

# Determinanten für den Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur im treibhausgasneutralen deutschen Energiesystem

Miriam FRÖMEL\*, Benjamin LUX, Gerda DEAC

Fraunhofer ISI, Breslauer Str. 48, 76139 Karlsruhe, Deutschland,  
miriam.froemel@isi.fraunhofer.de

**Kurzfassung:** Der gleichzeitige Hochlauf von Wasserstoffnachfrage, -angebot, und verbindenden -infrastrukturen birgt zahlreiche Herausforderungen. Um einen Infrastrukturausbau für Wasserstoff langfristig robust zu gestalten, ist es wichtig, Determinanten und deren Einflüsse auf die benötigte Infrastruktur zu kennen. Modellgestützte Szenarioanalysen können bei der Identifikation dieser Determinanten unterstützen und politische Entscheidungen datengestützt vorbereiten. Energiesystemmodelle, die das gesamte, sektorgekoppelte Energiesystem in Deutschland räumlich und zeitlich hoch aufgelöst betrachten, Handel mit dem europäischen Ausland nicht vernachlässigen und den Fokus auf die Wasserstoffinfrastruktur legen, sind selten. In dieser Arbeit<sup>1</sup> werden unter Verwendung einer Kostenminimierung des Energieangebots szenarienbasiert die Einflüsse zweier Parameter auf die Wasserstoffinfrastruktur in einem klimaneutralen, sektorgekoppelten Ziel-Energiesystem analysiert. Die untersuchten Beeinflussungsgrößen sind der innereuropäische Energieautarkiegrad sowie der Einsatz von Offshore-Elektrolyseuren. Es wird die folgende Fragestellung beantwortet: Wie wirkt sich eine Variation dieser beiden Parameter auf (1) die benötigte Elektrolyseleistung, (2) die innerdeutschen Wasserstoffflüsse sowie (3) die optimal auszubauenden Wasserstoffspeicher in Deutschland aus?

- (1) Es wurde gezeigt, dass im Falle eines erhöhten Autarkiegrads der einzelnen europäischen Länder ein verstärkter Ausbau von Elektrolyseuren an der deutschen Nordseeküste kostenoptimal ist, wobei für Deutschland eine starke Abhängigkeit von Wasserstoffimporten bestehen bleibt. Darüber hinaus sagen die Optimierungsergebnisse aus, dass eine Koproduktion von Strom und Wasserstoff auf See optimal ist.
- (2) Alle Szenarien liefern als Ergebnis eine ähnliche Netzstruktur, welche sich vor allem durch eine unterschiedliche Ausprägung der Wasserstoffflüsse unterscheidet. Die Optimierungsergebnisse zeigen einen Nord-Süd-Transport von Wasserstoff bis zur Mitte Deutschlands. Der Hauptfluss darunter mündet in einem Cluster um Düsseldorf, welches das Hauptnachfragecluster für Wasserstoff darstellt.
- (3) Die Ergebnisse zeigen, dass ein kostenoptimales, sektorgekoppeltes Energiesystem saisonale Wasserstoffspeicher benötigt. Außerdem wurde deutlich, dass das optimale Speichervolumen abhängig von der Rückverstromungsmenge sowie von der Anbindung an europäische Speicher bzw. die sog. MENA-Region ist

**Keywords:** Energiesystemmodellierung, lineare Optimierung, Treibhausgasneutralität, Energieangebot, Wasserstoffinfrastruktur

---

<sup>1</sup> Basierend auf [1].

## Einleitung

### 1.1 Motivation

Im European Green Deal wurden 2019 Maßnahmen festgeschrieben, mit denen die Netto-Emissionen von klimaschädlichen Gasen bis 2050 auf null reduziert werden sollen [2]. Die Bereitstellung von sauberer, erschwinglicher und sicherer Energie ist dabei eines der Ziele des europäischen Maßnahmenpakets.

Wasserstoff wird derzeit als wichtiger Baustein für eine gelingende Energiewende angesehen: Neben den erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz könne Wasserstoff zukünftig zum „dritten Standbein der Energiewende avancieren“ [3]. Sowohl die EU als auch Deutschland haben eine Wasserstoffstrategie veröffentlicht, um den Einsatz von Wasserstoff in den Sektoren Strom, Verkehr, Wärme und Industrie zu fördern [4, 5]. Um den Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur solide zu gestalten, ist es wichtig, die beeinflussenden Determinanten zu kennen, deren Unsicherheit zu quantifizieren und diese mit in die Modellierungen einzubeziehen.

### 1.2 Stand der Forschung

In der Literatur gibt es einige Untersuchungen, die zeigen, dass die Gestaltung einer Wasserstoffinfrastruktur von einer Vielzahl an Einflussfaktoren abhängt. Zum einen hängt die benötigte Wasserstoffinfrastruktur stark von der vorhergesagten Wasserstoffnachfrage ab [6], welche einer großen Unsicherheit unterliegt [7]: In [8] wird szenarienbasiert der Einfluss der Nachfrage auf innerdeutsche Wasserstoffflüsse zwischen 38 Regionen (NUTS-2) analysiert. Auch in [9] wird die starke Abhängigkeit der Ergebnisse von der Wasserstoffnachfrage deutlich.

Des Weiteren wird in [10] ersichtlich, dass auch Annahmen zum Stromnetzausbau, zum künftigen Energiebedarf und zum Winderzeugungspotential die benötigte Wasserstoffinfrastruktur zur Erzeugung, Speicherung und Transport beeinflussen. Die Wasserstoffflüsse dieser Untersuchung werden im europäischen Maßstab analysiert und sind stundenscharf aufgelöst. Der innerdeutsche Wasserstoffaustausch wird im Vergleich zu [8] wesentlich größer zwischen sechs Regionen im Modell abgebildet.

Außerdem wird in [11] der Einfluss eines Wasserstoffnetzes auf die Gesamtenergiesystemkosten analysiert. Mithilfe des sektorübergreifenden Energiesystem-Modells (ESM) PyPSA-Eur-Sec wird der Nutzen eines Wasserstoffnetzes und der Umrüstung von Gaspipelines für Europa mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien und ohne Energieimporte untersucht. Das Modell umfasst 181 Regionen für Europa und eine dreistündige zeitliche Auflösung.

Die Literaturrecherche zeigt, dass bestehende Studien zwar eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland untersuchen, sich aber meist auf Teilaspekte der Wasserstofflieferkette fokussieren, anstatt die gesamte Wertschöpfungskette zu betrachten.

Eine generelle Herausforderung bei der Modellierung von Energiesystemen sind die großen Datenmengen, die benötigt werden, um das Energiesystem in angemessenem Detailgrad in

einem mathematischen Modell abzubilden: In der Regel wird mindestens der ganze europäische Kontinent bei der Modellierung von Energiesystemen betrachtet, da es sich als sinnvoll erwiesen hat, das gesamte Gebiet von politischem Interesse abzubilden, um den möglichen Handel der Staaten zu berücksichtigen [12, 13]. Die Kombination aus hohem räumlichen Detailgrad und hoher zeitlicher Auflösung führt zu großem Rechenaufwand, weswegen häufig im Vorhinein Vereinfachungen vorgenommen werden müssen. Als zeitliche Auflösung zur Planung von Elektrizitätssystemen wird in der Literatur häufig eine stündliche Auflösung gewählt [14]. Diese stundenscharfe Auflösung wird ebenfalls bei dem sektorgekoppeltem Energieangebots-Modell Enertile realisiert [15]. Die Auswirkungen des zeitlichen Clusterings auf die Modellergebnisse im Kontext von Energiesystem-Analysen (ESA) wurden bereits analysiert [16].

Es gibt jedoch weniger Untersuchungen über die Auswirkungen der räumlichen Auflösung auf die Modellergebnisse [17]. Die Verwendung von Verwaltungsgrenzen (wie beispielsweise Ländergrenzen) als räumliche Auflösung stellen einen gängigen Ansatz dar [18–20]. Dabei werden allerdings bei großen Ländern regionale Unterschiede der Ressourcenverfügbarkeit sowie Netzengpässe vernachlässigt. Um dem entgegenzuwirken, kann als räumliche Auflösung eine feingranularere Einteilung anhand der NUTS-Gebiete [8], eine Einteilung auf Grundlage von Netzengpässen [15] oder eine Repräsentation über Netzknoten (Umspannstationen des Übertragungsnetzes) gewählt werden. Aus Komplexitätsgründen werden häufig nur einzelne Regionen untersucht [21] oder aber die Knoten durch das Verwenden von Clustering-Methoden reduziert [11, 13, 22–25].

