

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen



Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen

# **H<sub>2</sub>-WEGWEISER NIEDERSACHSEN - Energiesystemanalyse zur technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Integration, Speicherung und Konversion von Wasserstoff in Niedersachsen**

Dr.-Ing. Andreas Lindermeir (Projektsprecher)

Abschlussbericht

Band 83

 Cuvillier Verlag Göttingen



## H<sub>2</sub>-Wegweiser Niedersachsen – Energiesystemanalyse zur technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Integration, Speicherung und Konversion von Wasserstoff in Niedersachsen

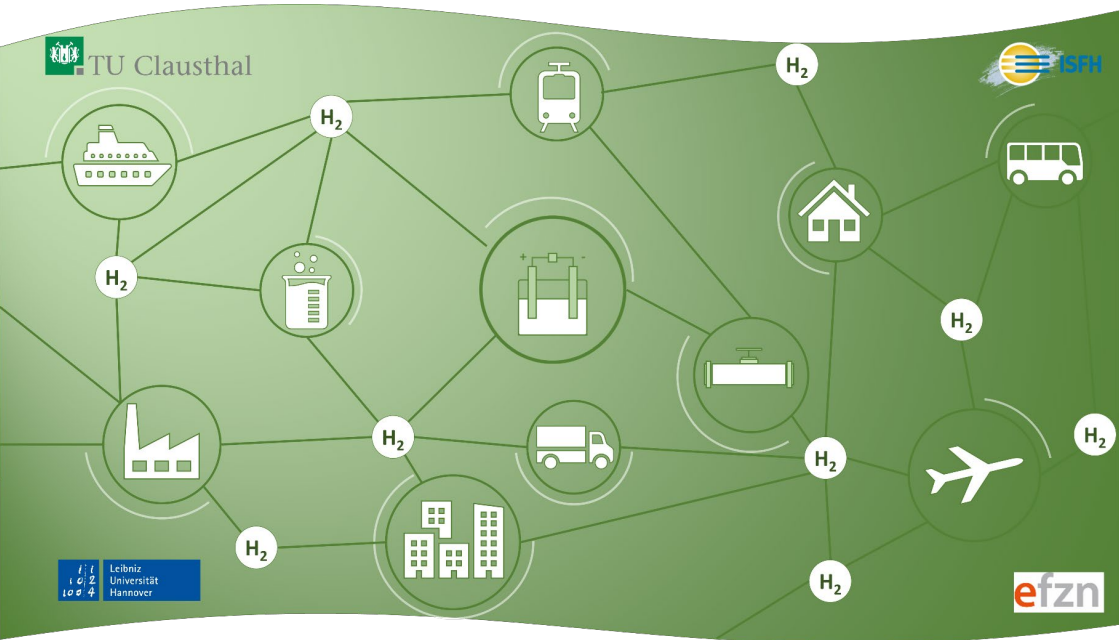




# Schlussbericht



## H<sub>2</sub>-Wegweiser Niedersachsen



Laufzeit des Verbundprojektes:  
01.05.2021 bis zum 31.08.2024

Gefördert im Niedersächsischen Vorab durch:



**Niedersächsisches Ministerium  
für Wissenschaft und Kultur**



**VolkswagenStiftung**

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



## **Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek**

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

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2024

Zugl: (TU) Clausthal, Univ., 2024

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2024

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

[www.cuvillier.de](http://www.cuvillier.de)

Dieses Dokument unterliegt der Lizenz Open Access CC BY 4.0

Diese Veröffentlichung wurde aus Mitteln des Publikationsfonds Niedersachsen-Open, gefördert aus [zukunft.niedersachsen](http://zukunft.niedersachsen.de), unterstützt.

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2024

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-68952-945-1

ISBN eBook 978-3-68952-946-8



## Projektsprecher

Dr.-Ing. Andreas Lindermeir  
Technische Universität Clausthal,  
Clausthaler Umwelttechnik  
Forschungszentrum (CUTEC)

## Teilprojektleitungen

### TP1: Energiesystemanalysen

Dr. Raphael Niepelt  
Institut für Solarenergieforschung  
Hameln GmbH (ISFH)

### TP2: Wasserstoff-Geschäftsmodelle

Prof. Dr.-Ing. Richard Hanke-  
Rauschenbach  
Leibniz Universität Hannover,  
Institut für Elektrische Energiesysteme  
(IfES)

### TP3: Umweltanalyse

Prof. Dr. Christina von Haaren  
Leibniz Universität Hannover,  
Institut für Umweltplanung (IUP)

### TP4: Ökologische Bewertung/LCA

Prof. Dr.-Ing. Christine Minke  
Technische Universität Clausthal,  
Institut für Aufbereitung, Recycling und  
Kreislaufwirtschaftssysteme (IFAD)

### TP5: Energiewirtschaftsrechtlicher Rahmen

Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer  
Technische Universität Clausthal,  
Institut für deutsches und internationales  
Berg- und Energierecht (IBER)

### TP6: H<sub>2</sub>-Untergroundspeicherung

Prof. Dr. Leonhard Ganzer  
(Porenspeicher)  
Technische Universität Clausthal,  
Institute of Subsurface Energy Systems  
(ITE)

Prof. Dr.-Ing.habil Karl-Heinz Lux  
(Kavernenspeicher)  
Technische Universität Clausthal,  
Lehrstuhl für Geomechanik und  
multiphysikalische Systeme (GEMS)

### TP7: H<sub>2</sub>-Konversion

Prof. Dr.-Ing. Thomas Turek  
(Reaktormodelle)  
Technische Universität Clausthal,  
Institut für Chemische und  
Elektrochemische Verfahrenstechnik  
(ICVT)

Dr.-Ing. Andreas Lindermeir  
(Prozessmodelle)  
Technische Universität Clausthal,  
Clausthaler Umwelttechnik  
Forschungszentrum (CUTEC)



## **Bearbeiter:innen und Autor:innen**

### **Technische Universität Clausthal**

Sebastian Braukhoff, M.Sc. (CUTEC)

Prof. Dr.-Ing. Jens Bremer (ICVT)

Sai Krishna Danda, M.Sc. (ICVT)

Prof. Dr. Leonhard Ganzer (ITE)

Janis Gerhardt-Mörsdorf, M.Sc. (IFAD)

Dr.-Ing. Birger Hagemann (ITE)

Dipl.-Jur. Thore Iversen (IBER)

Dr.-Ing. Andreas Lindermeir (CUTEC)

Christian Lüddecke, M.Sc. (ITE)

Prof. Dr.-Ing. habil. Karl-Heinz Lux  
(GEMS)

Prof. Dr.-Ing. Christine Minke (IFAD)

Tianjie Pan, M.Sc. (GEMS)

Junqing Sun-Kurczinski, M.Sc. (GEMS)

Prof. Dr.-Ing. Thomas Turek (ICVT)

Prof. Dr.-jur. Hartmut Weyer (IBER)

### **Leibniz Universität Hannover**

Ole Badelt, M.Sc. (IUP)

Dr.-Ing. Astrid Bensmann (IfES)

Jonathan Brandt, M.Sc. (IfES)

Prof. Dr.-Ing. Richard Hanke-  
Rauschenbach (IfES)

Prof. Dr. rer. hort. Christina von Haaren  
(IUP)

### **Institut für Solarenergieforschung Hamel GmbH**

Dr. Raphael Niepelt

Rachel Parziale, M.Sc.

Florian Peterssen, M.Sc.



# VORWORT

---

Liebe Leserin, lieber Leser!

Aus erneuerbaren Energien erzeugter Wasserstoff wird ein wesentlicher Baustein sein, um die Klimaschutzziele zu erreichen und die Energiewende konsequent umzusetzen. Mit der „Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie“ vom Juli 2023 hat die Bundesregierung ein klares Bekenntnis abgelegt, dass Wasserstoff und seine Derivate eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung und der anstehenden Transformationen der Energiewirtschaft, des Verkehrssektors sowie der Industrie einnehmen werden.

Die Funktionalitäten, die grüner Wasserstoff in einem defossilisierten Energiesystem übernehmen kann, sind dabei vielfältig. Sie umfassen sowohl die (Zwischen-)Speicherung von erneuerbarer elektrischer Energie als auch die Defossilisierung von Sektoren, die nicht oder nur mit hohem technischen oder finanziellen Aufwand elektrifizierbar sind. Hierzu gehören beispielsweise der Einsatz von Wasserstoff zur CO<sub>2</sub>-neutralen Stahlerzeugung, die Substitution von grauem Wasserstoff im Chemiesektor oder die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen für den Luftverkehr.

Darüber hinaus wird Wasserstoff auch eine bedeutende industriepolitische Relevanz zugeschrieben, indem der Industrie- und Wirtschaftsstandort Deutschland gestärkt und die Grundlage für zukunftsfähige Arbeitsplätze geschaffen wird. Bestandteil der Strategie ist es auch, dass Deutschland bis 2030 Leitanbieter für Wasserstofftechnologien wird und die Technologieführerschaft entlang der Wertschöpfungskette übernimmt.

Niedersachsen kann in diesem Kontext auf eine Reihe von Alleinstellungsmerkmalen zurückgreifen: Neben hohen Erzeugungskapazitäten für regenerativen Strom sind insbesondere die geologischen Besonderheiten zur untertägigen Speicherung von Wasserstoff in Kavernen- oder Porenspeichern sowie eine in Teilen bereits vorhandene Infrastruktur, die auf die Distribution von Wasserstoff oder daraus erzeugten Derivaten umgestellt werden kann, zu nennen. Als Küstenland mit einer ausgeprägten maritimen Infrastruktur aus See- und Binnenhäfen wird Niedersachsen zukünftig auch eine Schlüsselrolle bei dem Import von grünem Wasserstoff; in Reinform oder auch in Form von Speichermolekülen wie Methanol oder Ammoniak; einnehmen. Zudem sind mehrere Offshore-Windparks in Niedersachsen an das Übertragungsnetz angebunden.

Die niedersächsische Wirtschaft bietet beste Voraussetzungen für eine frühe Anwendung von Wasserstoff: zur Substitution fossiler Stoffe in der Industrie (Stahlerzeugung, Raffinerien), als Energieträger für brennstoffzellenbasierte Mobilität (Züge, Schiffe und Nutzfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb), als Brenngas für Hochtemperaturprozesse im Wär-





mesektor (direkt oder beispielsweise in Form von synthetischem Methan) oder zur Rückverstromung in Gaskraftwerken oder Brennstoffzellenanlagen. Diese Alleinstellungsmerkmale werden ergänzt durch eine breit aufgestellte und gut vernetzte Forschungslandschaft mit einer Vielzahl an Forschungseinrichtungen, die im Bereich der Wasserstoffforschung auf hohem Niveau arbeiten.

Damit grüner Wasserstoff zu einem wichtigen Baustein der Energiewende wird, ist jedoch noch eine Vielzahl an systemischen, sozioökologischen, energierechtlichen und technischen Fragestellungen zu beantworten. Aufgrund der Komplexität und der engen Verzahnung der einzelnen Aspekte sind singuläre Betrachtungen hier oftmals nicht ausreichend, um eine ausgewogene Bewertung der jeweiligen Ansätze zu ermöglichen.

Das Innovationslabor „H<sub>2</sub>-Wegweiser Niedersachsen“ hat sich dieser Aufgaben im Rahmen einer systemorientierten, ganzheitlichen und interdisziplinären Analyse gestellt. Dabei wurden unterschiedliche Wasserstoff-Implementierungsstrategien analysiert, Teilziele definiert und konkrete Schritte zu deren Erreichung erarbeitet. Durch das breit aufgestellte Projektkonsortium mit Expertise in den unterschiedlichen Fachdisziplinen und die Fokussierung auf die niedersächsischen Besonderheiten konnte ein deutlicher Mehrwert im Vergleich zu den bestehenden Studien und Analysen geschaffen werden.

Wir sind überzeugt, dass neben der direkten Nutzung von erneuerbarer elektrischer Energie auch daraus erzeugter grüner Wasserstoff und entsprechende Folgeprodukte in der Industrie, der Energiewirtschaft und im Verkehr zukünftig eine wichtige Rolle spielen werden. Aufgrund der strategischen Bedeutung einer Wasserstoffwirtschaft für das zukünftige Energiesystem sind Fragen zu der benötigten Infrastruktur, zum Bedarf an Produktions-, Speicher- und Konversionskapazitäten, zu Geschäftsmodellen und den rechtlichen Rahmenbedingungen, sowie den ökologischen Auswirkungen zu beantworten, um die erforderlichen langfristigen Investitionen abzusichern und in der Gesellschaft das Vertrauen in die Energiewende generell und Wasserstoff im Besonderen zu stärken.

Mit diesem Papier möchten wir einen wissenschaftlich fundierten Beitrag zur aktuellen Diskussion um die Rolle von Wasserstoff in einem zukünftigen erneuerbaren Energiesystem leisten. Dabei liegt der regionale Fokus der Analysen auf Niedersachsen, viele Ergebnisse und insbesondere die Methodiken lassen sich aber auch auf andere Bundesländer und Regionen übertragen.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre, neue Erkenntnisse und Denkipulse und freuen uns auf den weiteren Dialog.

Clausthal-Zellerfeld, Hameln und Hannover, 29.10.2024

Die Autorinnen und Autoren

# ERGEBNISSE AUF EINEN BLICK

Die folgende Übersicht zeigt die erarbeiteten Kernaussagen des Vorhabens. Diese sind über die Symbole den drei Projektbereichen „Systemebene“, „Sozioökologische Ebene“ und „Technische Ebene“ bzw. den Themensträngen „H<sub>2</sub>-Erzeugung“, H<sub>2</sub>-Speicherung“ und “H<sub>2</sub>-Konversion“ zugeordnet.

Projektbereiche:



Systemebene



Sozioökologische Ebene



Technische Ebene

Themenstränge:



H<sub>2</sub>-Erzeugung



H<sub>2</sub>-Speicherung



H<sub>2</sub>-Konversion



**Wasserstoff und seine Derivate sind essentielle Bestandteile eines zukünftigen grünen Energiesystems.** Grüne Energieträger werden vor allem als Grundstoffe in der produzierenden Industrie, für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Stromsystem sowie anteilsweise für die Bereitstellung von Prozesswärme und im Verkehr eingesetzt.

**Niedersachsen spielt eine entscheidende Rolle als Energiedrehscheibe für Wasserstoff und seine Derivate.** In Niedersachsen werden 36 % des grünen Wasserstoffs und 15 % aller weiteren grünen Energieträger für das zukünftige deutsche Energiesystem produziert.



**Uneinheitliche Anforderungen an Wasserstoff können den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft behindern und sind auf ihre Notwendigkeit zu prüfen.** Bei grünem Wasserstoff könnten die Regelungen für den Verkehrssektor auf Grundlage der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU eine Leitbildfunktion auch für andere Bereiche (beispielsweise Industriesektor) übernehmen. Bei (sonstigem) kohlenstoffarmem Wasserstoff wäre eine Prüfung wünschenswert, ob die Schwellenwerte für die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen vereinheitlicht werden können. Nach einer Markthochlaufphase sollten die Privilegierungen für diesen kohlenstoffarmen Wasserstoff grundsätzlich überprüft werden, wobei den unterschiedlichen Interessen der EU-Mitgliedstaaten Rechnung zu tragen ist.



**Die langfristigen europäischen Regeln zum Strombezug von Elektrolyseuren erhöhen die Produktionskosten von grünem Wasserstoff in Niedersachsen, stellen allerdings sicher, dass die produktionsbezogenen Emissionen gegenüber grauem Wasserstoff um 100 % fallen.** Die gefundenen Übergangsregeln für eine Hochlaufphase bis 2030 schaffen den Spagat zwischen Emissions- und Kostenreduktion, besitzen allerdings auch noch Verbesserungspotential.



**Grüner Wasserstoff ist die einzige Alternative für die Implementierung einer klimafreundlichen Wasserstoffwirtschaft.** Diesen wird es auch in Zukunft nicht zum ökologischen Nulltarif geben und seine potenziellen Umweltauswirkungen hängen maßgeblich von der Klimaschutzpolitik ab. Größter Hebel für die Reduktion der potenziellen Umweltauswirkungen ist die Dekarbonisierung des Energiesystems, wobei Standorte mit hohem Windstromanteil, beispielsweise die niedersächsischen Küstenregionen, ökologisch vorteilhaft sind.



Die technischen Betriebsparameter der Anlage (bspw. Zellspannung und Zelldegradation) haben einen großen Einfluss auf die potenziellen Umweltauswirkungen von grünem Wasserstoff.

Der Ressourcenbedarf für verschiedene Wasserelektrolyse-Anlagentypen ist differenziert und hängt von der Technologie der Anlage ab. Der Großteil des Ressourcenbedarfs (ca. 50 %) für die Konstruktion einer Protonen-Austausch-Membran-Wasserelektrolyse Anlage ist allein auf Iridium zurückzuführen.

**Im Zuge des Klimawandels kann die Wasserknappheit vor allem in den Sommermonaten bei einem Überschuss an Solarstrom zu einer Konkurrenz um Wasser zwischen Landwirtschaft, Trinkwasserversorgung, Industrie und dem neuen Wassernutzer Wasserstoffproduktion führen.**



Die Wasserverteilung muss hier Prioritäten setzen oder es müssen in den Wasserüberschussmonaten Speicher angelegt werden.



**Die Wasserstoffspeicherung wird aus Wettbewerbsgründen von anderen Tätigkeiten des Unternehmens getrennt (Entflechtung / Unbundling). Die neue Gas-Richtlinie der EU schränkt die Möglichkeit weiterer Unternehmenstätigkeiten im Wasserstoff- oder Erdgassektor aber nur wenig ein.** Unklar ist, ob die Wasserstoffspeicherung nach der GasRL der EU rechtlich und operationell vom Wasserstoff- und Erdgasverteilernetzbetrieb zu entflechten ist. Bei der Umsetzung der GasRL in deutsches Recht ist zu entscheiden, ob die bislang strengeren deutschen Vorgaben zur Entflechtung von Wasserstoffspeicherung und Wasserstoff- oder Erdgasnetzbetrieb angepasst werden sollen und ob eine Sonderregelung für kleine Wasserstoffverteilernetzbetreiber eingeführt werden soll.

**Aufgrund vorhandener Infrastruktur und jahrelanger Betriebserfahrungen können vorhandene Untertagespeicher für die großskalige Speicherung von Wasserstoff genutzt werden.** Hierbei sind technische Anpassungen notwendig. Die Umstellung vorhandener Poren- und Kavernenspeicher ist für die Erreichung einer größtmöglichen Versorgung von Wasserstoff unerlässlich.



Aus heutiger Sicht hängt die zukünftige Bedarfsdeckung bei Wasserstoff trotz Eigenproduktion nach wie vor ähnlich wie derzeit bei Erdgas in erheblichem Maß auch von Importen ab. **Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei wetterbedingt schwankender Eigenproduktion und risikobehafteter Importabhängigkeit sowie bei über die Zeit wechselndem Bedarf erfordert auf jeden Fall die großskalige Untergrundspeicherung von Wasserstoff.**

**Um eine hinreichend große untertägige Speicherkapazität für Wasserstoff bereitzustellen, dürfen Porenspeicher nicht ausgeschlossen werden.** Mischungsvorgänge zwischen eingespeistem Wasserstoff und im porösen Gestein verbliebenen Gasen und potenzielle mikrobielle Reaktionen lassen sich durch geeignete Fahrweisen minimieren. Für die Eignung als poröser Wasserstoffspeicher ist eine individuelle Betrachtung jeder porösen Speicherstruktur notwendig.





**Der Ausstieg aus der Speicherung fossiler Energieträger in Salzkavernen und der Umstieg auf die Speicherung erneuerbarer Energieträger in Form von Wasserstoff in Salzkavernen ist technisch grundsätzlich möglich.** Er verlangt aber mit Blick auf die umweltpolitische Zielsetzung 2045 in Verbindung mit den erforderlichen Realisierungszeiträumen und den bestehenden Investitionsrisiken die Entwicklung von Geschäftsmodellen und Zeitplänen in Zusammenarbeit von Politik und Marktteilnehmern. In der Praxis ist die Umrüstung der Kavernenspeicher von der Erdgasspeicherung auf die Speicherung von Wasserstoff ein schrittweiser Prozess.

**Die Umrüstung der bestehenden Erdgasspeicherkavernen in Wasserstoffspeicherkavernen könnte bei weitgehender Umrüstungsfähigkeit dieser Kavernen den zukünftigen Untergrundspeicherbedarf für Niedersachsen im günstigsten Fall abdecken.**

Um den gesamten Untergrundspeicherbedarf für Deutschland abzudecken, besteht Neubaubedarf an Wasserstoffspeicherkavernen, auch in Niedersachsen.

Die Eignung der bestehenden Speicherkavernen für eine zukünftige Wasserstoffspeicherung ist für jede Kaverne individuell zu überprüfen. Aus geotechnischer Sicht ist das Instrumentarium zur Bewertung der Umrüstungsfähigkeit von Erdgasspeicherkavernen in Wasserstoffspeicherkavernen vorhanden.



**Zur Versorgung der Luft- und Schifffahrt mit nachhaltigen Kraftstoffen und der chemischen Industrie mit Grundstoffen werden erhebliche Mengen an strombasierten Syntheseprodukten erforderlich sein.** Dafür werden große Mengen an Wasserstoff und damit an erneuerbarem Strom benötigt. Der weitere massive Ausbau von EE-Erzeugungsanlagen sowie die Absicherung von Wasserstoff-Produktionskapazitäten und -Importoptionen muss zeitnah sichergestellt und umgesetzt werden.

**Die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> für PtX-Verfahren ist eine Schlüsseltechnologie für die Transformation der Industrie und Teile des Verkehrssektors hin zur Klimaneutralität.** CO<sub>2</sub>-neutrale Syntheseprodukte sind nur möglich, wenn atmosphärisches CO<sub>2</sub> aus DAC oder Biomasse verwendet wird und die gesamte PtX-Prozesskette ausschließlich erneuerbare Energien nutzt. DAC-Verfahren müssen





ihre ökologischen und ökonomischen Vorteile jedoch erst noch im Realeinsatz unter Beweis stellen. Nachhaltigkeitsstandards für PtX-Produkte sind zu definieren und deren Einhaltung über transparente Bewertungsmethoden nachzuweisen.



**Ein wirtschaftlicher Betrieb von PtX-Anlagen ist nur über einen geringen Strompreis bei gleichzeitig hoher Anlagenauslastung zu erreichen.** Die effiziente Nutzung des EE-Stroms in der gesamten Prozesskette ist auch aus Wirtschaftlichkeitsgründen geboten. Hier bedarf es weiterer Optimierungen auf Komponenten- und Anlagen-ebene.

**Die dynamische Betriebsweise in Power-to-X (PtX)-Verfahren wird entscheidend dafür sein, die Integration erneuerbarer Energien in die Wasserstoffwirtschaft Deutschlands voranzutreiben.** Insbesondere durch flexible Anpassungen in den Elektrolyse- und Syntheseprozessen kann Schwankungen in der Energieverfügbarkeit effizient begegnet werden. Dies ermöglicht eine stabile, nachhaltige und wirtschaftlich attraktive Produktion von Wasserstoff und daraus abgeleiteten chemischen Produkten, was zur Stabilisierung und Effizienzsteigerung zukünftiger Energiesysteme beiträgt.



**Die Dekarbonisierung der Stromerzeugung ist der entscheidende Faktor für eine umweltfreundliche Wasserstoff-Konversion.** Der wesentliche Energieeintrag in defossilisierten PtX-Prozessen erfolgt in Form von elektrischer Energie. Eine detaillierte und transparente Nachhaltigkeitsbewertung für den jeweiligen Standort, basierend auf konkreten Annahmen zu Anlagendesign und dem vorhandenen Strommix, sollte für PtX-Verfahren obligatorisch sein.





# INHALT

---

<b>Vorwort</b> .....	<b>VII</b>
<b>Ergebnisse auf einen Blick</b> .....	<b>IX</b>
<b>Inhalt</b> .....	<b>XV</b>
<b>Abkürzungen</b> .....	<b>XVIII</b>
<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>1</b>
<b>1. Einführung</b> .....	<b>7</b>
<b>2. Energiesystemanalysen</b> .....	<b>11</b>
2.1 Ansatz.....	11
2.2 Ergebnisse .....	13
2.3 Einordnung .....	16
<b>3. Wasserstoffherzeugung</b> .....	<b>17</b>
3.1 Energiewirtschaftsrechtlicher Rahmen der Wasserstoffherzeugung .....	17
3.1.1 Anforderungen an Wasserstoff in den Wasserstoffstrategien Deutschlands und der EU .....	18
3.1.2 Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen, insbesondere mittels Wasserelektrolyse.....	18
3.1.3 Senkung der Treibhausgasemissionen bei der Wasserstoffherzeugung .....	22
3.1.4 Gestaltungsspielräume der deutschen Gesetzgebung .....	24
3.1.5 Fazit.....	25
3.2 Einfluss des energiewirtschaftsrechtlichen Rahmens auf Wasserstoff-Geschäftsmodelle .....	27
3.3 Ökologische Bewertung von Wasserstoffherzeugungstechnologien.....	35
3.3.1 Ökobilanz Methodik.....	35
3.3.2 Ökobilanz einer PEM-Wasserelektrolyse Anlage.....	36
3.4 Umweltanalyse multimodaler Wasserstoffsysteme .....	46
3.4.1 Regionale Erzeugungsschwerpunkte .....	48
3.4.2 Umweltwirkungen der Elektrolyse .....	50
3.4.3 Auswirkungen der Wasserstoffproduktion auf den Landschaftswasserhaushalt	





3.4.4 Lokale Standortkriterien für die Ansiedlung von Elektrolyseuren außerhalb von Wassermangelgebieten .....	58
3.4.5 H <sub>2</sub> -Wegweiser als Dialogtool .....	61
<b>4. Wasserstoffspeicherung im Untergrund .....</b>	<b>63</b>
4.1 Energiewirtschaftsrechtliche Aspekte der H <sub>2</sub> -Untergrundspeicherung.....	63
4.1.1 Entflechtung (Unbundling) im Dekarbonisierungspaket der EU und im deutschen Recht.....	63
4.1.2 Entflechtung der Wasserstoffspeicherung .....	65
4.1.3 Entflechtung von Wasserstoffspeicherung und Erdgasspeicherung .....	65
4.1.4 Entflechtung von Wasserstoffspeicherung und Wasserstoff- oder Erdgasnetzbetrieb .....	67
4.1.5 Entflechtung der Wasserstoffspeicherung von der Gewinnung / Erzeugung und Versorgung .....	71
4.1.6 Fazit zur Entflechtung der Wasserstoffspeicherung.....	73
4.2 Technische Aspekte der H <sub>2</sub> -Untergrundspeicherung .....	75
4.2.1 Einleitung.....	75
4.2.2 Untersuchung von Speicher- und Bohrungsparametern zur Eignung als H <sub>2</sub> -Speicher .....	77
4.2.3 Technische und wirtschaftliche Kriterien zur H <sub>2</sub> -Speicherung.....	79
4.3 Wasserstoffspeicherung in Porenspeichern.....	81
4.3.1 Methodik.....	81
4.3.2 Ergebnisse aus den Szenarioanalysen .....	86
4.3.3 Zusammenfassung zur Wasserstoffspeicherung in porösen Medien .....	93
4.4 Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen .....	95
4.4.1 Grundlegende thermomechanische Simulationen mit generischen Globalmodellen in unterschiedlichen Teufenlagen.....	97
4.4.2 Untersuchung zur Umrüstung von bestehenden Erdgasspeicherkavernen in Wasserstoffspeicherkavernen .....	103
<b>5. Konversion von Wasserstoff über Power-to-X-Prozesse.....</b>	<b>111</b>
5.1 Bedarfsanalyse für PtX-Produkte .....	111
5.2 Bereitstellung von CO <sub>2</sub> für synthetische Kohlenwasserstoffe.....	116
5.2.1 CO <sub>2</sub> -Abscheidung aus der Atmosphäre: Direct-Air-Capture-Verfahren .....	117
5.2.2 CO <sub>2</sub> aus Biomasseanlagen.....	119



5.2.3 CO <sub>2</sub> aus Industriellen Punktquellen .....	121
5.2.4 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen zur Kohlenstoff-Strategie	124
5.3 Technoökonomischer Vergleich unterschiedlicher PtX-Konversionsketten .....	126
5.3.1 Methodik .....	126
5.3.2 Technoökonomische Analyse von PtX-Prozessketten.....	128
5.4 Dynamischer Betrieb von PtX-Verfahren zur Systemstabilisierung .....	136
5.4.1 Dynamischer Betrieb von Elektrolyseuren .....	137
5.4.2 Dynamischer Betrieb von Synthesereaktoren .....	139
5.5 Ökobilanzielle Randbedingungen für die Wasserstoff-Konversion .....	141
<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>143</b>
<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>147</b>
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>149</b>



# ABKÜRZUNGEN

---

<b>Abkürzung</b>	<b>Beschreibung</b>
ADP	Ressourcenbeanspruchung (englisch: Abiotic Depletion Potential)
AP	Versauerungspotenzial (englisch: Acidification Potential)
AWE	Alkalische Wasserelektrolyse
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BoP	Unterstützende Komponenten und Hilfssysteme (englisch: Balance of Plant)
CAPEX	Investitionskosten (englisch: Capital Expenditure)
CCS	CO <sub>2</sub> -Abtrennung und Speicherung (englisch: Carbon Capture and Storage)
CCU	CO <sub>2</sub> -Abtrennung und Nutzung (englisch: Carbon Capture and Utilization)
CCUS	CO <sub>2</sub> -Abtrennung, Nutzung und Speicherung (englisch: Carbon Capture, Utilization and Storage)
CDR	CO <sub>2</sub> -Entnahme aus der Atmosphäre und dauerhafte Einspeicherung (englisch: Carbon Dioxide Removal)
CO <sub>2</sub> -Äq.	CO <sub>2</sub> -Äquivalente
DA	Delegierter Rechtsakt (englisch: Delegated Act)
DAC	Abtrennung von CO <sub>2</sub> aus der Atmosphäre (englisch: Direct Air Capture)
EE	Erneuerbare Energien
EFZN	Energie-Forschungszentrum Niedersachsen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EP	Euthrophierungspotenzial (englisch: Eutrofication Potential)
EU	Europäische Union
fE	Funktionelle Einheit
GasRL	Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff vom 13. Juni 2024
GasVO	Verordnung über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff vom 13. Juni 2024
GWNB	Grundwasserneubildung
GWP100	Treibhausgaspotenzial mit Zeithorizont 100 Jahren (englisch: Global Warming Potential)
HTP	Humantoxizität (englisch: Human Toxicity Potential)



KPI	Schlüsselkennzahl (englisch: Key Performance Indicator)
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
LCA	Lebenszyklusanalyse (englisch: Life-Cycle Assessment)
LNG	Verflüssigtes Erdgas (englisch: Liquefied Natural Gas)
MEA	Monoethanolamin
NWG	Niedersächsisches Wassergesetz
OPEX	Betriebskosten (englisch: Operational Expenditure)
PEMWE	Polymerelektrolytmembran-Wasserelektrolyse
PPA	Stromabnahmevertrag (englisch: Power Purchase Agreement)
ppmv	Volumenmischungsverhältnis, Faktor $10^{-6}$ (englisch: parts per million volume)
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
RCP	Repräsentativer Konzentrationspfad (englisch: Representative Concentration Pathway)
RED	Erneuerbare-Energien-Richtlinie (englisch: Renewable Energy Directive)
RFNBO	Flüssige und gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (englisch: Renewable Fuels of Non-Biological Origin)
StromStG	Stromsteuergesetz
THG	Treibhausgas
TP	Teilprojekt
US\$	US-amerikanische Dollar
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
WNI	Wassernachhaltigkeitsindex





# ZUSAMMENFASSUNG

---

*Autor:innen: Jonathan Brandt, Sebastian Braukhoff, Christian Lüdekke, Junqing Sun-Kurczinski, Andreas Lindermeir*

Wasserstoff ist ein zentraler Baustein für die Umstellung der deutschen Energieversorgung und Industrie auf klimaschonende und nachhaltige Prozesse. Niedersachsen verfügt über eine Reihe von Alleinstellungsmerkmalen, die es für eine Vorreiterrolle im Aufbau einer „grünen Wasserstoffwirtschaft“ prädestinieren und zur Stärkung des regionalen Wirtschaftssystems genutzt werden können. Dazu gehören hohe Erzeugungskapazitäten für regenerativen Strom, geologische Besonderheiten, die eine untertägige Speicherung von Wasserstoff ermöglichen, sowie die maritime Infrastruktur, die eine Teilnahme am globalen Energiehandel und dadurch auch den Import von Wasserstoff und seinen Derivaten ermöglicht. Darüber hinaus gibt es in Niedersachsen mit der Stahl- und Zementindustrie und den ansässigen Raffinerien bedeutende CO<sub>2</sub>-Emittenten, die unter hohem Handlungsdruck stehen und für die der Einsatz von grünem Wasserstoff eine Option zur nachhaltigen Transformation darstellt.

Das H<sub>2</sub>-Wegweiser-Projekt zielte darauf ab, die Rolle Niedersachsens innerhalb einer deutschen „Wasserstoffwirtschaft“ zu konkretisieren und so einen Beitrag zur ökologisch und volkswirtschaftlich zielführenden Einbindung von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten in das niedersächsische Energiesystem der Zukunft zu leisten. Um der Vielschichtigkeit und Komplexität der damit verbundenen Fragestellungen gerecht zu werden, war eine koordinierte und interdisziplinäre Herangehensweise erforderlich, die technische, rechtliche, wirtschaftliche, gesellschaftliche und ökologische Aspekte verknüpft. Dazu wurden im H<sub>2</sub>-Wegweiser die zentralen Technologien der Wasserstoffwertschöpfungskette, wie die Wasserstoff-Erzeugung, die -Untertagespeicherung und die -Konversion, durch den Einsatz von Modellansätzen auf unterschiedlich detaillierten Ebenen im Hinblick auf die zuvor genannten Aspekte systematisch analysiert und bewertet.

Den Rahmen für die ganzheitliche Betrachtung liefert die Energiesystemanalyse. Sie verdeutlicht die Relevanz der genannten Schlüsseltechnologien innerhalb eines defossilisierten Energiesystems in Deutschland und setzt sie in den niedersächsischen Kontext. Die Untersuchungen bestätigen, dass Wasserstoff und seine Derivate ein essenzieller Bestandteil eines zukünftigen grünen Energiesystems sein werden. Im untersuchten Basisszenario für das Jahr 2045 spielt Niedersachsen mit Anteilen von 36 % der deutschen Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten und 30 % der deutschen Wasserstoff-Speicherkapazitäten eine entscheidende Rolle als Energiedrehscheibe für Wasserstoff.

Um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu fördern, sind die regulatorischen Anforderungen an Wasserstoff zu vereinheitlichen und auf ihre Notwendigkeit zu prüfen. Neben



„grünem Wasserstoff“ sehen die Wasserstoffstrategien Deutschlands und der EU zumindest vorübergehend auch den Einsatz von „kohlenstoffarmem Wasserstoff“ vor. Bei den bestehenden Definitionen von „kohlenstoffarmem Wasserstoff“ wäre eine Prüfung wünschenswert, ob die Schwellenwerte für die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen vereinheitlicht werden können. Nach einer Markthochlaufphase sollten die Privilegierungen für „kohlenstoffarmen Wasserstoff“ grundsätzlich überprüft werden, wobei den unterschiedlichen Interessen der EU-Mitgliedstaaten Rechnung getragen werden muss.

Bei der Definition von „grünem Wasserstoff“ könnten die Regelungen für den Verkehrssektor auf Grundlage der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU eine Leitbildfunktion auch für andere Bereiche (beispielsweise für den Industriesektor) übernehmen. In Niedersachsen führen die in diesem Zug festgelegten langfristigen Rahmenbedingungen für die Stromversorgung von Elektrolyseuren zu einer Erhöhung der Produktionskosten von grünem Wasserstoff, stellen allerdings sicher, dass die produktionsbezogenen Emissionen gegenüber grauem Wasserstoff um 100 % sinken. Die gefundenen Übergangsregeln für eine Hochlaufphase bis 2030 schaffen den Spagat zwischen Emissions- und Kostenreduktion, wobei letztere den Aufbau regionaler Elektrolysekapazitäten erleichtert. Durch Anpassung der Regelungen könnten ähnliche Kostenminderungseffekte bei gleichzeitiger Absicherung der Emissionsreduktion bei veränderten Industriestrompreisen erzielt werden.

Auch wenn die langfristig geltenden Regeln für den Strombezug von Elektrolyseuren eine Vermeidung von in der Betriebsphase anfallenden Emissionen sicherstellen, zeigt die detaillierte Ökobilanz über den gesamten Lebensweg der Strom- und Wasserstofferzeugung, dass es auch in Zukunft keinen grünen Wasserstoff zum ökologischen Nulltarif geben kann. Grund dafür sind die mit dem Bau, Rückbau und der Entsorgung der EE-Anlagen und der Elektrolyse verbundenen vor- und nachgelagerten THG-Emissionen. Dabei überwiegt der Beitrag der EE-Anlagen im Vergleich zu den Elektrolyseuren. Neben der Klimawirkung sind auch weitere Wirkungskategorien, wie die Ressourcenbeanspruchung, bei der Nachhaltigkeitsbewertung der Wasserstofferzeugung zu beachten. Da bei heutigem Stand der Technik fast die Hälfte des Ressourcenbedarfs einer PEM-Elektrolyseanlage allein auf den Anodenkatalysator Iridium zurückzuführen ist, stellt hier insbesondere die Reduktion der Katalysatorbelastung einen wirksamen Hebel zur Steigerung der Ressourceneffizienz dar.

Ein weiterer kritischer ökologischer Aspekt für die großskalige elektrolytische Produktion von grünem Wasserstoff in Niedersachsen ist die Verfügbarkeit ausreichender Wassermengen. Auch wenn gemäß dem entwickelten Szenario im Vergleich zu anderen Wassernutzern nur geringe zusätzliche Wasserbedarfe für die Elektrolyse (+ 6 % bezogen auf die Jahresmenge) resultieren, kann besonders in den Sommermonaten und in trockenen Regionen eine Nutzungskonkurrenz zwischen Landwirtschaft, öffentlicher Wasserversor-



gung, Industrie und der Wasserstoffproduktion auftreten. Dies gilt insbesondere für Elektrolyseanlagen, die (überwiegend) mit PV-Strom betrieben werden. Hier wird der Wasserbedarf der Elektrolyse vom PV-Stromdargebot bestimmt, das sich wiederum tendenziell mit Zeiten niedriger Grundwasserstände überlagert. Durch eine entsprechende Priorisierung oder den Bau von Wasserspeichern kann möglichen Nutzungskonflikten vorgebeugt werden.

Trotz der genannten Einschränkungen stellt grüner Wasserstoff, der ausschließlich mit erneuerbarem Strom durch Wasserelektrolyse produziert wird, im Vergleich zu alternativen Wasserstoff-Produktionsrouten langfristig die vorzugswürdige Option für die effiziente und erforderliche Einbindung von Wasserstoff in ein klimafreundliches Energiesystem dar.

Die Gewährleistung der nationalen Versorgungssicherheit für die wasserstoffnutzende Industrie sowie die Stabilisierung des Stromsystems durch bedarfsgerechte Rückverstromung von Wasserstoff erfordern die großskalige Untergrundspeicherung von Wasserstoff, um die Risiken bezüglich wetterbedingter H<sub>2</sub>-Eigenproduktion und Importabhängigkeiten zu mindern.

Die besondere Rolle Niedersachsens begründet sich hierbei im Wesentlichen in den weit ausgedehnten Salz- und porösen Gesteinsformationen im norddeutschen Becken. Gemäß den betrachteten Systemszenarien kann Niedersachsen aufgrund der guten Voraussetzungen mit den vorhandenen Untertagespeichern rund 30 % (13,9 TWh) des für Deutschland für 2045 abgeschätzten Wasserstoff-Speicherbedarfs von 46 TWh/a abdecken. Damit verfügt Niedersachsen unter allen Bundesländern über den größten Anteil an Wasserstoff-Untertagespeicherkapazitäten.

