anderem sollen Teile davon in SyNerGy-H2 wiederverwendet werden. Die entwickelten Methoden in pandapipes wurden ausserdem open-access publiziert und stehen so auch Dritten zur Verfügung. Insbesondere die optimierte Bewertung und Analyse der Standortbewertung von Elektrolyseanlagen und Wasserstoffkraftwerken können dazu beitragen, ein nachhaltigeres Wirtschaften bzw. einer

nachhaltigeren form der Energieversorgung im Rahmen der Wasserstoff- und Stromsysteme in gekoppelter Form zu ermöglichen.

Durch die im vorliegenden Schlussbericht vorgestellten Arbeiten und Ergebnisse konnten die in Kapitel I beschriebenen Aufgabenstellung der Universität Kassel und des Fraunhofer IEE erfüllt werden.

## VI. Erfolgte Veröffentlichungen

In der nachfolgenden Tabelle 5 sind die im im Kontext des Projekts erfolgten Veröffentlichungen aufgelistet.

Tabelle 5: Erfolgte Veröffentlichungen im Rahmen des Vorhabens

Datum	Art der Veröffentlichung	Titel	Autoren
Oktober 2024	Conference Proceedings - 23rd Wind & Solar Integration Workshop	Flexible Electrolysers as a Tool for Renewable Energy Integration and Congestion Management: Comparison of Different Allocation Methods in a Transmission System Case Study for Germany 2030	Kisse, Jolando Hahn, Philipp Harms, Yannic Braun, Martin
Mai 2025	ETG Kongress 2025, ETG-Fachbericht	AMYGO: Automated Modular Energy Grid Optimization	Harms, Yannic Mende, Denis Löwer, Lothar Meinecke, Steffen Damm, Nicolai Stock, David Sebastian
September 2025	Conference Proceedings – Operations Research Conference OR 2025, 2025	Allocation of Electrolysers and Hydrogen Power Plants - Minimizing Redispatch Cost in the Power Transmission Grid (Akzeptiert, Veröffentlichung steht aus)	Hahn, Philipp Harms, Yannic
November 2025	Bericht	European Hydrogen Infrastructure Planning - Latest Insights from TransHyDE System Analysis	Braun, Martin Hahn, Philipp Harms, Yannic Kisse, Jolando

Offen	Beitrag im Fachjournal „Next Energy“	Framework for Evaluating Integrated Gas Network Simulation Tools: A Comparative Study of MYNTS, pandapipes and SIMONE (Akzeptiert, Veröffentlichung steht aus)	Kuzyaka, Berkan Akca, Okan Klaasen, Bernahrd Ben Safta, Khalil Anrari, Mehrnaz
-------	---	--	--

## VII. Literatur

- [1] F. e. Universität Kassel und Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE. "pandapower." [Online.] Verfügbar: <https://www.pandapower.org/>
- [2] Universität Kassel Fachgebiet e<sup>2</sup>n und Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE. "pandapipes." [Online.] Verfügbar: <https://www.pandapipes.org/>
- [3] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE. "DAVE." [Online.] Verfügbar: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/anwendungsfelder/energienetze/automatisierte-netzgenerierung.html>
- [4] S. Meinecke *et al.*, "SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis," *Energies*, Jg. 13, Nr. 12, S. 3290, 2020, doi: 10.3390/en13123290.
- [5] Y. Harms, D. Mende, S. Meinecke, N. Damm, L. Löwer und D. S. Stock, "AMYGO: Automated Modular Energy Grid Optimization," VDE ETG Kongress 2025, 2025.
- [6] Fraunhofer-Institut für Algorithmen und Wissenschaftliches Rechnen SCAI. "MYNTS – Multiphysikalischer Netzwerksimulator." Zugriff am: 25. März 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.scai.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/network-evaluation-technologies/produkte/mynts.html>
- [7] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. "enertile." [Online.] Verfügbar: <https://enertile.eu/enertile-en/>
- [8] J. M. Kisse, P. Hahn, Y. Harms und M. Braun, "Flexible electrolyzers as a tool for renewable energy integration and congestion management: comparison of different allocation methods in a transmission system case study for Germany 2030," *IET Conf. Proc.*, Jg. 2024, Nr. 16, S. 686–694, 2025, doi: 10.1049/icp.2024.3863.
- [9] P. Hahn und Y. Harms, "Allocation of Electrolysers and Hydrogen Power Plants - Minimizing Redispatch Cost in the Power Transmission Grid," in *Operations Research 2025, Bielefeld, 2025 (akzeptiert, Veröffentlichung steht aus)*.
- [10] B. Kuzyaka, O. Akca, B. Klaasen, K. Ben Safta und M. Anvari, "Framework for Evaluating Integrated Gas Network Simulation Tools: A Comparative Study of MYNTS, pandapipes and SIMONE," in *Next Energy (Akzeptiert, Veröffentlichung steht aus)*.
- [11] 50Hertz Transmission GmbH. "Statisches Netzmodell." Zugriff am: 20. März 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/Netzdaten/StatischesNetzmodell>
- [12] Amprion GmbH. "Statisches Netzmodell." Zugriff am: 20. März 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.amprion.net/Strommarkt/Engpassmanagement/Statisches-Netzmodell/>
- [13] TenneT TSO GmbH. "Statisches Netzmodell für Marktteilnehmer." Zugriff am: 20. März 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.tennet.eu/de/transparenz-deutschland>
- [14] Joint Allocation Office (JAO), "Static grid model," Zugriff am: 26. März 2026. [Online.] Verfügbar unter: <https://www.jao.eu/static-grid-model>
- [15] Bundesnetzagentur, "Leitungsvorhaben," Zugriff am: 26. März 2026. [Online.] Verfügbar unter: <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/liste/liste.html>
- [16] Bundesnetzagentur. "Bedarfsermittlung 2021-2035: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom." Zugriff am: 26. März 2026. [Online.] Verfügbar: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP2035\\_Bestaetigung.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP2035_Bestaetigung.pdf)
- [17] ESA<sup>2</sup> GmbH. "TRANSHYDE database." [Online.] Verfügbar: <https://data.esa2.eu/tree/transhyde>

Gefördert durch:



- [18] T. Fleiter *et al.*, "Hydrogen Infrastructure in the Future CO<sub>2</sub>-Neutral European Energy System— How Does the Demand for Hydrogen Affect the Need for Infrastructure?," *Energy Tech*, Jg. 13, Nr. 2, 2025, Art. Nr. 2300981, doi: 10.1002/ente.202300981.
- [19] SIMONE Research Group. "SIMONE SOFTWARE." Zugriff am: 30. März 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.simone.eu/simone-simonesoftware.asp>
- [20] Bundesnetzagentur. "Wasserstoff-Kernnetz." Zugriff am: 27. März 2026. [Online.] Verfügbar: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>