### 1.3 Zielsetzung der Arbeit

In dieser Arbeit werden die folgenden zwei Forschungsfragen analysiert:

- **Energieautarkiegrad:** Inwiefern beeinflusst eingeschränkter Handel innerhalb Europas (zum Erreichen einer höheren Energieautarkie der Staaten) die Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland?  
Untersuchungen, die sich mit dem Energieangebot der Zukunft in einem klimaneutralen Kontext befassen, zeigen einen starken Anstieg der europäischen Handelskapazitäten für das Jahr 2050, wobei Deutschland ein Energieimporteur ist [26]. Aufgrund aktuell wachsender geopolitischer Instabilitäten wird der Verflechtungsoptimismus der letzten Jahrzehnte jedoch zunehmend in Frage gestellt. Durch das Planungsbeschleunigungspaket I [27] und II [28] der Bundesregierung soll die Importabhängigkeit Deutschlands durch beschleunigten EE-Ausbau reduziert werden.
- **Offshore-Elektrolyse:** Inwiefern beeinflussen Offshore-Elektrolyseure die Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland?  
Der Einsatz von Elektrolyseuren auf See wird derzeit in zahlreichen Pilotprojekten untersucht [29–32]. In dieser Arbeit soll modellbasiert erforscht werden, welche Einflüsse dies auf die Wasserstoffinfrastruktur hat und ob eine Produktion von Wasserstoff auf See aus Systemsicht kostenoptimal ist.

## 2 Daten & Methodik

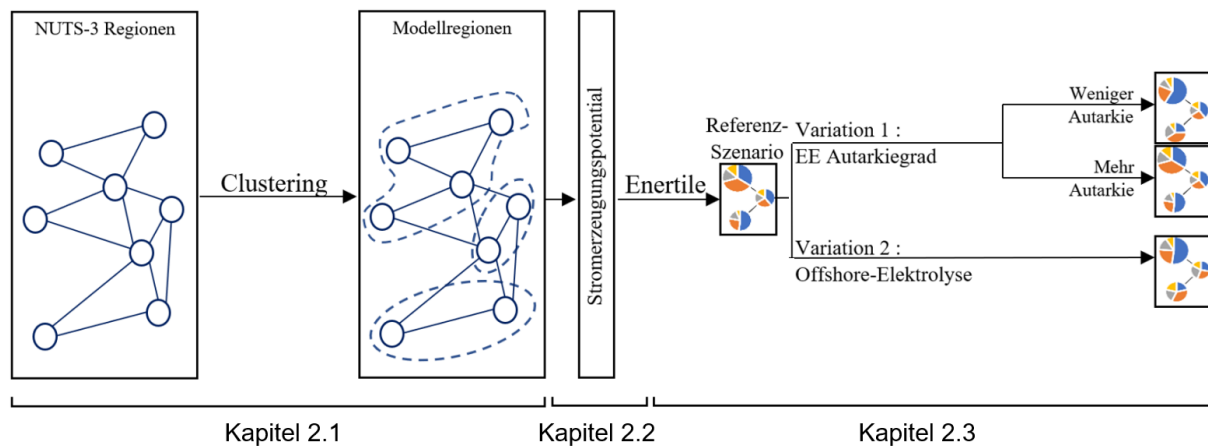


Abbildung 1: Konzeption

Wie in Abbildung 1 zu sehen ist, lässt sich die Methodik dieser Arbeit in drei Hauptteile gliedern: einen Clustering-Algorithmus zur Berechnung von Modellregionen, eine anschließende Potentialberechnung und eine Energiesystem-Optimierung, welche im Folgenden vorgestellt werden.

### 2.1 Clustering-Algorithmus

#### 2.1.1 Ward-Algorithmus

Die Regionalisierung Deutschlands erfolgt auf Basis von 401 NUTS-3 Regionen [33], die durch einen Ward-Algorithmus zu Clustern zusammengefasst werden. In dieser Arbeit wird der Ward-Algorithmus als Clustering-Methode gewählt, da er häufig im Kontext von ESM verwendet wird [22, 34, 35]. Der Ward-Algorithmus ist ein agglomerativer, hierarchischer Algorithmus mit varianzbasiertem Ähnlichkeitsmaß [36].

#### 2.1.2 Daten

**Energieerzeugung.** Die stundenscharfe Energieerzeugung durch erneuerbare Energietechnologien im Jahr 2050 basiert auf den Ergebnissen der vorherigen Energiesystem-Optimierung des sog. TN-H2-G-Szenarios aus dem Forschungsvorhaben "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland" [15]. Als Erzeugungstechnologien werden Photovoltaik auf Dächern, Freiflächenphotovoltaik sowie Windanlagen berücksichtigt.

**Energienachfrage.** Für die stundenscharfe Energienachfrage wird dieselbe Datengrundlage wie im bestehenden Szenario TN-H2-G verwendet: Für Wasserstoff wird eine gleichverteilte Nachfrage über das Jahr angenommen, welche sich größtenteils aus der Nachfrage aus der Industrie ergibt (666 TWh<sub>H2</sub> im klimaneutralen Zieljahr). Die Stromnachfrage ist ebenfalls stundenscharf aufgelöst und beträgt laut Simulationsergebnissen für Deutschland im Zieljahr 691 TWh<sub>el</sub>. Die stündliche Nachfrage (NF) umfasst die Elektrizitäts- und Wasserstoffnachfrage (multipliziert mit dem Elektrolyseurswirkungsgrad  $\eta_{Elec} = 0,7$ ).

**Erdgasinfrastruktur.** Es wird das Übertragungsnetz aus dem SciGRID Datensatz namens IGGIELGN [37] verwendet. Dieser besteht aus 1087 Pipeline-Segmenten, 71 Erdgasspeicher und 631 Knotenpunkten der Erdgasinfrastruktur.

**Feature-Berechnung.** Durch das Clustering werden Regionen zusammengefasst, die sich bezüglich der Residuallast ( $rl$ ) sowie der vorhandenen Gasinfrastruktur für Erdgas ähneln. Hierbei wird für jede Modellregion die folgende reguläre Zeitreihe in stündlicher Auflösung berechnet:

$$rl := (t_i, v_i)_{i \in I} \text{ mit } I = \{1, \dots, 8760\}, t_i < t_{i+1} \forall i \in I$$

$$\text{wobei } v_i = (EZ_i - NF_i) \in V$$

Falls die Differenz  $v_i$  aus Erzeugung ( $EZ$ ) und Nachfrage ( $NF$ ) positiv (negativ) ist, wird in Stunde  $i$  Energie in die Region importiert (exportiert). Um die Dimension der Zeitreihe  $rl$  zu reduzieren, werden drei Features extrahiert, welche die Information der Zeitreihe zusammenfassen: die Anzahl der Importstunden pro Jahr ( $h_{Import}$ ), sowie die kumulierte Import- ( $Q_{Import}$ ) und Exportmenge ( $Q_{Export}$ ) für ein Jahr. Zudem werden drei Features definiert, welche die vorhandene Gasinfrastruktur der Regionen beschreiben ( $d_{K,min}$ ,  $GPL$ ,  $GS$ ):  $d_{K,min}$  ist der Abstand der Region zum nächsten Knoten des Erdgasnetzes. Die Feature  $GPL$  und  $GS$  beschreiben die Verfügbarkeit von Gaspipelines bzw. Gasspeichern. Eine Übersicht über die alle verwendeten Features ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Feature zur Charakterisierung der 401 NUTS-3 Regionen in Deutschland

Feature	Symbol	Einheit	Berechnung
Koordinaten	$x_{Reg}, y_{Reg}$	-	Zentroide (Flächenmittelpunkte) der Modellregionen mittels QGIS berechnet
Importstunden	$h_{Import}$	h	$ \{(v_i) \in V   v_i > 0\} $
Importmenge	$Q_{Import}$	MWh	$\sum_{\{i \in I   v_i > 0\}}^{8760} v_i$
Exportmenge	$Q_{Export}$	MWh	$\sum_{\{i \in I   v_i < 0\}}^{8760} v_i$
Abstand zum nächsten Gasknoten	$d_{K,min}$	-	$\min \left\{ \sqrt{(x_{Reg} - x_k)^2 + (y_{Reg} - y_k)^2} \mid k \in K \right\}$ wobei K die Menge an Gasknoten in Deutschland ist
Gaspipeline-Verfügbarkeit	$GPL$	-	$\frac{1}{d_{K,min}} * \frac{\sum \text{in Region eingehende Pipelinekapazitäten}}{H_2 - \text{Bedarf}_{Reg}}$
Gasspeicher-Verfügbarkeit	$GS$	-	$\frac{1}{d_{K,min}} * \frac{\sum \text{Kapazität des nächstgelegenen Erdgasspeichers}}{H_2 - \text{Bedarf}_{Reg}}$

**Ergebnis.** Die Anzahl der Cluster des hierarchischen Clustering-Algorithmus variiert, je nachdem, wo der Endpunkt des Algorithmus definiert wird. Zur Auswahl eines geeigneten Endpunkts kann ein sogenanntes Dendrogramm verwendet werden, welches das paarweise Zusammenführen zu Clustern und die dadurch entstehende Baumstruktur visualisiert. Das Dendrogramm des in dieser Arbeit durchgeführten Clusterings ist in Abbildung 2 dargestellt.