Analog zur heutigen Erdgasspeicherung und unter Berücksichtigung des Solidaritätsprinzips wird Niedersachsen auch Speicherkapazitäten für andere Bundesländer und EU-Länder bereitstellen. Für die Abdeckung des resultierenden Gesamtbedarfes sind sowohl Kavernenspeicher als auch Porenspeicher in Betracht zu ziehen.

Beide Speichertypen sind, mit technischen Anpassungen, dafür grundsätzlich geeignet. Die Umrüstungsfähigkeit ist allerdings individuell zu überprüfen und nachzuweisen: Für Erdgasspeicherkavernen ist insbesondere der Einfluss konvergenzbedingter Beanspruchung des Bohrungsausbaus zu berücksichtigen. Für deren Bewertung ist das geotechnische Instrumentarium vorhanden. Bei Porenspeichern sind hingegen Mischungsvorgänge zwischen eingespeistem Wasserstoff und im porösen Gestein verbliebenen Gasen sowie potenzielle mikrobielle Reaktionen zu berücksichtigen. Letztere haben zwar nur einen geringen Einfluss auf die Wasserstoffreinheit, erfordern allerdings bei Anbindung an die Gasinfrastruktur gegebenenfalls weitergehende Aufbereitungsschritte.

Neben der Umstellung bestehender Speicher auf Wasserstoff besteht zusätzlich Neubaubedarf, um die prognostizierten Speicherbedarfe abzudecken. Die sukzessive Umrüstung





von Erdgasspeicherkavernen auf Wasserstoff kann zwar den Bedarf in Niedersachsen abdecken, um ausreichende Speicherkapazitäten für Deutschland insgesamt bereitzustellen, besteht gleichwohl ein Bedarf an Kavernenneubau.

Unter Berücksichtigung der erforderlichen Realisierungszeiträume für die Umrüstung beziehungsweise den Neubau von Speichereinrichtungen und der bestehenden Investitionsrisiken und mit Blick auf die umweltpolitische Zielsetzung für 2045 ist die zeitnahe Entwicklung von Betreibermodellen in Zusammenarbeit mit Marktteilnehmern und der Abbau regulatorischer Hindernisse durch den Gesetzgeber erforderlich. Bezüglich letzterem gilt es, die formale Rolle des Wasserstoffspeicher-Betreibers klar zu definieren. Hier ist offen, wie die Umsetzung der europäischen GasRL in deutsches Recht bis 2026 ausgestaltet wird. Dies betrifft vor allem die Anpassung geltender Vorgaben zur Entflechtung von Erdgasspeicherung und -netzbetrieb im Verhältnis zum Wasserstoffbereich und die Frage, ob Sonderregelungen für kleine Wasserstoffverteilernetzbetreiber eingeführt werden.

Der Aufbau von Produktionskapazitäten für Wasserstoff-Derivate in Niedersachsen wird durch die regional hohe Wasserstoff-Erzeugung angereizt. Aufgrund von Kostenvorteilen werden, bei den getroffenen Annahmen zu Distributionskosten und Importeinschränkungen, 2045 bis zu 15 % der bundesweit erzeugten Konversionsprodukte in Niedersachsen produziert.

Die Konversion von Wasserstoff in Derivate hat mit rund 58 % (380 TWh) mengenmäßig den größten Anteil an der deutschen Wasserstoffnutzung (2045). Die wesentlichen Nutzer kommen dabei aus der Chemie- und Grundstoffindustrie sowie dem See- und Luftverkehr. Ab 2030 werden signifikante und zeitlich steigende Mengen an E-Kerosin und Schiffskraftstoffen und entsprechende Mengen an Wasserstoff erforderlich sein, um die EU-Quotenvorgaben für strombasierte nicht-biomassestämmige Kraftstoffe in den letztgenannten Bereichen zu erfüllen.

Die auch zukünftig begrenzten Erzeugungskapazitäten für EE-Strom und damit für grünen Wasserstoff machen eine Priorisierung auf der Nutzerseite erforderlich. Durch die angestrebte Sektorenkopplung und die weiter zunehmende Nutzung von Strom als Primärenergie im Mobilitäts-, Chemie- und Grundstoffsektor werden erhebliche weitere Bedarfe an EE-Strom generiert. Aufgrund der Effizienzeinbußen in der Power-to-X-(PtX-)Kette müssen bei der Priorisierung sowohl ökologische und energetische als auch betriebs- und volkswirtschaftliche Aspekte ausgewogen berücksichtigt werden. Zur Abdeckung der Bedarfe an Konversionsprodukten müssen der Ausbau von EE-Erzeugungsanlagen und Wasserstoff-Produktionskapazitäten weiter vorangetrieben und Importoptionen abgesichert und diversifiziert werden.

Zusätzlich ist die Versorgung der Konversionsanlagen mit Kohlenstoff sicherzustellen. Auch in einem klimaneutralen System ist Kohlenstoff für industrielle Wertschöpfungs-



pfade, wie die Herstellung von Kunststoffen, unabdingbar. Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Bereitstellung für PtX-Prozesse sind damit eine Schlüsseltechnologie für die Transformation der Industrie und Teile des Verkehrssektors hin zur Klimaneutralität. Für CO<sub>2</sub>-neutrale Syntheseprodukte muss der Bedarf an nachhaltigem Kohlenstoff langfristig über die kaskadierte Nutzung von Biomasse oder über den Einsatz von atmosphärischem CO<sub>2</sub> gedeckt und die gesamte PtX-Prozesskette ausschließlich mit erneuerbaren Energien betrieben werden.

Die kostenintensive CO<sub>2</sub>-Bereitstellung, insbesondere bei der Abscheidung aus der Atmosphäre, erschwert die ohnehin herausfordernde wirtschaftliche Perspektive einer inländischen Erzeugung von PtX-Produkten zusätzlich. So liegen die lokalen Produktgestehungskosten für PtX-Produkte noch um den Faktor 2 bis 4 über den aktuellen Marktpreisen. Wesentlicher Hebel für perspektivische Kostensenkungen ist insbesondere der EE-Strom- und der direkt damit zusammenhängende Wasserstoffpreis.

Neben der Effizienzsteigerung kann auch ein flexibler und dynamischer Betrieb von Elektrolyse- und Syntheseprozessen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit beitragen. Solche Anpassungen bieten einerseits das Potenzial, die Betriebsstunden der Anlage zu erhöhen, andererseits bergen sie das Risiko, dass die Lebensdauer von Stacks, Katalysatoren und anderen Anlagenteilen negativ beeinflusst wird und die Kostensenkungen durch zusätzliche Aufwände für Wartung, Reparatur und Instandhaltung und den vorzeitigen Austausch von Kernkomponenten auf lange Sicht (über)kompensiert werden.

Bei allen Maßnahmen ist die Erreichung der Klimaziele als primäre Aufgabe immer wieder in den Fokus zu rücken. Zur Vermeidung von Lock-in-Effekten und zur transparenten Kontrolle der Wirksamkeit sind auch für PtX-Produkte Nachhaltigkeitskriterien notwendig und deren Einhaltung ist kritisch und neutral zu überprüfen. Dies ist aufgrund der geringen Energieeffizienz bei der Wandlung von EE-Strom in PtX-Produkte umso entscheidender.





# 1. EINFÜHRUNG

---

*Autor: Andreas Lindermeir*

Das Projekt „H<sub>2</sub>-Wegweiser Niedersachsen“ wurde als eines von fünf niedersächsischen Innovationslaboren für Wasserstofftechnologien im Zeitraum Mai 2020 bis August 2024 mit Mitteln des Niedersächsischen Vorab über das Niedersächsische Ministerium für Wissenschaft und Kultur und die VolkswagenStiftung gefördert. Ziel des Projekts war es, den Beitrag von Wasserstoff zur zukünftigen Energieversorgung interdisziplinär zu analysieren. Es wurden technische, ökonomische, ökologische und rechtliche Aspekte berücksichtigt und in die Bewertung einbezogen.

Ein zentraler Aspekt war die Entwicklung eines flexiblen Methodenbaukastens, der weitere Untersuchungen und die Anwendung auf andere Regionen und Bundesländer ermöglicht, während gleichzeitig unterschiedliche Perspektiven ausgewogen berücksichtigt werden. Durch die Einbindung von Praxispartnern aus Industrie und Kommunen wurden relevante Fragen, Probleme und Anforderungen in die Analysen integriert.

Ein übergeordnetes Projektziel war der Transfer der Projektergebnisse in breite Teile der Gesellschaft und eine über das Projekt hinausgehende Vernetzung. Dazu fand ein regelmäßiger Austausch mit den anderen Innovationslaboren unter dem Dach der EFZN-Wissenschaftsallianz Wasserstofftechnologie statt.

Dass in den letzten Jahren in Niedersachsen, in Deutschland und auf europäischer Ebene, auch mit Unterstützung der niedersächsischen Landesregierung, auch außerhalb der fünf Wasserstoff-Innovationslabore bereits damit begonnen worden ist, den Übergang zu einer wasserstoffbasierten Energiewirtschaft einzuleiten, zeigt eine Auflistung von wichtigen Ereignissen und Entwicklungen im Bereich Wasserstoff, die seit 2020 stattgefunden haben und einen Bezug zu Niedersachsen aufweisen (siehe Abbildung 1). Sowohl nationale als auch internationale „Wegmarken“ sind berücksichtigt, sofern sie direkt oder indirekt Auswirkungen auf Niedersachsen haben.

Der Zeitstrahl verdeutlicht anhand von einzelnen Beispielen die dynamische Entwicklung, die Wasserstoffprojekte und begleitende Maßnahmen in den letzten Jahren durchlaufen haben. Dies umfasst sowohl große Demonstrationsprojekte zum Nachweis der technischen Machbarkeit und systemdienlichen Integration als auch eine Vielzahl von legislativen und regulatorischen Entscheidungen. Das Projekt „H<sub>2</sub>-Wegweiser Niedersachsen“ fand sich somit in einem sich ständig wechselnden Umfeld wieder, wodurch eine kontinuierliche Nachjustierung der Inhalte und der zu Grunde liegenden Randbedingungen erforderlich war. Es ist zu erwarten (und auch zu hoffen), dass diese Dynamik aufrecht gehalten und weiter gesteigert wird, um kommerzielle Wasserstofftechnologien verfügbar und marktfähig zu



machen, Hemmnisse bei den Rahmenbedingungen weiter abzubauen und die vorhandenen Technologien dort, wo sie dringend für die weitere Defossilisierung benötigt werden, sinnvoll und zielgerichtet einzusetzen.

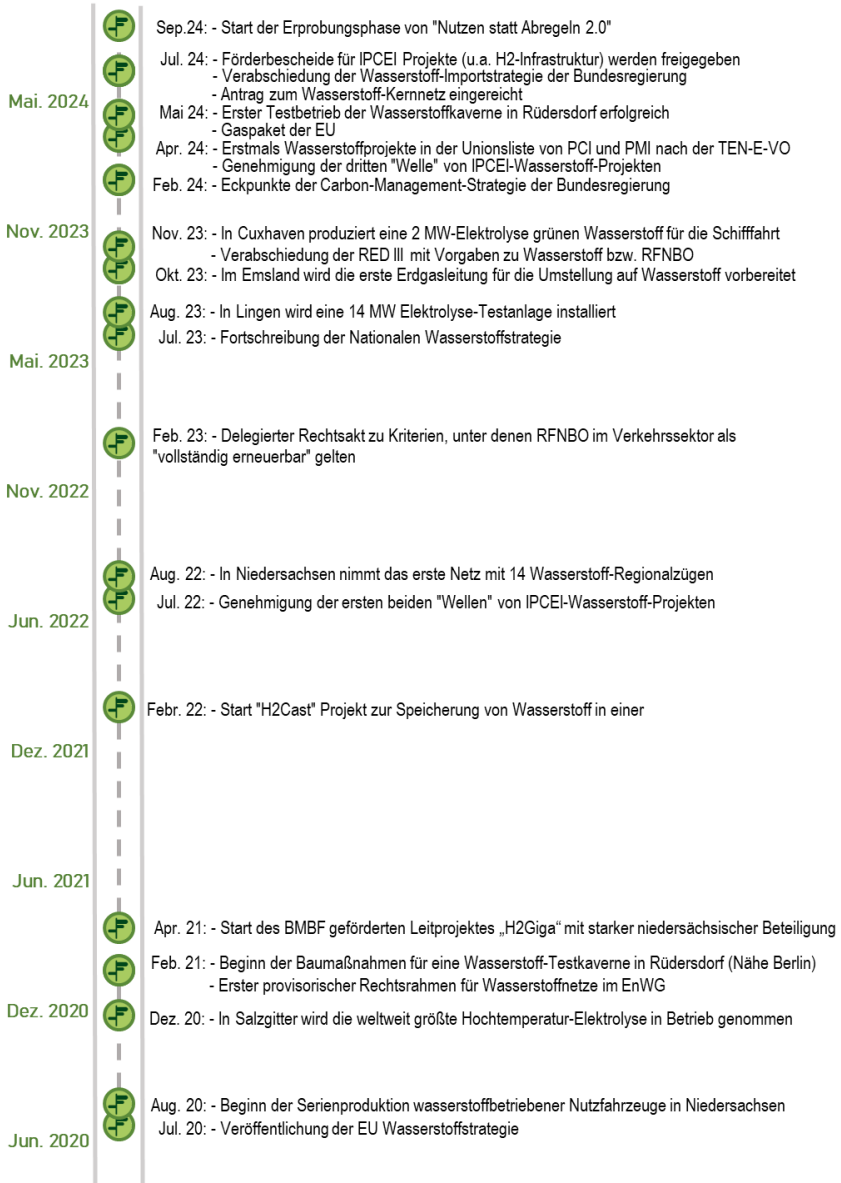


Abbildung 1: „Wegmarken“ bei der Implementierung von Wasserstoff mit Bezug zu Niedersachsen

## Projektstruktur

Die Bearbeitung des Vorhabens erfolgte innerhalb von drei Ebenen mit unterschiedlichen Schwerpunkten: die „Systemebene“, die „Sozioökologische Ebene“ und die „Technische Ebene“. In diesen Bearbeitungsebenen befassten sich sieben Teilprojekte (TP) mit den unterschiedlichen Aspekten eines wasserstoffbasierten Energiesystems (siehe Abbildung 2), wobei der regionale Fokus auf Niedersachsen gerichtet war.

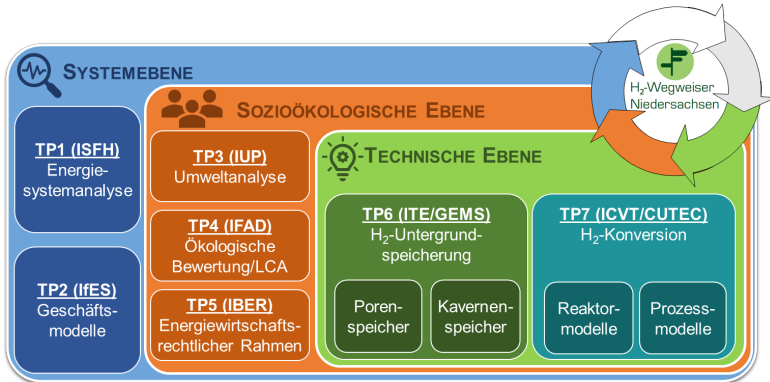


Abbildung 2: Struktur und Teilprojekte des Niedersächsischen Innovationslabors „H<sub>2</sub>-Wegweiser“

Auf der technischen Ebene wurden konkrete Fragen zur Untertagespeicherung von Wasserstoff in (TP6) sowie zur Konversion von Wasserstoff in Folgeprodukte (TP7) betrachtet. Hier wurden die Datengrundlage für die technische Bewertung des systemdienlichen Beitrags von Wasserstoff-Speicher- und Konversionsverfahren generiert und die ökologischen, ökonomischen und rechtlichen Zusammenhänge hergestellt. Bei der Untertagespeicherung waren sowohl Kavernen- als auch Porenspeicher Gegenstand der Untersuchungen. Für die Wasserstoff-Konversion über PtX-Prozesse wurde ein flexibler und modularer Simulationsbaukasten entwickelt, der die aktuell im Fokus stehenden Konversionsrouten (Methan, Methanol, Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffe, Ammoniak) technisch abbildet, mit Kostenansätzen erweitert und gleichzeitig die Basis zur Aufstellung der Sachbilanzen für die Ökobilanzierung bereitstellte.

Die zweite Ebene befasst sich mit den sozioökologischen Aspekten eines wasserstoffbasierten Energiesystems. In den zugehörigen Teilprojekten wurden die mit dem Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft verbundenen Auswirkungen auf Menschen und Umwelt erfasst und Lösungsvorschläge für eine Erhöhung der Akzeptanz in der Bevölkerung (TP3) abgeleitet sowie Umweltauswirkungen über den Lebensweg von Wasserstoff-Systemen analysiert und bewertet (TP4). Da die Einführung einer Wasserstoffwirtschaft mit der Schaffung neuer Infrastrukturen einhergeht, für die ein passender Rechtsrahmen entwickelt werden muss, betrachtete das TP5 die relevanten energiewirtschaftsrechtlichen Aspekte.



Alle Teilergebnisse fließen in die übergeordnete Systemebene ein, die sich mit der Systemintegration (TP1) und der Bewertung und Entwicklung von Geschäftsmodellen (TP2) befasst. Hier wurden die Ergebnisse in einen räumlichen und zeitlichen Kontext gebracht und mittels Szenarioanalysen mögliche erneuerbare Energiesysteme unter besonderer Berücksichtigung von Wasserstofftechnologien untersucht.

### Aufbau des Berichtes

Während das Projekt in drei Ebenen und sieben Teilprojekte strukturiert war, folgt dieser Bericht den drei Strängen einer Wasserstoff-Wertschöpfungskette (siehe Abbildung 3), um die inhaltlichen Verknüpfungen zwischen den Themenbereichen besser darstellen zu können. Startpunkt für alle drei Stränge sind dabei die Analysen zur Systemintegration von Wasserstoff, die die jeweiligen Bedarfe an Wasserstoff hinsichtlich Erzeugung, Speicherung und Konversion definieren und so die jeweiligen Randbedingungen festlegen.

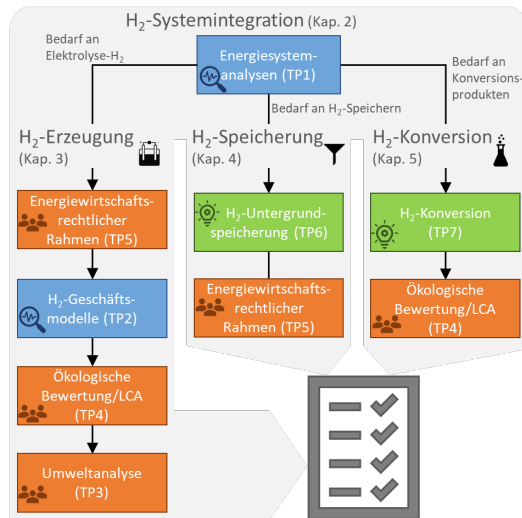


Abbildung 3: Struktur des Berichtes

Das Kapitel 2 befasst sich mit den Szenarioanalysen, die zur Ermittlung der Potenziale und Kapazitäten an erneuerbaren Energien und Wasserstoff für Niedersachsen herangezogen wurden. In Kapitel 3 werden dann die Wasserstoff-Erzeugung sowohl aus energiewirtschaftsrechtlicher und ökonomischer Perspektive betrachtet als auch deren ökologische Auswirkungen dargestellt. Für die Wasserstoff-Speicherung (Kapitel 4) wurden neben den technologischen Fragen zur untertägigen Speicherung von Wasserstoff in Kavernen- und Porenspeichern auch der dazugehörige regulatorische Rahmen untersucht. Die Konversion von Wasserstoff wird in Kapitel 5 beispielhaft für ausgewählte PtX-Prozessketten techno-ökonomisch bewertet und übergeordnete Fragen bezüglich Potenzialen, der Ökobilanz und einer systemdienlichen Betriebsweise betrachtet.



## 2. ENERGIESYSTEMANALYSEN

Autor:innen: Florian Peterssen, Rachel Parziale, Raphael Niepelt



**Wasserstoff und seine Derivate sind essentielle Bestandteile eines zukünftigen grünen Energiesystems.** Grüne Energieträger werden vor allem als Grundstoffe in der produzierenden Industrie, für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit im Stromsystem sowie anteilsweise für die Bereitstellung von Prozesswärme und im Verkehr eingesetzt.



**Niedersachsen spielt eine entscheidende Rolle als Energiedrehscheibe für Wasserstoff und seine Derivate.** In Niedersachsen werden 36 % des grünen Wasserstoffs und 15 % aller weiteren grünen Energieträger für das zukünftige deutsche Energiesystem produziert.

### 2.1 ANSATZ

Für einen Blick auf die Rolle von Wasserstoff im Gesamtsystem und als Hintergrund für die detaillierteren Analysen in den anderen Teilprojekten wurde in Teilprojekt 1 ein Szenario für ein klimaneutrales Energiesystem in Deutschland und in Niedersachsen im Jahr 2045 erstellt. Anhand dessen sollten die folgenden Fragen beantwortet und der Input für die anderen Teilprojekte generiert werden:

- In welchen Anwendungsbereichen sollte Wasserstoff prioritär eingesetzt werden, um eine möglichst große Wirkung für die Energiewende zu erzielen?
- Welche Wasserstoff-Anteile sind in den unterschiedlichen Sektoren ökonomisch sinnvoll und welcher Bedarf an regenerativem Strom ergibt sich daraus?
- Welche Speicherkapazitäten sind dafür erforderlich?

Die Energiesystemanalysen dienen damit als Grundlage für die Einordnung der Ergebnisse der anderen Teilprojekte in den niedersächsischen Kontext. Das verwendete Energiesystemmodell ESTRAM deckt die gesamte energetische Wertschöpfungskette über alle Energieträger von der Erzeugung über Konversion, Speicherung und Transport bis hin zum Verbrauch ab. Letzterer umfasst die energetischen Bedarfe in allen Sektoren sowie den Bedarf an (petro)chemischen Grundstoffen in der Industrie. Um der starken Kopplung des niedersächsischen mit dem gesamtdeutschen Energiesystem Rechnung zu tragen und die Rolle Niedersachsens für die deutsche Energieversorgung untersuchen zu können, wird ein Szenario für ganz Deutschland entwickelt. Niedersachsen ist darin auf Landkreisebene aufgelöst, der Rest Deutschlands auf Bundeslandebene. Der Modellzeitraum beträgt ein Jahr mit stündlicher Auflösung. In einer Optimierung werden die Dimensionierung und die Betriebsführung der Importe, Erneuerbaren Energien, Konverter (Kraftwerke, Elektrolyse





etc.), Speicher und des Netzes so gewählt, dass zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten der Verbrauch in jeder Stunde gedeckt werden kann. Alle im Szenario enthaltenen Wasserstofftechnologien und -komponenten sind in Tabelle 1 spezifiziert.

*Tabelle 1: Wasserstoffkomponenten im Modell.*

*Kosten in EUR/kW geben Investitionskosten bezogen auf die Ausgangsleistung der Komponenten an, Kosten in %/a geben jährliche Instandhaltungs- und Betriebskosten relativ zu den Investitionskosten an. Der Wirkungsgrad für Speicher gibt die Durchspeichereffizienz an*

Komponente	Kosten	Wirkungsgrad
Wasserstoffimport	3,72 EUR/kg	-
Elektrolyse	445 EUR/kW, 5 %/a	64,3 %
Wasserstoffspeicher	0,55 EUR/kWh, 700 EUR/kW, 2,5 %/a	85,7 %
Wasserstoffnetz	226 EUR/(kW·km), 1,75 %/a	Verlust: 0,02 %/km
Fischer-Tropsch-Anlage	290 EUR/kW, 5 %/a	70 %
Methanisierung	290 EUR/kW, 5 %/a	70 %
Wasserstoffbrenner	1.000 EUR/kW, 0,5 %/a	85 %
Wasserstofffahrzeuge	26,7 EUR/kW, 3,7 %/a	54,8 %
Wasserstoffzüge	1.000 EUR/kW, 0,5 %/a	109,4 % <sup>1</sup>
Wasserstoffheizung	260 EUR/kW, 3 %/a	85 %

<sup>1</sup> Zur Beschreibung der Wirkungsgrade von Verkehrstechnologien wurde die aktuelle Verkehrsleistungseffizienz des Straßenverkehrs (in Personenkilometer bzw. Tonnenkilometer per eingesetzter Energie, multipliziert mit dem Wirkungsgrad eines Verbrennungsmotors) als Referenzpunkt gewählt. Da Schienenfahrzeuge bezogen auf die Anzahl der transportierten Personen und/oder Güter eine höhere Effizienz als Straßenfahrzeuge aufweisen, ist es möglich, dass diese im Modell eine eigentlich unphysikalische Effizienz von größer 1 aufweisen. Im verwendeten Szenario trifft dies auf mit Wasserstoff und elektrisch betriebene Züge zu.

## 2.2 ERGEBNISSE

Im entwickelten Szenario für ein klimaneutrales deutsches Energiesystem 2045 sind Wasserstoff und seine Derivate essenzielle Bestandteile. Insgesamt werden pro Jahr 650 TWh Wasserstoff und 305 TWh Konversionsprodukte umgesetzt. Der Wasserstoffumsatz ist damit ungefähr halb so groß wie der Stromumsatz (vgl. Abbildung 4). Von den 650 TWh Wasserstoff werden 370 TWh importiert und 280 TWh per Elektrolyse in Deutschland hergestellt. Die Elektrolyse ist der größte Einzelverbraucher von Strom und kommt auf eine installierte Leistung von 83 GW.

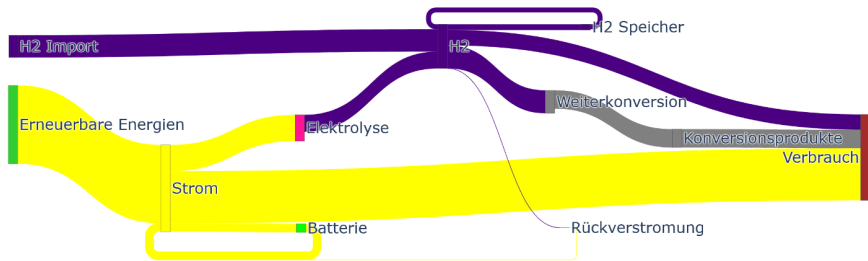


Abbildung 4: Vereinfachtes Sankey-Diagramm der jährlichen Energieflüsse im entwickelten Szenario

Wasserstoff kommen im Szenario mehrere Ausgleichsfunktionen zu. Zum einen werden 46 TWh Wasserstoffspeicher eingesetzt, um einen saisonalen Ausgleich zwischen höherer Erzeugung im Sommer (durch mehr PV-Strom) und höherem Bedarf im Winter (durch mehr Gebäudeheizung) zu ermöglichen. Zum anderen fängt die Elektrolyse Einspeisespitzen der Erneuerbaren, insbesondere der PV, ab. Dies lässt sich in Abbildung 5 erkennen. Die Elektrolyse läuft vor allem mittags, wenn viel PV-Strom im System ist, aber auch nachts, wenn viel Windstrom zur Verfügung steht. Wenn Strom aus Erneuerbaren knapp ist, läuft die Elektrolyse nicht. Durch diese Systemdienlichkeit kommt die Elektrolyse im deutschlandweiten Mittel auf 3.369 Volllaststunden pro Jahr.

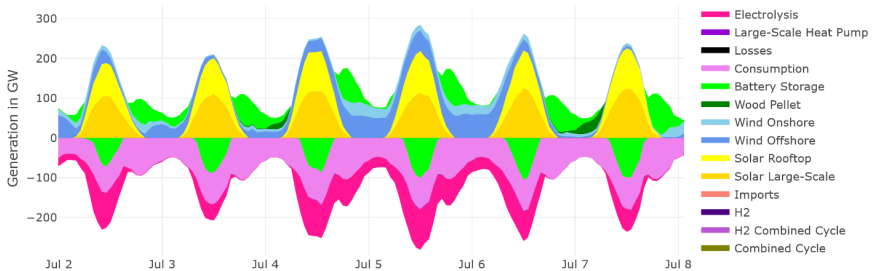


Abbildung 5: Stromanzeugung und -verbrauch in einer Sommerwoche

380 TWh Wasserstoff werden weiterkonvertiert. Damit macht die Weiterkonversion mehr als die Hälfte des Wasserstoffverbrauchs aus. Darüber hinaus kommt Wasserstoff für die

Bereitstellung von Prozesswärme (183 TWh) und im Verkehr (72 TWh) zum Einsatz. Nur ein kleiner Teil von ca. 1 TWh wird rückverstromt. Dies dient zu wenigen Zeitpunkten im Jahr der Deckung des Spitzenbedarfs, wenn alle anderen Arten der Stromerzeugung ausgeschöpft sind. Bei der Speicherung wird ein Energieverlust für die Kompression des Wasserstoffs angenommen. Dieser beläuft sich über ein Jahr auf insgesamt 14 TWh. Die Konversionsprodukte teilen sich auf in 179 TWh für die Grundstoffindustrie sowie 126 TWh für den Flugverkehr (vgl. Kapitel 5.1). Eine Verwendung von Wasserstoff für die Beheizung von Gebäuden findet nicht statt. Der Anteil der unterschiedlichen Sektoren an der Nutzung von Wasserstoff bzw. Konversionsprodukten ist in Abbildung 6 dargestellt.

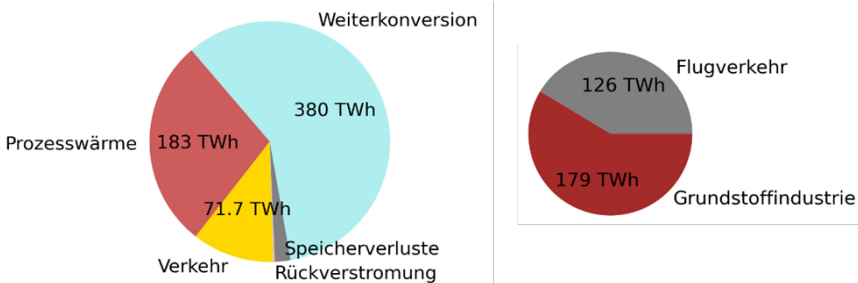


Abbildung 6: Einsatz des Wasserstoffs (links) und Einsatz der Konversionsprodukte (rechts). Die Differenz aus der türkisen Fläche und der Summe des rechten Kreises ergibt sich durch die Konversionsverluste

Niedersachsen hat einen bedeutenden Anteil an der Wasserstoffwirtschaft. Von den 280 TWh Wasserstoff aus Elektrolyse in Deutschland kommen ca. 36 % bzw. 100 TWh aus Niedersachsen. Damit leistet Niedersachsen den größten Anteil in Deutschland (siehe Abbildung 7 links). Mit 25 GW installierter Elektrolyse besitzt Niedersachsen auch die größte Erzeugungskapazität unter allen Bundesländern. Aufgrund des vergleichsweise hohen Anteils von Windstrom im niedersächsischen Strommix, kommt die Elektrolyse hier auf 3.974 Volllaststunden pro Jahr und damit auf 18 % mehr als im deutschlandweiten Mittel.

Bei der Weiterkonversion des Wasserstoffs leistet Niedersachsen ebenfalls einen bedeutenden Anteil in Deutschland. Knapp 47 TWh Konversionsprodukte werden im Bundesland hergestellt (Abbildung 7, rechts), dies entspricht rund 15 % der gesamtdeutschen Produktion.

Neben der Produktion spielt Niedersachsen auch für die Speicherung eine wichtige Rolle. 30 % (13,9 TWh) der gesamtdeutschen Kapazitäten an Wasserstoffspeichern liegen in Niedersachsen (Abbildung 8). Damit hat Niedersachsen unter allen Bundesländern den mit Abstand größten Anteil.

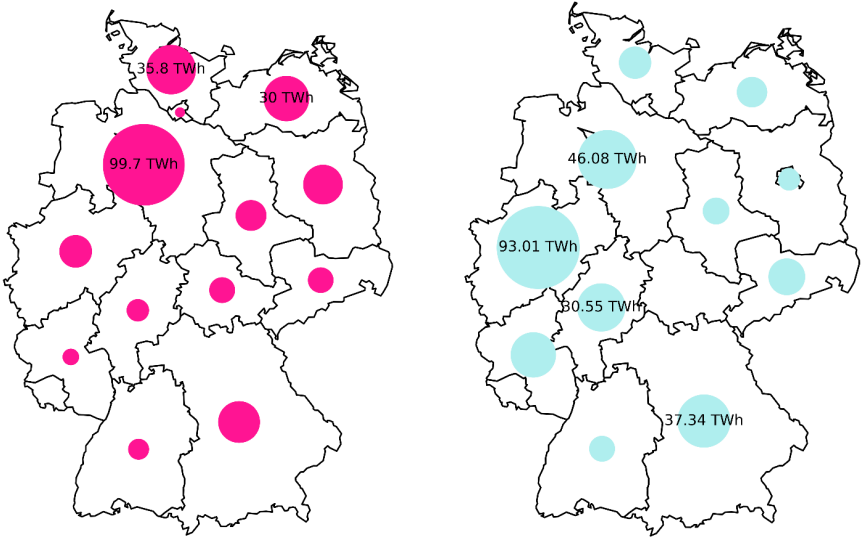


Abbildung 7: Erzeugter Wasserstoff (links) und erzeugte Konversionsprodukte (rechts) pro Bundesland pro Jahr

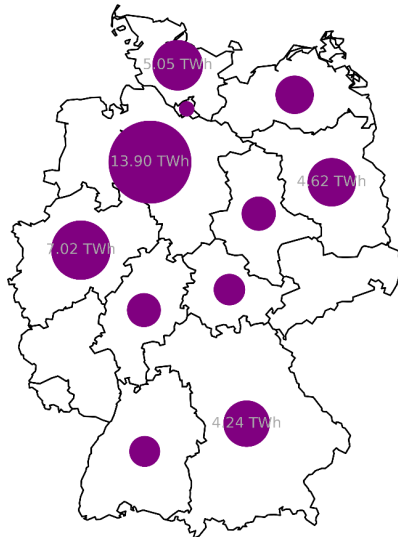


Abbildung 8: Installierte Wasserstoff-Speicherkapazitäten pro Bundesland

Innerhalb Niedersachsens wird gemäß dem Szenario in fast allen Landkreisen Wasserstoffproduktion stattfinden. Die Menge der Produktion korreliert stark mit der Menge der im jeweiligen Landkreis erzeugten erneuerbaren Energiemenge. Die höchste Erzeugung findet



mit 15,3 TWh im Landkreis Emsland statt. Dort stehen große Mengen von sowohl Off-shore-Wind als auch PV-Strom zur Verfügung. In einer Sensitivitätsanalyse zeigt sich jedoch, dass die Wasserstoffherzeugung innerhalb Niedersachsens auch anders verteilt werden kann, ohne dass sich die Gesamtsystemkosten oder andere Ergebnisse signifikant ändern. Das bedeutet, dass das Szenario auch mit anderen Verteilungen, welche in diesem Szenario noch nicht abgebildete Einflussfaktoren wie beispielsweise Wasserverfügbarkeit berücksichtigen, kompatibel ist. Die Konversionsanlagen stehen vor allem dort, wo viel Wasserstoff produziert wird. Aufgrund der einfacheren Speicher- und Transportierbarkeit der Konversionsprodukte wird der Wasserstoff oft nach Möglichkeit direkt vor Ort weiterverarbeitet.

## 2.3 EINORDNUNG

Die Volllaststunden der Elektrolyse sind geringer als die Werte, mit denen aktuell üblicherweise für einen wirtschaftlichen Betrieb kalkuliert wird. Auch die Volllaststunden, die sich aus den Betrachtungen zu möglichen Wasserstoffgeschäftsmodellen im Rahmen dieses Projekts ergeben, liegen mit ca. 5.000 h bei reinem EE-Strom-Bezug deutlich darüber. Demnach stellt sich die Frage, ob ein systemdienlicher Betrieb der Elektrolyseure entsprechend vergütet werden sollte.

Die verhältnismäßig kleine Rolle der Rückverstromung von Wasserstoff ist in der Verfügbarkeit von kostengünstigeren Alternativen begründet. Diese sind im dargestellten Szenario zu einem größeren Anteil Holzkraftwerke. Nach dem mittleren Szenario in (Ruiz et al. 2019) besteht für Deutschland ein Potential von 240 TWh Altholz und nachwachsender holziger Biomasse. Andere Studien, welche geringere Potentiale dafür annehmen, oder die Nutzung von Altholz und Stroh eher in der Prozesswärmeerzeugung verorten, sehen eine deutlich höhere Nutzung von (wasserstoffbetriebenen) Gaskraftwerken.



## 3. WASSERSTOFFERZEUGUNG

Ausgangspunkt für die Wertschöpfungskette ist die Erzeugung von Wasserstoff über die Wasserelektrolyse mit regenerativem Strom. Die hierbei zukünftig benötigten Mengen erfordern einen zügigen Hochlauf beim Aufbau von Elektrolysekapazitäten. Neben technologischen Fragen sind auch regulatorische Aspekte sowie Fragen zur Umwelt- und Ökobilanz sowie zu möglichen Geschäftsmodellen zu berücksichtigen, um Hemmnisse abzubauen.

### 3.1 ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHTLICHER RAHMEN DER WASSERSTOFFERZEUGUNG

*Autoren: Thore Iversen, Hartmut Weyer*

**Uneinheitliche Anforderungen an Wasserstoff können den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft behindern und sind auf ihre Notwendigkeit zu prüfen.** Bei grünem Wasserstoff könnten die Regelungen für den Verkehrssektor auf Grundlage der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU eine Leitbildfunktion auch für andere Bereiche (beispielsweise Industriesektor) übernehmen. Bei (sonstigem) kohlenstoffarmem Wasserstoff wäre eine Prüfung wünschenswert, ob die Schwellenwerte für die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen vereinheitlicht werden können. Nach einer Markthochlaufphase sollten die Privilegierungen für diesen kohlenstoffarmen Wasserstoff grundsätzlich überprüft werden, wobei den unterschiedlichen Interessen der EU-Mitgliedstaaten Rechnung zu tragen ist.



Um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen und zugleich zu steuern, privilegiert der Rechtsrahmen bestimmte Formen der Wasserstoffherzeugung. Ausgehend von einer zunächst sehr groben Einteilung (sog. „Farbenlehre“, z. B. „grün“ = aus erneuerbaren Energien hergestellt, „blau“ = aus Erdgas in Verbindung mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) hergestellt), werden die regulatorischen Anforderungen inzwischen sehr differenziert geregelt. Zudem unterscheiden sie sich für unterschiedliche Regelungsbereiche. Dies kann die Geschäftsentscheidungen der Marktteilnehmer erschweren und den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft behindern. In der Folge wird eine Systematisierung vorgenommen.



### **3.1.1 ANFORDERUNGEN AN WASSERSTOFF IN DEN WASSERSTOFFSTRATEGIEN DEUTSCHLANDS UND DER EU**

Gemäß der deutschen Nationalen Wasserstoffstrategie 2020 und deren Fortschreibung 2023 will Deutschland aus Gründen der Nachhaltigkeit vorrangig „grünen Wasserstoff“ nutzen, zumindest übergangsweise aber insbesondere auch „kohlenstoffarmen Wasserstoff“ aus Abfällen oder Erdgas in Verbindung mit CCS (Bundesregierung 2020; 2023). Grüner Wasserstoff wurde in der Nationalen Wasserstoffstrategie nicht allgemein als Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien definiert, sondern spezieller als Wasserstoff, der durch die Elektrolyse von Wasser hergestellt wird, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien eingesetzt wird (Bundesregierung 2020). Damit wurde Wasserstoff aus Biomasse, der nicht elektrolytisch erzeugt wird, ausgeschlossen. In der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie wird diese Beschränkung nicht ausdrücklich wiederholt.