Für die Wahl des Endpunktes werden anhand eines Inkonsistenzkoeffizienten die standardisierten Distanzen analysiert, welche Aufschluss über die Ähnlichkeit der zusammengeführten Cluster geben.

$$\text{Inkonsistenzkoeffizient}_{Fusion_i} = \frac{\text{Distanz}_{Fusion_i} - \text{mittlere Distanz}_{vorherige Fusionen}}{\text{Standartabweichung der Distanzen}_{vorherige Fusionen}}$$

Dadurch entstehen letztendlich insgesamt 18 unterschiedliche Cluster für Deutschland, welche in Abbildung A 1 zu sehen sind.

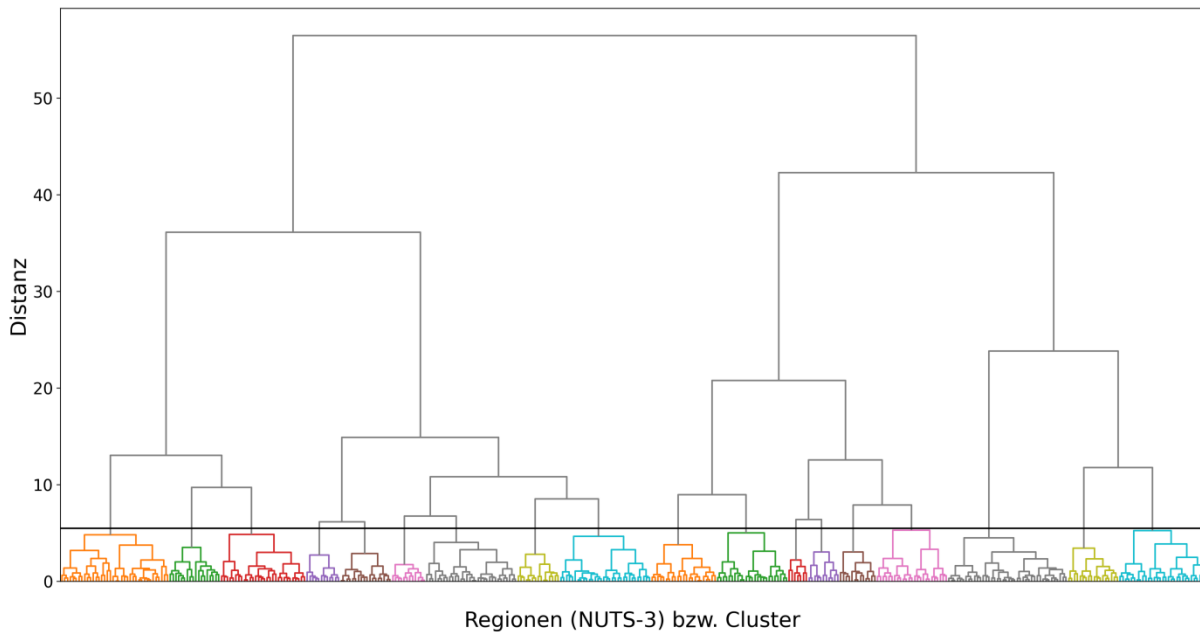


Abbildung 2: **Dendrogramm**. Auf der horizontalen Achse sind 401 NUTS-3 Regionen als Blätter des Baumes angeordnet und werden schrittweise zu größeren Clustern zusammengeführt. Die schwarze Linie markiert den Endpunkt des Algorithmus [1, S. 34].

## 2.2 Erzeugungspotential aus erneuerbaren Energiequellen

Anschließend wird für jede Modellregion das Erzeugungspotential berechnet. Es gibt an, wie viel erneuerbare Energie (EE) durch Wind (onshore und offshore) sowie durch Sonne (Dachflächen-Photovoltaik (PV), Freiflächen-PV und Solarthermie-Kraftwerke (CSP)) dort maximal generiert werden kann. Eine ausführlichere Beschreibung dieser Potentialberechnung ist in [38] zu finden. Die EE-Potentiale für die 18 Cluster wird durch die Aggregation der Werte aller Kacheln innerhalb der jeweiligen Modellregion gebildet.

## 2.3 Energiesystem-Optimierung mit Enertile

### 2.3.1 Modellbeschreibung

In dieser Arbeit wird das Modell Enertile verwendet, um den Ausbau und Einsatz von Technologien zur Erzeugung, Umwandlung und Verteilung von Wärme, Strom und Wasserstoff zu optimieren. Das Ziel besteht darin, eine exogen vorgegebene europäische Nachfrage zu den geringsten Kosten zu decken. Enertile ist ein Bottom-Up-Modell, bei dem autonom Ausbauentscheidungen für die einzelnen erneuerbaren Technologien mithilfe einer Kostenminimierung getroffen werden. Entscheidungen werden auf Basis der Potentialkurven in einer Modellregion und den in den Szenarien festgelegten Ausbauezielen getroffen. Die Modellierung in Enertile umfasst die Angebotsseite des Energiesystems, also die Erzeugung von Strom, Wärme und Wasserstoff (siehe Abbildung A 2). Die Nachfrage nach Energie in den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Geräte wird exogen vorgegeben und ist nicht kostenminimal [10].

### 2.3.2 Szenariodesign

Um Determinanten im Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur zu analysieren, werden vier Szenarien implementiert. Durch den Vergleich der Ergebnisse mit dem sog. Referenz-Szenario wird der Einfluss verschiedener Parametervariationen geprüft. Abbildung 3 gibt einen Überblick über die entwickelten Szenarien für diese Arbeit.

Die entworfenen Szenarien basieren auf einem bereits bestehenden Wasserstoffszenario namens TN-H2-G aus dem Forschungsvorhaben "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland" [15]. Dieses Szenario basiert auf der Annahme, dass grüner Wasserstoff zukünftig stark genutzt wird.

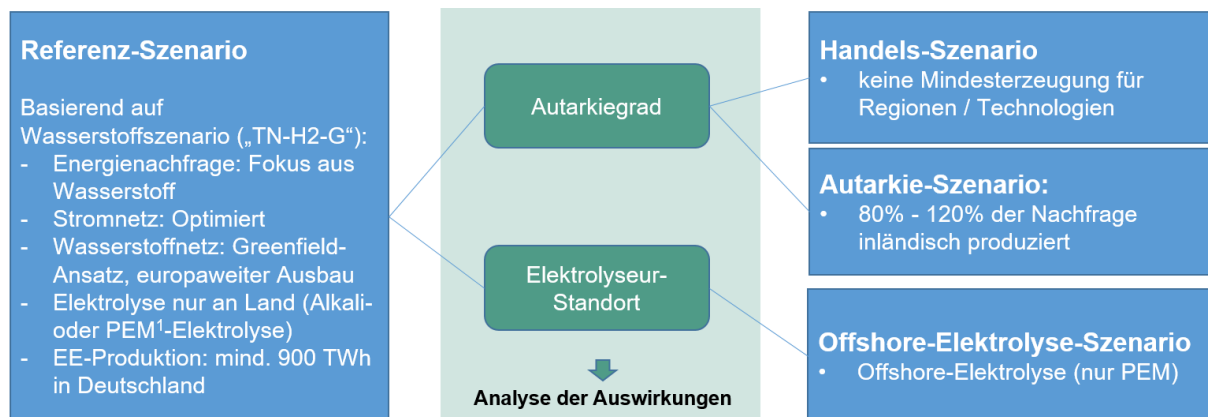


Abbildung 3: *Szenario-Design*. Mittig sind die zwei Parameter des Modells abgebildet, die zur Determinantenanalyse variiert werden. Die sich daraus ergebenden Szenarien sind in blau dargestellt.

**Variation des Autarkiegrades.** Im Autarkie-Szenario wird anhand von strikteren Randbedingungen in der Optimierung angenommen, dass jedes Land mindestens 80 % der eigenen Energienachfrage durch Eigenproduktion deckt und maximal 120 % der eigenen Energienachfrage erzeugt. Im Falle von zu geringem EE-Erzeugungspotential, müssen mindestens 80% dessen zur Deckung der inländischen Nachfrage ausgenutzt werden. Im Handels-Szenario wird eine gegenteilige Entwicklung modelliert, indem Mindestvorgaben für den Ausbau einzelner EE-Erzeugungstechnologien sowie Mindesteigenerzeugungen für die Modellregionen aus den Nebenbedingungen der Optimierung entfernt werden.

**Variation der möglichen Elektrolyseurstandorte.** In dieser Variation wird der Einsatz von Offshore-Elektrolyseuren im Modell integriert, wobei auf See der Einsatz von PEM-Elektrolyseuren angenommen wird [29, 39]. Die Modellierung erfolgt unter der Annahme, dass sowohl das Strom- als auch das Wasserstoffnetz hin zur Offshore-Region unbegrenzt ausgebaut werden kann. Diese Variation des Referenz-Szenarios wird Offshore-Elektrolyse-Szenario genannt.

### 2.3.3 Daten

Das Referenz-Szenario der vorliegenden Masterarbeit basiert auf den Annahmen des bereits bestehenden Wasserstoff-Szenarios. Die zugrundeliegenden Nachfragedaten, die CO<sub>2</sub>-Bepreisung sowie die Brennstoffpreise sowie weitere Nebenbedingungen sind in [10] zu finden.

**Wasserstoffinfrastruktur.** Für das Wasserstoffnetz wird konservativ ein Greenfield-Ansatz verwendet. Die techno-ökonomischen Annahmen der Komponenten der Wasserstoffinfrastruktur sind in Abbildung A 3 zu sehen.

**Stromnetz.** Für das Übertragungsnetz wird in dieser Arbeit angenommen, dass alle Verbindungen aus dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP) umgesetzt sind. Der verwendete Datensatz [40] beinhaltet für das Entso-E Gebiet insgesamt 5328 Knotenpunkte, 68 Gleichstromleitungen und 6693 Wechselstrom-Verbindungen. Diese Verbindungen werden aggregiert, um die bereits bestehenden Verbindungen zwischen den Clustern für das Modell Enertile darzustellen.

### 3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Energiesystem-Optimierung mit Enertile vorgestellt. Es werden die Einflüsse des Energieautarkiegrades und der Offshore-Elektrolyse auf die benötigte Wasserstoffinfrastruktur dargelegt.

#### 3.1 Referenz-Szenario

**Elektrolyse.** Im Referenz-Szenario werden insgesamt  $75 \text{ GW}_{\text{el}}$  Elektrolyseleistung zur Wasserstoffherstellung benötigt. Diese produzieren über das Jahr insgesamt  $188 \text{ TWh}_{\text{H}_2}$  Wasserstoff. Die Elektrolyseure sind hauptsächlich im Norden Deutschlands positioniert (siehe Abbildung 5). Dort befinden sich 73 % der gesamten installierten Elektrolyseleistung Deutschlands in den Küstenregionen.

**Wasserstoffspeicher.** Zur Speicherung von Wasserstoff wird im Referenz-Szenario ein Speichervolumen von  $63 \text{ TWh}_{\text{H}_2}$  benötigt.

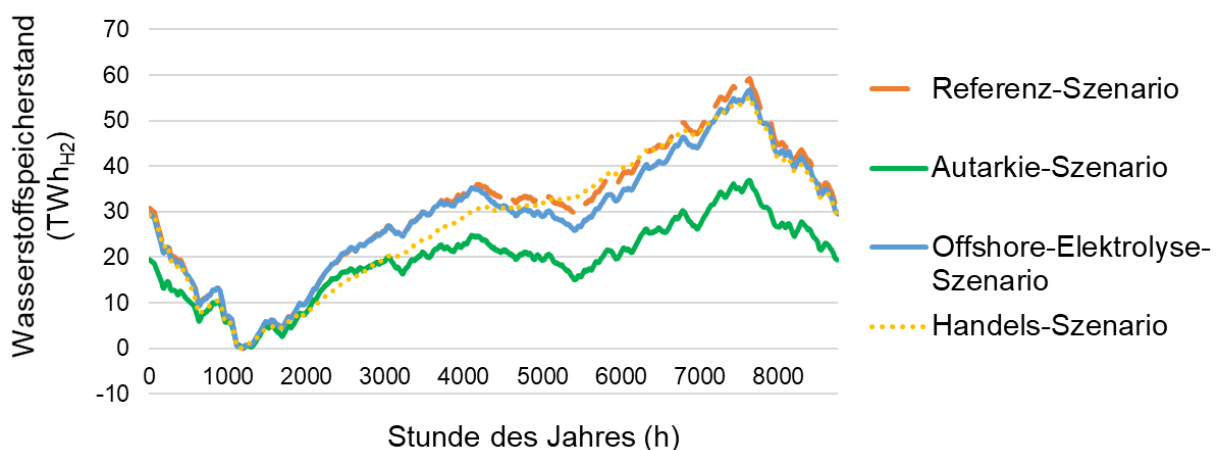


Abbildung 4: Füllstand der Wasserstoffspeicher im Jahresverlauf.

**Innerdeutsche Wasserstoffflüsse.** In allen untersuchten Szenarien können regionale Diskrepanzen zwischen Wasserstoffbedarf und -produktion durch den Ausbau von Pipelines überregional ausgeglichen werden. Im Referenz-Szenario findet ein Nord-Süd-Transport von Wasserstoff bis zur Mitte Deutschlands statt (siehe Abbildung 6). Der Netto-Fluss von Schleswig-Holstein in Richtung des Hauptnachfrageclusters um Düsseldorf stellt dabei den



Hauptfluss dar. Die restlichen innerdeutschen Wasserstoffflüsse sind im Süden stärker verzweigt und werden von Importen aus verschiedenen Richtungen aus dem europäischen Ausland bestimmt.

**Importrouten.** Im Optimierungsergebnis des Referenz-Szenarios werden 73 % der jährlichen Wasserstoffherzeugung durch Importe nach Deutschland generiert. Deutschland hat im Referenz-Szenario eine starke Anbindung an die iberische Halbinsel, Großbritannien und Polen.

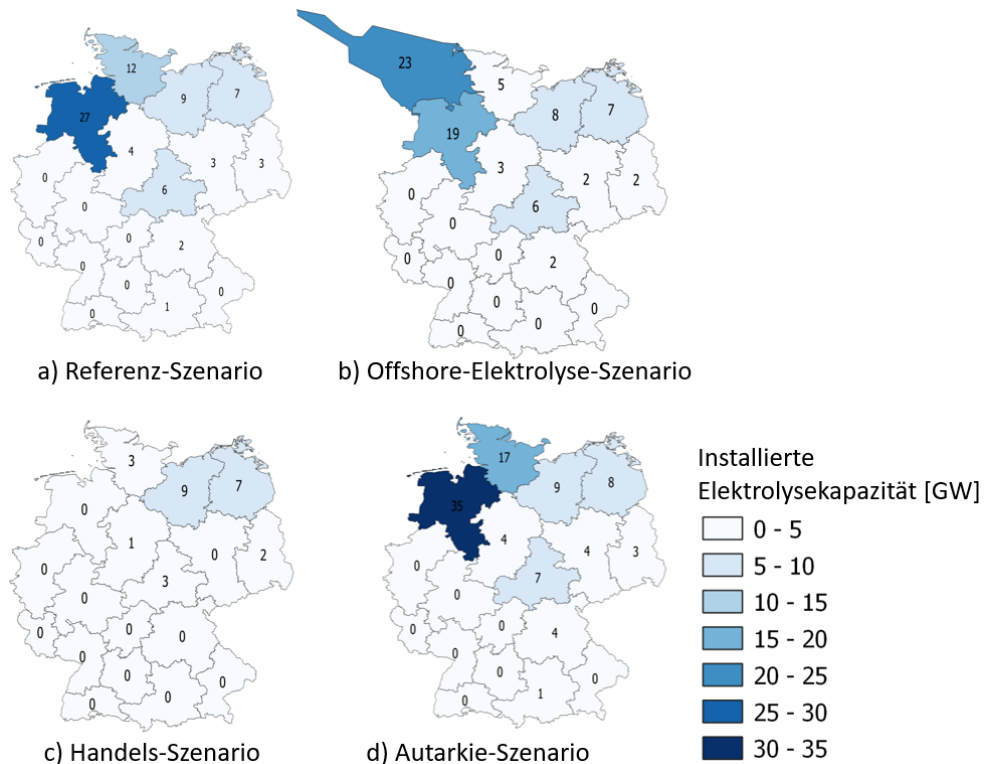


Abbildung 5: **Optimale Positionierung der Elektrolyseure in Deutschland.** Überblick über die Optimierungsergebnisse der vier Szenarien.

### 3.2 Autarkie-Variationen

**Elektrolyse.** Verglichen zum Referenz-Szenario nimmt die in Deutschland auszubauende Elektrolyseleistung bei einem geringeren Autarkiegrad (Handels-Szenario) stark ab (-68 %), da wesentlich mehr Wasserstoff importiert wird (92 % der Gesamterzeugung). Bei einer gegensätzlichen Entwicklung (Autarkie-Szenario) wird hingegen ein deutlich erhöhter Ausbau der Elektrolyseleistung in Deutschland benötigt (+23 %). Dieser Ausbau führt dazu, dass der Anteil inländischer Elektrolyse an der Gesamterzeugung von 27 % auf 33 % ansteigt. Beim Vergleich der räumlichen Verteilung der Wasserstoffproduktion in Abbildung 5 zeigt sich, dass bei unterschiedlichem Autarkiegrad vor allem der Ausbau der Elektrolyseleistung im Norden Deutschlands variiert.