Die Wasserstoffstrategie der EU unterscheidet unter anderem erneuerbaren Wasserstoff und CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff (Europäische Kommission 2020). „Erneuerbarer Wasserstoff“ wird definiert als Wasserstoff, der durch Elektrolyse von Wasser in einem mit Strom aus erneuerbaren Quellen betriebenen Elektrolyseur erzeugt wird, sowie nicht elektrolytisch erzeugter Wasserstoff biogenen Ursprungs. „CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff“ umfasst fossilen Wasserstoff mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und strombasierten Wasserstoff, bei dem die über den gesamten Lebenszyklus entstehenden Treibhausgasemissionen erheblich geringer sind als bei der derzeitigen Wasserstofferzeugung. Priorisiert wird die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff, wobei kurz- und mittelfristig jedoch auch CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff als erforderlich angesehen wird (European Commission 2023a).

### **3.1.2 ERZEUGUNG VON WASSERSTOFF AUS ERNEUERBAREN ENERGIEQUELLEN, INSBESONDERE MITTELS WASSERELEKTROLYSE**

Für Regelungen, die auf die Nutzung erneuerbarer Energiequellen abzielen, können die Anforderungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (in der Fassung der Richtlinie (EU) 2023/2413, im Folgenden „RED III“) <sup>2</sup> eine Leitbildfunktion für die Bestimmung der Anforderungen an privilegierten Wasserstoff übernehmen. Privilegiert ist jedenfalls elektrolytisch erzeugter Wasserstoff, der vollständig mit Strom aus erneuerbaren, nicht biogenen Energiequellen hergestellt wurde. Art. 27 RED III und ein darauf gestützter delegierter Rechtsakt (Delegated Act, DA) der Europäischen Kommission (im Folgenden: DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III <sup>3</sup>) enthalten detaillierte Regelungen für die Anrechnung des zur

<sup>2</sup> Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, in der Fassung der Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III).

<sup>3</sup> Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung erneuerbarer Kraft- oder Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs, in der Fassung der Verordnung (EU) 2024/1408.



Elektrolyse eingesetzten Stroms als „vollständig erneuerbar“ bei der Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) für den Verkehrssektor (jeweils ausführlich: (Kisker und Buchmüller 2023; Hoffmann et al. 2023)). RFNBO sind hierbei definiert als flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt (Art. 2 Nr. 36 RED III). Zudem kann Energie aus RFNBO gemäß Art. 29a Abs. 1 RED III nur dann auf die Zielvorgaben angerechnet werden, wenn die mit der Nutzung dieser Kraftstoffe erzielten Einsparungen an Treibhausgasemissionen mindestens 70 % betragen. Konkretisierungen hierzu enthält eine weitere delegierte Verordnung der Europäischen Kommission (im Folgenden: DA zu Art. 29a Abs. 3 RED III<sup>4</sup>).

Zunächst enthält Art. 27 Abs. 6 RED III grundlegende Anforderungen an die Produktion von RFNBO, wenn diese auf die Pflichten zur Minderung der THG-Emissionen bzw. zur Steigerung des EE-Anteils im Verkehrssektor angerechnet werden sollen. Elektrizität, die aus einer direkten Verbindung mit einer Anlage zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen (EE-Anlage) stammt und die für die Produktion von RFNBO eingesetzt wird, kann in vollem Umfang als Elektrizität aus erneuerbaren Quellen angerechnet werden, wenn die EE-Anlage nach oder gleichzeitig mit der RFNBO-Produktionsanlage den Betrieb aufnimmt. Weitere Voraussetzung ist, dass die EE-Anlage nicht an das Netz angeschlossen ist oder zwar an das Netz angeschlossen ist, die betreffende Elektrizität aber nachweislich bereitgestellt wird, ohne Elektrizität aus dem Netz zu entnehmen (Art. 27 Abs. 6 UAbs. 2 RED III). Aus dem Netz entnommene Elektrizität kann in vollem Umfang als Elektrizität aus erneuerbaren Quellen angerechnet werden, wenn sie ausschließlich aus erneuerbaren Quellen produziert wurde und nachweislich die Eigenschaften von Energie aus erneuerbaren Quellen aufweist sowie sonstige entsprechende Kriterien erfüllt, sodass sichergestellt ist, dass ihre Eigenschaften als Energie aus erneuerbaren Quellen nur einmal und nur in einem Endverbrauchswirtschaftszweig angerechnet werden (Art. 27 Abs. 6 UAbs. 3 RED III).

Ein delegierter Rechtsakt der EU-Kommission (DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III) konkretisiert diese Vorgaben. Von Interesse ist zunächst die Anrechnung von aus dem Netz entnommem Strom als vollständig erneuerbar. Wird erneuerbarer Strom über einen oder mehrere Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom (Power Purchase Agreements, PPAs) aus dem Netz bezogen, müssen in der Regel die Bedingungen der Zusätzlichkeit, der zeitlichen Korrelation und der geografischen Korrelation eingehalten werden (Art. 4 Abs. 4 i.V.m. Art. 5-7 DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III). Die Bedingung der Zusätzlichkeit

<sup>4</sup> Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10.02.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe.





verlangt, dass Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom frühestens 36 Monate vor der Anlage zur Erzeugung von RFNBO in Betrieb genommen wird und mindestens die Menge erneuerbaren Stroms erzeugen, die zur Erzeugung von RFNBO eingesetzt werden (Art. 5 DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III). Dies gilt bis 2038 nicht für Anlagen, die vor 2028 in Betrieb genommen worden sind (Art. 11 DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III). Die zeitliche Korrelation verlangt, dass der erzeugte erneuerbare Strom im selben Kalendermonat erzeugt wird, in dem er zur Herstellung von RFNBO verbraucht wird. Ab 2030 wird dieser Zeitraum auf dieselbe Stunde verkürzt (Art. 6 DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III). Zudem müssen sich die Erzeugungsanlage für RFNBO und der Elektrolyseur in derselben Gebotszone, einer verbundenen Gebotszone oder einer Offshore-Gebotszone, die mit der Gebotszone verbunden ist, in der sich der Elektrolyseur befindet, befinden (Art. 7 DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III).

Ausnahmsweise kann Strom aus dem Netz darüber hinaus als vollständig erneuerbar angerechnet werden, wenn der Strom in einem Bilanzkreisabrechnungszeitintervall zur Erzeugung von RFNBO verbraucht wird, in dem ein abwärts gerichteter Redispatch von EE-Stromerzeugungsanlagen stattfand, und der bezogene Strom die Notwendigkeit des Redispatch in entsprechendem Umfang verringert hat (Art. 4 Abs. 3 DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III).<sup>5</sup> Auch dies könnte eine für Deutschland relevante Variante für den Strombezug von Elektrolyseuren darstellen. Im Jahr 2023 wurde die Wirkleistungseinspeisung aus erneuerbarer Erzeugung um immerhin 10.478 GWh reduziert (Bundesnetzagentur 2024). Allerdings ist der Einsatz des Elektrolyseurs in diesen Fällen schwer planbar (vgl. auch Kapitel 5.4.1).

Neben diesen Möglichkeiten kann Strom auch als vollständig erneuerbar angerechnet werden, wenn der Anteil erneuerbaren Stroms in einer Gebotszone im vorangegangenen Kalenderjahr 90 % überstieg und die RFNBO-Produktion eine maximale jährliche Stundenzahl eingehalten hat (Art. 4 Abs. 1 DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III). Der Strommix in Deutschland erreicht diese Schwelle bislang nicht. Ebenfalls als vollständig erneuerbar gilt Strom, wenn dessen Emissionsintensität in einer Gebotszone unter 18 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ liegt, er aus erneuerbaren Energien über ein PPA beschafft wird und die zeitliche und geografische Korrelation eingehalten werden (Art. 4 Abs. 2 DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III). Diese Möglichkeit dürfte insbesondere bei hohem Anteil von Strom aus Kernkraft in Betracht kommen. Für Deutschland ist sie nicht relevant, die Emissionsintensität des erzeugten Stroms lag 2020 in Deutschland bei 99,3 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ.<sup>6</sup> In diesen beiden Fällen wird auf Anforderungen an den Zeitpunkt der Inbetriebnahme der EE-Stromerzeugungsanlage und damit auf die Bedingung der Zusätzlichkeit verzichtet.

<sup>5</sup> Redispatch nach Art. 13 VO (EU) 2019/943 der Europäischen Parlaments und des Rates vom 05.06.2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

<sup>6</sup> Anhang, Tabelle 4 des DA zu Art. 25 Abs. 2 und Art. 28 Abs. 5 RED III, VO (EU) 2023/1185.



Nicht aus dem Netz bezogene Elektrizität kann gemäß Art. 3 DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III dann als vollständig erneuerbar angerechnet werden, wenn die EE-Stromerzeugungsanlage und die Anlage zur Erzeugung von RFNBO über eine Direktleitung verbunden sind oder beide Aktivitäten innerhalb derselben Anlage erfolgen. Dabei darf die EE-Stromerzeugungsanlage frühestens 36 Monate vor der Anlage zur Erzeugung von RFNBO in Betrieb genommen werden. Zudem darf die EE-Stromerzeugungsanlage nicht an das Netz angeschlossen sein oder es muss über ein intelligentes Messsystem, das alle Stromflüsse aus dem Netz misst, belegt werden, dass kein Strom aus dem Netz entnommen wurde, um RFNBO zu erzeugen. Bei teilweisem Strombezug aus dem Netz kann die Elektrizität als vollständig erneuerbar angerechnet werden, wenn für den Strombezug aus dem Netz die oben dargestellten Anforderungen nach Art. 4 DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III erfüllt sind.

Ist die eingesetzte Elektrizität nach den vorstehenden Anforderungen nicht „vollständig erneuerbar“, so kann der erzeugte Wasserstoff gemäß Art. 27 Abs. 6 UAbs. 1 RED III anteilig auf die Zielvorgaben für den Verkehrssektor angerechnet werden. Hierbei wird der zwei Jahre vor dem fraglichen Jahr ermittelte durchschnittliche Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in dem Produktionsland zugrunde gelegt.

Die RED III und der delegierte Rechtsakt zu Art. 27 Abs. 6 RED III regeln Anforderungen an die Erzeugung von Wasserstoff, der auf die Zielvorgaben der RED III im Verkehrssektor angerechnet werden soll. Diese Anforderungen werden von der AGVO<sup>7</sup> und den Leitlinien der EU-Kommission für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022<sup>8</sup> für die (positive) Beurteilung der Zulässigkeit mitgliedersstaatlicher Beihilfen übernommen, indem die dortigen Definitionen von „erneuerbarem Wasserstoff“ (Art. 2 Nr. 102c AGVO, Ziff. 2.4 Nr. 70 KUEBLL) hierauf verweisen. Auch die Definition von „grünem Wasserstoff“ in § 3 Nr. 13b GEG verweist auf die Vorgaben der RED III.

In anderen Fällen steht noch nicht fest, ob gleichfalls die Anforderungen der RED III und des delegierten Rechtsakts zu Art. 27 Abs. 6 RED III Anwendung finden. Dies gilt insbesondere für die Anrechnung von Wasserstoff als erneuerbare Energie im Industriesektor nach Art. 22a und 22b RED III, da diese Vorschriften zwar allgemein an die Definition der RFNBO nach Art. 2 Abs. 2 Nr. 36 RED III anknüpfen, aber nicht ausdrücklich auf die Konkretisierungen für den Verkehrssektor nach Art. 27 Abs. 6 RED II und dem DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III abstellen. Ähnliches gilt für die Einhaltung der Grenzwerte der Treibhausgasemissionen der an Bord eines Schiffes verbrauchten Energie, da auch Art. 3 Nr. 5 FuelEU MaritimeVO<sup>9</sup> (nur) auf die allgemeine Definition der RFNBO abstellt. Ebenso ist

<sup>7</sup> Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17.06.2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union („Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung“, AGVO).

<sup>8</sup> Mitteilung der Kommission, ABl. Nr. C 80 vom 18.02.2011, S. 1.

<sup>9</sup> Verordnung (EU) 2023/1805 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.09.2023 über die Nutzung von erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr und zur Änderung der Richtlinie 2009/16/EG.



für die Anforderungen an „erneuerbaren Wasserstoff für die Luftfahrt“ nach Art. 3 Nr. 16 ReFuelEU AviationVO<sup>10</sup> nicht zweifelsfrei ersichtlich, ob diese über die allgemeine Definition der RFNBO nach Art. 2 Abs. 2 Nr. 36 RED III hinaus auch an Art. 27 Abs. 6 RED II und den DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III anknüpfen. Im deutschen Recht steht die Definition „grünen Wasserstoffs“ nach § 3 Nr. 27a EEG 2023 noch aus. Inwieweit sich die erforderliche Rechtsverordnung am DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III orientieren wird, bleibt abzuwarten.<sup>11</sup> Diese künftigen Vorgaben werden nach § 26 EnFG zudem für die Befreiung des verwendeten Stroms von der KWKG- und der Offshore-Netzumlage bei der Herstellung von grünem Wasserstoff gelten (§ 25 EnFG). Ferner knüpft § 39p EEG 2023 für Ausschreibungen von Anlagen zur Erzeugung von „grünem Wasserstoff“ an diese noch ausstehende Definition an. Einheitliche Anforderungen an privilegierten Wasserstoff auch in diesen Regelungen könnten den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft erleichtern.

Neben den Privilegierungen von Wasserstoff in Form von RFNBO (d. h. nicht biogen erzeugtem Wasserstoff) sehen das Unionsrecht und das deutsche Recht auch Privilegierungen für Wasserstoff aus biogenen Quellen vor. Dies betrifft sowohl die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff auf Basis biogener Energiequellen (d. h. Nutzung von Strom aus Biomasse) als auch dessen nicht elektrolytische Herstellung (z. B. Dampfreformierung von Biogas). Die diesbezüglichen Regelungen sind teilweise sehr differenziert ausgestaltet, um den besonderen Fragen der Nutzung von Biomasse (Nutzungskonkurrenzen etc.) Rechnung zu tragen. Vorgesehen ist z. B. die Anrechnung von biogen erzeugtem Wasserstoff auf die Zielvorgaben im Verkehrssektor nach Art. 25 ff. RED III. Im deutschen Recht regelt § 37b Abs. 8 S. 3 BImSchG i.V.m. § 13 der 37. BImSchV die Anrechenbarkeit von biogenem Wasserstoff auf die Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor nach § 37a Abs. 1 S. 1 und 2 i. V. m. Abs. 4 BImSchG. Danach ist biogener Wasserstoff, der in Straßenfahrzeugen eingesetzt wird, anrechenbar, wenn der biogene Wasserstoff aus Rohstoffen nach Anlage 1 der 38. BImSchV hergestellt worden ist und den Anforderungen an Biokraftstoffe nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung entspricht.

### 3.1.3 SENKUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN BEI DER WASSERSTOFFERZEUGUNG

Während die bislang genannten Regelungen an die Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen anknüpfen, stellen andere rechtliche Vorgaben allgemeiner auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen bei der Erzeugung von Wasserstoff ab. Relevant ist dies vor allem bei Abscheidung und Speicherung oder Nutzung des bei der Wasserstoffherzeugung entstehenden Kohlenstoffdioxids, aber z. B. auch bei der Nutzung von Elektrizität aus Kernkraft für die Elektrolyse.

<sup>10</sup> Verordnung (EU) 2023/2405.

<sup>11</sup> In der Begründung zu § 93 EEG 2021 als Ermächtigungsgrundlage für den Erlass der Rechtsverordnung war dies beabsichtigt, BT-Drs. 20/2656, S. 27.



Art. 29a Abs. 2 RED III gibt vor, dass eine Anrechnung von Energie aus wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffen auf die Zielvorgaben im Verkehrssektor nur dann statthaft ist, wenn die mit der Nutzung dieser Kraftstoffe erzielten Einsparungen an Treibhausgasemissionen mindestens 70 % betragen. Gleiches gilt gemäß Art. 29a Abs. 1 RED III für Energie aus RFNBO. Die Berechnungsmethodik für die THG-Einsparungen wurde in einem delegierten Rechtsakt nach Art. 29a Abs. 3 RED III (im Folgenden: DA zu Art. 29a Abs. 3 RED III) bestimmt.<sup>12</sup> Hieran anknüpfend definiert Art. 2 Nr. 11 der neuen GasRL<sup>13</sup> „kohlenstoffarmen Wasserstoff“ als solchen, dessen Energiegehalt nicht aus erneuerbaren Quellen stammt und der in Bezug auf die Verringerung der Treibhausgasemissionen einen Mindestschwellenwert von 70 % des Vergleichswerts für fossile Brennstoffe erreicht, der für erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs gilt, wobei die Methodik des DA zu Art. 29a Abs. 3 RED III Anwendung findet. Bei der Berechnung der Emissionen und der erzielten Einsparung wird der gesamte Lebenszyklus des Kraftstoffes berücksichtigt. Für die fossile Alternative ist der Vergleichswert von 94 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ heranzuziehen, bei Einhaltung der Mindestschwelle von 70 % Treibhausgaseinsparungen dürfen bei der Nutzung von „kohlenstoffarmem Wasserstoff“ (ebenso wie von RFNBO) höchstens ca. 28 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ entstehen.<sup>14</sup> Auf diese Vorgaben und Berechnungsmethodik verweist auch die Definition von „kohlenstoffarmem Wasserstoff für die Luftfahrt“ (Art. 3 Nr. 15 ReFuelEU AviationVO), wobei dessen Energiegehalt allerdings nur aus nichtfossilen, nicht erneuerbaren Quellen gewonnen werden darf.

Einen anderen Mindestschwellenwert enthalten die Vorschriften zur Anerkennung von Wirtschaftstätigkeiten und Investitionen als nachhaltig im Sinne der europäischen Taxonomie-Verordnung.<sup>15</sup> Für die Erzeugung von Wasserstoff ist eine Einsparung der Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus von 73,4 % gegenüber einem Vergleichswert für fossile Brennstoffe erforderlich (Ziff. 3.10). Die Methodik der Berechnung erfolgt ebenfalls nach den Vorgaben der RED III. Im Ergebnis dürfen damit höchstens ca. 25 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ entstehen. Im deutschen Recht finden diese Vorgaben für Heizungsanlagen nach §§ 71 Abs. 1 und 3, 71f GEG Anwendung. „Blauer Wasserstoff“ wird in § 3 Nr. 4a GEG anhand unionsrechtlicher Vorschriften definiert und muss einen Mindestschwellenwert für Treibhausgaseinsparungen von 73,4 % im Vergleich zu fossilen Brennstoffen erreichen. Im GEG werden „blauer“ und „grüner“ Wasserstoff (§ 3 Nr. 13b

<sup>12</sup> Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10.02.2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe.

<sup>13</sup> Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG.

<sup>14</sup> Erwägungsgrund 9 und Anhang A, Ziff. 2 VO (EU) 2023/1185.

<sup>15</sup> Delegierte Verordnung (EU) 2021/2139 zur Taxonomie-Verordnung (EU) 2020/852.



GEG), sowie daraus hergestellte Derivate, gleichbehandelt. Die Begriffsbestimmung von „kohlenstoffarmem Wasserstoff“ in § 2 Nr. 11 lit. a Herkunftsnachweisregistergesetz (HkNRG) knüpft ebenfalls an diese unionsrechtlichen Anforderungen zur Erreichung eines Mindestschwellenwerts von 73,4 % an, lässt aber alternativ in § 2 Nr. 11 lit. b HkNRG die Vorgaben der GasRL in der jeweils geltenden Fassung ausreichen, sofern diese ein Treibhausgasminderungsziel zulassen, das höchstens 3,4 Prozentpunkte geringer ausfällt, gegenwärtig also mindestens 70 % beträgt. Das HkNRG regelt die Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen für Gas, Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien.

### 3.1.4 GESTALTUNGSSPIELRÄUME DER DEUTSCHEN GESETZGEBUNG

Das Unionsrecht regelt nur bestimmte Privilegierungen für Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energiequellen und kohlenstoffarmen Wasserstoff selbst. Bei der näheren Ausgestaltung hat der Unionsgesetzgeber zudem das Recht der Mitgliedsstaaten zu berücksichtigen, die Bedingungen für die Nutzung ihrer Energieressourcen, ihre Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen (z. B. auch Kernkraft) und die allgemeine Struktur ihrer Energieversorgung selbst zu bestimmen, Art. 194 Abs. 1 UAbs. 2 AEUV. Bei unionsrechtlich nicht geregelten Punkten verbleibt dem deutschen Gesetzgeber ein Gestaltungsspielraum zur Gewährung weiterer Privilegierungen und zur Bestimmung der hierfür zu erfüllenden Anforderungen (insbesondere an die Herstellungsverfahren für Wasserstoff). Allerdings ist dieser Spielraum nicht grenzenlos.

Zum einen ergeben sich Einschränkungen aus dem Unionsrecht. So muss der nationale Gesetzgeber, wenn er zur Förderung der Wasserstoffwirtschaft Beihilfen gewähren will, die Grenzen des europäischen Beihilfenrechts (insbesondere Art. 107 ff. AEUV, AGVO, KUEBLL) einhalten. Damit entfalten die dortigen Differenzierungen in Bezug auf den Einsatz erneuerbarer Energien oder die Kohlenstoffintensität des erzeugten Wasserstoffs mittelbar auch für den nationalen Gesetzgeber Wirkung. Zudem sind Strom und Wasserstoff Waren im Sinne der unionsrechtlichen Warenverkehrsfreiheit (Art. 28 ff. AEUV). Beschränkungen des freien Warenverkehrs für Wasserstoff, die sich aus nationalen Anforderungen Deutschlands an die Wasserstoffherstellung ergeben, müssen daher nach Art. 36 AEUV oder aus zwingenden Gründen des Allgemeinwohls gerechtfertigt und verhältnismäßig sein. Inwieweit sich hieraus Grenzen für den deutschen Gesetzgeber ergeben, wenn er Privilegierungen nur für bestimmte Arten von klimafreundlichem Wasserstoff (insbesondere nur Wasserstoff auf Basis von EE-Strom) vorsieht, ist noch nicht abschließend geklärt. Grenzen ergeben sich darüber hinaus aus Art. 30 GasRL, demzufolge die Mitgliedsstaaten den Zugang von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen zum Markt und zur Infrastruktur zu ermöglichen haben.

Neben diesen rechtlichen Grenzen ist zu berücksichtigen, dass unterschiedliche Anforderungen für die Inanspruchnahme verschiedener Privilegierungen tendenziell geeignet sind,



den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu behindern. Dies könnte für eine Anlehnung der nationalen Regelungen an unionsrechtliche Anforderungen sprechen, soweit deutsches und Unionsrecht ähnliche Normzwecke verfolgen. Dies gilt insbesondere für privilegierende Regelungen mit dem Ziel, speziell die Energieversorgung aus erneuerbaren Energiequellen auszubauen.

### 3.1.5 FAZIT

Wasserstoffrelevante Privilegierungen des deutschen Rechts verfolgen überwiegend - ebenso wie die RED III - das primäre Ziel, durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien die Emission von Treibhausgasen von vornherein zu vermeiden. Hinsichtlich der Nutzung biogenen Wasserstoffs bestehen, wie angesprochen, Einschränkungen.<sup>16</sup> Zur Erleichterung des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft erscheint es wünschenswert, zumindest die Anforderungen für Privilegierungen von (Wasserstoff in Form von) RFNBO möglichst einheitlich zu gestalten. Hierbei könnte die in einem schwierigen Einigungsprozess ausgehandelte Regelung für RFNBO im Verkehrssektor nach Art. 27 RED III und dem DA zu Art. 27 Abs. 6 RED III als Vorbild dienen. Die bisherige Rechtsentwicklung weist gleichfalls in diese Richtung. Es ist aber nicht auszuschließen, dass diese Anforderungen im Rahmen weiterer Rechtsetzungsverfahren, z. B. zu der Anrechnung von RFNBO im Industriesektor nach Art. 22a und 22b RED III, erneut angepasst werden. Hierbei wäre auch zu prüfen, ob großzügigere Anforderungen den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ohne Einbußen für den Klimaschutz zusätzlich unterstützen könnten (vgl. folgenden Abschnitt 3.2).

Im erheblichem Umfang sieht der europäische und deutsche Rechtsrahmen auch Privilegierungen für kohlenstoffarmen, nicht auf erneuerbaren Energiequellen basierenden Wasserstoff vor (Talus et al. 2024). Relevant ist dies insbesondere für kohlenstoffarmen Wasserstoff auf Basis von Erdgas in Verbindung mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Nutzung bzw. -Speicherung (Carbon Capture and Utilization or Storage, CCUS)<sup>17</sup> und für kohlenstoffarmen strombasierten Wasserstoff auf Basis von Kernkraft. Nach der europäischen wie auch der deutschen Wasserstoffstrategie sollen diese Regelungen als Übergangsregelungen angelegt sein, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu fördern, bis hinreichende Mengen an Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energiequellen zur Verfügung stehen. Die entsprechenden Rechtsakte enthalten aber in der Regel keine derartigen zeitlichen Einschränkungen. Im Unionsrecht bestehen zwar teilweise Evaluierungspflichten, die aber nicht speziell auf das Verhältnis von Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energiequellen zu kohlenstoff-

<sup>16</sup> Vgl. aktuell etwa auch Ziffer 4.10 der Richtlinie zur Förderung von klimaneutralen Produktionsverfahren in der Industrie durch Klimaschutzverträge (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2024b).

<sup>17</sup> Vgl. aktuell etwa den differenzierten Ansatz in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2024a.



armem Wasserstoff abzielen (vgl. etwa Art. 92 Abs. 1 GasRL). Auf eine längerfristige Bedeutung von kohlenstoffarmem Wasserstoff könnte etwa die besondere Berücksichtigung von Anlagen für erneuerbare wie auch kohlenstoffarme Gase im zehnjährigen Netzentwicklungsplan hindeuten (Art. 55 Abs. 2 lit. a GasRL).

Nicht auszuschließen ist daher, dass die Bedeutung von kohlenstoffarmem Wasserstoff auf Basis von CCUS-Technologien zukünftig höher gewichtet wird. Angesichts der unterschiedlichen energiepolitischen Präferenzen der Mitgliedstaaten kann es insoweit auf EU-Ebene und auf deutscher Ebene auch zu unterschiedlichen politischen Bewertungen kommen. Entsprechendes gilt für die Rolle von kohlenstoffarmem strombasierten Wasserstoff auf Basis von Kernkraft. Hierbei muss der Unionsgesetzgeber zudem das Recht der Mitgliedstaaten berücksichtigen, über die Wahl der Energiequellen selbst zu bestimmen. Soweit Privilegierungen für kohlenstoffarmen Wasserstoff vorgesehen werden, sollte jedenfalls geprüft werden, ob die dargestellten unterschiedlichen Mindestschwellen für die Einsparung von Treibhausgasemissionen zur Erleichterung des Markthochlaufs vereinheitlicht werden können, was eine Einigung auf das verfolgte Ambitionsniveau voraussetzen würde.

Sinnvoll erscheint zudem eine kritische Prüfung rechtlicher Privilegierungen von „kohlenstoffarmem Wasserstoff“ nach einer Markthochlaufphase. Bei der näheren Ausgestaltung einer solchen Prüfung sollte berücksichtigt werden, dass hinreichende Anreize für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft erhalten bleiben. Ein (schrittweises) Auslaufen rechtlicher Privilegierungen von „kohlenstoffarmem Wasserstoff“ würde im Übrigen ausreichende Erzeugungs- und Speicherkapazitäten und die Realisierung der erwarteten Kostendegression bei der Erzeugung von Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energiequellen voraussetzen. Möglicherweise würde sich dieser dann bereits aufgrund wettbewerblicher Prozesse durchsetzen. Erst recht liegt schließlich die Überprüfung einzelner Regelungen nahe, die Privilegierungen für Wasserstoff sogar unabhängig von der Nutzung erneuerbarer Energiequellen oder der Reduktion der THG-Emissionen vorsehen, z. B. bei den Netzentgelten (§ 118 Abs. 6 S. 1, 7, 8 EnWG) oder der Stromsteuer für die Elektrolyse (§ 9a Abs. 1 StromStG).

## 3.2 EINFLUSS DES ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHTLICHEN RAHMENS AUF WASSERSTOFF-GESCHÄFTSMODELLE

Autor:innen: Jonathan Brandt, Astrid Bensmann, Richard Hanke-Rauschenbach



**Die langfristigen europäischen Regeln zum Strombezug von Elektrolyseuren erhöhen die Produktionskosten von grünem Wasserstoff in Niedersachsen, stellen allerdings sicher, dass die produktionsbezogenen Emissionen gegenüber grauem Wasserstoff um 100 % fallen.** Die gefundenen Übergangsregeln für eine Hochlaufphase bis 2030 schaffen den Spagat zwischen Emissions- und Kostenreduktion, besitzen allerdings auch noch Verbesserungspotential.

Mit der Verabschiedung der delegierten Verordnung zu Art. 27 der Erneuerbaren-Richtlinie der EU hat die Europäische Kommission regulatorische Maßstäbe für die Klassifizierung von erneuerbarem (im Folgenden: grünen) Wasserstoff für den Einsatz als Kraftstoff in der Europäischen Union gesetzt (European Commission 2023a, 2023b, 2023c) (weitere Details in Abschnitt 3.1). Da die gefundenen Regularien zur Produktion von grünem Wasserstoff für den Verkehrssektor als Blaupause für weitere Sektoren wie die Stahl- und Chemieindustrie gelten könnten, wird in der vorliegenden Analyse der Frage nachgegangen, inwiefern sie den anvisierten und notwendigen Hochlauf einer europäischen und niedersächsischen Produktion (vgl. European Commission (2022) und Abschnitt 2) anreizen und gleichzeitig Emissionsminderungen gegenüber grauem Wasserstoff sicherstellen. Die kontroversen Reaktionen unterschiedlicher Akteure auf die Verabschiedung der Regeln spiegeln das resultierende Spannungsfeld wider: NGOs verurteilen die gefundenen Regeln als zu locker und bezeichnen sie als „Goldstandard des Greenwashings“ (Collins 2023), Industrieakteure hingegen verurteilen die Regeln als eher zu streng und befürchten, dass sie schädlich für die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff aus Europa sein könnten und damit den Hochlauf der benötigten lokalen grünen Wasserstoffproduktion hemmen (Collins und Klevstrand 2023; RWE AG 2022). Die hier gezeigte Analyse soll dabei helfen besser zu verstehen, wie sich die gefundene Gesetzgebung auf die Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit einer grünen Wasserstoffproduktion in Niedersachsen auswirkt und so dazu beitragen, die aufgezeigte Kontroverse aufzulösen. Hierfür wird die Perspektive eines privatwirtschaftlichen Betreibers eines Elektrolyseurparks eingenommen, da aufgrund der regulierten Rolle von Netzbetreibern im Energiemarkt diese nicht als Energieerzeuger und somit nicht als Elektrolysebetreiber in Frage kommen (vgl. §7 und §8 in EnWG).

Betrachtet wird dabei folgendes Szenario: Um den vorgegebenen Wasserstoffbedarf eines Kunden decken zu können, soll der in Abbildung 9 dargestellte Anlagenpark ausgelegt werden. Die zentralen Komponenten des Systems sind ein Elektrolyseur und unterschiedliche Strombezugs Optionen für dessen Stromversorgung. Als zusätzliche Pufferoption ist



ein Wasserstoffspeicher vorgesehen. Da der Wasserstoffbedarf des Kunden möglichst kostenoptimal gedeckt werden soll, werden die Kosten für die Installation und den Betrieb aller Komponenten in einem mathematischen Modell minimiert. Mit Hilfe der Ergebnisse lassen sich unterschiedliche Kennzahlen zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit der Wasserstoffproduktion berechnen. So können durch die Kombination der in Abbildung 9 gezeigten Strombezugsoptionen unterschiedliche Strombezugsszenarien bewertet und verglichen werden. Weitere Details zum Modell und den getroffenen Annahmen sind in Brandt et al. (2024) zu finden.

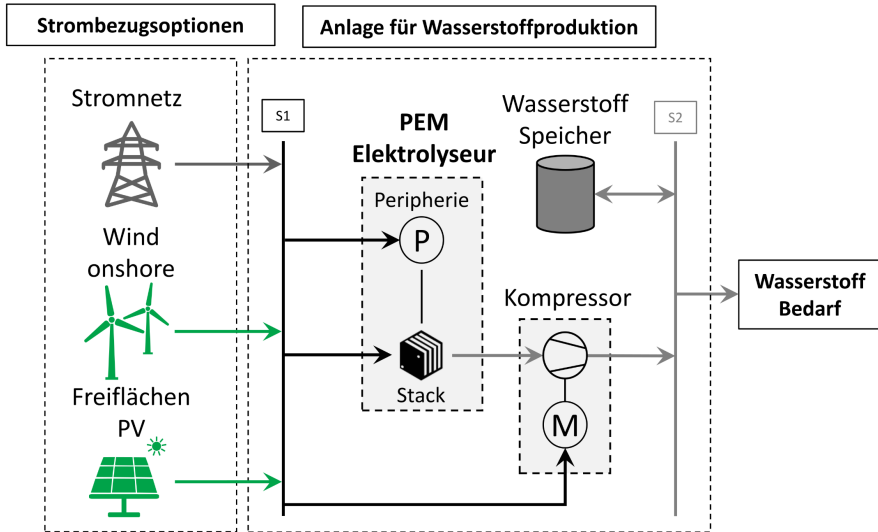


Abbildung 9: Aufbau des optimierten Systems zur Wasserstoffproduktion.  
S1, Stromsammelschiene; S2, Wasserstoffsammelschiene

Wie schon in Abschnitt 3.1 zusammengefasst und in Abbildung 10 (links) dargestellt, beschreibt die DA vier zulässige Strombezugsszenarien für den Elektrolysebetrieb, unter deren Einhaltung der produzierte Wasserstoff als grün klassifiziert wird:

1. Ausschließlicher Bezug von lokalem erneuerbarem Strom; Abbildung 10, links: *Direktleitung (DL)*

Wenn die Elektrolyse zusätzlich aus anderen Quellen über das öffentliche Stromnetz versorgt werden soll, muss mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt sein:

2. zusätzliche Einbindung von Strommix bei 90 % erneuerbarer Strom im Strommix in der jeweiligen Gebotszone im vergangenen Jahr; Abbildung 10, links: DL + Erneuerbares Netz



3. zusätzliche Einbindung von Strom aus erneuerbaren Quellen die sonst im Zuge von negativen Redispatch-Maßnahmen abgeregelt werden würden; Abbildung 10, links: DL + Erneuerbarer Redispatch
4. zusätzliche Einbindung von Strom aus erneuerbaren Quellen via PPA; Abbildung 10, links: DL + PPA

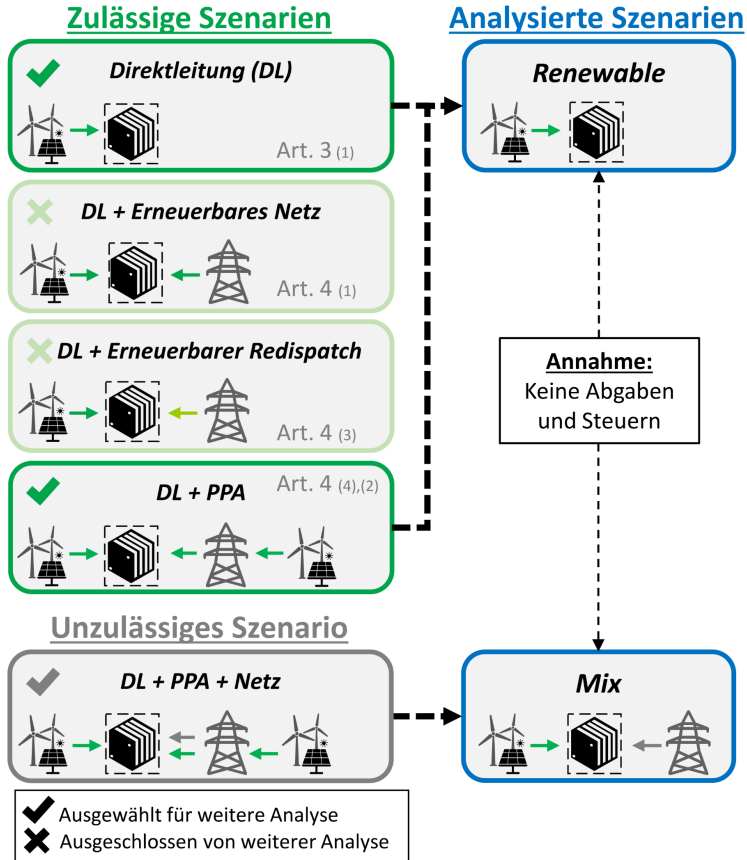


Abbildung 10: Übersicht über die zulässigen (links oben) und unzulässigen (links unten) Strombezugs-szenarien aus der delegierten Verordnung und die Herleitung der wichtigsten analysierten Szenarien (rechts).

Da der Anteil erneuerbaren Stroms im deutschen Strommix weit weniger als 90 % beträgt und die Nutzung von negativer Redispatch-Energie einen Sonderfall darstellt, für den gerade erst ein rechtlicher Rahmen geschaffen wird, werden diese beiden Strombezugs-szenarien in der vorliegenden Analyse ausgeklammert. Für die Analyse verbleiben so der Bezug aus lokalen Quellen und der Bezug von erneuerbarem Strom via PPA. Da die großen



Treiber für Stromnebenkosten (Netzentgelte und Stromsteuer) bei der Versorgung einer Elektrolyse in Deutschland entfallen (vgl. §118 EnWG und §9a StromStG) können für die Analyse die verbleibenden Strombezugsszenarien gleichgesetzt werden. Es resultiert ein zulässiges Strombezugsszenario, in dem die Elektrolyse ausschließlich aus lokal erzeugtem erneuerbarem Strom oder via erneuerbarem PPA versorgt wird. Das Szenario unterliegt außerdem zusätzlichen Bedingungen, die eine stündliche Korrelation zwischen der Stromproduktion der Erneuerbaren und dem Betrieb der Elektrolyse und eine strenge Zusätzlichkeit (Additionalität) der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen vorschreiben (Details siehe Abschnitt 3.1). Das resultierende zulässige Strombezugsszenario für die Produktion von grünem Wasserstoff wird in der folgenden Analyse *Renewable* genannt (siehe Abbildung 10, rechts).

Um die Auswirkungen der DA quantifizieren zu können, wird ein Referenzszenario vorgestellt, das einen unregulierten Strombezug und damit zusätzlich die Einbindung von Strommix aus dem Netz (im Folgenden: Netzstrom) zulässt (siehe Abbildung 10, links: *DL + PPA + Netz*). Die unbeschränkte Einbindung von Netzstrom ist nach den Regeln der DA unzulässig und führt damit zu keiner grünen Klassifizierung des produzierten Wasserstoffs. Aufgrund des beschriebenen Wegfalls von Stromnebenkosten wird dieses Szenario in der folgenden Analyse *Mix* genannt (siehe Abbildung 10, rechts).

Zusätzlich werden zwei Übergangsszenarien analysiert, die eine Einbindung von Netzstrom zulassen, allerdings nicht unbeschränkt wie im *Mix* Szenario. Erstes, im Folgenden *Balance* genannt, spiegelt die Übergangsregeln, die laut der DA für die zeitliche Korrelation bis 2030 gelten. Unter Einhaltung einer monatlichen Bilanz zwischen dem durch die Erneuerbaren produzierten Strom und dem in der Elektrolyse umgesetzten Strom ist für diesen Zeitraum eine Einbindung von Netzstrom zulässig. Zweites, im Folgenden *RES share* genannt, setzt für die Einbindung von Netzstrom voraus, dass über ein ganzes Jahr gesehen 90 % des in der Elektrolyse umgesetzten Stroms aus Erneuerbaren kommen muss. Bezüglich der prozentualen Einbindung von erneuerbarem Strom orientiert es sich damit am zweiten Strombezugsszenario das laut der DA zulässig für die Produktion von grünem Wasserstoff ist (Abbildung 10, links: *DL + Erneuerbares Netz*).