**Wasserstoffspeicher.** Beim Vergleich des benötigten Speicherausbaus der beiden Szenarien mit dem Referenz-Szenario fällt auf, dass in beiden Szenarien weniger Speichervolumen benötigt wird. Während der Bedarf an Speichern im Handelsszenario nur leicht sinkt (-6%), nimmt dieser im Autarkieszenario wesentlich drastischer ab (-35%). Die Gründe für diese Entwicklung werden in Kapitel 4 (Diskussion) erörtert.

**Innerdeutsche Wasserstoffflüsse.** Wird mehr Wasserstoff importiert und weniger Elektrolyse im Inland betrieben (Handels-Szenario), ist der innerdeutsche Handel prinzipiell stärker ausgeprägt als im Referenz-Szenario.

**Importrouten.** Die Variation des Autarkiegrads beeinflusst die Anbindung des deutschen Wasserstoffnetzes an das europäische Ausland (siehe Abbildung 6). Die Ergebnisse zeigen, dass im Handelsszenario die Hauptimportrouten stärker ausgeprägt sind als im Referenzszenario. Zusätzlich zu den bereits bestehenden Importrouten nehmen die Importe aus Skandinavien in diesem Szenario deutlich zu. Im Autarkie-Szenario beschränkt sich der Import aus dem europäischen Ausland auf eine Hauptimportroute aus den Niederlanden. Im Autarkie-Szenario reichen aufgrund der strengen Export- und Importbedingungen der Länder die zum Handel verfügbaren Wasserstoffmengen nicht aus, um die Nachfrage Deutschlands zu decken. Deshalb ist ein Zukauf von Wasserstoff aus außereuropäischen Quellen (beispielsweise aus dem Mittleren Osten oder Nordafrika, kurz MENA-Region) für Deutschland in diesem Szenario als Ausweichoption notwendig (insgesamt 37 TWh<sub>H2</sub>).

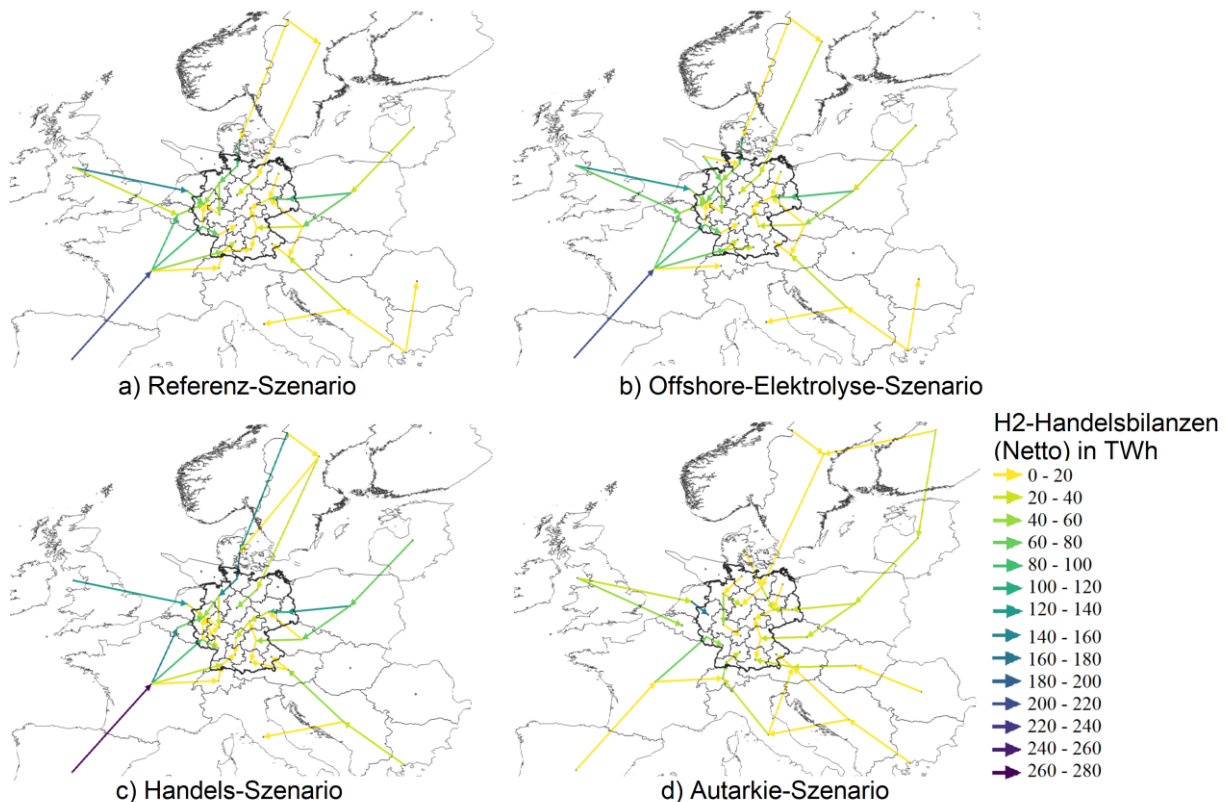


Abbildung 6: **Handelsflüsse innerhalb Europas.** Die hier abgebildeten Handelsbilanzen beinhalten nicht diejenigen Handelsflüsse, welche aus Importen aus dem außereuropäischen Raum resultieren. In d) sind aufgrund der zusätzlichen Importe aus diesem Bereich je nach Importroute einzelne Handelsflüsse stärker ausgeprägt als hier abgebildet. Bei Importen aus der sog. MENA-Region betrifft dies entweder die H<sub>2</sub>-Flüsse aus der iberischen Halbinsel oder aus Italien nach Deutschland.

### 3.3 Offshore-Elektrolyse-Szenario

Im diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des Offshore-Elektrolyse-Szenarios vorgestellt und mit den Ergebnissen des Referenz-Szenarios verglichen.

**Elektrolyse.** Die Ergebnisse der Optimierung zeigen, wie in Abbildung 5 dargestellt, eine Verschiebung von 30% der benötigten Elektrolyseleistung auf die Offshore-Region

Deutschlands. Zudem zeigt sich, dass eine Produktion von Wasserstoff und Strom auf See für das Gesamtsystem am kosteneffizientesten ist. Um den Einsatz der Elektrolyseure auf See zu analysieren, kann die Dispatch-Grafik (Abbildung 7) betrachtet werden. Es ist ersichtlich, dass die Elektrolyseure so dimensioniert sind, dass die Volllaststunden hoch sind. Vor allem im Frühling (siehe Woche 12) und Herbst (siehe Woche 43) wird eine hohe Auslastung der Elektrolyseure aufgrund der hohen Verfügbarkeit von Wind erzielt.

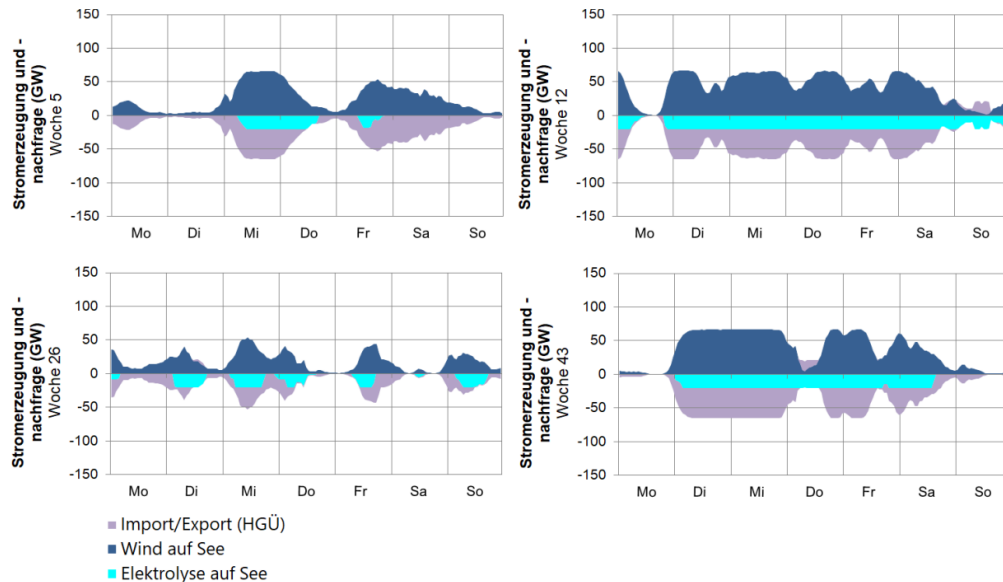


Abbildung 7: Offshore-Elektrolyse-Szenario. Stromerzeugung und -nachfrage auf See zu unterschiedlichen Jahreszeiten.