Übersicht der analysierten Szenarien:

1. *Renewable* (zulässig für grüne Wasserstoffproduktion nach DA ab 2030, siehe Abbildung 10, rechts)
2. *Mix* (Referenzszenario, unzulässig nach DAs durch unregulierten Strombezug, siehe Abbildung 10, rechts)
3. *Balance* (Übergangsszenario mit reguliertem Netzstrombezug, zulässig für grüne Wasserstoffproduktion nach DA bis 2030)
4. *RES share* (Fiktives Übergangsszenario mit reguliertem Netzstrombezug, jährlicher Anteil an Erneuerbaren orientiert sich an DA Szenario *DL + Erneuerbares Netz*)



Um die unterschiedlichen Strombezugsszenarien bewerten und miteinander vergleichen zu können, werden unterschiedliche Kenngrößen betrachtet:

1. Bereitstellungspreis Wasserstoff in EUR/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>
2. Emissionsintensität Wasserstoff (EI) in kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>
3. Nennleistung der Erneuerbaren in MW
4. Nennleistung der Elektrolyse in MW
5. Auslastung der Elektrolyse in jährlichen Volllaststunden in h/a

Details zur Berechnung sind in Brandt et al. (2024) zu finden. Da die resultierenden Kenngrößen in den betrachteten Strombezugsszenarien stark abhängig vom Preis für Netzstrom sind (Brandt et al. 2024), werden die Kenngrößen in Abbildung 11 in Abhängigkeit dieses Preises dargestellt. Hierbei werden keine zeitlich schwankenden Strompreise angenommen, sondern ein fester Durchschnittspreis des Netzstroms im analysierten Jahr. Das Modell wurde mit zunehmendem Netzstrompreis mehrfach gelöst und die resultierenden Kenngrößen in Abbildung 11a-d dargestellt. Abbildung 11a, b zeigen zusätzlich als Referenz die Werte für grauen Wasserstoff, der mittels Dampfreformierung aus Erdgas gewonnen wird.

Alle Kenngrößen im *Renewable* Szenario sind erwartungsgemäß unabhängig vom Preis für den Netzstrom. Im Gegensatz dazu stehen die Ergebnisse im *Mix*, *Balance* und *RES share* Szenario, in denen der Bezug von Netzstrom zulässig ist und deshalb Abhängigkeit der resultierenden Kenngrößen vom Netzstrompreis besteht.

Abbildung 11a zeigt Vorteile im Bereitstellungspreis für das unzulässige *Mix* Szenario gegenüber dem zulässigen *Renewable* Szenario zwischen 4,18 EUR/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> für geringe Netzstrompreise und 0 EUR/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> für hohe Netzstrompreise. Für den durchschnittlichen deutschen Industriestrompreis in 2023 (Eurostat 2023) ergibt sich durch die mögliche Einbindung von Netzstrom ein Preisvorteil von 0,30 EUR/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. In den Szenarien mit begrenztem Netzstrombezug ergibt sich für hohe Netzstrompreise und beim durchschnittlichen Industriestrompreis der gleiche Preisvorteil wie im *Mix* Szenario. Für geringe Netzstrompreise liegt der Vorteil bei 1,51 EUR/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> im *Balance* Szenario und 1,16 EUR/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> im *RES share* Szenario.

In Abbildung 11b ist zu erkennen, dass die Einbindung von Netzstrom und der daraus resultierende Vorteil im Bereitstellungspreis zum Anstieg der Emissionsintensität des Wasserstoffs im Vergleich zum zulässigen *Renewable* Szenario führt. Für den mittleren deutschen Industriestrompreis ergibt sich in allen drei Szenarien mit zulässiger Netzstromeinbindung eine Reduktion der Emissionsintensität um 90 % gegenüber grauem Wasserstoff. Für geringere Netzstrompreise ergeben sich höhere Emissionsintensitäten. Im unbeschränkten aber unzulässigen *Mix* Szenario resultiert für geringe Netzstrompreise mehr als eine Verdopplung der Emissionen im Vergleich zu grauem Wasserstoff. In den Szenarien mit reguliertem Netzstrombezug ergibt sich für keinen Netzstrompreis eine

Erhöhung der Emissionsintensität gegenüber grauem Wasserstoff. Allerdings liegt die Reduktion der Emissionsintensität für geringe Netzstrompreise im *Balance* Szenario, das die Übergangsregeln der DA abbildet, für geringe Netzstrompreise bei lediglich rund 50 %. Im *RES share* Szenario ergibt sich für alle Netzstrompreise eine Reduktion von mindestens 80 % gegenüber grauem Wasserstoff.

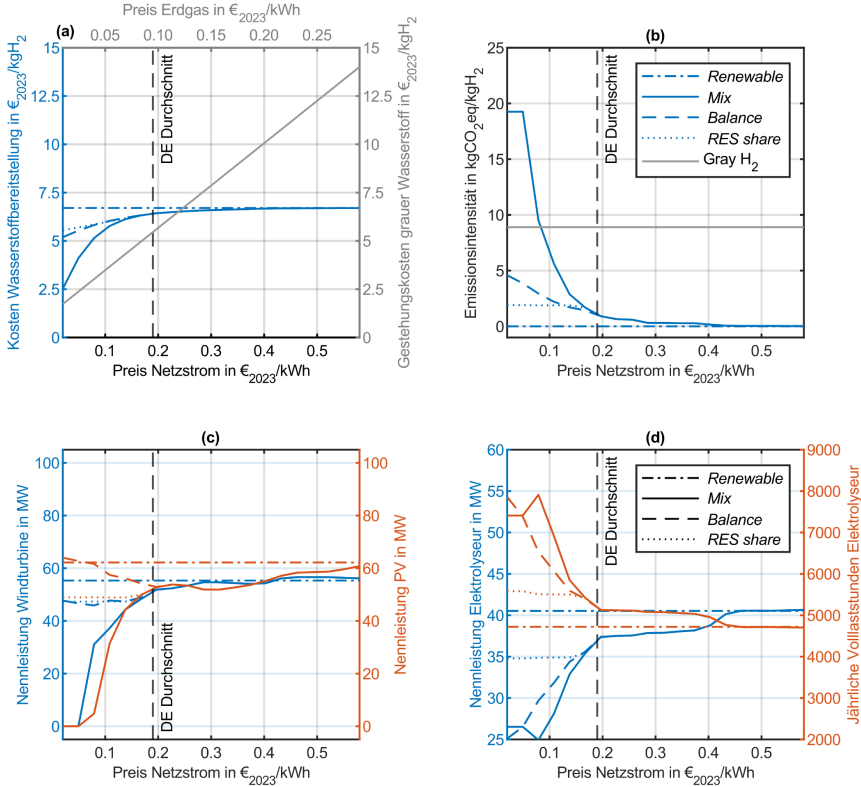


Abbildung 11: Optimierungsergebnisse für variierende Netzstrompreise.

a Kosten für die Wasserstoffbereitstellung. Referenz: Gestehungskosten von grauem Wasserstoff als Funktion des Erdgaspreises. b Emissionsintensität des Wasserstoffs. Referenz: Emissionsintensität von grauem Wasserstoff. c Nennleistungen der Erneuerbaren. d Nennleistung des Elektrolyseurs und dessen Auslastung in jährlichen Volllaststunden. Den Ergebnissen liegt ein vorgegebener Wasserstoffbedarf von 10.000 kg pro Tag zugrunde. Für die Erzeugungspotentiale der Erneuerbaren wurden Kapazitätszeitreihen auf NUTS3 Ebene genutzt, die in Niedersachsen die höchsten potentiellen jährlichen Volllaststunden aufweisen. PV Freifläche: 1.071 h/a; Wind Onshore: 3.209 h/a. Details zur Generierung der Daten und zu weiteren Annahmen sind in Brandt et al. (2024) zu finden

Abbildung 11c zeigt, dass sich bei Netzstrompreisen unterhalb des und um den durchschnittlichen Industriestrompreis kleinere Nennleistungen der Erneuerbaren in den Szenarien mit Netzbezug im Vergleich zum *Renewable* Szenario ergeben. Die damit verknüpften



geringen Kosten für erneuerbaren Strom sind ein Grund für die aufgezeigten Vorteile im Bereitstellungspreis in Abbildung 11a. Ein weiterer Grund ist die geringere Dimensionierung der Elektrolyse, die sich für diese Strompreise ergibt (siehe Abbildung 11d). Die mögliche Einbindung von Netzstrom ermöglicht nicht nur eine bessere Ausnutzung des erneuerbaren Stroms, sondern auch eine höhere Auslastung der kleineren Elektrolyse im Vergleich zum *Renewable* Szenario. Dies wird durch die dargestellten jährlichen Volllaststunden angezeigt.

Beim Vergleich der unterschiedlichen Strombezugsszenarien wird deutlich, dass die Zulassung einer unbeschränkten Einbindung von Netzstrom (Szenario *Mix*) zur Produktion von grünem Wasserstoff in Niedersachsen nicht automatisch zu einer erhöhten Emissionsintensität des Wasserstoffs im Vergleich zu grauem Wasserstoff führen muss. Grund hierfür sind die geringen Gestehungskosten von erneuerbarem Strom in Niedersachsen im Vergleich zum Industriestrompreisniveau der vergangenen Jahre. Trotz des fluktuierenden Charakters stellen die geringen Gestehungskosten von erneuerbarem Strom aus Perspektive eines Elektrolysebetreibers einen betriebswirtschaftlichen Anreiz für eine erhöhte Einbindung in die Stromversorgung von Elektrolyseuren dar. Die gesteigerte Flexibilität im Strombezug, die durch die Möglichkeit der Einbindung von Netzstrom entsteht, führt außerdem zu einem effizienteren Anlagenbetrieb und -design und könnte so die Bereitstellungspreise von grünem Wasserstoff verringern und seine Wettbewerbsfähigkeit in der Hochlaufphase einer niedersächsischen Wasserstoffproduktion erhöhen. Dies gilt für die durchschnittlichen deutschen Industriestrompreise der vergangenen Jahre. Die Analyse zeigt jedoch auch, dass niedrigere Preise für Industriestrom, durch die Möglichkeit geringere Bereitstellungspreise zu erzielen, eine erhöhte Einbindung von Netzstrom anreizen könnten. Je höher dieser Anreiz und die daraus resultierende Einbindung von Netzstrom, desto größer die Gefahr einer gesteigerten Emissionsintensität im Vergleich zu grauem Wasserstoff.

Die durch die Europäische Kommission verabschiedete Übergangsregel für den Bezug von Netzstrom (Szenario *Balance*) stellt sicher, dass auch für geringe Netzstrompreise keine Erhöhung der Emissionsintensität gegenüber grauem Wasserstoff resultiert und gleichzeitig Vorteile in den Bereitstellungspreisen entstehen, die in der Hochlaufphase einer grünen Wasserstoffproduktion die Wettbewerbsfähigkeit erhöhen können. Der Vergleich mit einer alternativen Übergangsregel, die einen jährlichen Anteil von 90 % erneuerbarem Strom im Elektrolysebetrieb vorschreibt (*RES share*), zeigt, dass durch eine andere Ausgestaltung der Übergangsregel bei geringen Netzstrompreisen eine erhöhte Reduktion der Emissionsintensitäten bei gleichen Kostenvorteilen sichergestellt werden könnte.

Die präsentierten Ergebnisse zeigen, dass die geäußerte Kritik von NGOs und Industrieakteuren an den unterschiedlichen Regeln zum Strombezug einer Elektrolyse bei der Pro-



duktion von grünem Wasserstoff in Bezug auf Niedersachsen als Produktionsstandort teilweise entkräftet werden kann. Gerade die gefundene Übergangsregel bezüglich der zeitlichen Korrelation stellt sicher, dass sowohl die Wettbewerbsfähigkeit in einer Hochlaufphase nicht zu sehr beeinträchtigt wird und sich gleichzeitig eine Verminderung der Emissionsintensität im Vergleich zur Produktion von grauem Wasserstoff ergibt. Der einzige Kritikpunkt, der nicht vollständig entkräftet werden konnte, ist die durch Industriekreure befürchtete Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit durch den regulierten Strombezug nach Auslaufen der Übergangsregeln in 2030.

Die vorgestellten Ergebnisse und daraus gezogenen Rückschlüsse sind alle im Kontext der Limitierung des verwendeten mathematischen Modells und der für die Parametrierung getroffenen Annahmen zu sehen. Weitere Details hierzu sind bei Brandt et al. (2024) zu finden. Dessen ungeachtet sollten die Ergebnisse einen Beitrag zum besseren Verständnis der Auswirkungen der europäischen Regulierung auf die Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit einer grünen Wasserstoffproduktion leisten.

Eine Limitierung des Modells ist die zur Analyse der Emissionsintensität verwendete Methode, welche sich am durch die DA vorgegebenen Vorgehen orientiert und deshalb ausschließlich prozessbezogene Emissionen miteinbezieht. Dadurch ergibt sich im für die grüne Wasserstoffproduktion zulässigen Strombezugsszenario ab 2030 (Szenario *Renewable*) für den produzierten Wasserstoff eine Emissionsintensität von  $0 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}_2$  (vgl. Abbildung 11b). Welche Emissionen im Zuge der Installation, des Rückbaus, der Stilllegung und des zugehörigen Abfallmanagements von Windturbinen, PV-Anlagen und Elektrolyseuren auftreten und so auch bei einer reinen Versorgung mit erneuerbarem Strom zu einer erhöhten Emissionsintensität führen können, wird in Kapitel 3.3 mit Hilfe einer detaillierten Ökobilanz evaluiert.



### 3.3 ÖKOLOGISCHE BEWERTUNG VON WASSERSTOFFERZEUGUNGSTECHNOLOGIEN

Autor:innen: Janis Gerhardt-Mörsdorf, Christine Minke



**Grüner Wasserstoff ist die einzige Alternative für die Implementierung einer klimafreundlichen Wasserstoffwirtschaft.** Diesen wird es auch in Zukunft nicht zum ökologischen Nulltarif geben und seine potenziellen Umweltauswirkungen hängen maßgeblich von der Klimaschutzpolitik ab. Größter Hebel für die Reduktion der potenziellen Umweltauswirkungen ist die Dekarbonisierung des Energiesystems, wobei Standorte mit hohem Windstromanteil, beispielsweise die niedersächsischen Küstenregionen, ökologisch vorteilhaft sind. Die technischen Betriebsparameter der Anlage (bspw. Zellspannung und Zelldegradation) haben einen großen Einfluss auf die potenziellen Umweltauswirkungen von grünem Wasserstoff.

Der Ressourcenbedarf für verschiedene Wasserelektrolyse-Anlagentypen ist differenziert und hängt von der Technologie der Anlage ab. Der Großteil des Ressourcenbedarfs (ca. 50 %) für die Konstruktion einer Protonen-Austausch-Membran-Wasserelektrolyse Anlage ist allein auf Iridium zurückzuführen

#### 3.3.1 ÖKOBILANZ METHODIK

Die Systemanalysen verdeutlichen die zentrale Rolle, die die Erzeugung von Wasserstoff durch Wasserelektrolyse in einem zukünftigen Energiesystemen spielen wird. Die damit verbundenen Umweltauswirkungen, wie beispielsweise der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck, hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab und können mit der standardisierten Methodik der Ökobilanz (Life Cycle Assessment, LCA) quantifiziert werden. Nach DIN ISO 14040/14044 besteht eine Ökobilanz aus den folgenden vier Phasen (DIN EN ISO 14040; DIN EN ISO 14044):

- 1) Festlegung des Ziels und Untersuchungsrahmens
- 2) Sachbilanz
- 3) Wirkungsabschätzung
- 4) Interpretation

In der ersten Phase, der Festlegung des Ziels und Untersuchungsrahmens, wird die Bilanzgrenze des zu untersuchenden Produktsystems definiert. Hierzu zählen insbesondere die technische, die geografische und die zeitliche Systemgrenze. Mit der Definition der funktionellen Einheit (fE) und des Referenzflusses werden die Zielprodukte definiert und der Untersuchungsrahmen festgelegt.





In der Sachbilanz erfolgt eine detaillierte Beschreibung des Produktsystems und eine genaue Bestimmung sämtlicher im Lebenszyklus des zu untersuchenden Produktsystems auftretender Massen-, Energie- und Materialströme. Die Sachbilanz ist typischerweise die arbeits- und zeitintensivste Phase einer Ökobilanz.

In der Wirkungsabschätzung werden für alle Massen-, Energie- und Materialströme die potenziellen Umweltauswirkungen bestimmt. Dies erfolgt üblicherweise in einem LCA-Modell mit Hilfe einer Software und LCA-Datenbanken.

In der Interpretation werden die berechneten potenziellen Umweltauswirkungen auf Plausibilität geprüft und in eine Ergebnisdarstellung überführt. Hier werden beispielsweise sogenannte „Hot-Spots“ identifiziert und Reduktionspotenziale erarbeitet. Alle Phasen einer Ökobilanz werden iterativ abgearbeitet. Abschließend werden Handlungsempfehlungen abgeleitet.

### **3.3.2 ÖKOBILANZ EINER PEM-WASSERELEKTROLYSE ANLAGE**

Für die Produktion von Wasserstoff stehen mehrere Technologien zur Verfügung, wobei im Jahr 2021 lediglich 0,04 % der weltweiten Wasserstoffproduktion aus der Wasserelektrolyse stammten. Die restliche Produktion stammte aus der Dampfreformierung von Erdgas und der Öl- und Kohlevergasung (International Energy Agency (IEA) 2021).

Im Rahmen dieses Projektes wurde eine detaillierte Ökobilanz nach DIN ISO 14040/14044 (DIN EN ISO 14040; DIN EN ISO 14044) der Protonen Austausch Membran Wasserelektrolyse (Proton Exchange Membrane Water Electrolysis, PEMWE) durchgeführt. Die PEMWE-Technologie hat für den Standort Niedersachsen einen besonderen Stellenwert. Beispielsweise betreibt die Salzgitter AG im Rahmen des „WindH2 - Windwasserstoff Salzgitter“ Projektes seit 2021 eine 2 MW PEMWE-Anlage für die Wasserstoffversorgung des SALCOS Prozesses und plant den Bau weiterer großskaliger Anlagen (Salzgitter AG 2021). Des Weiteren ist mit der Fest GmbH ein Hersteller von PEMWE-Anlagen in Niedersachsen ansässig.

Zur Implementierung einer Wasserstoffwirtschaft werden sowohl kleine PEMWE-Anlagen im ein- bis zweistelligen Megawattbereich zur dezentralen Wasserstoffproduktion als auch große Anlagen im dreistelligen Megawatt- bis Gigawattbereich zur zentralen Wasserstoffproduktion benötigt. Kern einer jeden PEMWE-Anlage ist der Elektrolyse-Stack, welcher wiederum aus elektrisch in Reihe geschalteten Elektrolyse-Zellen besteht. Abbildung 12 zeigt den schematischen Aufbau einer typischen PEMWE-Zelle.

Die Skalierung der Anlagen in allen Leistungsbereichen erfolgt durch ein Numbering-Up der Elektrolyse-Stacks. Dabei sind jedoch grundsätzlich verschiedene Layouts für Anlagen im o. g. niedrigen und hohen Leistungsbereich zu unterscheiden (Smolinka et al. 2021). Daher wurde für beide Leistungsbereiche ein separates LCA-Modell erstellt.

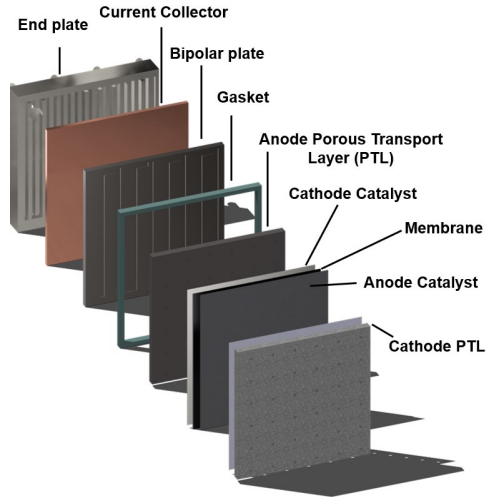


Abbildung 12: Schematischer Aufbau einer PEMWE-Zelle  
(Gerhardt-Mörsdorf et al. 2024c)

### Ökobilanz einer 5 MW PEMWE Anlage

Die fE der Studie ist definiert als Realisierung von Konstruktion, Betrieb und Lebensende einer 5 MW PEMWE Anlage. Dabei soll eine Anlage, die dem aktuellen Stand der Technik entspricht, in 2023 in Deutschland gebaut und betrieben werden und mit einer technologisch weiterentwickelten Anlage mit niedrigerem Material- und Energiebedarf in 2050 verglichen werden.

Der Betrieb einer Elektrolyseanlage steht in enger Wechselwirkung mit dem gesamten Energiesystem. Daher wurde die Implementierung der Anlage in das niedersächsische Energiesystem in enger Zusammenarbeit mit den Szenarioanalysen (TP1) erarbeitet und mehrere Untersuchungsszenarien abgeleitet (Tabelle 2). Die Zusammensetzung des erneuerbaren Strommix ist in Tabelle 3 gegeben. Die Lebensdauer der Anlage beträgt 20 Jahre, wobei einzelne Komponenten eine deutlich kürzere Lebensdauer aufweisen und innerhalb der Lebensdauer der Anlage ausgetauscht werden.

Tabelle 2: Definition der untersuchten Szenarien

Szenario	Elektrolyse Anlage	Strommix	Jährliche Volllaststunden
Szenario 1	Stand der Technik	Deutscher Strommix 2018 - 2023	8.000 h
Szenario 2	Stand der Technik	100 % erneuerbar	3.235 h
Szenario 3	Technologische Weiterentwicklung	100 % erneuerbar	3.235 h

Tabelle 3: Erneuerbarer Strommix für Szenario 2 und 3 (Gerhardt-Mörsdorf et al. 2024b)

Stromquelle	Anteil am Strommix
Photovoltaik Dach	23,56 %
Photovoltaik Freifläche	23,56 %
Wind Onshore	29,14 %
Wind Offshore	23,62 %
Biomasse Kraftwerke	0,12%

Aus dem Fließbild der PEMWE-Anlage (Abbildung 13) wird ersichtlich, dass die Elektrolyse-Stacks die zentralen Komponenten der Anlage sind. Zum ordnungsgemäßen Betrieb werden zusätzlich noch weitere Komponenten wie Pumpen, Gas-Flüssigkeits-Separatoren, Gleichrichter, ein Kühlsystem und die Gasaufbereitung benötigt. Diese zusätzlichen Anlagenkomponenten werden für gewöhnlich unter dem Sammelbegriff der Anlagenperipherie (Balance of plant, BoP) zusammengefasst.

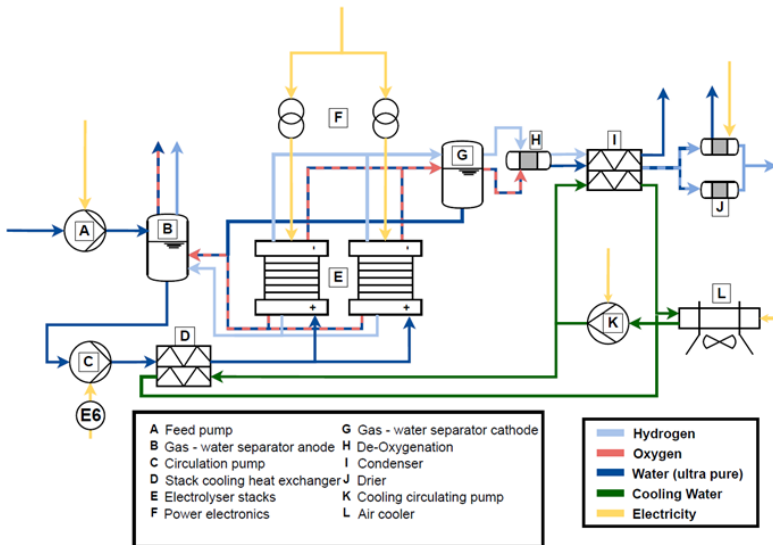


Abbildung 13: Fließbild der 5 MW PEMWE-Anlage

Die benötigte Wasseraufbereitung ist in dieser Abbildung nicht gezeigt (Gerhardt-Mörsdorf et al. 2024b)

Die Sachbilanz basiert auf der elektrochemischen Modellierung der PEMWE-Anlage und ermöglicht somit ein sehr detailliertes, technologiebasiertes LCA-Modell (sog. Bottom-up-LCA-Ansatz). Aus der Modellierung resultiert ein spezifischer Energiebedarf für den Anlagenbetrieb von 56,33 kWh/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> und 51,61 kWh/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>, jeweils für die „Stand der Technik“-Anlage und die technologische Weiterentwicklung. Eine detaillierte Herleitung und Dokumentation der vollständigen Sachbilanz inklusive Auslegung und Berechnung des



Materialbedarfs jeder Systemkomponente wird in Gerhardt-Mörsdorf et al. (2024b) gegeben. Zur Konstruktion der PEMWE-Stacks und -Zellen werden teils kritische Materialien wie Iridium als Katalysator auf der Anodenseite, Platin als Katalysator auf der Kathodenseite oder mit Iridium beschichtetes Titan für die Bipolar-Platten benötigt. Tabelle 4 gibt eine Übersicht über den Materialbedarf für die Konstruktion eines PEMWE-Stacks im Stand der Technik und der technologischen Weiterentwicklung.

*Tabelle 4: Materialbedarf für die Konstruktion eines PEMWE-Stacks (Stand der Technik 2,5 MW, technologische Weiterentwicklung 5 MW) (Gerhardt-Mörsdorf et al. 2024b)*

Material	Masse Stand der Technik (2,5 MW) [kg]	Masse technologische Weiterentwicklung (5 MW) [kg]
Titan	996,71	118,58
Kohlepapier	8,75	7,43
Nafion	30,25	7,14
Platin	0,188	0,079
Iridium	2,465	0,407
Aktivkohle	0,24	0,102
Fluorkautschuk (FKM)	80,56	38,16
Kupfer	17,06	107,93
Edelstahl	156,20	677,02

Das Lebenszyklusmodell ist in der LCA-Software GaBi implementiert. Die Sachbilanz des Modells wird aus der Datenbank ecoinvent v3.8 ergänzt. Zur Wirkungsabschätzung wird die CML-Methodik<sup>18</sup> verwendet. Die Ergebnisse werden anhand der Wirkungskategorien Klimawandel (GWP100), Ressourcenbeanspruchung (ADP), Versauerung (AP), Eutrophierung (EP) und Humantoxizität (HTP) ausgewertet.

In allen analysierten Szenarien dominiert die Betriebsphase der Anlage mit einem Anteil von bis zu 99,8 % an den potenziellen Umweltauswirkungen. Wie aus Abbildung 14 ersichtlich wird, dominiert die Stromproduktion die Umweltauswirkungen der Betriebsphase in allen Szenarien. Die Umstellung auf einen Betrieb im erneuerbaren Energiesystem (Szenario 2) birgt dabei ein wesentlich höheres Reduktionspotenzial als die technologische Weiterentwicklung der Anlage (Szenario 3). Im erneuerbaren Energiesystem weist die PV-Stromproduktion einen Großteil der verbleibenden Umweltauswirkungen auf. Grund hierfür ist, dass für die gleiche Menge an produziertem Strom deutlich mehr Ressourcen für

<sup>18</sup> vom Centrum voor Milieukunde (CML) der Universität Leiden entwickelte Methode der Wirkungsabschätzung

PV-Module benötigt werden als für Windkraftanlagen. Dementsprechend kann geschlussfolgert werden, dass der Betrieb an Standorten mit hohem Windkraft-Anteil im Strommix, beispielsweise die niedersächsischen Küstenregionen, ökologisch von Vorteil ist. Die Ressourcenbeanspruchung der Betriebsphase weist eine ähnliche Charakteristik wie diejenige des gesamten Lebenszyklus auf.

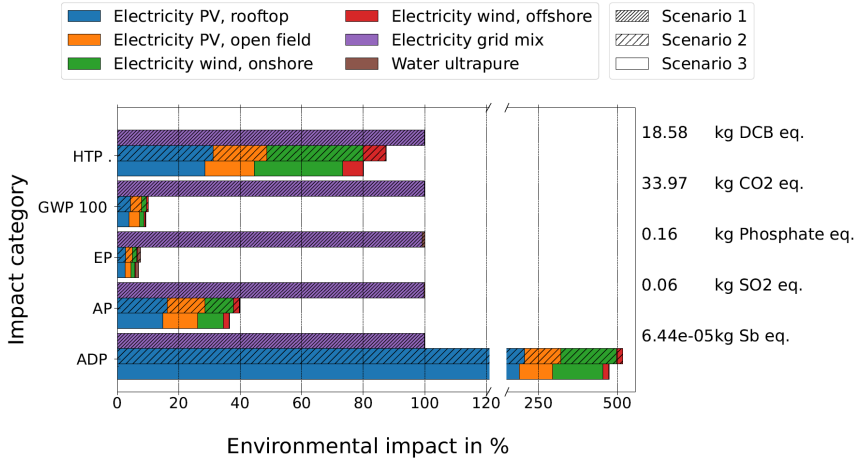


Abbildung 14: Potenzielle Umweltauswirkungen der Betriebsphase der Produktion von grünem Wasserstoff in einer 5 MW PEMWE-Anlage

Die Absolutwerte auf der rechten Seite beziehen sich auf die potenziellen Umweltauswirkungen je Referenzfluss in Szenario 1 (Szenario Definition in Tabelle 2). Dieser Wert wird als Bezugsgröße auf 100 % gesetzt. Potenzielle Reduktionen bzw. Steigerungen der jeweiligen Szenarien können entsprechend abgeleitet werden (Gerhardt-Mörsdorf et al. 2024b)

Da für die Konstruktion einer PEMWE-Anlage kritische Materialien wie Platin und Iridium benötigt werden, wird eine weitere Analyse der Anlagenkonstruktion durchgeführt. Der Ressourcenbedarf wird auf Basis des kumulativen Exergieaufwands quantifiziert. Weitere Hintergründe zur Methodik werden in Gerhardt-Mörsdorf et al. (2024a) gegeben. Abbildung 15 zeigt den Materialbedarf und den zugehörigen kumulativen Exergieaufwand für die Konstruktion entsprechend dem „Stand der Technik“ sowie bei Berücksichtigung der technologischen Weiterentwicklung der Anlage. Aus Abbildung 15 (a) wird ersichtlich, dass der Ressourcenbedarf für die Konstruktion der „Stand der Technik“-Anlage zu mehr als 85 % aus nicht erneuerbaren Ressourcen stammt. Fast 50 % des gesamten Ressourcenbedarfs stammen aus dem Anodenkatalysator-Material Iridium, wobei dieser lediglich 0,01 % des Materialbedarfs ausmacht. Durch die technologische Weiterentwicklung kann der Materialbedarf und damit der Ressourcenbedarf deutlich gesenkt werden (Abbildung 15 (b)). Es fällt auf, dass in der technologisch weiterentwickelten Anlage über 70 % des Ressourcenbedarfs aus der Leistungselektronik stammen. Dies ist unter anderem auf eine eingeschränkte Datenverfügbarkeit für die Konstruktion von Gleichrichtern zurückzuführen. Eine detaillierte Diskussion der potenziellen Umweltauswirkungen und des

Ressourcenbedarfs des gesamten Lebenszyklus sowie der Anlagenkonstruktion befindet sich in Gerhardt-Mörsdorf et al. (2024a) und Gerhardt-Mörsdorf et al. (2024b).

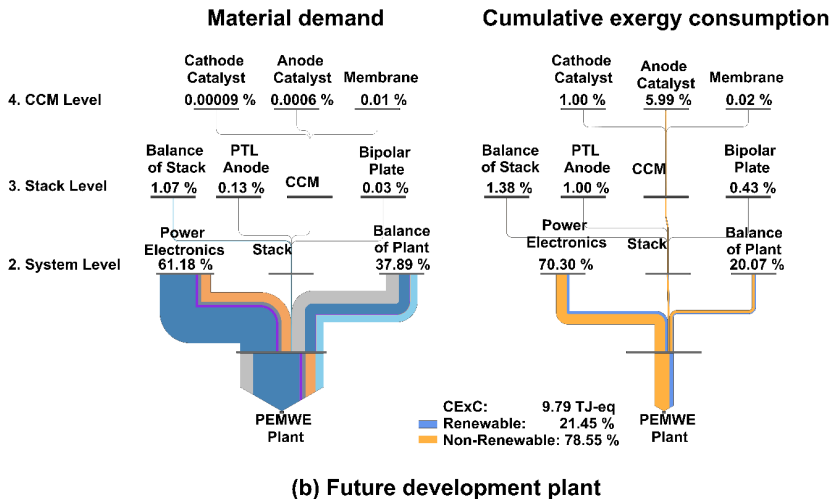
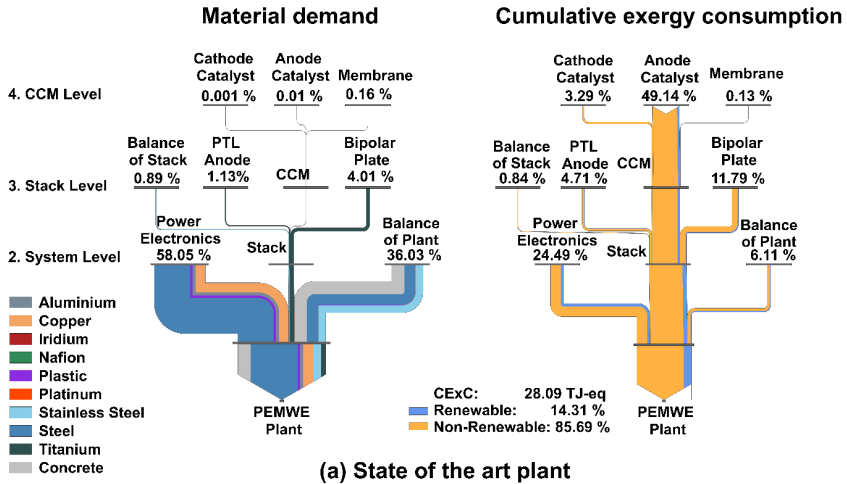


Abbildung 15: Materialbedarf und kumulativer Exergieaufwand für die Konstruktion der (a) „Stand der Technik“ und (b) die technologische Weiterentwicklung der 5 MW PEMWE-Anlage (Gerhardt-Mörsdorf et al. 2024a)

Die globale durchschnittliche Klimawirkung von grauem Wasserstoff liegt in einem Bereich zwischen 10 und 13 kg CO<sub>2</sub>-Äq./kg<sub>H<sub>2</sub></sub> und diejenige von blauem Wasserstoff in einem Bereich zwischen 1,5 und 6,2 kg CO<sub>2</sub>-Äq./kg<sub>H<sub>2</sub></sub> (International Energy Agency 2023). Die Klimawirkung von blauem Wasserstoff hängt wiederum stark von den direkten Methanemissionen und der Menge an aufgefangenem Kohlenstoffdioxid ab, wobei die



niedrigen Werte lediglich bei sehr geringen Methanemissionen und einer großen Kohlenstoffdioxid-Ausbeute erzielt werden können (International Energy Agency 2023). Hieraus lässt sich ableiten, dass blauer Wasserstoff in Zukunft lediglich unter sehr günstigen Bedingungen eine geringere Klimawirkung als grüner Wasserstoff aufweisen wird.

Es kann geschlussfolgert werden, dass grüner Wasserstoff die einzige Alternative für die Implementierung einer klimafreundlichen Wasserstoffwirtschaft ist, wobei gezeigt wurde, dass die Produktion von grünem Wasserstoff auch in Zukunft nicht zum „ökologischen Nulltarif“ zur Verfügung stehen wird. Für die Konstruktion und den Betrieb von Elektrolyse-Anlagen werden auch in Zukunft teils kritische Materialien benötigt und durch den hohen Strombedarf in der Betriebsphase Emissionen verursacht. Aus diesem Grund ist die Dekarbonisierung des Strommix der größte Hebel für die Reduktion der Umweltauswirkungen bei der Produktion von grünem Wasserstoff, wobei Standorte mit hohem Anteil an Windstrom im Energiemix, wie beispielsweise die niedersächsischen Küstenregionen, ökologisch besonders vorteilhaft sind. Die Konstruktion der Anlage hat je produzierter Menge an Wasserstoff nur einen geringen Anteil an den Umweltauswirkungen. Dessen ungeachtet ist eine technologische Weiterentwicklung der Anlage und speziell die Reduktion der Katalysatorbelastung ein wirksamer Hebel zur Reduktion des Ressourcenbedarfs der Anlagenkonstruktion, da im Stand der Technik fast die Hälfte des Ressourcenbedarfs allein durch den Anodenkatalysator Iridium verursacht wird. Des Weiteren kann das Recycling der Anlage im Sinne der Kreislaufwirtschaft, speziell der Elektrolyse-Stacks, den Bedarf an Primärressourcen kritischer Materialien deutlich verringern. Eine genaue Quantifizierung des zusätzlichen Reduktionspotenzials erfordert dabei eine detaillierte Modellierung der jeweiligen Recyclingprozesse.

### **Prospektive Ökobilanz einer 1 GW PEMWE Anlage**

Die fE der Studie ist die Konstruktion, der Betrieb und das Lebensende einer 1 GW PEMWE-Anlage. Dabei soll eine Anlage, die dem aktuellen Stand der Technik entspricht, in 2023 in Europa gebaut und betrieben werden und jeweils mit einer technologisch weiterentwickelten Anlage mit niedrigerem Material- und Energiebedarf in 2030 und 2050 verglichen werden. Das Produktsystem wird in der Python-basierten LCA-Software Brightway2 (Mutel 2017) im Bottom-Up-Ansatz implementiert und basiert auf der elektrochemischen Modellierung der Anlage. Für die sozio-ökonomische Transformation des Hintergrundsystems bis 2050 werden verschiedene Szenarien explorativ untersucht (siehe Tabelle 5). Die Transformation des Hintergrundsystems erfolgt mit dem PREMISE Tool (Sacchi et al. 2022).

Tabelle 5: Übersicht über die prospektiven Szenarien der sozio-ökonomischen Transformation des Hintergrundsystems

Szenario	Beschreibung
Basis	Keine zusätzlichen Klimaziele, 3,5 °C Erwärmung
NDC	Nationale Klimaziele (NDCs), 2,5 °C Erwärmung
PeakBudget 1150	Pariser Klimaabkommen, 1,8 °C Erwärmung
PeakBudget 500	Pariser Klimaabkommen, 1,5 °C Erwärmung

Das Fließbild der Anlage ist in Abbildung 16 gegeben. Die Dimensionierung großskaliger Elektrolyse-Anlagen basiert auf einem „numbering-up“ der Elektrolyse-Stacks. Die Stacks werden in sogenannten „Arrays“ mit den benötigten BoP-Komponenten von je 20 MW Leistung zusammengefasst. Die zu erzielende Gesamtleistung wird durch eine entsprechende Replikation der Arrays erreicht. Die Wasser- und Produktaufbereitung sowie die Kühlung und Hochspannungs-Transformation werden dabei zentral realisiert. Aus der elektrochemischen Modellierung resultiert ein spezifischer Energiebedarf für den Anlagenbetrieb von 57,52 kWh/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>, 54,62 kWh/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> und 52,94 kWh/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>, jeweils für die „Stand der Technik“-Anlage und die technologische Weiterentwicklung für 2030 und 2020.

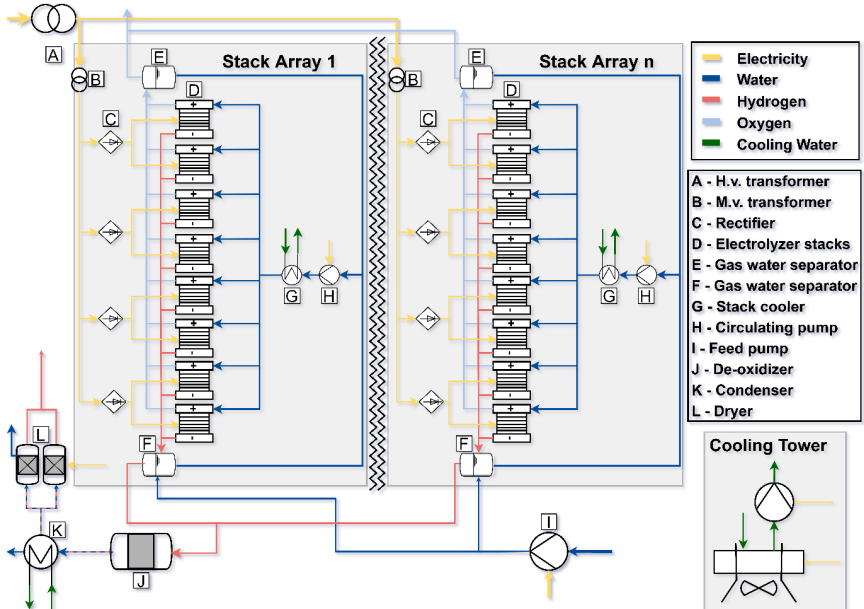


Abbildung 16: Fließbild einer 1 GW PEMWE-Anlage (ohne benötigte Wasseraufbereitung)

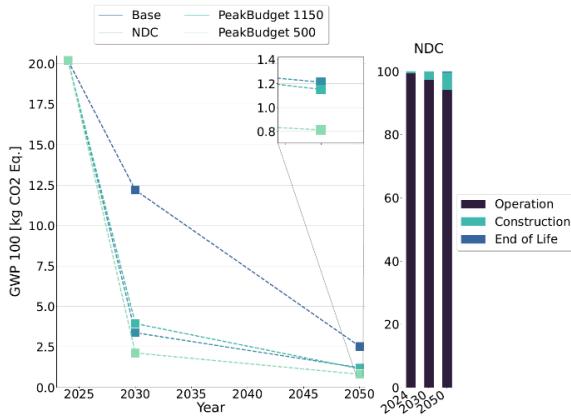




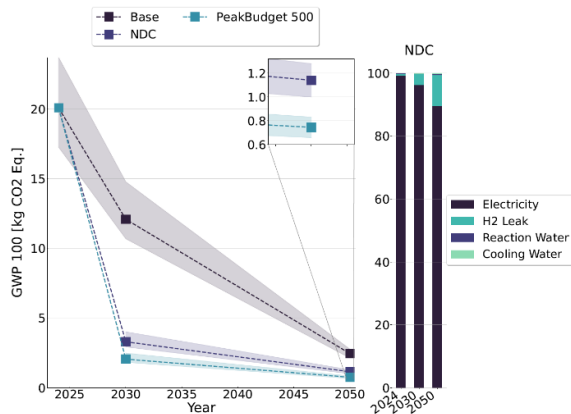
Die Ergebnisdiskussion erfolgt anhand der Klimawirkung. Auf der linken Seite in Abbildung 17 (a) ist die Klimawirkung der grünen Wasserstoffproduktion der untersuchten 1 GW „Stand der Technik“ und technologisch weiterentwickelten PEMWE Anlage in 2023, 2030 und 2050 in Abhängigkeit zur sozioökonomischen Transformation des Hintergrundsystems gezeigt. Es wird ersichtlich, dass sich die Klimawirkung in allen untersuchten Szenarien in der Zukunft deutlich verringert. Des Weiteren zeigt sich, dass die erwartbare Reduktion der Klimawirkung sehr deutlich von den implementierten Klimazielen abhängt. Je restriktiver die Klimaziele, desto niedriger die Klimawirkung. Die implementierten Klimaziele wirken sich insbesondere auf den Strommix in der Betriebsphase aus. Je nach Szenario, und damit dem jeweiligen Klimaziel, steht ein definiertes Budget an Kohlenstoffdioxid bis zum Zeitpunkt 2030 bzw. 2050 zur Verfügung, welches noch emittiert werden darf. Je ambitionierter das Klimaziel, desto kleiner ebenjenes Budget. Daraus folgt wiederum, dass bei ambitionierteren Klimazielen mehr Erneuerbare im Strommix vorhanden sein müssen, was sich wiederum in den potenziellen Umweltauswirkungen widerspiegelt. Demzufolge hängen die potenziellen Umweltauswirkungen der Produktion von grünem Wasserstoff gewissermaßen direkt von der Klimaschutzpolitik ab.

Auf der rechten Seite in Abbildung 17 (a) sind die Anteile der Lebenszyklusphasen auf die Klimawirkung beispielhaft am „NDC“ Szenario aufgezeigt. Es wird ersichtlich, dass die Betriebsphase hauptverantwortlich für die Klimawirkung ist, jedoch deren Anteil in Zukunft zu Lasten der Anlagenkonstruktion abnimmt.

Zusätzlich wird die Klimawirkung der PEMWE-Anlage maßgeblich von den technischen Systemparametern, beispielsweise der Stromdichte, der Spannung und der Degradation der Elektrolysezellen beeinflusst. Diese Parameter beeinflussen den spezifischen Energiebedarf der Zelle und damit deren Klimawirkung. Da eine genaue Vorhersage der Parameter nicht möglich ist, wird eine entsprechende Parameteranalyse durchgeführt. Die linke Seite von Abbildung 17 (b) zeigt die Klimawirkung der Betriebsphase für mehrere Szenarien in Abhängigkeit des spezifischen Energiebedarfs. Es wird ersichtlich, dass der Energiebedarf, und damit die Zellparameter, einen erheblichen Einfluss auf die Klimawirkung hat. Somit ist die technologische Weiterentwicklung der Zelle hinsichtlich eines möglichst niedrigen spezifischen Energiebedarfs von großer Relevanz. Auf der rechten Seite von Abbildung 17 (b) sind die Anteile der Klimawirkung während der Betriebsphase beispielhaft für das „NDC“-Szenario aufgezeigt. Die Stromproduktion hat in allen Fällen einen maßgebenden Anteil, reduziert sich allerdings in den technologisch weiterentwickelten Anlagen, wo die Emission von Wasserstoff durch Leckage einen stetig steigenden Anteil ausmacht. Dementsprechend könnte bspw. eine Reduktion des Wasserstoff-Crossovers in der Zelle weitere Einsparungen erzielen.



(a) Lebenszyklus



(b) Betriebsphase

Abbildung 17: Klimawirkung der grünen Wasserstoffproduktion in einer 1 GW „Stand der Technik“ und technologisch weiterentwickelten PEMWE Anlage in 2023, 2030 und 2050 in Abhängigkeit von der sozio-ökonomischen Transformation des Hintergrundsystems

Die Anteile an der Klimawirkung sind beispielhaft am Szenario „NDC“ (2,5 °C Erwärmung) gezeigt

Es zeigt sich, dass die Klimawirkung maßgeblich von den Klimaschutzpolitischen Randbedingungen und der Betriebsweise der Elektrolyseure abhängt. Gleichzeitig sind technologische Weiterentwicklungen in der Anlagentechnik zur Reduktion des spezifischen Energiebedarfs zentral für die Klimawirkung. So kann die Reduktion von Wasserstoffleckagen z.B. durch Crossover-Effekte die Klimawirkung deutlich reduzieren.

Die Quantifizierung der potenziellen Umweltauswirkungen im Rahmen einer Ökobilanz ist nur bedingt standortspezifisch möglich. Um weitere Aussagen über mögliche Umweltauswirkungen am expliziten Aufstellungsort einer Elektrolyse-Anlage treffen zu können ist eine detaillierte Umweltanalyse erforderlich.

### 3.4 UMWELTANALYSE MULTIMODALER WASSERSTOFFSYSTEME

Autor:innen: Ole Badelt, Christina von Haaren



**Im Zuge des Klimawandels kann die Wasserknappheit vor allem in den Sommermonaten bei einem Überschuss an Solarstrom zu einer Konkurrenz um Wasser zwischen Landwirtschaft, Trinkwasserversorgung, Industrie und dem neuen Wassernutzer Wasserstoffproduktion führen.** Die Wasserverteilung muss hier Prioritäten setzen oder es müssen in den Wasserüberschussmonaten Speicher angelegt werden.

Zur Vermeidung unnötiger Konflikte bei der Einführung und Allokation zusätzlicher Wasserstoffinfrastrukturen in der Landschaft bedarf es sowohl einer bilanziellen, ökologischen Bewertung als auch einer räumlichen Betrachtung der Auswirkungen multimodaler Wasserstoffsysteme auf Mensch und Umwelt. Die Auswirkungen betreffen insbesondere die Verfügbarkeit von Wasser als Einsatzstoff für die Elektrolyse, wobei nicht nur die insgesamt verfügbare Wassermenge betrachtet werden muss, sondern auch raumspezifische Analysen erforderlich sind. Zur Beschreibung und Bewertung möglicher Auswirkungen ist deshalb zunächst zu klären, wo Erzeugungsschwerpunkte der Wasserstoffproduktion in Niedersachsen liegen werden.

Die mit Wasserstoffinfrastrukturen verbundenen Wasserbedarfe bestimmen in Kombination mit der Empfindlichkeit von Ökosystemen und deren Leistungen (Ökosystemleistungen ÖSL) die standortspezifischen Umweltwirkungen. An dieser Stelle wird nicht davon ausgegangen, dass die EE-Erzeugung den H<sub>2</sub>-Infrastrukturen folgen wird, da die zeitliche Reihenfolge der derzeitigen Energiewendestrategien eine andere ist. Es werden zunächst die erneuerbaren Energien im Raum geplant und es ist davon auszugehen, dass die Standorte zukünftiger Infrastrukturen der Erzeugungskette von Wasserstoff (beispielsweise Elektrolyseure, Speicher und Leitungen) in Abhängigkeit von Erzeugungsschwerpunkten erneuerbarer Energien sowie ggf. der Netzinfrastruktur geplant werden. Die Umweltwirkungen beider Infrastrukturen hängen also eng zusammen (Michalski et al. 2019).

Zur Bestimmung der Umweltwirkungen erneuerbarer Energien liegen bereits Erkenntnisse und Methoden vor (Thiele et al. 2021; Badelt et al. 2020), nicht jedoch zur Wasserstoffproduktion. Der Fokus dieses Beitrags liegt somit auf den Umweltwirkungen der Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse.

Grundsätzlich erfolgt die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der bau-, betriebs- und anlagebedingten Umweltwirkungen von Elektrolyseuren auf Basis der technischen Anga-



ben im Hinblick auf folgende Schutzgüter: Menschen, insbesondere die menschliche Gesundheit, Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt, Klima und Luft, Landschaft, Boden und Fläche, Wasser, kulturelles Erbe und sonstige Sachgüter sowie deren Wechselbeziehungen zueinander. Ein Blick in bislang erteilte Genehmigungen im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP) bzw. UVP-Vorprüfung zeigt, dass die meisten Belastungen (beispielsweise Flächenversiegelung, Bodenverdichtung, Schall, Staub- und Lichtimmissionen, Veränderung des Landschaftsbildes, Zerschneidung der Landschaft) sich nicht von denen anderer Gebäude in der Landschaft unterscheiden und über entsprechende Methoden abgebildet werden können.

Neu ist hingegen der Aspekt der Wassernutzung und -verfügbarkeit. Durch den großskaligen Aufbau von Elektrolysekapazitäten tritt ein zusätzlicher Wassernutzer in der Landschaft auf, der in bisherigen Szenarien zur Wasserverfügbarkeit und auch bei derzeitigen Nutzungsgenehmigungen noch nicht berücksichtigt wird. In dem für das H<sub>2</sub>-Wegweiser-Projekt entwickelten Szenario für das Jahr 2045 handelt es sich um 77 Millionen m<sup>3</sup> Wasser pro Jahr, die für die Wasserstoffproduktion in Niedersachsen benötigt werden. Zum Vergleich: Pro Jahr werden in Niedersachsen rund 747 Millionen m<sup>3</sup> Wasser aus dem Grundwasser für die öffentliche Wasserversorgung entnommen, 78 Millionen m<sup>3</sup> für tierhaltende Betriebe, 254 Millionen m<sup>3</sup> für die Feldberegnung und 205 Millionen m<sup>3</sup> für die Industrie (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz 2022b).

Trotz der vergleichsweise geringen Wasserbedarfe muss die niedersächsische Wasserstoffproduktion auch im Kontext des Wasser-, Energie- und Ernährungssicherheits-Nexus betrachtet werden (D'Oodorico et al. 2018). In Anbetracht von Ressourcenknappheit und unzureichender Versorgung müssen die Bewirtschaftung der Ressourcen Wasser, Energie und Land und die Sicherung der (Grund-)Versorgung durch die beteiligten Sektoren in Zusammenarbeit geplant und ausgeführt werden. Vor dem Hintergrund des Klimawandels und den damit einhergehenden zeitlich und räumlich veränderten Verfügbarkeiten von (Grund-)Wasser wird die Produktion von Wasserstoff durch Wasserelektrolyse somit auch eine Frage der Wasserverteilung unter allen Landnutzern.

Auf räumlich-zeitlicher Ebene müssen vor allem die Regionen näher betrachtet werden, in denen ein hohes Solarstrompotenzial und ein hoher Wasserstoffbedarf auf eine geringe (Grund-)Wasserneubildung im Sommer treffen (vgl. Abbildung 18). Dieses Problem liegt für Windenergie in dem Maße nicht vor, da die Erzeugungsspitzen im Jahresverlauf nicht im Sommer konzentriert sind (Quaschnig 2012). Hier kann es zu Konflikten kommen, wenn neben der Wassernutzung durch Industrie und Landwirtschaft durch die zusätzliche Grundwassernutzung für Elektrolyse Auswirkungen auf die Trinkwasserversorgung und die Biodiversität entstehen. Hierfür muss zunächst geklärt werden, welche Standorte zur Wasserstoffproduktion in Frage kommen. Dabei geht es einerseits um regionale Erzeugungsschwerpunkte aber auch um lokale Standortfaktoren.

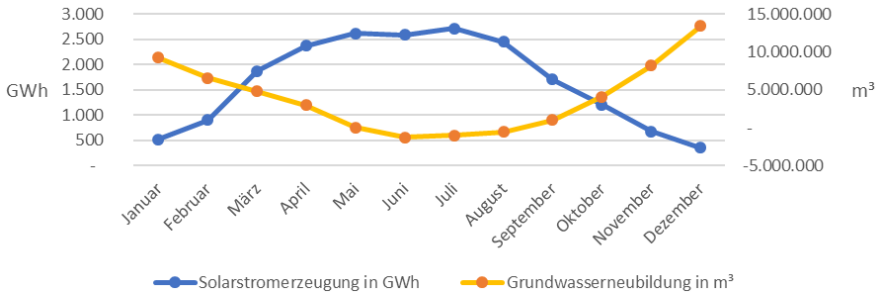


Abbildung 18: Gegenüberstellung der modellierten Solarstromerzeugung im Jahresverlauf (Jahr 2033) und der modellierten Grundwasserneubildung in Niedersachsen nach Klimaszenario RCP 8.5 „Kein Klimaschutz“ (eigene Darstellung basierend auf Jeuk und Mahner (2024) und Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) und Niedersächsisches Kompetenzzentrum Klimawandel (NIKO) (2022))

### 3.4.1 REGIONALE ERZEUGUNGSSCHWERPUNKTE

Ein wesentlicher Faktor, der die Allokation der zukünftigen Wasserstoffproduktion beeinflusst, ist das regionale Angebot an Strom aus Windenergie- und PV-Anlagen. Nur wenn auch dieser zur Elektrolyse benötigte Strom aus naturverträglichen, erneuerbaren Energien stammt, kann von einer nachhaltigen, „dunkelgrünen“ Wasserstoffproduktion ausgegangen werden (Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2021). Die mensch- und naturverträglichen Flächen- bzw. Energiepotenziale aus Wind und Solar liegen für Niedersachsen flächenscharf vor (Badelt et al. 2020; Wagenfeld et al. 2023). Sie sind Bestandteil des Eingangsszenarios für ein klimaneutrales Energiesystem im Jahr 2045 (vgl. Kapitel 2).

Die Flächenpotenziale für Wind- und Solarenergie basieren auf der Empfindlichkeit einer Fläche gegenüber ihrer mensch- und naturverträglichen Nutzung und stellen anlagen-spezifische Flächeneignungen dar. Die Ermittlung der Eignungsflächen basiert auf der Methodik von Thiele et al. (2021) und Badelt et al. (2020). Es wurden bundesweit einheitliche Rechtsgrundlagen (z. B. rechtlich geschützte Gebiete wie Naturschutzgebiete nach Bundesnaturschutzgesetz) sowie fachliche Standards (z. B. fruchtbare Böden) und technische Ausschlusskriterien (z. B. Verschattungsflächen für Freiflächen-PV) zugrunde gelegt. Die Flächenpotenziale sind als Geodaten frei verfügbar (Badelt et al. 2022; Wagenfeld et al. 2023). Die Flächeneignung wird für jeden Anlagentyp in vier Klassen unterteilt, von denen die Kategorie „geeignet“ für die Ermittlung der regionalen Wasserstoffherzeugungsschwerpunkte berücksichtigt wird:

- Geeignet: Die Nutzung ist entsprechend bundesweit einheitlicher Bewertungskriterien mensch- und naturverträglich möglich.
- Bedingt geeignet: Die Nutzung ist entsprechend bundesweit einheitlicher Bewertungskriterien mit Einschränkungen mensch- und naturverträglich möglich.

- Nicht geeignet: Die Nutzung ist aufgrund von bundesweiten rechtlichen Regelungen und abgeleiteten fachlichen Vorgaben nicht menschen- und naturverträglich und rechtlich ausgeschlossen.
- Ausgeschlossen: Die Nutzung ist aus technischen Gründen, aufgrund bundesweiter rechtlicher Regelungen und abgeleiteter fachlicher Vorgaben nicht menschen- und naturverträglich (Thiele et al. 2022).

Die daraus resultierende Wasserstoffproduktion im Jahr 2045 kann auf Landkreisebene dargestellt werden und gibt Anhaltspunkte zukünftiger Erzeugungsschwerpunkte in Niedersachsen. In Abbildung 19 wird die naturverträglich herstellbare Menge an Strom aus Onshore-Windkraft und Freiflächenphotovoltaik der daraus resultierenden Produktion an Wasserstoff gegenübergestellt. Die Darstellung gibt Aufschluss über die Ausnutzung der vorhandene EE-Potenziale.

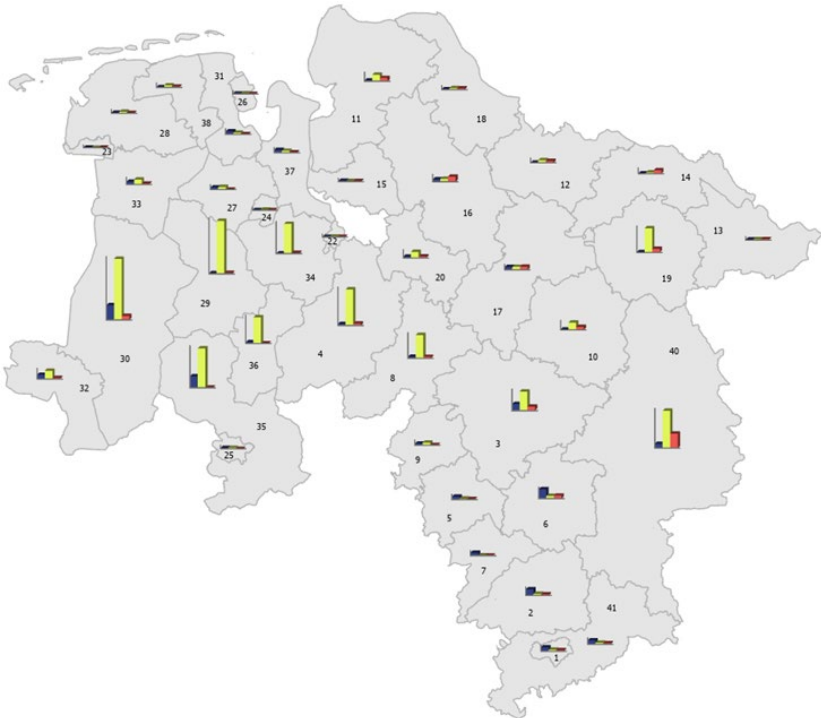


Abbildung 19: Vergleich des potenziellen Stromertrags erneuerbarer Energien Windenergie (rot) und Freiflächenphotovoltaik (gelb) mit der daraus zu erzeugenden Menge Wasserstoff (blau) je Landkreis

Ergänzend zeigt Abbildung 20 neben den Produktionsmengen an Wasserstoff die Transportwege zwischen den einzelnen Knoten in einem systemdienlichen, kostenoptimierten Energiesystem. Analog zum Ansatz in den Systemanalysen (TP1) wurde auch in diesem

Szenario der starken Kopplung des niedersächsischen mit dem gesamtdeutschen Energiesystem Rechnung getragen. Dabei wurde das gesamtdeutsche Energiesystem in der Modellierung berücksichtigt, jedoch nur für Niedersachsen auf Landkreisebene aufgelöst. Dies liegt unter anderem daran, dass die naturverträglich herstellbaren Mengen an Strom aus Freiflächenphotovoltaik lediglich für Niedersachsen vorliegen.



Abbildung 20: Auf Basis der in Niedersachsen verfügbaren EE-Potenziale produzierbarer Wasserstoff im Kontext des deutschen Gesamtenergiesystems  
Je größer die rosa Kreise, desto größer die zu produzierende Menge Wasserstoff. Die Pfeile beschreiben die Transportwege zwischen den einzelnen Knotenpunkten (Landkreise)

### 3.4.2 UMWELTWIRKUNGEN DER ELEKTROLYSE

Um die Umweltverträglichkeit der Elektrolysetechnologie abzuschätzen, wurden die in den letzten Jahren geplanten und genehmigten Vorhaben auf darin enthaltene Aussagen zu relevanten Umweltauswirkungen untersucht. Die mit der Aufstellung von Vorhaben verbundenen Auswirkungen auf die Umweltgüter werden durch UVP bewertet. Obwohl sich aus der Feststellung möglicher negativer Auswirkungen keine rechtlichen Konsequenzen ergeben, dient die UVP dennoch einer frühzeitigen, transparenten und öffentlichen Diskussion über mögliche Umweltauswirkungen (Albert et al. 2022). Bei der Herstellung von Wasserstoff in industriellem Maßstab besteht eine Vorprüfungspflicht nach Nr. 4.2. der Anlage 1 zum Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Das UVP-Portal der Länder (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) 2024) listet bisherige Genehmigungsverfahren von Elektrolyseuren und damit verbundene Feststellungen der UVP-Pflicht bzw. Vorprüfungen



nach §5 (2) UVPG sowie veröffentlichte Zulassungsverfahren nach §4 BImSchG auf. Von den dort für Juli 2019 bis August 2024 einsehbaren Zulassungsverfahren und UVP-Vorprüfungen wurden 28 auf ihr Ergebnis hin untersucht. Alle aufgeführten UVP-Vorprüfungen kamen zu einem negativen Ergebnis, d. h. es ist keine UVP durchzuführen. Lediglich in einem Zulassungsverfahren ergab sich die Pflicht zur Durchführung einer UVP, hier läuft das Verfahren zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch.

Durch diese UVP nicht bewertet wird die Wasserentnahme zur Wasserstofferzeugung aus Oberflächengewässern oder aus dem Grundwasser sowie die Einleitung des genutzten (Kühl-)Wassers. Letzteres wird zwar u. a. geregelt über das Wasserhaushaltsgesetz (insb. §§ 55, 62, 63), die Abwasserverordnung (insb. Anhang 22 und Anhang 31) sowie die Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV). Jedoch ist das Schutzgut Wasser in der UVP abzudecken und die Ergebnisse der wasserrechtlichen Bewertungen müssen in die UVP integriert werden. Alle Auswirkungen auf Grund- und Oberflächenwasser, die dadurch nicht abgedeckt werden, wären ebenfalls in der UVP zu berücksichtigen. Was die Wasserentnahme zur Wasserstofferzeugung angeht, sind die unteren Wasserbehörden zuständig und bewerten im Rahmen eines Zulassungsverfahrens Art und Umfang der entnahmebedingten Beeinflussungen. Die Erteilung von Wasserrechten erfolgt nach den Vorschriften des Niedersächsischen Wassergesetzes (NWG). Um einen guten mengenmäßigen Zustand des Grundwassers in Niedersachsen zu gewährleisten gibt das Land mit dem Erlass zur „mengenmäßigen Bewirtschaftung des Grundwassers“ einen Bewirtschaftungsrahmen vor. Diese landesweite Einschätzung des mengenmäßigen Zustandes auf Basis sogenannter Grundwasserkörper wurde im Mai 2024 aktualisiert (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (MU) 2024). Die vorliegende Analyse stellt eine darauf aufbauende Einschätzung der Auswirkungen der Wasserstoffwirtschaft auf den Landeswasserhaushalt in der Zukunft dar. Die Ergebnisse sollen aufzeigen, dass die Folgen des Klimawandels in umwelt- und wasserrechtlichen Prüfungen stärker integriert werden müssen, damit die Energiewende nicht zu Lasten des Landschaftswasserhaushaltes vollzogen wird.

### **3.4.3 AUSWIRKUNGEN DER WASSERSTOFFPRODUKTION AUF DEN LANDSCHAFTS-WASSERHAUSHALT**

Auf übergeordneter Ebene muss der Ausbau der Wasserstofferzeugung auch als potenzieller Treiber im Kontext der wechselseitigen Abhängigkeiten zwischen Wasser und Energie betrachtet werden, dem sogenannten Wasser-Energie-Nexus (Flörke et al. 2021). Der Wasser-Energie-Nexus beschreibt die enge Verflechtung von Wasser- und Energieversorgung, die zentrale Grundlagen unseres modernen Lebens bilden. Die Energieversorgung ist in vielen Bereichen maßgeblich vom Vorhandensein der Ressource Wasser abhängig – sei es zur Kühlung in Kraftwerken, zur Erzeugung von Wasserkraft oder für industrielle Prozesse. Gleichzeitig hängt auch die Wasserversorgung von einem funktionierenden Energiesystem ab, insbesondere bei der Aufbereitung und dem Transport von Wasser. Neben





der Energieversorgung stehen auch die Landwirtschaft sowie unsere Ökosysteme und deren Leistungen in enger Wechselbeziehung mit der Ressource Wasser und dem Energiesektor (D'Odorico et al. 2018). Extremwetterereignisse wie Dürren und Überschwemmungen, aber auch die Kosten für Energie beeinflussen die Nahrungsmittelproduktion erheblich. Hinzu kommt, dass die Verfügbarkeit von Wasser von gesunden Ökosystemen abhängt, die durch Leistungen wie Bestäubung, Grundwasserneubildung und -reinigung die Grundlagen für das menschliche Leben sichern (Naturkapital Deutschland - TEEB DE 2012). Es ist zu erwarten, dass die Ressource Wasser in Zukunft auch in Niedersachsen, besonders in den Sommermonaten, knapper werden und der Nutzungsdruck dementsprechend steigen wird (Deutscher Wetterdienst (DWD) 2018). Die lokale Wasserknappheit kann sich durch die Klimakrise verschärfen und stellt damit ein potenzielles Risiko für eine nachhaltige Implementierung einer Wasserstoffwirtschaft dar (Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2021).

Vor diesem Hintergrund muss der geplante Ausbau der Wasserstoffproduktion frühzeitig bewertet werden. Besonders für die Wasserelektrolyse stellt Wasser eine kritische Ressource dar (Birth et al. 2022). Noch ist nicht eindeutig abzusehen, zu welchen Anteilen Grundwasser, Oberflächenwasser oder auch Meerwasser für die Erzeugung von grünem Wasserstoff genutzt werden – dies ist zum einen vom Standort und zum anderen von der eingesetzten Technologie und der damit einhergehenden erforderlichen Wasserqualität abhängig (Brandt et al. 2024; Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz 2022a).

Um zu ermitteln, welche Auswirkungen die Wasserstoffproduktion auf den Landschaftswasserhaushalt hat, wurden der mengenmäßige Zustand der niedersächsischen Grundwasserkörper auf Basis der Grundwasserneubildungsrate (Herrmann, F., Chen, S. et al. 2013) sowie genehmigter Entnahmemengen aus dem Grundwasser herangezogen (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (MU) 2021). Um die zeitliche Komponente der Grundwasserverfügbarkeit zu berücksichtigen, wurde auf Daten des großräumigen Wasserhaushaltsmodells mGROWA22 (kurz für „monatlicher Großräumiger Wasserhaushalt“) zurückgegriffen (Ertl et al. 2019). Die dort ermittelte Grundwasserneubildung (GWNB) wird als der „Zugang von infiltriertem Wasser durch den Sickerraum in das Grundwasser“ definiert (DIN 4049 -3 1994). Als zeitliche Auflösung wurde ein Kalenderjahr gewählt, um die Verschneidungen mit den Daten aus ESTRAM beziehungsweise der Erzeugungszeitreihen der fluktuierenden EE im Jahresverlauf gerecht zu werden. Eine genauere Auflösung in Monaten würde eine Genauigkeit suggerieren, die durch hydrologische Modelle in der Regel nicht abgebildet werden kann.

Gemeinhin wird die Grundwasserneubildungsrate zur Ermittlung des nutzbaren Grundwasserangebotes (Summe aller positiven Glieder der Wasserbilanz aus Niederschlag) genutzt, so auch in Niedersachsen. Auf dieser Grundlage werden wasserrechtliche Genehmigungen erteilt. Das Modell mGROWA bietet Daten zur Grundwasserneubildung für Klimabeobachtungszeiträume sowie Klimaszenarienzeiträume unter Berücksichtigung lokaler Klimamodelle (Hajati et al. 2022; Ertl et al. 2019). Für die vorliegende Analyse wurden drei Datensätze aufbereitet und miteinander verglichen:

- die mittlere Grundwasserneubildung des 30-jährigen Zeitraums 1991 bis 2020
- die projizierte, mittlere Grundwasserneubildung auf Basis von Klimamodellen unter dem „Kein-Klimaschutz“-Szenario (RCP8.5) für den Zeitraum 2021 bis 2050
- das 15er Perzentil der projizierten, mittleren Grundwasserneubildung auf Basis von Klimamodellen unter dem „Kein-Klimaschutz“-Szenario (RCP8.5) für den Zeitraum 2021 bis 2050.

Zusammen mit den im niedersächsischen Wasserversorgungskonzept gegenwärtigen (vgl. Abbildung 21) und prognostizierten Entnahmemengen für das Jahr 2050 (vgl. Abbildung 22) kann das Verhältnis von Grundwasserneubildung und Entnahmen vor dem Hintergrund des Klimawandels eingeschätzt werden.

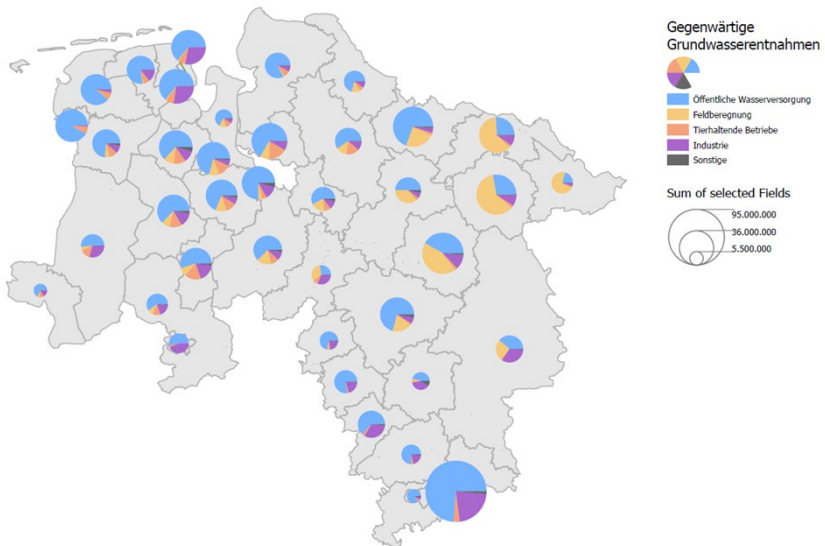


Abbildung 21: Gegenwärtige Grundwasserentnahmen in den Planungsregionen Niedersachsen

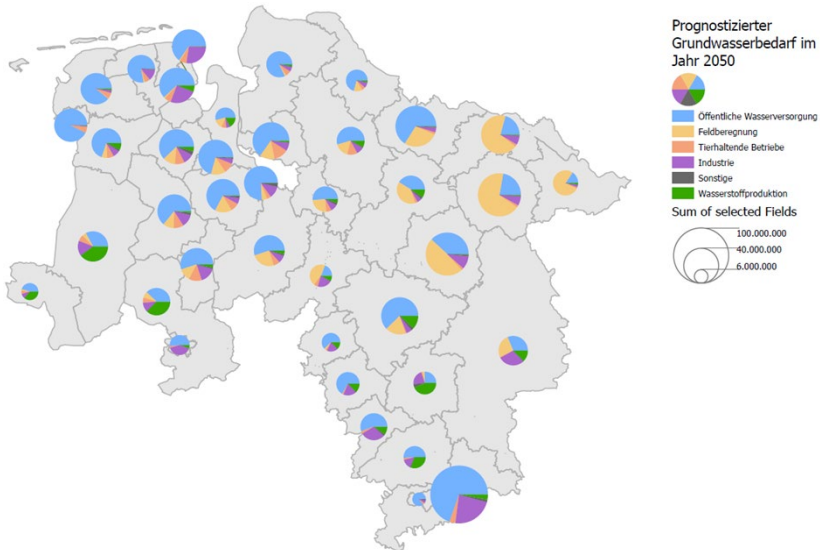


Abbildung 22: Prognostizierter Grundwasserbedarf im Jahr 2050 in den Planungsregionen Niedersachsen

Die standortspezifische quantitative Ermittlung des Wasserbedarfs zum Erhalt der Biodiversität gestaltet sich komplexer und benötigt u. a. Angaben zur biotopspezifischen Evapotranspiration sowie bodenkundliche Parameter wie Bodenart und Bodennutzung (Dörhöfer und Josopait 1980). Diese Daten liegen in der benötigten Detailschärfe für Niedersachsen nicht vor. Ersatzweise wurde die vom Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) ermittelte Kulisse grundwasserabhängiger Landökosysteme verwendet, eine flächendeckende Analyse der Ökosysteme, die besonders empfindlich auf Grundwasserabsenkungen reagieren (Bug et al. 2021). Diese umfasst terrestrische Ökosysteme, welche empfindlich auf Änderungen des Grundwasserstands reagieren (vgl. Abbildung 23). Für die Berücksichtigung des Grundwasserbedarfs der Biodiversität wurden daher die Standorte selektiert, auf denen die Resilienz von Ökosystemen gegenüber Grundwasserabsenkungen vom LBEG mit sehr gering bis mittel eingestuft wurde (Bug et al. 2021).

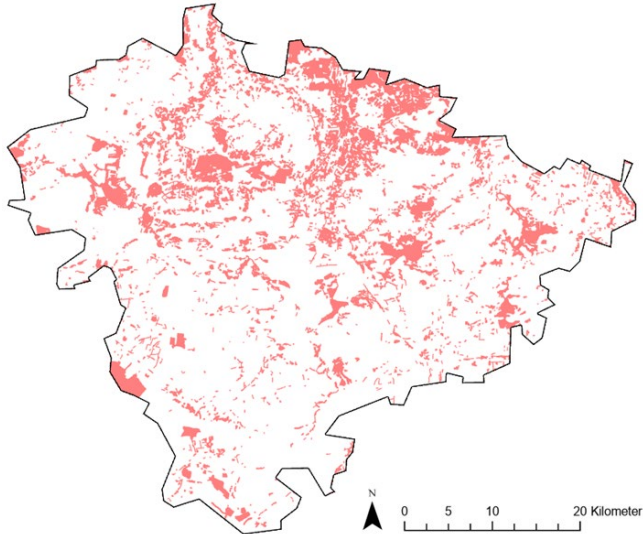


Abbildung 23: Kulisse der gegenüber Grundwasserstandsänderung empfindlichen Ökosysteme in der Region Hannover. (eigene Darstellung, verändert nach Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) (2021))

Neben der Ausgangssituation (Status Quo) wurden zwei weitere Szenarien betrachtet, die in die nahe Zukunft gerichtet sind. Abbildung 24 zeigt die Ergebnisse der Szenarienanalysen in Form des Wassernachhaltigkeitsindex (WNI). Der WNI gilt als Maß für den Nutzungsgrad der natürlichen Grundwasserreserven (Schlattmann et al. 2022) und unterscheidet zwischen den priorisierten Wassernutzern öffentliche Wasserversorgung (Trinkwasserversorgung) und Ökosystemansprüche sowie den nicht priorisierten Wassernutzern Industrie, Landwirtschaft (Feldberegnung & tierhaltende Betriebe), sonstige Entnahmen und Elektrolyse:

$$\text{WNI} = \frac{\text{Feldberegnung} + \text{tierhaltende Betriebe} + \text{Industrie} + \text{sonstige Entnahmen} + \text{Elektrolyse}}{\text{Grundwasserneubildung} - (\text{Öffentliche Wasserversorgung} + \text{Ökosystemansprüche})}$$

WNI	Grad der Wasserknappheit in den Grundwasserteilkörpern	Stufe
WNI < 0	Extreme Übernutzung (jährliche nachhaltige Wassernutzung geringer als die Summe der prioritären Nutzungen öffentliche Wasserversorgung und Biodiversität)	5
WNI ≥ 1	Übernutzt (die derzeitige Wassernutzung liegt über dem zulässigen nachhaltigen Niveau)	4
0,6 ≤ WNI < 1	Stark genutzt (0 bis 40 % des nachhaltig nutzbaren Wassers sind im Grundwasserteilkörper noch verfügbar)	3
0,3 ≤ WNI < 0,6	Mäßig genutzt (40 bis 70 % des nachhaltig nutzbaren Wassers sind im Grundwasserteilkörper noch verfügbar)	2
0 ≤ WNI > 0,3	Geringfügig genutzt (70 % oder mehr des nachhaltig nutzbaren Wassers ist im Grundwasserteilkörper noch verfügbar)	1

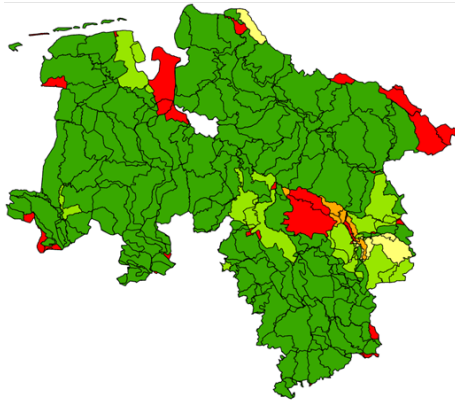


Es wurden drei verschiedene Szenarienrechnungen durchgeführt:

- **Status Quo:** Hier wurden die gegenwärtig genehmigten Grundwasserentnahmen aus dem digitalen Wasserbuch, aufgeteilt nach Nutzergruppen, der aggregierten Grundwasserneubildung pro Grundwasserteilkörper (Anteil eines Grundwasserkörpers in einem Landkreis) gegenübergestellt.
- **Szenario 1 - Nahe Zukunft, RCP 8.5<sup>19</sup>:** Die aus dem Wasserversorgungskonzept stammenden Annahmen zukünftiger Wasserentnahmen im Jahr 2050 wurden um die im H<sub>2</sub>-Wegweiser modellierten Wasserbedarfe zur Wasserstoffherzeugung im Jahr 2045 ergänzt und ins Verhältnis zur aggregierten Grundwasserneubildung für den gemittelten Zeitraum 2021 bis 2050 pro Grundwasserteilkörper gesetzt.
- **Szenario 2 - Nahe Zukunft, RCP 8.5, Trockenwetterdargebot:** In Szenario 2 sind die Annahmen analog zu Szenario 1, jedoch basieren die Werte der Grundwasserneubildung auf dem Mittelwert des 15er Perzentils, der Grundwasserneubildung für trockene Verhältnisse. Die Daten bilden die fünf trockensten Jahre einer 30-jährigen Periode näherungsweise ab und werden auch in der aktuellen Klassifizierung des nutzbaren Grundwasserdargebots des LBEG genutzt (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (MU) 2024).