**Wasserstoffspeicher und Wasserstoffflüsse.** Der Einsatz von Offshore-Elektrolyseuren hat nur geringen Einfluss auf das benötigte Speichervolumen und die Netto-Wasserstoffflüsse zwischen den Modellregionen.

## 4 Diskussion

**Einflüsse auf Elektrolyseure.** In allen Szenarien zeigt sich, dass sich die optimale Positionierung der Elektrolyseure im Norden Deutschlands befindet. In den Küstenregionen Deutschlands befinden sich in allen Szenarien mindestens 74% der installierten Elektrolyseleistung. Diese Ergebnisse stimmen mit denen aus [10] überein. Die räumliche Verteilung kann jedoch durch die Implementierung des Clustering-Algorithmus in dieser Auswertung genauer analysiert werden. Die Ergebnisse der Kostenoptimierung des Offshore-Elektrolyse-Szenarios zeigen darüber hinaus, dass eine Koproduktion von Strom und Wasserstoff auf See in Bezug auf das Gesamtenergiesystem kostenoptimal ist. Auch in [41] wurde anhand einer technisch-wirtschaftlichen Bewertung die optimale Elektrolyseursplatzierung untersucht und eine Platzierung der Elektrolyseure auf See als optimal befunden. Möglicherweise wird der Investitionsbedarf für Elektrolyseure auf See in dieser Arbeit unterschätzt. Eine genauere Untersuchung der Mehrkosten auf See im Rahmen von Folgeuntersuchungen ist sinnvoll.

**Einflüsse auf Wasserstoffspeicher.** Im Einklang mit [10] fungieren die Wasserstoffspeicher in allen Szenarien dieser Masterarbeit als langfristige, saisonale Speicher, was in Abbildung 4 zu sehen ist. Das benötigte Gesamtvolumen an Speichern schwankt in den

Optimierungsergebnissen je nach Szenario zwischen 37 TWh<sub>H2</sub> und 63 TWh<sub>H2</sub>. Das technische Potential zur Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen ist in Deutschland mit 9,4 PWh<sub>H2</sub> [12] ausreichend, um Wasserstoff saisonal in neugebauten Salzkavernen zu lagern. Im Gegensatz dazu ist das Potential an umrüstbaren Erdgasspeichern (45 TWh<sub>H2</sub>) wesentlich geringer. Diese Größenordnung reicht lediglich im Autarkie-Szenario aus, da dort auf außereuropäische Speicher in der MENA-Region ausgewichen wird.

**Einflüsse auf innerdeutsche Wasserstoffflüsse und Importrouten.** Der Umfang der Wasserstoffflüsse in den Optimierungsergebnissen ist vor allem bedingt durch die Standorte der Elektrolyse (in Stromerzeugungsnähe) und die Wasserstoffnachfrage. Die benötigten innerdeutschen Wasserstoffflüsse liefern verglichen mit vorangegangenen Analysen durch Enertile einen differenzierteren Erkenntnisgewinn, da Deutschland darin bisher lediglich durch sechs bis elf Modellregionen abgebildet wurde. Besonders die verzweigteren Wasserstoffflüsse im Süden Deutschlands liefern neue Erkenntnisse und stehen im Kontrast zu dem bisher angenommenen ausschließlichen Nord-Süd-Transport innerhalb Deutschlands [10]. In [8] wird auf Basis der NUTS-2 Ebene die Versorgung Deutschlands mit Wasserstoff unter Variation der Wasserstoffnachfrage modelliert. Es werden für den Transport von Wasserstoff sowohl Pipelines als auch Anhänger abgebildet und die bestehende Erdgasinfrastruktur berücksichtigt. Die Kostenminimierung wird dabei auf Basis von festen Importkosten für Wasserstoff aus Nordeuropa, Übersee, Südeuropa und Nordafrika berechnet. Die Ergebnisse des Szenarios mit der höchsten Wasserstoffnachfrage (400 TWh), welche der Annahme dieser Arbeit am nächsten kommt, zeigen die Versorgung Deutschlands aus zwei Richtungen: Auch hier findet ein Nord-Süd-Transport von Wasserstoff innerhalb Deutschlands nur bis zur Mitte Deutschlands statt. Die zweite Hauptversorgungsrouten beginnt im Süd-Westen Deutschlands und dient der Versorgung von Bayern, Baden-Württemberg bis hin zum Hauptnachfragegebiet im Westen Deutschlands. Ein Hauptunterschied der Wasserstoffflüsse dieser Arbeit im Vergleich zu [8] liegt in der starken Prägung der innerdeutschen Flüsse durch Importe aus dem Osten (v.a. aus Polen).

**Importe nach Deutschland.** Die Ergebnisse der Energiesystem-Modellierungen dieser Arbeit zeigen, dass in allen untersuchten Szenarien eine europäische Expansion des Wasserstoffnetzes kostenoptimal ist. Dies deckt sich mit den Ergebnissen in [11] und [10]. Im Autarkie-Szenario zeigen die Optimierungsergebnisse darüber hinaus einen Anschluss des europäischen Wasserstoffnetzes an die MENA-Region. Dies steht im Kontrast zu [42]: Anhand einer Kostenminimierung wird hier gezeigt, dass die Kosten für die elektrolytische Wasserstoffproduktion in der MENA-Region zwar günstiger als die Produktion in Deutschland sind, jedoch ein Import aufgrund von Transportzuschlägen in der gleichen Größenordnung landet wie die inländische Produktion in Deutschland. Auch die Optimierungsergebnisse in [10] zeigen, dass europäische Handelspartner zur Deckung der Wasserstoffnachfrage in Deutschland zu bevorzugen sind. Der hohe Ausbaubedarf an EE im europäischen Ausland zur Versorgung Deutschlands kann jedoch vor Ort zu Akzeptanzproblemen führen. Das Autarkie-Szenario bildet diese Eventualität ab und zeigt, dass in diesem Fall Importe aus der MENA-Region notwendig sind. Auffällig ist bei der Betrachtung der Ergebnisse zudem, dass Deutschland in jedem Szenario (auch im Autarkie-Szenario) Importeur von Wasserstoff ist. Auch in [8] wird gezeigt, dass Wasserstoffimporte für die Deckung des deutschen Wasserstoffbedarfs eine zentrale Rolle spielen. Aus Resilienzgesichtspunkten ist diese

konsequent europäische Perspektive und die breite Aufstellung in der Versorgung durch Bezug von Wasserstoff aus verschiedenen Ländern sinnvoll [43].

## 5 Fazit

In diesem Paper wurden die Effekte des Energieautarkiegrades und der Offshore-Elektrolyse auf die benötigte Wasserstoffinfrastruktur im Kontext eines klimaneutralen Energiesystems analysiert. Zur Bewertung der Einflüsse dieser Parameter wurde jeweils der Bedarf und die optimale Positionierung der Elektrolyseleistung, die benötigten Speichervolumina sowie resultierende innerdeutsche Wasserstoffflüsse durch eine szenarienbasierte Parametervariation verglichen. Als Grundlage für die Determinantenanalyse dieser Arbeit dient das bereits bestehende Wasserstoffszenario namens TN-H2-G des Fraunhofer ISI.

Um die benötigten Infrastrukturelemente hoch aufgelöst analysieren zu können, wurde zur Regionalisierung Deutschlands ein Clustering-Algorithmus implementiert. Das Clustering erfolgte mithilfe des agglomerativen, hierarchischen Ward-Algorithmus, welcher varianzbasiert 401 Landkreise zu Clustern gruppiert. Durch die Implementierung des Clustering-Algorithmus wurde Deutschland in 18 Regionen unterteilt. Zusätzlich zu diesen 18 Modellregionen in Deutschland wurde dabei ganz Europa modelliert, um möglichen Handel zwischen den Staaten nicht zu vernachlässigen.

**Einfluss des Autarkiegrads.** Mit steigendem Autarkiegrad der einzelnen europäischen Länder findet in Deutschland ein verstärkter Ausbau von Elektrolyseuren statt. Deren optimale Platzierung befindet sich im Norden Deutschlands. Aufgrund des begrenzten Energieerzeugungspotentials durch EE bleibt jedoch für Deutschland eine starke Abhängigkeit von Wasserstoffimporten bestehen. Eine europäische Expansion des Wasserstoffnetzes ist daher selbst bei einem erhöhten Autarkiegrad kostenoptimal. Die Optimierungsergebnisse zeigen jedoch darüber hinaus, dass im Falle von eingeschränkten Importmöglichkeiten aus dem europäischen Ausland ein Ausweichen auf außereuropäische Handelsbeziehungen notwendig ist, um die Wasserstoff-Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten.