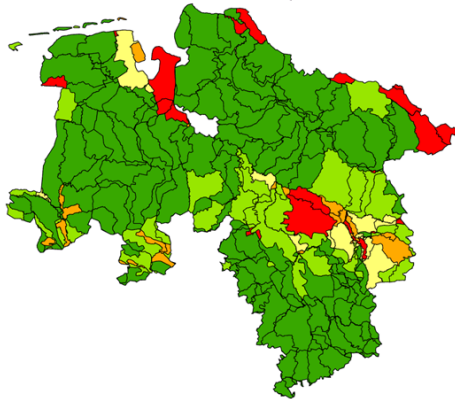
Es zeigt sich, dass sich im Vergleich zur gegenwärtigen Situation die Grundwasserverfügbarkeit in Szenario 1 in einigen der Grundwasserteilkörpern verschlechtert. Noch deutlicher wird dies beim Vergleich mit Szenario 2, bei dem deutliche Unterschiede erkennbar sind. In den Grundwasserkörpern, in denen der WNI eines Grundwasserteilkörpers die Stufe 2 übersteigt, empfiehlt es sich, eine genauere Überprüfung auf regionaler Ebene durchzuführen. Dabei sollte untersucht werden, ob geplante Wasserstoffvorhaben innerhalb Hot Spots der Solarstromerzeugung liegen und andere lokale Grundwassernutzer (beispielsweise Feldberegnung) den Wasserbedarf in den Sommermonaten verschärfen. Unabhängig davon muss mit Blick auf die großräumige Verteilung der stark bis extrem übernutzten Grundwasserkörper in Szenario 2 über alternative Wasserquellen zur Elektrolyse nachgedacht werden. Da dies mit Hinblick auf die Wasserqualität für die Elektrolyse auch eine Frage der Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffvorhaben darstellt, sind hier weitere Untersuchungen zu Mehrkosten der Elektrolyse mit unterschiedlichen Wasserqualitäten notwendig. Unabhängig davon muss auch über alternative Speichermöglichkeiten für Wasser nachgedacht werden, vor allem für das in den Wintermonaten anfallende „Überschusswasser“, welches in der Regel ungenutzt durch Drainagen abgeleitet wird (Spiekermann et al. 2023).

<sup>19</sup> RCP: Repräsentativer Konzentrationspfad (englisch: Representative Concentration Pathway). Gemeinsamer Satz an Szenarien des Klimawandels.



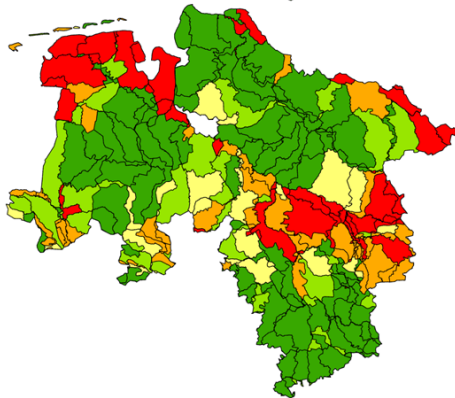
### Status Quo

- $\emptyset$  Grundwasserneubildung 1991 – 2020
- Entnahmemengen aus elektronischem Wasserbuch (Stand 2018)



### Szenario 1: Nahe Zukunft, RCP 8.5

- $\emptyset$  Grundwasserneubildung 2021 – 2050
- RCP 8.5 „Kein Klimaschutz“
- Entnahmemengen aus Wasserversorgungskonzept Nds. 2022
- Zusätzlich: Wasserbedarf für Elektrolyse in 2045



### Szenario 2: Nahe Zukunft, RCP 8.5, Trockenwetterdargebot

- $\emptyset$  Grundwasserneubildung 2021 – 2050
- RCP 8.5 „Kein Klimaschutz“
- Trockenwetterdargebot (15er Perzentil des 30-Jahreszeitraum)
- Entnahmemengen aus Wasserversorgungskonzept Nds. 2022
- Zusätzlich: Wasserbedarf für Elektrolyse in 2045

Abbildung 24: Entwicklung des Wassernachhaltigkeitsindex unter unterschiedlichen Szenarien im Vergleich zur gegenwärtigen Situation (Status Quo)



### 3.4.4 LOKALE STANDORTKRITERIEN FÜR DIE ANSIEDLUNG VON ELEKTROLYSEUREN AUßERHALB VON WASSERMANGELGEBIETEN

Wie erwähnt, können die Umweltwirkungen der mit dem Ausbau der Wasserstoffwirtschaft verbundenen Infrastrukturen der EE-Erzeugung, der Wasserstoffproduktion sowie des Transportes und der Weiterverarbeitung bereits über Methoden der Landschaftsplanung abgebildet und bewertet werden.

Bezüglich der Standorte von Elektrolyseuren gehen Görner und Lindenberger (2018) noch davon aus, dass aufgrund der geringen (nicht wasserbezogenen) Umweltwirkungen nur sehr wenige Gebiete als Standorte für Elektrolyseure ausgeschlossen werden können. Diese könnten beispielsweise Gebiete mit hohen Naturschutzanforderungen oder großen Vorbehalten der Bürger sein. Es bestünde kein Druck, in ökologisch oder sozial wenig geeigneten Gebieten zu handeln, da genügend alternative Standorte zur Verfügung ständen (ebd.). Diese Aussage muss unter dem Gesichtspunkt der Wasserverfügbarkeit neu bewertet werden. Außerhalb von Wassermangelgebieten stimmt diese Aussage jedoch nach wie vor. In diesen Fällen und unter der Voraussetzung, dass eine Übernutzung der Grund- und Oberflächenressourcen vermieden wird, sollten die üblichen Kriterien für eine den Standort berücksichtigende Platzierung der Elektrolyseure angewendet werden.

Da nicht alle Standorte die gleiche Empfindlichkeit gegenüber menschlichen Nutzungen (z. B. zur Wasserstoffproduktion) und auch nicht den gleichen naturschutzfachlichen Wert besitzen, ist die Intensität der Auswirkungen auf der „grünen Wiese“ nicht die gleiche wie im stadtnahen Industriegebiet. Im Folgenden soll daher eine Einschätzung gegeben werden, welche Kriterien bei der Standortwahl eines Elektrolyseurs eine Rolle spielen werden. Diese Einschätzung ist nicht abschließend. Vielmehr dienen die Kriterien für eine grobe Abschätzung, wie, wo und in welchem Umfang sich die Wasserstoffherzeugung räumlich in der Landschaft manifestieren wird. Die Einteilung erfolgt nach umweltrelevanten Kriterien, Kriterien aus dem EEG sowie ökonomischen Kriterien.

Nach Merten et al. (2020) gibt es bisher nur wenige veröffentlichte Studien zu den optimalen Standorten für Elektrolyse-Anlagen zur Wasserstoffproduktion, diese Einschätzung geschah jedoch zu Anfang der politischen Entscheidung zur Wasserstoffexpansion. Entsprechend konnten aus bestehenden Anlagen auch nicht wirklich eindeutige Standortvorteile abgeleitet werden, da diese eher aus politischen oder forschungsseitigen Gründen gewählt wurden und nicht aufgrund ihrer Standortattraktivität. Es handelte sich hierbei auch meist um kleine Pilotanlagen und nicht um großskalige Industrieanlagen (Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FFE) 2019).



## Umweltrelevante Kriterien

Um Elektrolyseure netzdienlich zu betreiben, also netzentlastend und Peaks der fluktuierenden EE abfangend, wird über eine dezentrale Platzierung von Elektrolyseuren geringer Leistung diskutiert (Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2021). Im Gegensatz zur Bundesregierung, die mit der Nationalen Wasserstoffstrategie vorrangig den Bau von großskaligen Anlagen zur Wasserstoffproduktion anstrebt, plädieren Schalling et al. (2022) für den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur mittels kleiner, netzdienlicher, dezentral platzierter Elektrolyseuren. Dadurch könnte die Systemintegration von fluktuierenden Erneuerbaren aktiv verbessert werden: Lokale Peaks können ausgeglichen, Netzüberlastungen vermieden und so die Netzstabilität maßgeblich verbessert werden (ebd.: 41 u. 3).

Auch, ob Elektrolyseure in der Nähe von Abnehmern für Power-to-Gas bzw. dem Strom aus der Rückverstromung (abnehmernah) oder nah an den EE-Erzeugungsorten (erzeugernah) platziert werden, spielt eine wesentliche Rolle in Bezug auf ihre Umweltwirkungen. In der Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen (Michalski et al. 2019) ergaben Szenarien, dass je nach Fokus auf Wasserstoff oder Elektrifizierung die regionale Verteilung der Elektrolyse variiert: In Szenarien, die auf Elektrifizierung ausgerichtet sind, wird die Elektrolyse in der Nähe der Abnehmer platziert, da Strom der wesentliche Energieträger ist. Hingegen wird in Szenarien, die den Schwerpunkt auf Wasserstoff legen, die Elektrolyse an Standorten mit hohem Potenzial für erneuerbare Energien platziert, wo sie netzdienlich in Bezug auf die Strom- und Gasinfrastruktur betrieben werden kann.

## Kriterien aus dem EEG

Mit Blick auf das zuletzt 2023 novellierte EEG wurden neue Rahmenbedingungen zur Förderung von Elektrolyseuren gesetzt. Das EEG in Deutschland befasst sich hauptsächlich mit der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Elektrolyseure, die zur Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser eingesetzt werden, sind im Kontext des EEG besonders relevant, wenn sie mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden. Ziel des EEG in Bezug auf Wasserstoffproduktion ist es, die „fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu verstetigen und planbarer zu machen sowie deren Speicherung in Wasserstoff und Rückverstromung in der Praxis zu erproben“ (Deutscher Bundestag 2022).

Mit dem 2023 novellierten EEG können Wasserstoffkraftwerke an Ausschreibungen teilnehmen (§§ 28f und 28g). Faktoren, die die Standortwahl bzw. Allokation von Elektrolyseuren beeinflussen können, finden sich unter anderem unter § 39 zu den Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung. Diese sollen sicherstellen,

- dass besonders netz- oder systemdienliche technische Lösungen gefördert werden,





- Wasserstoff ausschließlich durch Elektrolyse aus dem Strom der EE-Anlagen der Anlagenkombination erzeugt worden ist,
- der Wasserstoff nicht zuvor in das Netz eingespeist worden ist,
- der gespeicherte Wasserstoff ausschließlich für die Erzeugung von Strom verwendet wird und
- nur der in dem chemischen Speicher erzeugte und gespeicherte Wasserstoff für die Erzeugung von Strom verwendet wird (§ 39o EEG).

Außerdem können für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus grünem Wasserstoff nähere Bestimmung per Rechtsverordnung erlassen werden (§ 93 EEG). Relevante Bestimmungen betreffen insbesondere

- Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, deren Strom zur Herstellung von grünem Wasserstoff verwendet werden kann, insbesondere zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme dieser Anlagen im Verhältnis zur Inbetriebnahme der Anlage zur Herstellung von grünem Wasserstoff und
- die zeitliche und räumliche Korrelation von Stromerzeugung und Wasserstoffherstellung.

### **Ökonomische Kriterien**

Die Nähe zu Gasleitungen oder Umspannwerken stellt einen weiteren Faktor bei der Allokation von Elektrolyseuren dar. Görner und Lindenberger (2018) verwenden als Kriterium ihrer Standortanalyse eine Distanz von maximal 2,5 km zwischen Gastransportnetzleitung und dem nächsten Umspannwerk, dem Vorhandensein von Windenergieanlagen und PV-Anlagen und kommen für Niedersachsen auf 41 für PtG-Anlagen qualifizierte Standorte. Niedersachsen belegt damit hinter NRW mit 109 Standorten den zweiten Rang. Auch Merten et al. (2020) nennen die Nähe zu Einspeisepunkten in Erdgasleitungen bzw. Wasserstoffabnehmern aber auch zu Umspannwerken als Netzknoten sowie Netzgebiete mit hohem Überschussstrom als zentrale Kriterien. Die Platzierung eines Elektrolyseurs in der Nähe einer Einspeisestation in das öffentliche Stromnetz bietet den Vorteil, dass i. d. R. größere Leistungen angeschlossen werden können, mit weniger Rückwirkungen auf das Stromnetz (Günther 2014) und mit höheren Auslastungen der Elektrolyseure (Merten et al. 2020). Die Platzierung des Elektrolyseurs in der Nähe erneuerbarer Energien ist sinnvoll, wenn diese zur Verhinderung bzw. Nutzung von Ausfallarbeit verwendet werden sollen (ebd.: 14) und davon ausgegangen wird, dass Wasserstoff langfristig gesehen über das Gas- bzw. Wasserstoff-Leitungsnetz transportiert wird und damit die Herausforderungen von Netzüberlastungen des Stromnetzes entschärft werden (Michalski et al. 2019).

### 3.4.5 H<sub>2</sub>-WEGWEISER ALS DIALOGTOOL

Die Analyseergebnisse zum Landschaftswasserhaushalt sowie den Standortkriterien dienen als Grundlage für eine nachhaltige Allokation der Wasserstoffherzeugung. Sie wurden für die Programmierung eines H<sub>2</sub>-Dialogtools herangezogen, das regionalen Akteuren als Entscheidungsunterstützung dienen soll. Angelehnt ist das H<sub>2</sub>-Tool an das „baugleiche“ Dialogtool Vision:En 2040 (Thiele et al. 2024), mit dem Gemeindeglieder auf Basis eines von der Bundesebene räumlich herunterskalierten Zielstromertrags für ihr Gemeindegebiet Wind- oder PV-Anlagen platzieren können, um diesen Zielstromertrag zu erreichen (vgl. Abbildung 25).

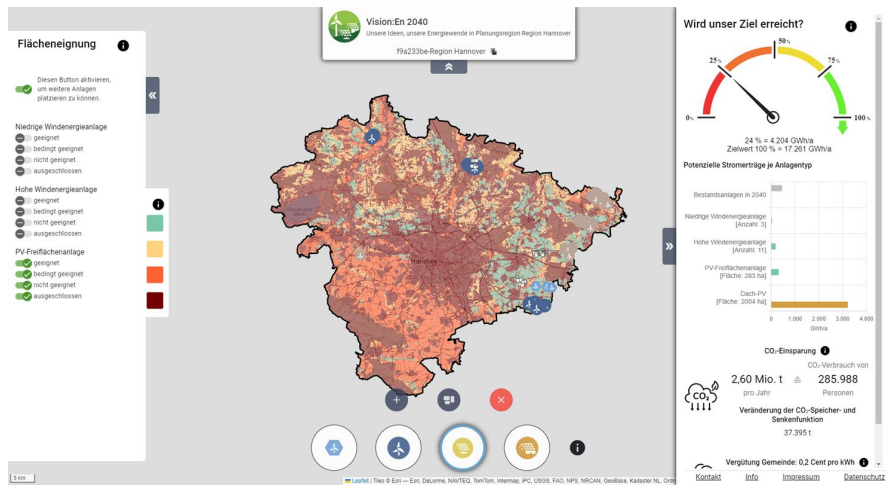


Abbildung 25: Dialogtool Vision:En 2040, auf dessen Grundlage das H<sub>2</sub>-Dialogtool entwickelt wurde

Analog dazu wird im H<sub>2</sub>-Dialogtool ebenfalls versucht, den H<sub>2</sub>-Zielwert - der Bedarf an Wasserstoff im Jahr 2045 (abgeleitet aus Thiele et al. (2021) sowie Ergebnissen aus diesem Kapitel), runtergebrochen auf Landkreisebene - in der Region durch Platzierung von Elektrolyseuren (5 MW und 100 MW) zu erreichen. Dabei sind die Ergebnisse aus Vision:En 2040 mit dem H<sub>2</sub>-Dialogtool koppelbar, sodass zuvor platzierte EE-Anlagen sowie der durch diese „erspielte“ Stromertrag im H<sub>2</sub>-Tool sichtbar sind (vgl. Abbildung 26). Zusätzlich wird durch Platzierung eines Elektrolyseurs die benötigte Wassermenge ins Verhältnis zu bereits bestehenden Grundwasserentnahmen sowie der Grundwasserreserve (bislang ungenutztes Grundwasser im Grundwasserkörper) gesetzt und sowohl als Säulendiagramm als auch in Form des Wassernachhaltigkeitsindex (WNI) pro Grundwasserteilkörper angezeigt. In der linken Sidebar zu sehen sind die einblendbaren Layer (Flächeneignung, Grundwasserkörpergrenzen, Stromnetz und platzierte EE-Anlagen aus Vision:En 2040) für die Kartenansicht, in der rechten Sidebar wird der zu erreichende H<sub>2</sub>-Zielwert (in GWh/a), der in Vision:En 2040 bereits erzielte, verfügbare Strom sowie der davon benötigte Strom

für die Elektrolyse (Strominput Elektrolyse) angezeigt. Außerdem wird die Grundwassersituation durch die Elemente Wassernachhaltigkeitsindex und Grundwasserdargebot und -nutzung dargestellt. Letzteres ist für zwei Betrachtungszeiträume als Säulendiagramm darstellbar, die aktuelle Situation mit Beobachtungswerten zur mittleren Grundwasserneubildung und gegenwärtigen Entnahmemengen sowie die zukünftige Situation mit Projektionsdaten zur mittleren Grundwasserneubildung unter RCP8.5-Klimaszenario und prognostizierten Wasserentnahmen im Jahr 2050. Für beide Zeiträume kann ebenfalls ein kleiner (5 MW) oder großer (100 MW) Elektrolyseur platziert werden, dessen Wasserverbrauch dann im Säulendiagramm sowie im WNI berücksichtigt wird.

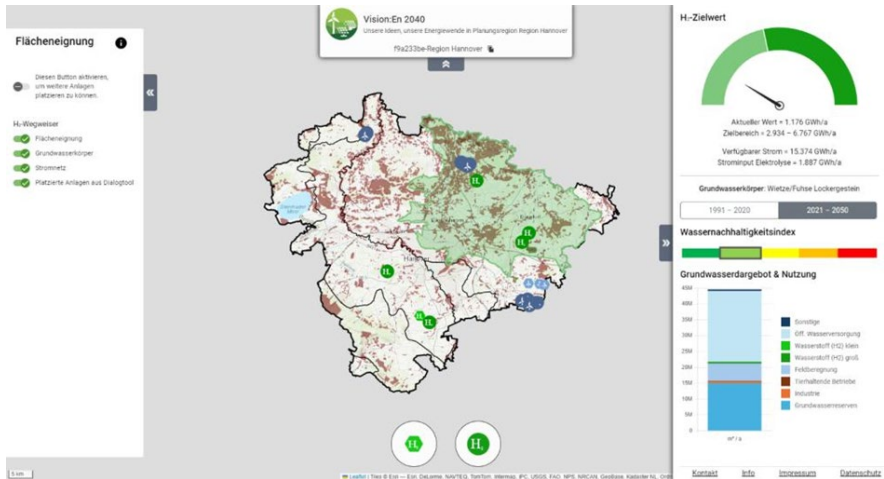


Abbildung 26: Prototyp des Dialogtools H<sub>2</sub>-Wegweiser

## 4. WASSERSTOFFSPEICHERUNG IM UNTERGRUND


Die untertägige Speicherung von Wasserstoff ermöglicht die großskalige und effiziente Energiespeicherung und die Bereitstellung wichtiger Flexibilitäten im Energiesystem. Eine langfristige Speicherung zum saisonalen Ausgleich erleichtert die Integration großer Mengen an regenerativem Strom, mit dem Vorteil, dass bestehende Infrastrukturen weiter genutzt werden können. Als Hemmnisse werden im Folgenden sowohl rechtliche und regulatorische Hürden als auch technische Herausforderungen diskutiert.

### 4.1 ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHTLICHE ASPEKTE DER H<sub>2</sub>-UNTERGRUNDSPEICHERUNG

Autoren: Thore Iversen, Hartmut Weyer

**Die Wasserstoffspeicherung wird aus Wettbewerbsgründen von anderen Tätigkeiten des Unternehmens getrennt (Entflechtung / Unbundling). Die neue Gas-Richtlinie der EU schränkt die Möglichkeit weiterer Unternehmenstätigkeiten im Wasserstoff- oder Erdgassektor aber nur wenig ein.**

Unklar ist, ob die Wasserstoffspeicherung nach der GasRL der EU rechtlich und operationell vom Wasserstoff- und Erdgasverteilernetzbetrieb zu entflechten ist. Bei der Umsetzung der GasRL in deutsches Recht ist zu entscheiden, ob die bislang strengeren deutschen Vorgaben zur Entflechtung von Wasserstoffspeicherung und Wasserstoff- oder Erdgasnetzbetrieb angepasst werden sollen und ob eine Sonderregelung für kleine Wasserstoffverteilernetzbetreiber eingeführt werden soll.



#### 4.1.1 ENTFLECHTUNG (UNBUNDLING) IM DEKARBONISIERUNGSPAKET DER EU UND IM DEUTSCHEN RECHT

Die Ausgestaltung des Rechtsrahmens hat wesentlichen Einfluss auf Errichtung und Betrieb der für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft erforderlichen Infrastrukturen. Nachdem der deutsche Gesetzgeber mit §§ 28j ff. EnWG seit dem Jahr 2021 erstmals Vorschriften für die Betreiber reiner Wasserstoffinfrastrukturen erlassen hatte, enthält nunmehr das „Dekarbonisierungspaket“ der EU mit einer neuen GasRL<sup>20</sup> und GasVO<sup>21</sup> vorrangige Re-

<sup>20</sup> Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG.

<sup>21</sup> Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff, zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011, (EU)



gelungen. Die Vorschriften der GasVO gelten ab Januar bzw. Februar 2025, die Vorschriften der GasRL sind bis August 2026 in nationales Recht umzusetzen. GasRL und GasVO sind bereits im Amtsblatt der EU verkündet und werden in der Folge zugrunde gelegt. Soweit das Unionsrecht keine abschließenden Vorgaben macht, bleibt der deutsche Gesetzgeber regelungsbefugt.

Die Wasserstoffwirtschaft soll entsprechend den ordnungspolitischen Vorstellungen Deutschlands und der EU möglichst weitgehend wettbewerblich organisiert werden. Hierzu regelt der Rechtsrahmen neben dem Zugang Dritter zu Wasserstoffinfrastrukturen und den anfallenden Nutzungsentgelten vor allem die Entflechtung (Unbundling) des Betriebs bestimmter Infrastrukturtätigkeiten, bei denen typischerweise wettbewerbsrelevante Verhaltensspielräume bestehen (insbesondere Wasserstoffnetzbetrieb, Wasserstoffspeicherung), von anderen Tätigkeiten (insbesondere den wettbewerblich geprägten Tätigkeiten der Wasserstoffherzeugung und Wasserstoffversorgung). Ähnliche Entflechtungsvorschriften bestehen für den Erdgassektor.<sup>22</sup> Ziel ist die möglichst neutrale Ausübung des Infrastrukturbetriebs, ohne einzelne Infrastrukturnutzer (insbesondere konzernverbundene Unternehmen) zu bevorzugen. Geregelt werden sowohl die „vertikale“ Entflechtung der Tätigkeiten innerhalb des Wasserstoff- bzw. innerhalb des Erdgassektors als auch die „horizontale“ Entflechtung zwischen Tätigkeiten im Wasserstoff- und im Erdgassektor. Vorgaben bestehen zur Ausübung von Tätigkeiten in unterschiedlichen Rechtspersonen (rechtliche Entflechtung, wobei diese Rechtspersonen weiterhin Teil eines integrierten Unternehmens (z. B. Konzern) sein können) oder sogar in unterschiedlichen Unternehmen (eigentumsrechtliche Entflechtung), zu Organisation, Leitungsgewalt und Weisungsbefugnissen im Unternehmen (operationelle Entflechtung), zur internen Rechnungslegung und Kontenführung (buchhalterische Entflechtung) sowie zum Informationsaustausch zwischen den Tätigkeitsbereichen (informationelle Entflechtung).

Die Entflechtungsanforderungen schränken die wirtschaftlichen Handlungsspielräume der Marktteilnehmer ein und beeinflussen damit maßgeblich die Attraktivität eines Engagements in der Wasserstoffwirtschaft. Der Entwurf des Dekarbonisierungspakets der EU sah zunächst sehr strenge Entflechtungsanforderungen vor, insbesondere die eigentumsrechtliche Trennung des Wasserstoffnetzbetriebs von der Wasserstoffherzeugung und -versorgung sowie - nach einer Übergangszeit - eine weitgehende Trennung von Tätigkeiten im Wasserstoff- und im Erdgassektor. Angesichts starken Widerstands durch die als Infrastrukturbetreiber in Betracht kommenden Erdgasunternehmen lässt die endgültige Fassung

2017/1938, (EU) 2019/942 und (EU) 2022/869 sowie des Beschlusses (EU) 2017/684 und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009.

<sup>22</sup> Der Begriff „Erdgas“ bezeichnet nach Art. 2 Nr. 1 GasRL hauptsächlich aus Methan bestehendes Gas, einschließlich Biomethan, oder andere Gasarten, die technisch und sicher in das Erdgassystem eingespeist und durch dieses transportiert werden können.



der GasRL nunmehr auch vertikal integrierte Unternehmen im Wasserstoffsektor zu, mildert die Entflechtungsanforderungen für Wasserstoffverteilernetzbetreiber zusätzlich ab und ermöglicht eine dauerhafte Tätigkeit sowohl im Wasserstoff- als auch Erdgassektor.

#### **4.1.2 ENTFLECHUNG DER WASSERSTOFFSPEICHERUNG**

Wasserstoffspeicher sind von großer Bedeutung für eine funktionierende Wasserstoffwirtschaft. In Deutschland und dort insbesondere in Niedersachsen befinden sich zahlreiche geeignete Standorte für die untertägige Wasserstoffspeicherung, sowie viele bereits zur Speicherung von Erdgas betriebene Poren- und Kavernenspeicher, die möglicherweise auf die Speicherung von Wasserstoff umgerüstet werden können (dazu ausführlich Kapitel 4.2 ff.) Es ist zu erwarten, dass sowohl neue als auch umgerüstete Wasserstoffspeicher primär von bislang im Erdgassektor tätigen Unternehmen betrieben werden. In der Folge werden die entflechtungsrechtlichen Anforderungen für verschiedene relevante Kombinationen der Wasserstoffspeicherung mit anderen Unternehmenstätigkeiten dargestellt.

Die GasRL enthält spezifische Entflechtungsvorgaben für Wasserstoffspeicherbetreiber. Darüber hinaus sind auch die Entflechtungsvorgaben für Wasserstoffnetzbetreiber und für Erdgasinfrastrukturbetreiber zu beachten, die ihrerseits das Verhältnis zur Wasserstoffspeicherung betreffen können. Diese Entflechtungsvorgaben gelten gemäß Art. 2 Nr. 5 GasRL nur für große, insbesondere unterirdische Anlagen zur Speicherung von Wasserstoff. Ausdrücklich ausgenommen sind kleinere, leicht nachzubauende Wasserstoffspeicheranlagen, da unter Wettbewerbsgesichtspunkten kein Regulierungsbedürfnis gesehen wird.<sup>23</sup>

Das deutsche Recht enthält bislang keine spezifischen Entflechtungsvorgaben für Wasserstoffspeicherbetreiber. Zu beachten sind jedoch auch hier die Entflechtungsvorgaben für Wasserstoffnetzbetreiber (§§ 28k und 28m EnWG). Allerdings finden diese gemäß § 28j Abs. 1 EnWG nur Anwendung, wenn der Wasserstoffnetzbetreiber einen Teil des Wasserstoff-Kernnetzes nach § 28q EnWG betreibt, wenn er eine Wasserstoffinfrastruktur betreibt, die gemäß § 15d Abs. 3 S. 1 EnWG mit dem Netzentwicklungsplan bestätigt wurde, oder wenn er eine wirksame Erklärung nach § 28j Abs. 3 EnWG gegenüber der Bundesnetzagentur abgegeben hat, dass sein Wasserstoffnetz der Regulierung unterfallen soll. Zu beachten sind schließlich auch im deutschen Recht die Entflechtungsvorgaben für Erdgasinfrastrukturbetreiber (§§ 6 ff. EnWG).

#### **4.1.3 ENTFLECHUNG VON WASSERSTOFFSPEICHERUNG UND ERDGASSPEICHERUNG**

Wollen Unternehmen sowohl in der Wasserstoffspeicherung als auch der Erdgasspeicherung tätig werden, so ist eine rechtliche oder operationelle Entflechtung der Aktivitäten

<sup>23</sup> Vgl. Erwägungsgrund 85 GasRL. Dies können etwa Röhrenspeicher oder Drucktanks sein, siehe dazu Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) 2024.



nicht erforderlich. Zwar enthält Art. 62 GasRL Entflechtungsvorgaben hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt für vertikal integrierte Erdgas- oder Wasserstoffspeicherbetreiber. Diese betreffen aber ausdrücklich nicht das Verhältnis zu Fernleitung, Verteilung, Transport und Speicherung von Erdgas und Wasserstoff. Im deutschen Recht enthalten §§ 7b i.V.m. 7, 7a EnWG, die die rechtliche und operationelle Entflechtung der Erdgasspeicherbetreiber regeln und möglicherweise auch im Verhältnis zum Wasserstoffsektor anwendbar sind, zwar keine solche ausdrückliche Einschränkung. Da sie jedoch Art. 15 Abs. 1 GasRL 2009<sup>24</sup> umsetzen, der bereits eine derartige Einschränkung enthielt, liegt eine entsprechende Einschränkung auch für §§ 7b i.V.m. 7, 7a EnWG nahe.

Erforderlich ist dagegen eine buchhalterische Entflechtung von Wasserstoffspeicherung und Erdgasspeicherung. Insbesondere müssen die Unternehmen gemäß Art. 75 Abs. 3 S. 1 GasRL in ihrer internen Rechnungslegung getrennte Konten für jede ihrer Tätigkeiten in den Bereichen Fernleitung, Verteilung, LNG, Wasserstoffterminals, Speicherung von Erdgas und Wasserstoff sowie Wasserstofftransport führen. Nach dem Wortlaut wäre zwar eine Interpretation denkbar, wonach ein gemeinsames Konto für die „Speicherung von Erdgas und Wasserstoff“ ausreicht. Art. 75 Abs. 3 S. 2 GasRL, der die Zuordnung der Betriebsmittel der Unternehmen zu den betreffenden Konten „getrennt nach Erdgas, Strom oder Wasserstoff“ vorschreibt, verdeutlicht jedoch, dass getrennte Konten für die Erdgasspeicherung und die Wasserstoffspeicherung zu führen sind.

Ebenso sind die Anforderungen an die informationelle Entflechtung für Wasserstoffspeicherbetreiber (Art. 54 Abs. 1 GasRL) und Erdgasspeicherbetreiber (Art. 40 Abs. 1 GasRL) zu beachten. Diese verlangen insbesondere die Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen der Wasserstoff- oder Erdgasspeicherbetreiber bei der Ausübung seiner Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangt. Die Vertraulichkeitspflicht gilt grundsätzlich auch innerhalb des Unternehmens, wie Art. 54 Abs. 1 S. 2 bzw. Art. 40 Abs. 1 S. 2 GasRL im Falle vertikal integrierter Unternehmen verdeutlichen, und entfällt dort nur im Verhältnis zu Fernleitungs-, Verteiler- und Wasserstoffnetzbetreibern, nicht aber im Verhältnis zu Erdgas- und Wasserstoffspeicherbetreibern. Soweit Aufgaben der Wasserstoff- und Erdgasspeicherung allerdings durch dieselben Mitarbeitenden ausgeübt werden sollen, legt der ausdrückliche Verzicht auf eine rechtliche und operationelle Entflechtung (s. o.) nahe, dass dies nicht als Verstoß gegen die informationelle Entflechtung anzusehen ist.

Eine Sondersituation ergibt sich im Falle der Umwidmung eines Erdgasspeichers zu einem Wasserstoffspeicher und einem damit ggf. verbundenen Informationsaustausch zwischen Erdgasspeicherbetreiber und (zukünftigem) Wasserstoffspeicherbetreiber. Es erscheint offen, ob hierin überhaupt ein entflechtungsrechtlich relevanter Vorgang liegt oder ob dies

<sup>24</sup> Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG.



als (bloße) Auswechslung des Speicherbetreibers anzusehen ist. Jedenfalls ist die Vertraulichkeitspflicht gemäß Art. 54 Abs. 1 S. 2, Art. 40 Abs. 1 S. 2 GasRL eingeschränkt, soweit die Informationsweitergabe für die Durchführung einer Geschäftstransaktion erforderlich ist. Insoweit steht sie einer Übertragung des Speicherbetriebs auf eine andere Rechtsperson nicht entgegen. Dem Wortlaut nach betrifft diese Ausnahme allerdings nur den Informationsaustausch innerhalb eines vertikal integrierten Unternehmens. Erst recht dürfte dies jedoch gelten, wenn der Speicherbetreiber nicht Teil eines vertikal integrierten Unternehmens ist oder die Informationen an Unternehmen außerhalb des vertikal integrierten Unternehmens weitergibt. Auch wenn der Speicherbetrieb weiter von derselben Rechtsperson durchgeführt wird, liegt nahe, den Übergang vom bisherigen Erdgasspeicherbetreiber auf den (zukünftigen) Wasserstoffspeicherbetreiber als „Geschäftstransaktion“ i. S. der genannten Vorschriften und den Informationsaustausch damit als zulässig anzusehen. Die Vorschriften zur informationellen Entflechtung stehen der Umwidmung eines Erdgasspeichers daher nicht entgegen.

#### **4.1.4 ENTFLECHTUNG VON WASSERSTOFFSPEICHERUNG UND WASSERSTOFF- ODER ERDGASNETZBETRIEB**

##### **Entflechtung von Wasserstoffspeicherung und Wasserstoffnetzbetrieb**

Wollen Unternehmen sowohl in der Wasserstoffspeicherung als auch der Wasserstofffernleitung tätig werden, so ist eine rechtliche oder operationelle Entflechtung der Aktivitäten unionsrechtlich nicht geboten. Die Anforderungen an die rechtliche und operationelle Entflechtung der Wasserstoffspeicherbetreiber nach Art. 62 Abs. 1 GasRL betreffen (nur) Tätigkeiten, die nicht mit der Fernleitung, der Verteilung, dem Transport und der Speicherung von Erdgas und Wasserstoff zusammenhängen. Entsprechend betreffen auch die Anforderungen an Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber zur eigentumsrechtlichen Entflechtung (Art. 68 Abs. 1 i.V.m. Art. 60 GasRL), zum ISO-Modell (Art. 68 Abs. 3 i.V.m. Art. 61 GasRL) und zum ITO-Modell (Art. 68 Abs. 4 i.V.m. Art. 63 ff. GasRL) nicht die rechtliche oder operationelle Trennung von der Wasserstoffspeicherung.

Nicht eindeutig ist das Unionsrecht, wenn Unternehmen sowohl in der Wasserstoffspeicherung als auch der Wasserstoffverteilung tätig werden wollen. Dem Wortlaut nach verlangt Art. 46 Abs. 1 S. 1 GasRL eine rechtliche und operationelle Entflechtung der Wasserstoffverteilung von der Wasserstoffspeicherung (Unabhängigkeit hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt). In der Sache ließe sich dies möglicherweise durch die Gefahr begründen, dass Wasserstoffverteilernetzbetreiber die Wasserstoffspeicherung bei der Kostenzuordnung entlasten oder von anderen Wasserstoffspeicherbetreibern erlangte Informationen an die verbundenen Wasserstoffspeicherbetreiber weitergeben könnten. Gegen eine solche Auslegung spricht allerdings die Einschränkung der Entflechtungsanforderungen für Wasserstoffspeicherbetreiber nach Art. 62 GasRL, der die Erdgas- und Wasserstoffverteilung ausdrücklich von der Pflicht zur rechtlichen und operationellen





Entflechtung ausnimmt und möglicherweise Vorrang als speziellere Regelung für die Entflechtung der Wasserstoffspeicherung genießt. Zudem enthalten auch die Entflechtungsvorschriften für Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber keine solchen Anforderungen, obwohl Fernleitungsnetzbetreiber im Allgemeinen strengeren Anforderungen unterliegen als Verteilernetzbetreiber. Auch ergeben sich gewisse Vorkehrungen gegen Wettbewerbsverzerrungen bereits aus den Anforderungen der buchhalterischen und informationellen Entflechtung. Die Notwendigkeit einer rechtlichen und operationellen Entflechtung erscheint daher unklar. Jedenfalls schließt Art. 46 Abs. 1 GasRL nach der Sonderregelung des Art. 49 Abs. 2 GasRL nicht den gleichzeitigen Betrieb eines Wasserstoffverteiletnetzes und einer Wasserstoffspeicheranlage durch einen Betreiber aus, sofern dieser zudem ein Wasserstofffernleitungsnetz betreibt und die Art. 68 und 69 GasRL einhält („Kombinationsnetzbetreiber“). In diesem Fall dürfte jedenfalls eine rechtliche und wohl auch eine operationelle Entflechtung von Wasserstoffverteilung und -speicherung nicht erforderlich sein.

Das deutsche Recht enthält bislang keine Entflechtungsvorschriften für Wasserstoffspeicherbetreiber, wohl aber eine Regelung für Wasserstoffnetzbetreiber, die bereits vor Erarbeitung der neuen GasRL erlassen wurde. Gemäß § 28m Abs. 1 EnWG haben Wasserstoffnetzbetreiber<sup>25</sup> die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von der Wasserstoffspeicherung sicherzustellen und dürfen kein Eigentum an Anlagen zur Wasserstoffspeicherung halten oder diese errichten oder betreiben. Die inhaltlichen Anforderungen bleiben allerdings im Einzelnen undeutlich. Fraglich erscheint bereits, ob § 28m Abs. 1 EnWG eine rechtliche Entflechtung von Wasserstoffnetzbetrieb und Wasserstoffspeicherung verlangt ((Stelter et al. 2021); ohne nähere Erläuterung für eine rechtliche Entflechtung Büdenbender (2022); sogar für eine eigentumsrechtliche Entflechtung Möller-Klapperich (2021) und Stelter (2023)). Anders als § 7 Abs. 1 S. 1 EnWG, der ausdrücklich die Unabhängigkeit „hinsichtlich ihrer Rechtsform“ vorschreibt, spricht § 28m Abs. 1 EnWG lediglich allgemein von „Unabhängigkeit“.<sup>26</sup> Die Vorgabe des § 28m Abs. 1 S. 3 EnWG - wonach Betreiber von Wasserstoffnetzen kein Eigentum an Anlagen zur Wasserstoffspeicherung halten oder diese errichten oder betreiben dürfen - deutet jedoch auf eine Pflicht zur rechtlichen Entflechtung hin (vgl. auch Stelter (2023) und Schneller (2021); zurückhaltender Kühling et al. (2022)). Davon abgesehen dürfte § 28m Abs. 1 EnWG jedenfalls eine Verpflichtung der Wasserstoffnetzbetreiber zur operationellen Entflechtung von Wasserstoffnetzbetrieb und Wasserstoffspeicherung enthalten (Stelter et al. 2021). Die Anforderungen an die operationelle Entflechtung werden in § 28m Abs. 1 EnWG - anders als im Erdgassektor z. B.

<sup>25</sup> Nicht vorausgesetzt wird, dass es sich um ein vertikal integriertes Unternehmen handelt.

<sup>26</sup> In § 28l Abs. 2 des Referentenentwurfs zur EnWG-Novelle 2021 war eine rechtliche Entflechtung von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung noch ausdrücklich vorgesehen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2021), in der endgültigen Gesetzesfassung ist diese Regelung entfallen.



nach § 7a EnWG (für Verteilernetzbetreiber) oder §§ 10a-10e EnWG (für Fernleitungsnetzbetreiber im ITO-Modell) - allerdings kaum konkretisiert (kritisch z. B. auch Riege und Schacht (2024); Elspas et al. (2021); Sieberg und Cesarano (2021)).

§ 28m Abs. 1 EnWG geht damit jedenfalls für Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber, möglicherweise aber auch für Wasserstoffverteilernetzbetreiber über das Unionsrecht hinaus. Dies erscheint auch zukünftig, nach Ablauf der Umsetzungsfrist der GasRL, nicht unzulässig. Denn die Formulierung der Art. 46 Abs. 1 S. 1 und 62 Abs. 1 GasRL („zumindest“) legt nahe, dass das Unionsrecht dort nur Mindestanforderungen an die rechtliche und operationelle Entflechtung regelt. Es bleibt aber abzuwarten, inwieweit der deutsche Gesetzgeber diese Regelung im Zuge der Richtlinienumsetzung anpasst. Hierbei besteht - nachdem nunmehr auch im Wasserstoffsektor zwischen Fernleitungs- und Verteilernetzen unterschieden wird - gemäß Art. 46 Abs. 4 GasRL auch die Möglichkeit, eine Ausnahme für vertikal integrierte Wasserstoffverteilernetzbetreiber vorzusehen, wenn die Gesamtzahl der angeschlossenen Kunden des Wasserstoffverteilernetzbetreibers und eines Gasverteilernetzbetreibers im selben Unternehmen unter 100.000 liegt.

Über eine etwaige rechtliche und operationelle Entflechtung hinaus ist jedenfalls eine buchhalterische Entflechtung von Wasserstoffspeicherung und Wasserstofftransport erforderlich, insbesondere also die Führung getrennter Konten für diese Aktivitäten (Art. 75 Abs. 3 GasRL). Anders als im Erdgassektor werden allerdings keine getrennten Konten für Wasserstofffernleitung und Wasserstoffverteilung verlangt.<sup>27</sup> Ebenso sind Wasserstoffnetzbetreiber im Verhältnis zu Wasserstoffspeicherbetreibern zur informationellen Entflechtung verpflichtet, insbesondere zur Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen sie bei der Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangen. Dagegen ist die Vertraulichkeitspflicht im umgekehrten Verhältnis von Wasserstoffspeicherbetreibern zu Wasserstoffnetzbetreibern nach Art. 54 Abs. 1 S. 2 GasRL eingeschränkt, da eine Information des Netzbetreibers zur Durchführung der Wasserstoffspeicherung erforderlich sein kann.

### **Entflechtung von Wasserspeicherung und Erdgasnetzbetrieb**

Wollen Unternehmen sowohl in der Wasserstoffspeicherung als auch der Erdgasfernleitung tätig werden, so ist eine rechtliche oder operationelle Entflechtung der Aktivitäten - entsprechend der Rechtslage im Verhältnis zur Wasserstofffernleitung - unionsrechtlich nicht geboten. Insbesondere betreffen auch die Anforderungen an Erdgasfernleitungsnetzbetreiber zur eigentumsrechtlichen Entflechtung (Art. 60, 68 Abs. 2 GasRL), zum ISO-Modell (Art. 61 GasRL) und zum ITO-Modell (Art. 63 ff. GasRL) nicht die rechtliche oder operationelle Trennung von der Wasserstoffspeicherung. Wollen Unternehmen sowohl in

<sup>27</sup> Nach der Definition des Art. 2 Nr. 22 GasRL umfasst der „Wasserstofftransport“ sowohl die Fernleitung als auch die Verteilung von Wasserstoff.



der Wasserstoffspeicherung als auch der Erdgasverteilung tätig werden, so ist - wiederum entsprechend der Rechtslage im Verhältnis zur Wasserstoffverteilung - unklar, ob eine unionsrechtliche Verpflichtung zur rechtlichen und operationellen Entflechtung besteht. Die (schwer verständliche) Vorschrift des Art. 49 Abs. 3 GasRL könnte jedenfalls für einen Kombinationsnetzbetreiber wiederum eine Ausnahme von der rechtlichen und operationellen Entflechtung vorsehen, wenn dieser zudem ein Wasserstofffernleitungsnetz betreibt und Art. 69 GasRL keine rechtliche Entflechtung verlangt.

Das deutsche Recht enthält bislang keine Entflechtungsvorschriften für Wasserstoffspeicherbetreiber und auch die Vorschriften für Erdgasfernleitungsnetzbetreiber (§§ 8 ff. EnWG) verlangen keine rechtliche oder operationelle Entflechtung von der Wasserstoffspeicherung. Nicht abschließend geklärt ist hingegen, ob §§ 7, 7a EnWG eine rechtliche und operationelle Entflechtung der Erdgasverteilternetzbetreiber von der Wasserstoffspeicherung vorschreiben. Dem Wortlaut nach erscheint die Erstreckung auf das Horizontalverhältnis zum Wasserstoffsektor grundsätzlich möglich. Der Begriff „Energie“ umfasst gemäß § 3 Nr. 14 EnWG seit 2021 neben Elektrizität und Gas auch Wasserstoff, soweit dieser zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet wird. Damit könnten „andere Tätigkeitsbereiche der Energieversorgung“ i. S. v. § 7 Abs. 1 S. 1 EnWG oder die „Bereiche der Gewinnung, Erzeugung oder des Vertriebs von Energie an Kunden“ i. S. v. § 7a Abs. 2 Nr. 1 EnWG auch Aktivitäten im Wasserstoffsektor umfassen.

Sehr zweifelhaft erscheint jedoch, ob eine rechtliche und operationelle Entflechtung über die klassischen Wettbewerbsbereiche (Erzeugung/Gewinnung, Handel und Vertrieb) hinaus, auf die die Gesetzesbegründung ((Bundesregierung 2004); in diesem Sinne auch Rasbach (2023); Jenn (2024)) wie auch Art. 7a Abs. 2 Nr. 1 EnWG abstellen,<sup>28</sup> auch im Verhältnis zur (Wasserstoff-)Speicherung gefordert ist. Die durch §§ 7, 7a EnWG umgesetzte GasRL 2009 enthält in ihren Art. 15 Abs. 1, 26 Abs. 1 S. 1 entsprechende (unklare) Regelungen wie Art. 46 Abs. 1 S. 1, 62 Abs. 1 der neuen GasRL und ermöglicht daher ebenfalls keine eindeutige Auslegung. Mit dem 2021 eingeführten § 28m Abs. 1 EnWG hat der Gesetzgeber eine rechtliche und operationelle Entflechtung von Netzbetrieb und Speicherung aber jedenfalls im Wasserstoffsektor vorgeschrieben (oben 4.1.4), was für eine Entflechtung auch im Verhältnis Gasverteilung und Wasserstoffspeicherung sprechen könnte. Ausgeschlossen wäre aber jedenfalls gemäß §§ 7 Abs. 2, 7a Abs. 7 EnWG - im Einklang mit Art. 46 Abs. 4 S. 1 GasRL - eine Pflicht zur rechtlichen und operationellen Entflechtung für diejenigen Erdgasverteilternetzbetreiber, die Teil eines

<sup>28</sup> Auch § 7 Abs. 1 EnWG könnte mit dem Begriff der „Energieversorgung“ eine solche Einschränkung enthalten, wenn die Definition der „Versorgung“ nach § 3 Nr. 36 EnWG („die Erzeugung oder Gewinnung von Energie zur Belieferung von Kunden, der Vertrieb von Energie an Kunden und der Betrieb eines Energieversorgungsnetzes“) zugrunde gelegt wird.



vertikal integrierten Unternehmens sind und an deren Erdgasverteilernetz weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind.

Erforderlich ist eine buchhalterische Entflechtung von Wasserstoffspeicherung, Erdgasfernleitung und Erdgasverteilung, insbesondere also die Führung getrennter Konten für diese Aktivitäten (Art. 75 Abs. 3 GasRL). Ebenso sind Erdgasfernleitungsnetzbetreiber und Erdgasverteilernetzbetreiber im Verhältnis zu Wasserstoffspeicherbetreibern zur informationellen Entflechtung verpflichtet, insbesondere zur Wahrung der Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen sie bei der Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangen (Art. 40 Abs. 1, 47 Abs. 1 GasRL), während die Vertraulichkeitspflicht im umgekehrten Verhältnis von Wasserstoffspeicherbetreibern zu Erdgasfernleitungsnetzbetreibern und Erdgasverteilernetzbetreibern nach Art. 54 Abs. 1 S. 2 GasRL eingeschränkt ist.

#### **4.1.5 ENTFLECHTUNG DER WASSERSTOFFSPEICHERUNG VON DER GEWINNUNG / ERZEUGUNG UND VERSORGUNG**

##### **Entflechtung der Wasserstoffspeicherung von Wasserstofferzeugung und -versorgung**

Weitergehende Entflechtungsanforderungen bestehen, wenn Unternehmen sowohl in der Wasserstoffspeicherung als auch der Wasserstofferzeugung oder -versorgung tätig werden wollen. In Bezug auf die rechtliche und operationelle Entflechtung müssen Wasserstoffspeicherbetreiber, die Teil eines vertikal integrierten Unternehmens sind, zumindest hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sein, die nicht mit der Fernleitung, der Verteilung, dem Transport und der Speicherung von Erdgas und Wasserstoff zusammenhängen. Dies verlangt zum einen die rechtliche Entflechtung der Wasserstoffspeicherung von der Wasserstofferzeugung und der Wasserstoffversorgung, zum anderen aber auch eine operationelle Entflechtung zumindest hinsichtlich Organisation und Entscheidungsgewalt. Art. 62 Abs. 2 GasRL enthält Mindestkriterien für die operationelle Entflechtung, insbesondere dürfen die für die Leitung des Wasserstoffspeicherbetreibers zuständigen Personen nicht betrieblichen Einrichtungen angehören, die für den laufenden Betrieb in den Bereichen Erzeugung von und Versorgung mit Wasserstoff zuständig sind (Art. 62 Abs. 2 lit. a GasRL). Die EU-Kommission kann die Anforderungen durch delegierten Rechtsakt nach Art. 62 Abs. 3 GasRL näher ausgestalten.

Erforderlich ist außerdem die buchhalterische Entflechtung der Wasserstoffspeicherung von Wasserstofferzeugung und -versorgung, insbesondere also die Führung getrennter Konten für diese Aktivitäten (Art. 75 Abs. 3 S. 1 und 3 GasRL). Ebenso sind Wasserstoffspeicherbetreiber im Verhältnis zu Wasserstofferzeugung und -versorgung zur informationellen Entflechtung verpflichtet, insbesondere zur Wahrung der Vertraulichkeit wirt-



schaftlich sensibler Informationen, von denen sie bei der Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangen (Art. 54 Abs. 1 GasRL). Sie dürfen wirtschaftlich sensible Informationen, die sie von Dritten im Zusammenhang mit der Gewährung des Netzzugangs oder bei Verhandlungen hierüber erhalten, beim Verkauf oder Erwerb von Wasserstoff durch verbundene Unternehmen nicht missbrauchen (Art. 54 Abs. 2 GasRL).

Weitere Grenzen ergeben sich, wenn ein Unternehmen (zusätzlich zu Wasserstoffspeicherung und Wasserstoffherzeugung oder -versorgung) zugleich als eigentumsrechtlich entflochtener Wasserstoff- oder Erdgasfernleitungsnetzbetreiber tätig werden will. Zwar betrifft die eigentumsrechtliche Entflechtung an sich nur die Trennung der Wasserstoffherzeugung und -versorgung von dem Wasserstoff- und Erdgasfernleitungsnetzbetrieb. Diese Anforderungen können mittelbar aber auch auf die Wasserstoffspeicherung durchschlagen. Denn wenn eine Person die Kontrolle über ein Unternehmen ausübt, das in der Wasserstoffspeicherung und in der Wasserstoffherzeugung oder -versorgung tätig ist, so darf diese Person gemäß Art. 68 Abs. 1 und 2 i. V. m. Art. 60 GasRL nicht auch die Kontrolle über einen eigentumsrechtlich entflochtenen Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber ausüben. Dagegen darf ein Unternehmen, das in der Wasserstoffspeicherung und in der Wasserstoffherzeugung oder -versorgung tätig ist, nach der ausdrücklichen Sonderregelung des Art. 68 Abs. 4 UAbs. 3 GasRL auch einen eigentumsrechtlich entflochtenen Erdgasfernleitungsnetzbetreiber und einen integrierten (also nicht eigentumsrechtlich entflochtenen) Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber i. S. v. Art. 68 Abs. 4 UAbs. 1 und 2 GasRL umfassen.

### **Entflechtung der Wasserstoffspeicherung von Erdgasgewinnung und -versorgung**

Entsprechende Entflechtungsanforderungen ergeben sich im Verhältnis von Wasserstoffspeicherung und Erdgasgewinnung oder -versorgung. Die Anforderungen an die rechtliche und operationelle Entflechtung der Wasserstoffspeicherbetreiber ergeben sich wiederum aus Art. 62 Abs. 1 GasRL. Hierbei verdeutlicht die parallele Nennung von Erdgas und Wasserstoff, dass die Anforderungen auch sektorenübergreifend im Horizontalverhältnis von Wasserstoff- und Erdgassektor gelten. Für die operationelle Entflechtung wird dies durch Art. 62 Abs. 2 lit. a GasRL unterstrichen, demzufolge die für die Leitung eines Erdgas- oder Wasserstofffernleitungsnetzeigentümers oder eines Erdgas- oder Wasserstoffspeicherbetreibers zuständigen Personen nicht betrieblichen Einrichtungen des integrierten Erdgasunternehmens angehören dürfen, die direkt oder indirekt für den laufenden Betrieb in den Bereichen Gewinnung von und Versorgung mit Erdgas und Wasserstoff zuständig sind. Ebenso sind wiederum eine buchhalterische Entflechtung (Art. 75 Abs. 3 S. 1 und 3 GasRL) sowie informationelle Entflechtung (Art. 54 Abs. 1 GasRL) der Wasserstoffspeicherung von Erdgasgewinnung und -versorgung erforderlich.

Weitere Grenzen ergeben sich auch hier, wenn ein Unternehmen (zusätzlich zu Wasserstoffspeicherung und Erdgasgewinnung oder -versorgung) zugleich als eigentumsrechtlich entflochtener Wasserstoff- oder Erdgasfernleitungsnetzbetreiber tätig werden will. Wenn



ein und dieselbe Person die Kontrolle über ein Unternehmen ausübt, das in der Wasserstoffspeicherung und in der Erdgasgewinnung oder -versorgung tätig ist, so darf diese Person gemäß Art. 68 Abs. 1 und 2 i.V.m. Art. 60 GasRL nicht auch die Kontrolle über einen eigentumsrechtlich entflochtenen Erdgasfernleitungsnetzbetreiber ausüben. Ebenso wenig darf eine solche Person nach diesen Vorschriften die Kontrolle über einen eigentumsrechtlich entflochtenen Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber ausüben; eine dem Art. 68 Abs. 4 UAbs. 3 GasRL vergleichbare Ausnahme für die horizontale Entflechtung ist nicht ersichtlich.

#### **4.1.6 FAZIT ZUR ENTFLECHTUNG DER WASSERSTOFFSPEICHERUNG**

Die Vorgaben zur Trennung der Wasserstoffspeicherung von anderen Unternehmensaktivitäten (Entflechtung) finden ihre Begründung im Schutz vor Wettbewerbsverzerrungen. Sie lassen den Wasserstoffspeicherbetreibern aber viel Spielraum zur Ausgestaltung ihrer Unternehmenstätigkeit.

Möglich bleibt der gleichzeitige Betrieb von Wasserstoff- und Erdgasspeichern in einer Rechtsperson ohne rechtliche und operationelle Entflechtung. Auch eine Umwidmung von Erdgasspeichern zu Wasserstoffspeichern ist sowohl unternehmensintern als auch bei Übertragung des Geschäfts an Dritte möglich.

Wasserstoffspeicherung und Wasserstoff- oder Erdgasnetzbetrieb können in einem Unternehmen und häufig auch von einer Rechtsperson ausgeübt werden. Unklar erscheint allerdings, ob und inwieweit die Wasserstoff- und Erdgasverteilung gemäß der neuen GasRL rechtlich und operationell von der Wasserstoffspeicherung entflochten werden muss. Das deutsche Recht ist strenger ausgestaltet und verlangt stets eine operationelle und wohl auch rechtliche Entflechtung von Wasserstoffnetzbetrieb und Wasserstoffspeicherung. Bei der weiteren Ausgestaltung der Rechtslage sollte darauf abgestellt werden, wie groß die Gefahr zu bewerten ist, dass Wasserstoff- oder Erdgasnetzbetreiber den Wettbewerb bei der Wasserstoffspeicherung zugunsten verbundener Wasserstoffspeicherbetreiber verzerren könnten.

Wasserstoffspeicherung und Erzeugung/Gewinnung von oder Versorgung mit Wasserstoff oder Erdgas können gleichfalls in einem Unternehmen ausgeübt werden (vertikal integriertes Unternehmen). Erforderlich ist allerdings stets eine rechtliche und operationelle Entflechtung der Aktivitäten, der Betrieb in einer Rechtsperson ist damit ausgeschlossen. Möglich ist in der Regel auch, dass ein solches vertikal integriertes Unternehmen zusätzlich im Wasserstoff- oder Erdgasnetzbetrieb tätig ist. Grenzen bestehen lediglich, wenn ein eigentumsrechtlich entflochtener Wasserstoff- oder Erdgasfernleitungsnetzbetreibers Teil des Unternehmens sein soll. Die Tätigkeit eines Unternehmens in der Wasserstoffspeicherung und zugleich der Erzeugung von oder Versorgung mit Wasserstoff schließt jedoch nur aus, dass ein eigentumsrechtlich entflochtener Wasserstofffernleitungsnetzbetreiber



Teil des Unternehmens ist, nicht aber ein eigentumsrechtlich entflochtener Erdgasfernleitungsnetzbetreiber.

Die Vorgaben der GasRL müssen bis August 2026 in deutsches Recht umgesetzt werden. Zu klären ist insbesondere, inwieweit die bisherigen Entflechtungsanforderungen im Verhältnis von Wasserstoffspeicherung und Wasserstoff- oder Erdgasnetzbetrieb angepasst werden sollen und ob eine de minimis-Regelung eingeführt werden soll, die kleine Wasserstoffverteilernetzbetreiber von der Pflicht zur rechtlichen und operationellen Entflechtung ausnimmt.

## 4.2 TECHNISCHE ASPEKTE DER H<sub>2</sub>-UNTERGRUNDSPEICHERUNG

*Autor:innen: Junqing Sun-Kurczinski, Christian Lüddeke, Tianjie Pan, Birger Hagemann, Leonhard Ganzer, Karl-Heinz Lux*



**Aufgrund vorhandener Infrastruktur und jahrelanger Betriebserfahrungen können vorhandene Untertagespeicher für die großskalige Speicherung von Wasserstoff genutzt werden.** Hierbei sind technische Anpassungen notwendig. Die Umstellung vorhandener Poren- und Kavernenspeicher ist für die Erreichung einer größtmöglichen Versorgung von Wasserstoff unerlässlich. Aus heutiger Sicht hängt die zukünftige Bedarfsdeckung bei Wasserstoff trotz einer Eigenproduktion nach wie vor ähnlich wie derzeit bei Erdgas in erheblichem Maß auch von Importen ab. **Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei wetterbedingt schwankender Eigenproduktion und risikobehafteter Importabhängigkeit sowie bei über die Zeit wechselndem Bedarf erfordert auf jeden Fall die großskalige Untertagspeicherung von Wasserstoff.**

### 4.2.1 EINLEITUNG

Um eine zuverlässige Verfügbarkeit des Wasserstoffs bei entsprechender Nachfrage sicherzustellen und Differenzen in der Nachfrage und dem Angebot auszugleichen, sind großskalige Wasserstoffspeicher dringend erforderlich. Der erforderliche Speicherbedarf ist in den Systemszenarien (TP1) eingeschätzt worden. Zur großskaligen untertägigen Speicherung können bestehende Untertagespeicher mit Blick auf die Möglichkeit einer Umrüstung sowie der Neubau von Untertagespeichern betrachtet werden. Aufgrund langjähriger Betriebserfahrungen mit den vorhandenen untertägigen Speichern für unterschiedliche Zwecke (Erdgasspeicher, Rohölspeicher, Diesellager) und deren großen Volumina werden diese für eine entsprechende untertägige Wasserstoffspeicherung analysiert.

Es gibt zwei verschiedene Haupttypen der Untertagespeicherung: Kavernenspeicher und Porenspeicher. Kavernenspeicher sind große Hohlräume, die durch eine gesteuerte Injektion von Wasser kontrolliert ausgesolt werden. Dieser Speicherraum ist damit von Salzgebirge umgeben, welches die Standsicherheit und Dichtheit des Kavernenspeichers gewährleistet. Das die Kaverne umgebende Gebirge bildet eine undurchlässige Barriere gegen ein potenzielles Austreten des eingespeicherten Gases. Aufgrund des großen Hohlraumvolumens bieten die Kavernenspeicher die Flexibilität, bei kurzfristigen Nachfrageschwankungen die Förderung des Gases anzupassen oder von einer Ausspeisung auf eine Einspeisung umzustellen. Somit lassen sich Nachfrageschwankungen, die wenige Stunden oder Tage andauern, gut durch Kavernenspeicher ausgleichen.





Porenspeicher werden in Gesteinsformationen angelegt, die aus porösen Gesteinen (überwiegend Sandstein oder Sandsteinmischlagen) bestehen. Diese sind ehemalige Erdgaslagerstätten, die ab den 1950er Jahren genutzt wurden. Nach dem Ende der Gasgewinnung wurden diese Lagerstätten zu Speichern umgewidmet. Porenspeicher haben eine große flächenhafte Ausdehnung und damit auch sehr große Volumina und können daher große Energiemengen einspeichern. Zudem haben Porenspeicher eine natürliche Abdeckschicht, die als obere Barriere Gasverluste verhindert. Solche Abdeckschichten sind Gesteinsschichten, die nahezu undurchlässig sind (sehr geringe bis keine Permeabilität). Die Mehrheit dieser Abdeckschichten können Salzsichten oder auch Mischungen aus Ton- und Salzsichten (Salinar, Rötpelet) sein. Aufgrund der großen flächenmäßigen Ausbreitung und potenziellen lokalen geologischen Heterogenitäten wie beispielsweise geologischen Verschiebungen und strukturellen Unebenheiten sind mehrere Bohrungen zur Ein- und Ausspeicherung notwendig, um ein größtmögliches Speicherpotenzial und -kapazität zu erschließen.

Zur Sicherstellung der Gas- und Energieversorgung in Deutschland ist ein ausgebautes Netz an Speichern bundesweit relevant. Seit vielen Jahren sind untertägige Speicheranlagen die bevorzugte Art der Erdgasspeicherung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. In den wärmeren Sommermonaten werden sie mit großen Mengen Erdgas befüllt, während in der kälteren Jahreszeit das Erdgas wieder ausgefördert wird, um dann die erhöhte Nachfrage zu decken. In der Regel erfolgt die Einspeicherung zwischen April und September/Okttober.

Aufgrund der geologischen Verhältnisse Deutschlands mit den weit ausgedehnten Salzformationen des Norddeutschen Beckens gibt es im Norden mehr Kavernenspeicher, während im Süden der Bundesrepublik (südlich von Hessen und in Bayern) überwiegend Porenspeicher vorhanden sind. Insgesamt kann in Deutschland in alle untertägigen Speicher ein Arbeitsgasvolumen von etwa 26 Mrd.  $\text{m}^3$  (Normzustand) Erdgas eingespeichert werden, das einer Energiemenge von etwa 286 TWh (bezogen auf den mittleren Brennwert von Erdgas von  $11 \text{ kWh/m}^3$ ) entspricht (DGGMK e.V. 2023). Bei der untertägigen Speicherung von Erdgas ist Niedersachsen bundesweit führend, da hier die größte Anzahl an Untertagespeichern vorhanden ist. Insgesamt befinden sich zwei Porenspeicher an den Standorten Uelsen und Rehden, wobei letzterer zu den größten Europas zählt, und weitere 107 Einzelkavernen an acht Standorten in Niedersachsen. In diesen Anlagen in Niedersachsen werden etwa 18,6 Mrd.  $\text{m}^3$  (Normzustand) Arbeitsgas entsprechend einer Energiemenge von 205 TWh gespeichert.

Um die Möglichkeit der Speicherung von Wasserstoff im geologischen Untergrund aufzuzeigen, wird in diesem Kapitel die Eignung bestehender Untertagespeicher für eine zukünftige  $\text{H}_2$ -Speicherung analysiert. In den nachfolgenden Arbeiten werden bestehende Kavernen- und Porenspeicher hinsichtlich der Kapazität und Ausstattung untersucht. Zu-



dem werden bei einem Porenspeicher mithilfe eines numerischen Simulators Gasaustauschsznarien entwickelt, um vorhandenes Erdgas durch Wasserstoff zu ersetzen. Danach wird ein regulärer Speicherzyklus simuliert. Für die Umwidmung bestehender Speicher liegen aus den Systemanalysen (TP1) folgende Thesen zu Grunde:

- Entsprechend den Ergebnissen aus den Energiesystemanalysen (s. Kapitel 2) beträgt der kumulative Untergrundspeicherbedarf von Wasserstoff in Niedersachsen 13,9 TWh im Jahr 2045.
- Das Transportnetzwerk zu potentiellen Endkunden in Form von Rohrleitungen wird als gegeben vorausgesetzt. Die Errichtung eines Transportweges zu einem weiter entfernten Kavernenspeicher kann auch mit in Betracht gezogen werden.
- Der Gesamtjahresbedarf einer Region (NUTS3 Code: DE94B), in dem ein bestehender Porenspeicher liegt, wurde ermittelt (802,7 GWh) und der Verlauf der Gesamtleistung über das Jahr dargestellt. Seitens der Systemanalysen in TP1 wurde eine Einspeichereffizienz von 95 % angenommen, um mögliche Verluste durch den Kompressorbetrieb zu berücksichtigen.
- Für die Anwendung auf Porenspeicher wird betrachtet, wie viel Energie in Form von Wasserstoff gespeichert und wie viel der in den Systemanalysen ermittelten Nachfrage abgedeckt werden kann.

In Bezug auf energiewirtschaftsrechtliche Aspekte (TP5) wurden folgende Fragen untersucht:

- Inwiefern spielt das Ausschließlichkeitsprinzip eine Rolle?
- Kann das Ausschließlichkeitsprinzip nur auf Kavernenspeicher angewendet werden, da man hier nahezu reinen Wasserstoff wieder produzieren kann?
- In Porenspeichern geht man von geo- und biochemischen Konversionsvorgängen aus, die die Konzentration von  $H_2$  verringern. Ein Produkt dieser Vorgänge ist Methan. Wofür kann man das ausgeförderte Gas aus dem Porenspeicher verwenden?
- Welche Gesamtkapazität resultiert aus den Kavernen- und Porenspeichern?

#### **4.2.2 UNTERSUCHUNG VON SPEICHER- UND BOHRUNGSPARAMETERN ZUR EIGNUNG ALS $H_2$ -SPEICHER**

Bei der Bewertung der Speichersicherheit wird zwischen der Speicher- und der Bohrungsintegrität unterschieden. Ziel der Bewertung der geologischen Rahmenbedingung ist eine aussagekräftige Einschätzung zur sicheren Speicherung des Gases in der Speicherschicht und zur Dichtigkeit bei hohen Speicherdrücken und -temperaturen. Der Einfluss von Wasserstoff auf die Gesteinsminerale, mögliche geochemische oder biochemische Reaktionen und die daraus resultierenden chemischen Änderungen der geologischen Zusammensetzung sind zu untersuchen.



Zur Bewertung der geologischen Verhältnisse werden geologische Parameter (Porosität, Permeabilität, mineralische Zusammensetzung, Teufe, Salinität etc.) erhoben. Zur Beurteilung der geotechnischen Integrität von Erdgasspeichern können Regelwerke der BVEG und ein Merkblatt des LBEG verwendet werden. In allen Richtlinien wird auf die Notwendigkeit vollständiger und aussagekräftiger Informationen hingewiesen. Zu den Datenquellen zählen geologische Modelle, petrophysikalische Analysen, Deckgebirgsanalysen und Sedimenteigenschaften. Aus einem abgeschlossenen EU-Projekt „HyStories“ wurden für Porenspeicher geologisch relevante Bewertungsparameter mit konkreten Wertebereichen versehen, bei denen eine untertägige H<sub>2</sub>-Speicherung als am geeignetsten gilt. Diese werden für den Vergleich der Speichercharakteristiken verwendet, weil es bisher keine festgelegten Richtlinien oder Regelwerke gibt, die die Sicherheit von H<sub>2</sub>-Untertagespeichern festlegen. Für die Bewertung der Eignung des Porenspeichers Uelsen für Wasserstoff wurden die geologischen Parameter ausgewertet und mit den empfohlenen Wertebereichen des HyStories-Projekts verglichen (Bouteldja et al. 2021). Dieser Vergleich ist in folgender Tabelle 6 dargestellt.

*Tabelle 6: Vergleich geologischer Parameter (Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.; Bouteldja et al. 2021) mit den Speichereigenschaften Uelsens*

Parameter	Wertebereich aus HyStories	Charakteristiken Speicher Uelsen
Speichergestein	Sandstein oder Karbonat	Buntsandstein
Deckgestein	Steinsalz, Tonstein, Mergelschichten	Rötsalinar, -pelit, Tonsteinfazies mit Anhydrit
Teufe	500 – 3.000 m	1.490
Temperatur	25 – 90 °C	60 °C (0,03 °C/m)
Initialer Lagerstättendruck	~ 50 - 300 bar	~ 164 bar (0,11 bar/m)
Permeabilität	> 50 mD (Sandstein)	bis zu 900 mD
Porosität	> 10 %	10 – 20 %
Fläche	0,3 – 15 km <sup>2</sup>	ca. 3 km <sup>2</sup>

Aus der obigen Tabelle wurden die empfohlenen Wertebereiche der einzelnen geologischen Parameter mit den geologischen Eigenschaften des Speichers Uelsen verglichen. Aus dem Vergleich geht hervor, dass der Speicher, der momentan als Erdgasspeicher betrieben wird, die Voraussetzung vorweist, als potenzieller Wasserstoffspeicher betrieben zu werden. Die vorhandenen geologischen Werte weisen darauf hin, dass die Speicherung von Wasserstoff im Speichergestein als möglich und sicher eingestuft werden kann. Es



muss aber auch betrachtet werden, ob das Abdeckgestein gegenüber Wasserstoff undurchlässig ist, um mögliche Verluste auszuschließen. Aus dem Vergleich geht nicht hervor, ob mögliche mikrobielle Lebewesen im Speichergestein, die in der wässrigen Phase vorkommen, vorhanden sind. Reaktionen zwischen Mikroben und Wasserstoff können je nach Spezies unterschiedliche chemische Produkte bilden. So kann neben Methan auch Schwefelwasserstoff gebildet werden (Rivolta et al. 2024). Aufgrund dieser Erkenntnisse ist daher eine genaue mikrobiologische Gesteinsanalyse zu empfehlen, um die Möglichkeit von bio- oder geochemischen Reaktionen zwischen Mikroben und Wasserstoff und deren Auswirkungen auf die Dichtigkeit des Speichers einzuschätzen.

Um einen bestehenden Untertagespeicher wasserstofftauglich zu machen, ist die bestehende Bohrungs- und Übertageinfrastruktur von zentraler Bedeutung. Es muss überprüft werden, ob die bestehenden und für die Erdgasspeicherung ausgelegten Komponenten der Bohrung, insbesondere Förderrohrtour und Bohrlochkopf, auch für die Wasserstoffspeicherung verwendet werden können. Zur Bewertung der technischen Bohrungsintegrität bei bestehenden Erdgasspeichern ist eine Vielzahl technischer Regelwerke und Leitlinien vorhanden. Die Haupttrichtlinien in Deutschland finden sich in der BVEG-Technische Bohrungsintegrität und in der Norm DIN EN 1918. Grundlage dieser Richtlinien sind Doppelbarriersysteme für Bohrungen mit Kontakt zum Speichergestein, die unabhängig voneinander die Sicherheit einer Bohrung gewährleisten sollen für den Fall, dass eine Barriere versagen sollte. Für jede Bohrung ist eine individuelle Überprüfung notwendig, um die Eignung und Verwendung der bestehenden Komponenten für einen Wasserstoffbetrieb einzuschätzen. Hierzu zählt die Bewertung der Wasserstoff-Materialverträglichkeit, der Resistenz gegenüber Wasserstoffversprödung und gegenüber korrosiven Produkten, die bei einer Wasserstoffspeicherung gebildet werden können.

#### 4.2.3 TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE KRITERIEN ZUR H<sub>2</sub>-SPEICHERUNG

Die physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff sind im Vergleich zu Erdgas unterschiedlich. Wasserstoff liegt in natürlicher Form als Elementmolekül vor und hat einen sehr kleinen Moleküldurchmesser. Der Brennwert von Wasserstoff liegt bei etwa 3,45 kWh/m<sup>3</sup> und beträgt damit nur rund ein Drittel des Erdgas-Brennwertes mit etwa 11 kWh/m<sup>3</sup>. Die atmosphärische Dichte von Wasserstoff liegt bei etwa 0,0899 kg/m<sup>3</sup> und ist damit wesentlich geringer als die von Erdgas (0,72 kg/m<sup>3</sup>). Neben diesen Eigenschaften hat Wasserstoff eine geringere Kompressibilität als Erdgas. Der Verlauf des Kompressibilitätsfaktors Z (Verhältnis reales Volumen/ideales Volumen) für Wasserstoff ist linear aufsteigend und liegt kontinuierlich über 1. Ein weiterer Unterschied zwischen den Gasen ist der Joule-Thomson-Effekt, der die Temperaturänderung bei isenthalper Druckänderung beschreibt. Wenn Erdgas entspannt wird, nimmt die Gastemperatur ab (etwa 0,5 K pro 1 bar). Wasserstoff hat dagegen eine gegenläufige Eigenschaft: bei einer isenthalpen Veränderung steigt die Gastemperatur bei Druckentspannung. Dies führt zu Effekten, die bei



der Planung und Entwicklung von untertägigen Wasserstoffspeichern berücksichtigt werden müssen.

Für den Umwidmungsprozess ist eine Bestimmung des voraussichtlichen Wasserstoff-Energiegehalts unerlässlich. Das errechnete Volumen und die zu erwartenden Bohrungsleistungen (Ein- und Ausspeicherung) werden eine signifikante Bedeutung haben. Zur wirtschaftlichen Einschätzung eines künftigen Wasserstoff-Speichers in Uelsen ist ein Vergleich mit dem bestehenden Erdgasspeicher durchzuführen. Die Werte der vorhandenen Kissen- und Arbeitsgasvolumina für Erdgas wurden aus der Untertagegasspeicher-Datenbank der International Gas Union (IGU) (International Gas Union 2020) entnommen. Hieraus wurden die entsprechenden Kompressibilitätsfaktoren für den Maximal- und Minimaldruck bestimmt und zur Berechnung des Wasserstoffvolumens verwendet. Zur Berechnung der Energiemengen wurden die Brennwerte von Wasserstoff und Erdgas verwendet.

Nachfolgende Tabelle 7 zeigt die gespeicherten Energiemengen und die minimalen und maximalen Leistungen eines Porenspeichers und einer Speicherkaverne im Erdgas- und im Wasserstoffbetrieb. Im weiteren Textverlauf werden für die Raten die Einheit  $\text{m}^3/\text{h}$  und für das Volumen  $\text{m}^3$  verwendet, die die Werte im Normzustand beschreiben ( $\text{m}^3/\text{h}$  ( $V_n$ ),  $\text{m}^3$  ( $V_n$ )). Für den Kavernenspeicher wurde eine maximale Injektionsrate von etwa  $150.000 \text{ m}^3/\text{h}$  und eine Produktionsrate von  $113.000 \text{ m}^3/\text{h}$  angenommen. Für den Porenspeicher lagen die Werte bei  $300.000 \text{ m}^3/\text{h}$  und  $450.000 \text{ m}^3/\text{h}$ .

Tabelle 7: Volumen, Bohrungsleistungen und Energiegehalt einer Kaverne und eines Porenspeichers

Parameter	Kaverne (Erdgas)	Kaverne ( $\text{H}_2$ )	Poren (Erdgas)	Poren ( $\text{H}_2$ )
gesamtes Gasvolumen [ $10^6 \text{ m}^3$ ]	104	81,4	1.440	960
Gespeicherte Energie [GWh]	1.033	242	15.840	3.400
maximale Injektionsleistung [GW]	1,48	0,8	4	1,6
maximale Produktionsleistung [GW]	1,12	0,5	3	1,06

Aus der oben gezeigten Tabelle 7 geht hervor, dass sich die gespeicherte Energiemenge zwischen Erdgas und Wasserstoff signifikant unterscheidet. In einem Wasserstoffspeicher kann lediglich rund 25 % der Energie eines ursprünglichen Erdgasspeichers gespeichert werden. Dies lässt sich mit der unterschiedlichen Energiedichte und Kompressibilität von Erdgas und Wasserstoff erklären. Dadurch wird auch eine geringere Leistung bei der Ein- und Ausspeisung von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas erzielt.



## 4.3 WASSERSTOFFSPEICHERUNG IN PORENSPEICHERN

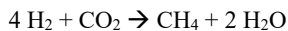
Autoren: Christian Lüddeke, Birger Hagemann, Leonhard Ganzer



**Um eine hinreichend große untertägige Speicherkapazität für Wasserstoff bereitzustellen, dürfen Porenspeicher nicht ausgeschlossen werden.** Mischungsvorgänge zwischen eingespeistem Wasserstoff und im porösen Gestein verbliebenen Gasen und potenzielle mikrobielle Reaktionen lassen sich durch geeignete Fahrweisen minimieren. Für die Eignung als poröser Wasserstoffspeicher ist eine individuelle Betrachtung jeder porösen Speicherstruktur notwendig.

### 4.3.1 METHODIK

Porenspeicher können aufgrund ihrer großen Ausdehnung ein großes Gasvolumen aufnehmen, welches über einen längeren Zeitraum ausgespeist werden kann. Die Umstellung der Porenspeicher von Erdgas auf Wasserstoff erfordert eine detaillierte individuelle Untersuchung und die Erstellung eines Umstellungskonzeptes. Aufgrund der derzeitigen Nutzung als Erdgasspeicher sind am Ende dieses Betriebes noch Erdgas und weitere Fluide in den Porenräumen vorhanden. Bei der Injektion und der anschließenden Speicherung von Wasserstoff kann es aufgrund von Konzentrationsunterschieden zwischen den einzelnen Gaskomponenten zu Diffusions- und Dispersionsvorgängen kommen. Die Folge sind Mischungsvorgänge zwischen den Gasen, insbesondere zwischen Wasserstoff und Methan, welche eine Reduzierung der Wasserstoffreinheit zur Folge haben. Neben den Mischungsvorgängen können auch biochemische Reaktionen in den porösen Medien einen Einfluss auf die Wasserstoffqualität haben. In den Porenräumen ist eine geringe Konzentration von Haftwasser zu erwarten, das einen Lebensraum für anaerobe Mikroben bietet. Unter dem Einfluss von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid wird der mikrobielle Stoffwechsel angeregt, bei dem Wasserstoff und weitere Substrate von den Mikroben konsumiert werden, was eine Vervielfachung und ein Wachstum der Mikroben zur Folge hat. Als Stoffwechselprodukt werden Wasser und Methan (CH<sub>4</sub>) nach der Reaktionsgleichung von Sabatier (1913) produziert.



Der Lebenszyklus der Mikroben durchläuft insgesamt vier zentrale Phasen. Beim initialen Kontakt mit Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid findet zunächst keine Reaktion und somit kein mikrobielles Wachstum statt („Lag“). In der darauffolgenden Phase beginnen die Mikroben mit dem Konsum der Gase, der ihren Stoffwechsel und das Wachstum anregt. In dieser Phase wächst die Anzahl der Mikroben kontinuierlich („Log“-Phase). Während des Wachstumsprozesses erreicht die Anzahl eine Obergrenze, die durch einen Ausgleich an

konstanter Substratverfügbarkeit und mikrobielles Absterben charakterisiert wird („Stationary“). Im Anschluss, wenn nicht mehr ausreichend Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid vorhanden ist, sterben die Mikroben und die mikrobielle Anzahl nimmt ab („Death“). Der Verlauf des mikrobiellen Wachstums ist in folgender Abbildung 27 dargestellt.

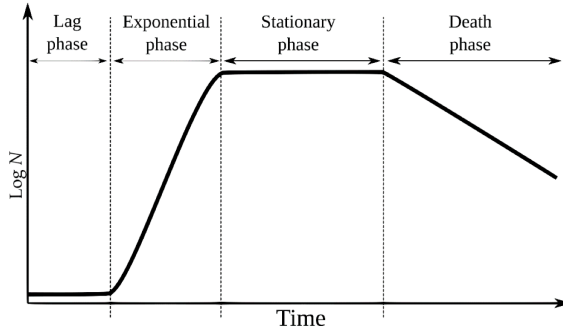


Abbildung 27: Verlauf mikrobielles Wachstum (Štumpf et al. 2020)

Aufgrund der mikrobiellen Reaktion ist langfristig mit einer Reduzierung der Menge und Reinheit des Wasserstoffs im Porenspeicher zu rechnen. Bei einer anschließenden Förderung des gespeicherten Gases ist mit geringen Konzentrationen an mikrobiologisch produziertem Methan zu rechnen. Hierbei spielt die Intensität der biochemischen Reaktion eine bedeutende Rolle, die u. a. von der Speichertemperatur und der Salinität abhängig ist (Thaysen et al. 2021).