**Einfluss von Offshore-Elektrolyseuren.** Die Optimierungsergebnisse sagen aus, dass eine Koproduktion von Strom und Wasserstoff auf See optimal für das Gesamtsystem ist. Dies ermöglicht die Integrierung der Energie aus Offshore-Windkraftanlagen, für die ansonsten das Stromnetz zur Anbindung an Land ausgebaut werden müsste. Da der Ausbau für diese Anbindung per Pipeline kostengünstiger ist als der Stromnetzausbau, führt der Einsatz von Offshore-Elektrolyse trotz höherer spezifischer Investitionen zu geringeren Gesamtsystemkosten.

## Anhang



Abbildung A 1: **Modellregionen**. Als Ergebnis des Clustering-Algorithmus ergeben sich 18 Modellregionen zur differenzierten Modellierung Deutschlands. Zusätzlich wird eine deutsche Offshore-Region in der Nordsee sowie 18 Regionen für das europäische Ausland definiert [1, S. 36].

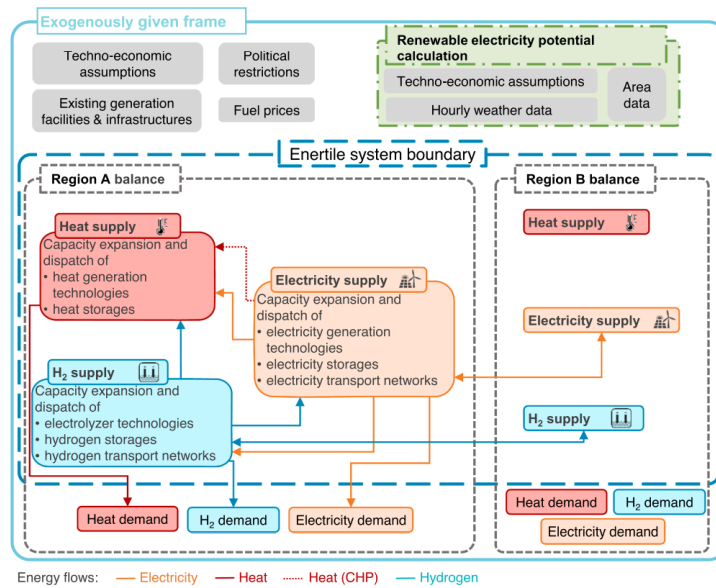


Abbildung A 2: **Bestandsmodell EnerTILE**. Schematische Darstellung der Modellgrenzen, Modellgrößen und Wechselwirkungen innerhalb des Modells [10, S. 4]

Technologie	Parameter	Einheit	2050
Elektrolyseur (onshore)	Wirkungsgrad	%	71
	Spezifische Investition	€/kW <sub>el</sub>	388
	Lebensdauer	a	20
	Fixe OPEX	€/kW <sub>el</sub>	15,50
Elektrolyseur (offshore) (Offshore-Elektrolyse- Szenario)	Wirkungsgrad	%	73
	Spezifische Investition	€/kW <sub>el</sub>	900
	Lebensdauer	a	20
	Fixe OPEX	€/kW <sub>el</sub>	18
H <sub>2</sub> Turbine	Wirkungsgrad	%	41
	Spezifische Investition	€/kW <sub>el</sub>	400
	Lebensdauer	a	30
	Fixe OPEX	€/kW <sub>el</sub>	7,5
	Variable OPEX	€/kW <sub>el</sub>	1,5
H <sub>2</sub> Turbine (KWK)	Wirkungsgrad (el)	%	33
	Wirkungsgrad (KWK)	%	85
	Spezifische Investition	€/kW <sub>el</sub>	730
	Lebensdauer	a	30
	Fixe OPEX	€/kW <sub>el</sub>	30
	Variable OPEX	€/kW <sub>el</sub>	2,7
H <sub>2</sub> Turbine mit kombinier- tem Kreislauf	Wirkungsgrad	%	61
	Spezifische Investition	€/kW <sub>el</sub>	750
	Lebensdauer	a	30
	Fixe OPEX	€/kW <sub>el</sub>	11,25
H <sub>2</sub> Boiler	Wirkungsgrad (th)	%	104
	Spezifische Investition	€/kW <sub>el</sub>	50
	Lebensdauer	a	25
	Fixe OPEX	€/kW <sub>el</sub>	1,8
	Variable OPEX	€/kW <sub>el</sub>	0,9
H <sub>2</sub> Turbine mit kombinier- tem Kreislauf (KWK)	Wirkungsgrad (el)	%	48
	Wirkungsgrad (KWK)	%	88
	Spezifische Investition	€/kW <sub>el</sub>	950
	Lebensdauer	a	30
	Fixe OPEX	€/kW <sub>el</sub>	30
	Variable OPEX	€/kW <sub>el</sub>	3,00
H <sub>2</sub> Pipeline (onshore)	Spezifische Investition	€/(km·MW <sub>H2</sub> )	1120
H <sub>2</sub> Pipeline (offshore)	Spezifische Investition	€/(km·MW <sub>H2</sub> )	1120· 1,25
	Fixe OPEX	% des Investm.	1
H <sub>2</sub> Salzkavernen (Speicherkosten-Szenario)	Spezifische Investition	€/kWh <sub>H2</sub>	0,2687
	Lebensdauer	a	40
	Fixe OPEX	% des Investm.	2

Abbildung A 3: **Parametrierung der Wasserstoffinfrastruktur [1]**. Werte für die Offshore-Elektrolyse basieren auf der PEM-Technologie [44], Mehrkosten für H<sub>2</sub> Pipelines (offshore) auf [45] und die Kosten für die H<sub>2</sub>-Speicherung in Salzkavernen auf [46]. Die Werte für die Onshore-Elektrolyse basieren auf Mittelwerten der PEM- und der Alkali-Technologie und stammen wie alle restlichen Annahmen aus [10]

## Hilfsmittel

Während des Verfassens dieser Arbeit haben die Autor\*innen "DeepL Write" verwendet, um die Lesbarkeit und Sprache zu verbessern. Nach der Verwendung dieses Hilfsmittels haben die Autor\*innen den Inhalt überprüft und bearbeitet. Sie übernehmen die volle Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung.

## 6 Literatur

- [1] M. Frömel, "Einflüsse von Energieautarkiegrad, Offshore-Elektrolyseuren und Speicherkosten auf die Wasserstoffinfrastruktur im Jahr 2050" Masterarbeit, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2022.
- [2] European Commission, *Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: The European Green Deal*. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A52019DC0640> (Zugriff am: 30. Januar 2024).
- [3] S. Lechtenbohmer, S. Samadi, A. Leipprand, C. Schneider, *Grüner Wasserstoff, das dritte Standbein der Energiewende?* [Online]. Verfügbar unter: <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docid/7409> (Zugriff am: 9. Juli 2022).
- [4] European Commission, *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. [Online]. Verfügbar unter: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf) (Zugriff am: 30. Juli 2022).
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1) (Zugriff am: 30. Januar 2024).
- [6] B. Lux, J. Gegenheimer, K. Franke, F. Sensfuß und B. Pflüger, "Supply curves of electricity-based gaseous fuels in the MENA region", *Computers & Industrial Engineering*, Jg. 162, S. 107647, 2021, doi: 10.1016/j.cie.2021.107647.
- [7] M. Neuwirth, T. Fleiter, P. Manz und R. Hofmann, "The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany", *Energy Conversion and Management*, Jg. 252, S. 115052, 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2021.115052.
- [8] D. Husarek, J. Schmutz und S. Niessen, "Hydrogen supply chain scenarios for the decarbonisation of a German multi-modal energy system", *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 46, Nr. 76, S. 38008–38025, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.09.041.
- [9] C. YANG und J. OGDEN, "Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode", *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 32, Nr. 2, S. 268–286, 2007, doi: 10.1016/j.ijhydene.2006.05.009.
- [10] B. Lux *et al.*, "The role of hydrogen in a greenhouse gas-neutral energy supply system in Germany", *Energy Conversion and Management*, Jg. 270, S. 116188, 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.116188.
- [11] F. Neumann, E. Zeyen, M. Victoria und T. Brown, "The Potential Role of a Hydrogen Network in Europe", 2022, doi: 10.48550/arXiv.2207.05816.
- [12] D. P. Schlachtberger, T. Brown, S. Schramm und M. Greiner, "The benefits of cooperation in a highly renewable European electricity network", *Energy*, Jg. 134, S. 469–481, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.06.004.
- [13] T. Tröndle, J. Lilliestam, S. Marelli und S. Pfenninger, "Trade-Offs between Geographic Scale, Cost, and Infrastructure Requirements for Fully Renewable Electricity in Europe" (eng), *Joule*, Jg. 4, Nr. 9, S. 1929–1948, 2020, doi: 10.1016/j.joule.2020.07.018.



- [14] S. Pfenninger, A. Hawkes und J. Keirstead, "Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 33, S. 74–86, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.02.003.
- [15] F. Sensfuß, B. Lux und C. Bernath, *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Treibhausgasneutrale Szenarien: Kurzzusammenfassung Stand 18.05.2021*. [Online]. Verfügbar unter: [https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3\\_Executive\\_Summary\\_2021\\_05\\_19\\_v19.pdf](https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_Executive_Summary_2021_05_19_v19.pdf) (Zugriff am: 30. Januar 2024).
- [16] L. Kotzur, P. Markewitz, M. Robinius und D. Stolten, "Impact of different time series aggregation methods on optimal energy system design", *Renewable Energy*, Jg. 117, S. 474–487, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.10.017.
- [17] M. M. Frysztacki, J. Hörsch, V. Hagenmeyer und T. Brown, "The strong effect of network resolution on electricity system models with high shares of wind and solar", *Applied Energy*, Jg. 291, S. 116726, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116726.
- [18] G. Czisch, "Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung: Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien" Dissertation, Institut für Elektrische Energietechnik / Rationelle Energiewandlung, Universität Kassel, Kassel, 2005. [Online]. Verfügbar unter: <https://kobra.uni-kassel.de/handle/123456789/200604119596>
- [19] H. C. Gils, Y. Scholz, T. Pregger, D. Luca de Tena und D. Heide, "Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe", *Energy*, Jg. 123, S. 173–188, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.01.115.
- [20] R. A. Rodríguez, S. Becker, G. B. Andresen, D. Heide und M. Greiner, "Transmission needs across a fully renewable European power system", *Renewable Energy*, Jg. 63, S. 467–476, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.10.005.
- [21] J.-P. Sasse und E. Trutnevite, "Regional impacts of electricity system transition in Central Europe until 2035" (eng), *Nature communications*, Jg. 11, Nr. 1, S. 4972, 2020, doi: 10.1038/s41467-020-18812-y.
- [22] M. M. Frysztacki, G. Recht und T. Brown, "A comparison of clustering methods for the spatial reduction of renewable electricity optimisation models of Europe", *Energy Inform*, Jg. 5, Nr. 1, 2022, doi: 10.1186/s42162-022-00187-7.
- [23] F. Lombardi, B. Pickering, E. Colombo und S. Pfenninger, "Policy Decision Support for Renewables Deployment through Spatially Explicit Practically Optimal Alternatives", *Joule*, Jg. 4, Nr. 10, S. 2185–2207, 2020, doi: 10.1016/j.joule.2020.08.002.
- [24] F. Neumann, "Costs of regional equity and autarky in a renewable European power system", *Energy Strategy Reviews*, Jg. 35, S. 100652, 2021, doi: 10.1016/j.esr.2021.100652.
- [25] E. Zeyen, V. Hagenmeyer und T. Brown, "Mitigating heat demand peaks in buildings in a highly renewable European energy system", *Energy*, Jg. 231, S. 120784, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.120784.
- [26] B. Terrsteegen, T. Dröschner, A. Ladermann, C. Maurer, F. Sensfuß und S. Willemsen, *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Langfristszenarien 3): Treibhausgasneutrale Hauptszenarien, Modul Stromnetze*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Stromnetze-final.pdf> (Zugriff am: 30. Januar 2024).

- [27] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, *"Wir verdreifachen die Geschwindigkeit beim Ausbau der erneuerbaren Energien": Osterpaket für Energiewende vom Bundesrat gebilligt*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/novelle-eeg-gesetz-2023-2023972> (Zugriff am: 30. Januar 2024).
- [28] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, *Planungen und Genehmigungen beschleunigen, Transformation voranbringen: Pressemitteilung 212*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/planungen-und-genehmigungen-beschleunigen-transformation-voranbringen-2053076> (Zugriff am: 30. Januar 2024).
- [29] R. Borrmann, D. Kruse und A.-K. Wallasch, *Erzeugung von Wasserstoff durch Windenergie auf See - Potential und Bedarf in Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/210922\\_Wasserstoffpotentialanalyse\\_Gesamtbericht.pdf](https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/210922_Wasserstoffpotentialanalyse_Gesamtbericht.pdf) (Zugriff am: 30. Januar 2024).
- [30] n.a., *Deep Purple Pilot: A complete, sustainable subsea energy solution*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.technipfmc.com/en/what-we-do/new-energy-ventures/hydrogen/deep-purple-pilot/> (Zugriff am: 16. November 2022).
- [31] n.a., *Offshore-Pilotprojekt: H2opZee startet mit RWE und Neptune Energy*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.windkraft-journal.de/2022/02/15/offshore-pilotprojekt-h2opzee-startet-mit-rwe-und-neptune-energy/17202> (Zugriff am: 16. November 2022).
- [32] n.a., *Poshydon: For the first time green hydrogen will be produced offshore on an operational platform*. [Online]. Verfügbar unter: <https://poshydon.com/en/home-en/> (Zugriff am: 5. Oktober 2022).
- [33] Eurostat, "Statistical regions in the European Union and partner countries: NUTS and statistical regions 2021" Manuals and guidelines, Luxembourg, 2020.
- [34] P. Manz, M. Fallahnejad und A. Billerbeck, *Potentials for district heating generation in a climate-neutral energy system*. [Online]. Verfügbar unter: [https://publik.tuwien.ac.at/files/publik\\_300207.pdf](https://publik.tuwien.ac.at/files/publik_300207.pdf) (Zugriff am: 15. Oktober 2022).
- [35] J. M. Weinand, R. McKenna und W. Fichtner, "Developing a municipality typology for modelling decentralised energy systems", *Utilities Policy*, Jg. 57, S. 75–96, 2019, doi: 10.1016/j.jup.2019.02.003.
- [36] F. Murtagh und P. Legendre, *Ward's Hierarchical Clustering Method: Clustering Criterion and Agglomerative Algorithm*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.researchgate.net/publication/51962445\\_Ward%27s\\_Hierarchical\\_Clustering\\_Method\\_Clustering\\_Criterion\\_andAgglomerative\\_Algorithm](https://www.researchgate.net/publication/51962445_Ward%27s_Hierarchical_Clustering_Method_Clustering_Criterion_andAgglomerative_Algorithm) (Zugriff am: 30. Januar 2024).
- [37] J. Diettrich, A. Pluta und W. Medjroubi, "SciGRID\_gas IGGIELGN", 2021.
- [38] C. Kleinschmitt *et al.*, "Weltweite Potenziale erneuerbarer Energien: HYPAT Working Paper", Karlsruhe, 2022. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HYPAT\\_Working\\_Paper\\_P03-22\\_EE-Potentiale\\_FINAL.pdf](https://www.hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HYPAT_Working_Paper_P03-22_EE-Potentiale_FINAL.pdf). Zugriff am: 30. Januar 2024.
- [39] M. Hartner *et al.*, *SET-NAV Project: Navigating the Roadmap for Clean, Secure and Efficient Energy Innovation: D5.8: WP Summary report - Energy Systems: Demand perspective*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ceps.eu/ceps-publications/> (Zugriff am: 31. Januar 2024).

- [40] J. Hörsch *et al.*, *PyPSA-Eur: An Open Optimisation Model of the European Transmission System (Dataset)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://zenodo.org/record/5521712> (Zugriff am: 31. Januar 2024).
- [41] A. Singlitico, J. Østergaard und S. Chatzivasileiadis, "Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs", *Renewable and Sustainable Energy Transition*, Jg. 1, S. 100005, 2021, doi: 10.1016/j.rset.2021.100005.
- [42] L. Sens, Y. Piguel, U. Neuling, S. Timmerberg, K. Wilbrand und M. Kaltschmitt, "Cost minimized hydrogen from solar and wind – Production and supply in the European catchment area", *Energy Conversion and Management*, Jg. 265, S. 115742, 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115742.
- [43] J. Edler *et al.*, *Technologiesouveränität: Von der Forderung zum Konzept*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/publikationen/technologiesoueraenitaet.pdf> (Zugriff am: 31. Januar 2024).
- [44] T. Smolinka, M. Günther und T. Garche, *NOW-Studie: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien*. Kurzfassung des Abschlussberichts. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf> (Zugriff am: 31. Januar 2024).
- [45] C. Gatzen und M. Reger, *Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045: Ein nachhaltiger Wärmesektor – Teil 1*. Studie DVGW-Förderkennzeichen G 202116. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202116-1-dvgw-verfuegbarkeit-kostenvergleich-h2.pdf> (Zugriff am: 31. Januar 2024).
- [46] H. Bültmeier, *Wasserstoff speichern – soviel ist sicher: Transformationspfade für Gasspeicher*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g201926-transformation-ugs-foliensatz.pdf> (Zugriff am: 31. Januar 2024).