Für die Simulation der Wasserstoffspeicherung in einem Porenspeicher wird ein geologisches Modell verwendet, welches einen Porenspeicher in Norddeutschland in der Schicht des Buntsandsteins darstellt. Dieses Modell wurde aus der vom ITE angefertigten Benchmark-Studie entnommen (Hogeweg et al. 2022). Eine weitere wichtige Annahme ist, dass sich dieser Speicher in der Region Uelsen befindet. Die durchschnittliche Teufe beträgt etwa 1.400 Meter, ein Gas-Wasser-Kontakt liegt in etwa 1.550 Metern, die verbleibende Wassersättigung beträgt etwa 20 %. Weitere Informationen sind der folgenden Tabelle 8 zu entnehmen:

Tabelle 8: Speichereigenschaften

Parameter	Wert
Durchschnittliche Porosität	15 %
Durchschnittliche horizontale Permeabilität	143 mD
Durchschnittliche vertikale Permeabilität	7,4 mD
Initialer Druck	120 bar
Durchschnittliche Mächtigkeit	105 m
Geometrisches Speichervolumen	36.780.300 m <sup>3</sup>

Ein Bild des dargestellten Speichers zeigt die nachfolgende Abbildung 28:

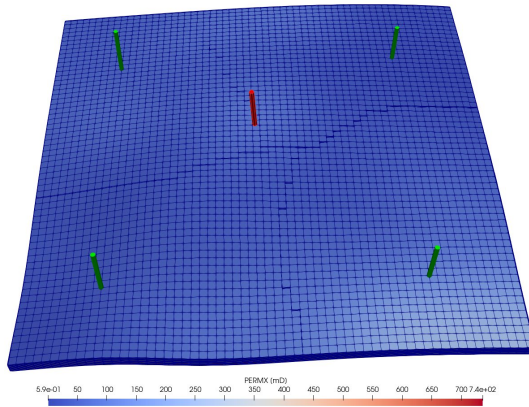


Abbildung 28: Geologisches Modell des Porenspeichers

Der Speicher hat die Maße 3 km x 3 km, jede Gitterzelle hat eine Kantenlänge von 50 Metern. Es wurden fünf Bohrungen angenommen, die über die gesamte Fläche verteilt wurden.

Aufgrund des vorherigen Speicherbetriebs als Erdgasspeicher ist es relevant, einen Plan zu entwerfen, mit dem ein möglichst großes Volumen an verbleibendem Erdgas aus dem Speicher ausgespeist und durch Wasserstoff ersetzt wird. Da der Speicher eine sehr große Fläche und Mächtigkeit und somit eine sehr hohe Kapazität aufweist, sollten alle Bohrungen für den Gasaustausch verwendet werden. Es ist auch zu beachten, dass während des Austauschvorgangs die Nachfrage nach Erdgas/Wasserstoff durch den Speicher weiterhin gedeckt wird. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, den Austauschvorgang mit der gleichzeitigen Energieversorgung in Einklang zu bringen. Hierfür werden zwei Szenarien erstellt: In einem Zeitraum von zehn Jahren werden Lastwechsel und Zyklen anhand der Leistungsdaten aus den Systemsimulationen (TP1) nachgebildet. Während der Ausspeicherphase wird das im Speicher vorhandene Gas gefördert, während bei der Einspeisung Wasserstoff injiziert wird. Über den angegebenen Zeitraum wird dann die Ausbreitung des Wasserstoffs im Speicher beobachtet und die Konzentrationen der Gase nach diesem Austauschprozess bewertet. In einem weiteren Verlauf wird derselbe Austauschprozess unter mikrobiellem Einfluss simuliert. Danach wird ein einjähriger  $H_2$ -Speicherzyklus simuliert.

Eine Grundlage der festgelegten Ein- und Ausspeisungsraten ist das Energieprofil der Region und die jährliche Entwicklung der gespeicherten Energie und notwendigen Leistungen. Für die Einspeisung wird eine Energieeffizienz von 95 % angenommen. Für einen einjährigen Speicherzyklus hat die jährliche Energiekurve aus den Systemanalysen den in folgender Abbildung 29 dargestellten Verlauf.



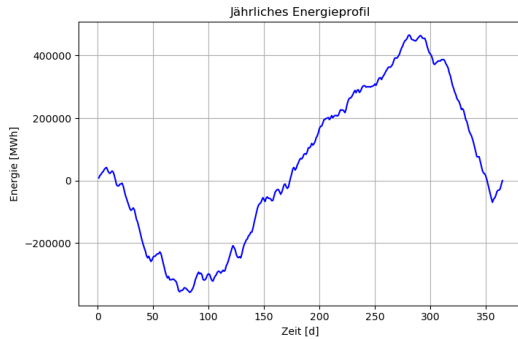


Abbildung 29: Voraussichtliches jährliches Energieprofil

Der Verlauf der gespeicherten Energie relativ zum Jahresbeginn stellt üblicherweise die kumulierte Entwicklung des gespeicherten Energiestands innerhalb eines Jahres dar. Der Anfangs- und der Endpunkt der Kurve sollten zu Beginn und zum Ende des Jahres in etwa den gleichen Wert aufweisen, um Kontinuität der Speichermenge darzustellen. Positive Abweichungen zwischen den Anfangs- und Endwerten stellen eine zunehmende Speichermenge dar; negative Abweichungen stellen abnehmende Mengen dar. Der in der obigen Abbildung dargestellte Jahresverlauf zeigt einen Maximalpunkt bei etwa 450 GWh zum Höhepunkt der Einspeisung und etwa  $-280$  GWh bei der Auspeisung. In der Abbildung sind die Lastwechsel (Auspeichern  $\rightarrow$  Einspeichern  $\rightarrow$  Auspeichern) erkennbar.

Der Porenspeicher ist darauf ausgelegt, eine hohe Leistung über einen längeren Zeitraum zu liefern. Für jeden Tag wurde ein Leistungsmittelwert gebildet, der an den Bohrungen anliegt. Für das gesamte Jahr wurde ein gleitender Mittelwert gebildet, um die Lastwechsel gering zu halten. Für 365 Tage im Jahr betrug das Intervall für die Glättung 130 Tage. Die ermittelten Raten haben den in Abbildung 30 dargestellten Verlauf.

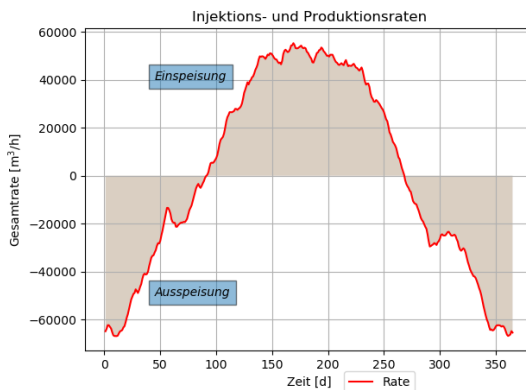


Abbildung 30: Tägliche Fließrate über ein Jahr

Die Ausspeiseraten haben höhere Maximalwerte, die von dem insgesamt länger dauernden Einspeiseprozess ausgeglichen werden. Der Anfangs- und der Endpunkt dieses Verlaufs sind auf etwa einer Ebene. Für den festzulegenden Austauschprozess sind diese Werte über einen Zeitraum von 10 Jahren festgelegt worden. Bei der Extrapolation werden die Raten für die Dauer des Umtausches ermittelt. Die Raten während des gesamten Austauschs sind in Abbildung 31 dargestellt.

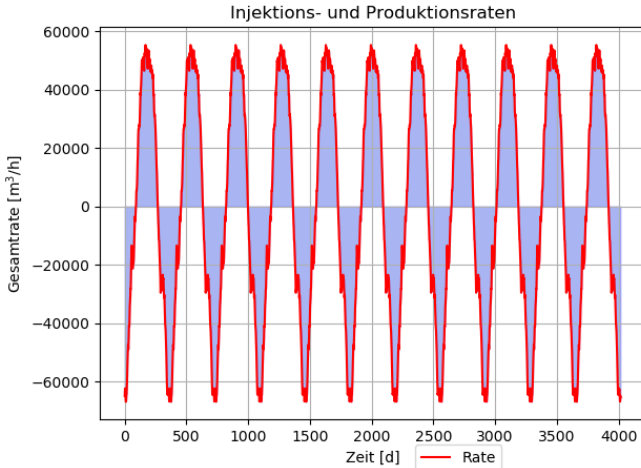


Abbildung 31: Fließraten über 11 Jahre

Die Abbildung 31 stellt die täglich gemittelten und geglätteten Fließraten über einen Zeitraum von elf Jahren dar. Die dargestellten Raten wurden gleichmäßig aufgeteilt und an alle Bohrungen angelegt, die in die Simulationen eingepflegt wurden.

- **Szenario 1:** In diesem Szenario wird ein Austausch über einen Zeitraum von 10 Jahren simuliert, bei dem alle 5 Bohrungen für die Ein- und Ausspeisung abwechselnd zum Einsatz kommen.
- **Szenario 2:** Vier der fünf verfügbaren Bohrungen werden für die Wasserstoff-Einspeisung und die zentrierte Bohrung wird für die Ausspeicherung verwendet. Die vier Bohrungen befinden sich in der Nähe der jeweiligen Ecken des Speichers. In dieser Konstellation soll ein Verdrängungsprozess von Methan durch Wasserstoff simuliert werden. In den jeweiligen Bohrungen ist eine obere Ratenbegrenzung hinterlegt, die für jede Bohrung eine Maximalrate zulässt.
- **Szenario 3:** Der Ablauf des dritten Szenarios entspricht dem zweiten Szenario. Hier werden jedoch zusätzlich methanogene mikrobielle Reaktionen berücksichtigt und deren Einfluss mit der Zeit auf das gespeicherte Wasserstoff-Volumen und auf den gespeicherten Energiegehalt untersucht. Der Anteil des umgesetzten Wasserstoffs durch die Mikroben wurde ermittelt.

Für alle Szenarien wird die initiale Gaszusammensetzung (volumenbezogen) mit 98 % Methan, 1,5 % Kohlenstoffdioxid und 0,5 % Wasser angenommen. Weitere Komponenten werden vernachlässigt.

#### 4.3.2 ERGEBNISSE AUS DEN SZENARIOANALYSEN

##### *Szenario 1: Simulation eines Austauschprozesses über 10 Jahre*

Bei dieser Simulation wurde eine hohe Konzentration Wasserstoff in der näheren Bohrungsumgebung festgestellt. In der ersten Ausspeicherphase wurde zunächst eine große Menge des Restgases gefördert. Über die längeren Injektionszeiträume wurde reiner Wasserstoff injiziert, der sich dann radial um die jeweilige Bohrung ausbreitete. Ein höhere Gassättigung mit Wasserstoff und eine zusätzliche Verdrängung von Erdgas waren die Folgen. In den anschließenden Ausspeicherphasen wurde dann beinahe ausschließlich Wasserstoff gefördert, während Erdgas und Kohlenstoffdioxid im Ausspeicherstrom nur sehr geringe Konzentrationen aufwiesen. Nach einiger Zeit bildete sich ein Gleichgewicht zwischen dem injizierten und dem produzierten Wasserstoff, sodass ein weiterer Austausch des Gases sehr unwahrscheinlich erschien. Die Ausbreitung des Wasserstoffs nach 10 Jahren ist in folgender Abbildung 32 dargestellt.

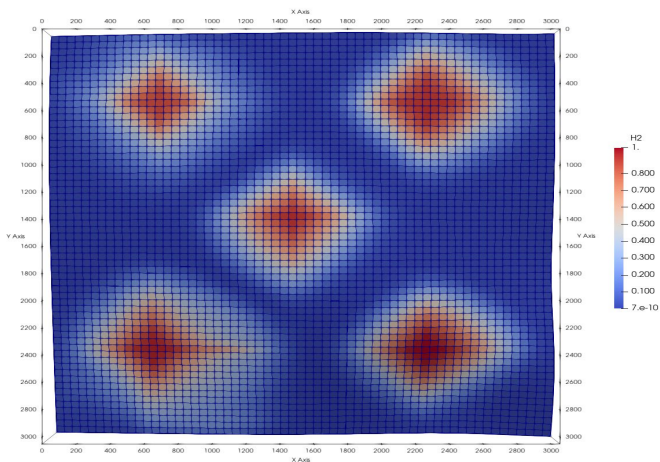


Abbildung 32: Wasserstoffkonzentration nach 10 Jahren, Szenario 1

Aus der obigen Abbildung 32 geht eine signifikante Konzentration von Wasserstoff in der näheren Bohrlochumgebung hervor. Es ist eine radiale Ausbreitung von Wasserstoff zu beobachten, aufgrund von einzelnen Heterogenitäten in dem Speicher kann es auch vereinzelt zu einer schnelleren Ausbreitung kommen. In diesen Bereichen wird die Wasserstoffreinheit sehr hoch sein, da ein Großteil der übrigen Restgase durch die Injektion in weiter entfernte Bereiche verdrängt wurde.



In Szenario 1 gibt es eine äußerst geringe Methankonzentration in den Bohrungsnahbereichen, die sich im Promille-Bereich bewegt. Dies geht einher mit der hohen Wasserstoffkonzentration in den gleichen Bereichen (Abbildung 32). Außerhalb dieser Bereiche ist jedoch eine hohe Methankonzentration festzustellen. In die von den Bohrungen weiter entfernten Bereiche ist der Wasserstoff nicht vorgedrungen, weshalb hier folglich kein Methan ersetzt wurde.

Die Effektivität eines Austauschprozesses wird insbesondere über die am Ende des Szenarios im Speicher enthaltenen Volumina bewertet. Neben den Volumina ist auch der Energiegehalt bedeutend für die Einschätzung als potenzieller Wasserstoffspeicher. Für dieses Szenario wurden die Entwicklungen der Volumina und des jeweiligen Energiegehalts analysiert, wie es in der folgenden Abbildung 33 dargestellt ist.

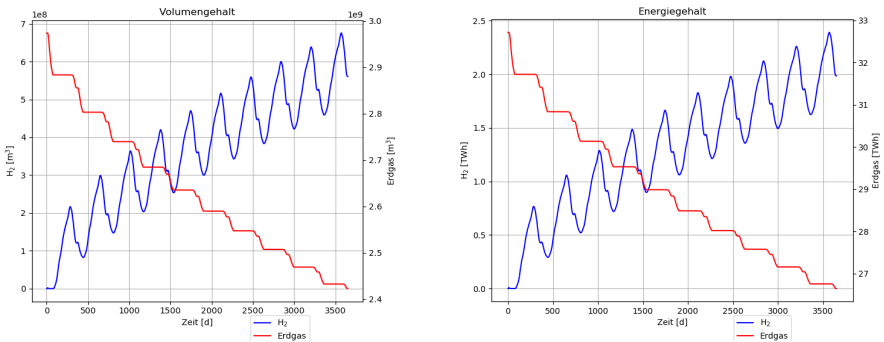


Abbildung 33: Entwicklung der Volumina und des Energiegehalts, Szenario 1

Aus dem Verlauf des Austauschszenarios geht hervor, dass sich durch den Wechsel zwischen Ein- und Ausspeisung die Volumina von Wasserstoff und Methan/Erdgas verändern und sich dadurch auch der Energiegehalt anpasst. Zu Beginn des Prozesses ist eine relativ deutliche Abnahme des Erdgasvolumens mit der Ausspeisung und eine Zunahme des Wasserstoffvolumens während der ersten 250 Tage zu erkennen. In der anschließenden Ausspeicherphase ist eine Abnahme des Wasserstoffs zu erkennen, während die Abnahme des Erdgases erst später erfolgt. Im Verlauf der weiteren Jahre ist dann zu sehen, dass die relative Reduzierung des Methangehalts abnimmt und Wasserstoff kaum noch weitere Porenräume im Speicher einnimmt.

Die signifikante Abnahme des Wasserstoffgehalts in den Produktionszeiträumen ist darauf zurückzuführen, dass sich der Wasserstoff in der unmittelbaren Bohrungsumgebung befindet. Mit Beginn des Förderprozesses wird demnach Wasserstoff zuerst gefördert. Mit Abnahme des Fließdrucks stellt sich demnach ein Fließverhalten von dem Speicher in Richtung der Bohrung ein, sodass auch Methan in den Förderstrom gelangt. Da sich in den anschließenden Einspeiseintervallen der eingespeiste Wasserstoff in den näher gelegenen Porenräumen ausbreitet, nimmt der Anteil an Methan in diesen Bereichen weiter ab. In den

folgenden Förderprozessen wird das Erdgas dann immer weniger abnehmen, während die Abnahme von Wasserstoff weiterhin hoch bleibt.

Zum Ende dieses Austauschprozesses ergeben sich folgende Werte für Volumen und Energiegehalt für Methan und Wasserstoff:  $V_{H_2} = 5,6 \cdot 10^8 \text{ m}^3$ ,  $V_{CH_4} = 2,42 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ ,  $E_{H_2} = 1,98 \text{ TWh}$ ,  $E_{CH_4} = 26,64 \text{ TWh}$ . Das Verhältnis der Volumina  $V_{H_2}/V_{CH_4}$  beträgt etwa 23 % und das entsprechende Verhältnis des jeweiligen Energiegehalts liegt bei etwa 7 %. Für das Gesamtsystem resultiert damit ein geringer Energieanteil des Wasserstoffs an dem Gesamtenergieinhalt des Speichers.

### Szenario 2: Simulation des Austauschprozesses über 10 Jahre ohne mikrobielle Reaktionen als Verdrängungsprozess

Der Austauschprozess betrug auch in diesem Szenario zehn Jahre. Nach Ablauf des Prozesses konnten mehr als 45 % des vorhandenen Erdgases durch Wasserstoff ersetzt werden. Hierbei zeigt sich auch ein sehr großes Konzentrationsgefälle von den Einspeisebohrungen hin zur Förderbohrung, wie es in nachstehender Abbildung 34 dargestellt ist.

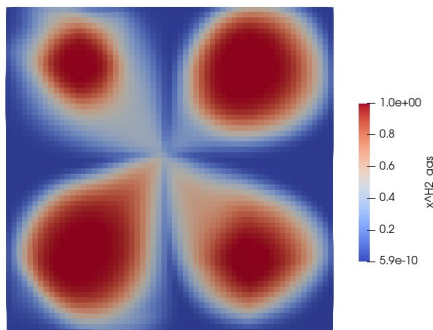


Abbildung 34: Wasserstoffkonzentration nach 10 Jahren, Szenario 2

Nach Ablauf des Austauschprozesses ist gemäß den Simulationen mit einer größeren Ausbreitung von Wasserstoff im Speicher zu rechnen. Das Volumen des vorhandenen Erdgases verringert sich im Verlauf dieses Prozesses, wie es der Abbildung 35 zu entnehmen ist.

Die Entwicklung des jeweiligen Speichervolumens zeigt, dass anfangs eine stufenweise Zunahme des Wasserstoff-Volumens bei gleichzeitiger Verringerung des Erdgasvolumens stattfindet. Bei der Abfolge von Ein- und Ausspeiseprozessen ist in den ersten zwei Jahren mit keiner Förderung von eingespeichertem Wasserstoff zu rechnen. Ab dem dritten Jahr ist ein Durchbruch von Wasserstoff an der Entnahmebohrung zu erwarten. Dies lässt sich am leicht abfallenden Wasserstoff-Volumen während der dritten Förderphase in Abbildung 35 erkennen. Der Anteil an Wasserstoff wird im weiteren Verlauf der Förderung zunehmen, während der Anteil des gefördert Erdgases noch hoch bleibt. Am Ende dieses Pro-

zesses ist mit einem Wasserstoff-Volumen von etwa  $1,57 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  und einem Erdgasvolumen von  $1,54 \cdot 10^9 \text{ m}^3$  zu erwarten. Das Austauschverhältnis  $V_{\text{H}_2}/V_{\text{CH}_4}$  liegt hier bei etwa 45 %. Der gespeicherte Wasserstoff-Energiegehalt liegt bei etwa 4,5 TWh.

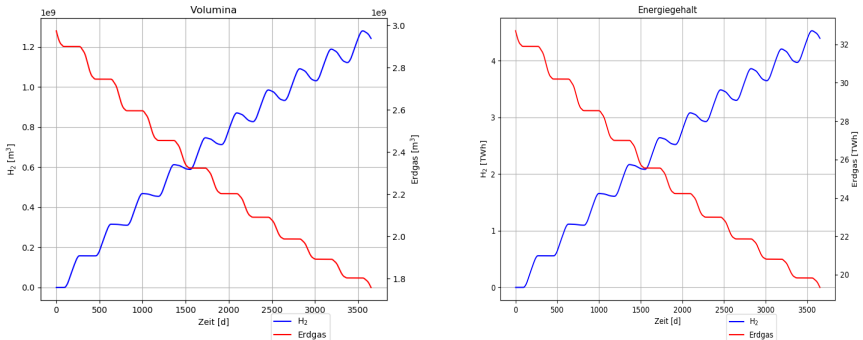


Abbildung 35: Entwicklung der Volumina und des Energiegehalts, Szenario 2

An den Umtauschvorgang schloss sich ein einjähriger Betriebszyklus mit Wasserstoff an, bei dem die gleichen Ein- und Auspeicherraten verwendet wurden. Die Entwicklung des gespeicherten Energiegehalts von Wasserstoff während dieses Zyklus für das Szenario 2 ist in folgender Abbildung 36 dargestellt.

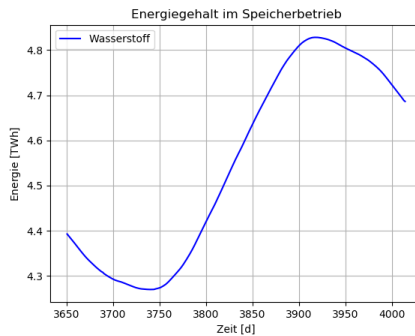


Abbildung 36: Wasserstoff-Energiegehalt während des einjährigen Betriebszyklus, Szenario 2

Es ist der Abbildung zu entnehmen, dass am Ende des Speicherzyklus etwa 4,7 TWh im Speicher vorhanden sind, die zur Deckung des voraussichtlichen Speicherbedarfs zur Verfügung stehen. Für die weitere Entwicklung des  $\text{H}_2$ -Speichers sind die Raten anzupassen, um eine weitere Erhöhung der zu speichernden  $\text{H}_2$ -Menge zu erzielen.

### Szenario 3: Austausch über 10 Jahre unter Berücksichtigung mikrobieller Reaktionen

Der mikrobielle Prozess ist von der Temperatur, der Gaszusammensetzung und der Salinität der Formation abhängig (Thaysen et al. 2021). Für die Simulationen wird eine im

Vergleich zu den Szenarien 1 und 2 unveränderte Gaszusammensetzung bei einer Speichertemperatur von 67 °C angenommen. Der Austausch erfolgt analog zum Szenario 2. Die Ausbreitung der Wasserstoff-Konzentration nach 10 Jahren ist in der nachfolgenden Abbildung 37 dargestellt.

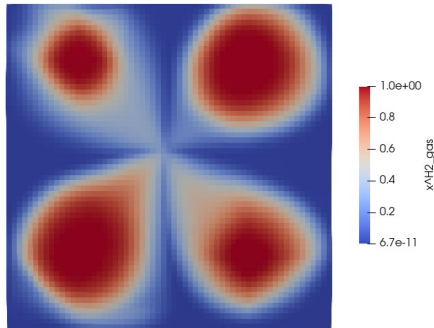


Abbildung 37: Wasserstoffkonzentration nach 10 Jahren, Szenario 3

Im Vergleich zum Abbildung 34 sind keine signifikanten Veränderungen bei der Wasserstoff-Konzentration zu erkennen. Die Ausbreitung des Wasserstoffs durch das poröse Gestein von den Einspeisebohrungen aus ist sehr ähnlich. Das vorhandene Methan und Kohlenstoffdioxid wird dabei zur Produktionsbohrung verdrängt. Die Konzentrationen dieser Gase sind folglich denen im zweiten Szenario sehr ähnlich.

Die Kohlenstoffdioxid- und Methan-Konzentrationen in der radialen Bohrlochumgebung nehmen ab, da sie von dem eingespeisten Wasserstoff zunehmend verdrängt werden. Die Ausbreitung geschieht in radialer Richtung und aufgrund der zentral gelegenen Produktionsbohrung fließen die Gase zur Mitte des Speichers. Der Wasserstoffgehalt im frei werdenden Porenraum nimmt zu.

Unter dem Einfluss mikrobieller Reaktionen und dem Vorhandensein von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid ist mit einer Konversion der beiden Ausgangsstoffe hin zu Methan und Wasser nach der Sabatier-Reaktionsgleichung zu rechnen. In Bereichen mit leicht erhöhten Wasserstoff-Konzentrationen und niedrigen Kohlenstoffdioxid-Konzentrationen ist mit der größten Reaktion zu rechnen. Die nachstehende Abbildung 38 zeigt die Dichte an Mikroorganismen in Relation zur Initialdichte nach Ablauf der zehn Jahre.

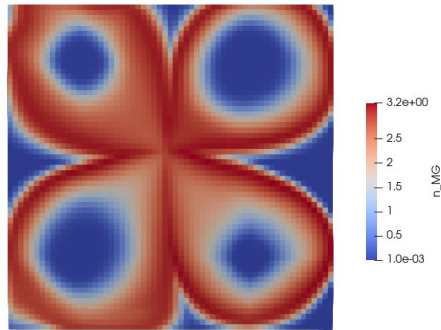


Abbildung 38: Mikrobielle Dichte (Verhältnis zur Initialdichte)

Die mikrobielle Dichte und die mikrobielle Aktivität hängt von der jeweiligen Gaskonzentration ab. Abbildung 38 zeigt eine im Verhältnis zur Initialdichte um den Faktor 3 erhöhte mikrobielle Dichte in weiterer Entfernung zu den Einspeisebohrungen. In diesen Bereichen befindet sich auch die Wasserstofffront, die durch das poröse Gestein von den Injektionsbohrungen zur Förderbohrung fließt. In dieser Zone ist eine ausreichende Menge an Kohlenstoffdioxid vorhanden. In der direkten und näheren Umgebung der Einspeisebohrungen ist die mikrobielle Dichte geringer. Der Wert liegt unterhalb der Initialdichte, was auf einen mikrobiellen Zerfallsprozess hinweist. Trotz der hohen Wasserstoffkonzentration ist hier die Kohlenstoffdioxid-Konzentration äußerst gering, was zum Ausbleiben biochemischer Reaktionen und dem „Absterben“ der Mikroorganismen führt. Dies lässt darauf schließen, dass die Mikroben in der näheren Bohrlochumgebung kaum einen Einfluss auf die Qualität des Wasserstoffs haben.

Im Verlauf des Prozesses werden die biochemischen Reaktionen einen Einfluss auf die Menge an gespeichertem Wasserstoff haben und somit dessen Energiegehalt verändern. Die nachstehende Abbildung 39 zeigt einen Vergleich des gespeicherten Wasserstoffvolumens mit und ohne Berücksichtigung biochemischer Reaktionen.

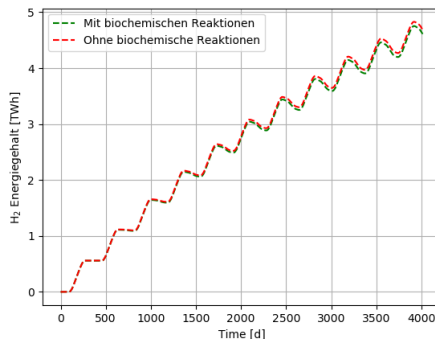


Abbildung 39: Energiegehalt Wasserstoff im Speicher mit und ohne biochemische Reaktionen





Da Wasserstoff für den mikrobiellen Stoffwechsel benötigt wird, verringert sich das Wasserstoff-Volumen. Im grafischen Verlauf ist zu erkennen, dass bei biochemischen Reaktionen der Wasserstoff-Energiegehalt im Vergleich zur Abwesenheit von Mikroben etwas geringer ist. Am Ende dieses Prozesses wurden etwa 44 % des ursprünglichen Erdgases durch Wasserstoff ausgetauscht. Dieser Wert liegt etwas niedriger im Vergleich zum zweiten Szenario, in dem mikrobielle Reaktionen nicht betrachtet wurden. Errechnet wurde eine Gesamtmenge von etwa  $1.1 \cdot 10^9$  mol ( $\sim 22,413 \cdot 10^6$  m<sup>3</sup>) Wasserstoff, die durch die mikrobiellen Reaktionen umgewandelt wurde. Verglichen mit der Simulation ohne mikrobielle Reaktionen sind am Ende des Austauschs etwa 4 % mehr Methan im Speicher vorhanden. In der Anfangsphase des Austauschprozesses, wenn Wasserstoff injiziert wird, wird der Stoffwechsel der Mikroben angeregt und ihre Anzahl beginnt anzusteigen. Aufgrund der steigenden Anzahl und des vorhandenen Wasserstoffs und Kohlenstoffdioxid nimmt die Reaktionsgeschwindigkeit der Mikroben zu. Innerhalb von 1,5 Jahren hat diese einen Durchschnittswert von etwa 4 mol/s erreicht. Danach erfolgt eine kurze Phase mit einer stabilen Reaktionsgeschwindigkeit. Diese stabile Reaktionsgeschwindigkeit ist die maximale speziesabhängige Wachstumsrate, die Mikroben bei Vorhandensein ausreichender Substrate erreichen kann. Im Anschluss ist eine Abhängigkeit der Reaktionsgeschwindigkeit von der jeweiligen Betriebsphase zu erkennen: Während einer Wasserstoffinjektion erhöht sich die Umsetzungsgeschwindigkeit, während sie bei einer Ausspeisung abnimmt. Langfristig ist eine abfallende Reaktionsgeschwindigkeit festzustellen, welche auf eine abnehmende Mikrobenzahl hindeutet. Zugleich wird auch weniger Wasserstoff konsumiert und die Produktion von Methan verringert sich entsprechend. Hieraus lässt sich schließen, dass die mikrobiellen Prozesse einen zunehmend geringeren Einfluss auf die Wasserstoffqualität haben und langfristig das Volumen an Wasserstoff nicht mehr abnehmen wird. Aufgrund der geringen Geschwindigkeit der biochemischen Prozesse ist dies ein langfristiger Prozess, der in den vorliegenden Simulationen kaum erkennbar ist.

Auch im Szenario 3 wird im Anschluss an den Austauschprozess ein einjähriger regulärer Speicherzyklus simuliert. Der Speicherzyklus wurde für einen Wasserstoffspeicher mit und ohne mikrobielle Reaktionen durchgeführt. Hierbei wurden am Ende des Zyklus mit vorhergehendem Austauschzeitraum etwa 43 % des initialen Gases durch Wasserstoff ausgetauscht. Am Ende liegt der Energiegehalt des Wasserstoffs bei etwa 4,6 TWh, der des verbliebenen Erdgases liegt bei etwa 18,5 TWh. Der Speicherdruck beträgt am Ende etwa 135 bar. Der Energiegehalt des Wasserstoffs mit Berücksichtigung des mikrobiellen Einflusses und die Förder- und Injektionsraten sind in folgender Abbildung 40 dargestellt.

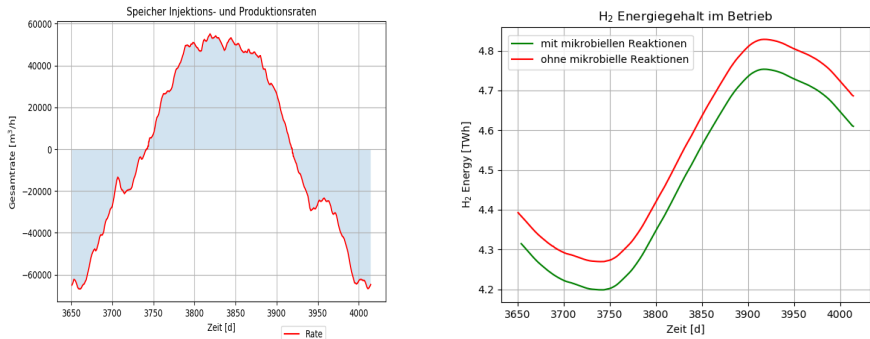


Abbildung 40: Ratenverlauf und Wasserstoff-Energiegehalt während des einjährigen regulären Speicherzyklus

Aus der Abbildung 40 ist zu entnehmen, dass während des Betriebsjahres zwei Lastwechsel zu erwarten sind. Die Anfangs- und die Endwerte der Raten befinden sich in etwa im selben Bereich. Der Energiegehalt des Wasserstoffs zeigt einen leicht zunehmenden Verlauf, welcher auf ein zunehmendes Volumen an Wasserstoff hinweist. Mit einem Wert von etwa 4,6 TWh am Ende des Jahres ist genügend Wasserstoff gespeichert, um den prognostizierten Jahresbedarf von etwa 800 GWh zu decken.

#### 4.3.3 ZUSAMMENFASSUNG ZUR WASSERSTOFFSPEICHERUNG IN PORÖSEN MEDIEN

In den dargestellten Szenarien werden die Auspeisung des vorhandenen Speichergases und die Einspeisung von Wasserstoff in einen vorhandenen porösen untertägigen Speicher dargestellt. Im Anschluss wurde ein einjähriger Zyklus mit Injektion und Produktion als Wasserstoffspeicher durchgeführt. Aus dem Vergleich der drei möglichen Austauschszenarien lässt sich ableiten, dass die Verdrängung des vorhandenen Speichergases durch Wasserstoff (Szenario 2) die effektivste Variante ist, um ein möglichst großes Wasserstoffvolumen im Speicher zu erzielen. Bei diesem Verfahren kann über einen Zeitraum von 10 Jahren der Speicher mit den vorhandenen Bohrungen zu etwa 45 % mit Wasserstoff befüllt werden. Ein größerer Anteil kann erzielt werden, wenn die Dauer des Zyklus verlängert oder die Raten erhöht werden würden.

Nach Ablauf der Verdrängungsprozesse ist mit einem Wasserstoff-Energiegehalt von etwa 4,7 TWh zu rechnen. Unter Berücksichtigung mikrobieller Umwandlungsprozesse liegt dieser Wert bei ungefähr 4,6 TWh. In den frühen Phasen der mikrobiellen Reaktionen ist mit einem hohen Umwandlungspotenzial zu rechnen, das mit fortschreitender Zeit abnimmt und seinen Einfluss auf die Wasserstoffspeicherung verliert. Mit dem errechneten Energiegehalt ließe sich der aus den Systemanalysen (TP1) resultierende Speicherbedarf von etwa 800 GWh in der Region Uelsen abdecken. Aufgrund des Überschusses von etwa 4 TWh ließen sich dann durch ein geeignetes Netzwerk an Wasserstoffleitungen benachbarte Regionen und weiter entfernte Gebiete mit Wasserstoff versorgen. Bezogen auf den



errechneten Wasserstoff-Bedarf für Niedersachsen (13,9 TWh) ließe sich etwa ein Drittel des in TP1 prognostizierten Speicherpotenzials im untersuchten Porenspeicher abdecken. Aufgrund des noch verbleibenden großen Volumens an Erdgas sollte die weitere Verwendung dieses Gases für weitere Prozesse in Betracht gezogen werden.

Der Vergleich der Simulationen zeigt, dass biochemische Reaktionen unter dem Einfluss von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid bei einem zukünftigen Untertagespeicher unbedingt in Betracht gezogen werden müssen, da diese sowohl das gespeicherte Wasserstoffvolumen, den Energiegehalt als auch die Wasserstoffqualität beeinflussen können. Bei einem porösen Speicher ist eher mit biochemischen Veränderungen des Wasserstoffs zu rechnen, da Mikroben in der Flüssigphase nicht ausgeschlossen werden können. Dies ist jedoch abhängig vom Speicher und erfordert individuelle Untersuchungen.

Wenn die potenziellen Speicherarten unter dem Gesichtspunkt des Ausschließlichkeitsprinzips betrachtet werden, dann würden zunächst prinzipiell Kavernenspeicher ausgewählt werden, da hier die Reinheit des eingespeisten Wasserstoffs während der Speicherung nahezu unverändert bleibt. Jedoch können auch bei Kavernenspeichern langfristig Verunreinigungen im Wasserstoff auftreten, so dass dann auch hier die Wasserstoff-Reinheit nicht mehr gegeben sein wird.

In Porenspeichern ist aufgrund des noch übrigen Gases das Potenzial für Diffusions- und Mischungsvorgänge weiterhin hoch, so dass die Wasserstoff-Reinheit abnehmen kann. Bei biochemischen Reaktionen können Einflüsse auf die Reinheit nicht ausgeschlossen werden. Abhängig von den Bedingungen kann die Reaktionsgeschwindigkeit der Mikroorganismen und dadurch die Mengen an produziertem Methan variieren. Verglichen mit der gesamten Speicherkapazität bilden diese Mengen geringe Anteile, so dass dann geringe Volumina gefördert werden würden. Diese Volumina könnten dann in weitere Verarbeitungsprozesse mit verwendet werden.



## 4.4 WASSERSTOFFSPEICHERUNG IN SALZKAVERNEN

Autor:innen: Junqing Sun-Kurczinski, Tianjie Pan, Karl-Heinz Lux



**Der Ausstieg aus der Speicherung fossiler Energieträger in Salzkavernen und der Umstieg auf die Speicherung erneuerbarer Energieträger in Form von Wasserstoff in Salzkavernen ist technisch grundsätzlich möglich.** Er verlangt aber mit Blick auf die umweltpolitische Zielsetzung 2045 in Verbindung mit den erforderlichen Realisierungszeiträumen und den bestehenden Investitionsrisiken die Entwicklung von Geschäftsmodellen und Zeitplänen in Zusammenarbeit von Politik und Marktteilnehmern. In der Praxis ist die Umrüstung der Kavernenspeicher von der Erdgasspeicherung auf die Speicherung von Wasserstoff ein schrittweiser Prozess.

Dass in den letzten Jahren in Niedersachsen, auch mit Unterstützung der Landesregierung, außerhalb der fünf Wasserstoff-Innovationslabore bereits damit begonnen worden ist, den Weg in eine Wasserstoff-basierte Energiewirtschaft zu beschreiten, zeigen beispielhaft erste Entwicklungsschritte mit jeweils auch öffentlicher Förderung auf dem Gebiet der Kavernenspeicherung:

- Das Forschungsprojekt H<sub>2</sub>CAST der Storag Etzel AG am Standort Etzel.

Zusammen mit den entsprechenden Übertageanlagen werden derzeit zwei Kavernen für einen Testbetrieb mit Wasserstoff umgerüstet. Der Testbetrieb erfolgt im Solependelbetrieb, wobei die Kavernen in ihrem oberen Bereich mit einem geometrischen Volumen von ca. 10.000 m<sup>3</sup> mit Wasserstoff teilbefüllt sind. Die Kavernenumrüstung ist bereits weitgehend erfolgt. Anfang 2025 beginnt der mehrjährige Testbetrieb. Eine anschließende vollständige Befüllung der Kavernen mit Wasserstoff bei einem entsprechenden Marktumfeld ist vorgesehen.

- Ein industrielles Entwicklungsprojekt der Storengy Deutschland GmbH unter der Bezeichnung SALTHY am Standort Harsefeld.

In Rahmen dieses Projekts sollen zusätzlich zu den beiden bestehenden Erdgasspeicherkavernen zunächst eine, später vielleicht bei entsprechendem Marktumfeld eine zweite, Speicherkaverne zur Wasserstoffspeicherung einschließlich der erforderlichen Übertageinfrastruktur gebaut werden. Gespeichert werden sollen bis zu 15.000 t Wasserstoff. Die Inbetriebnahme ist für 2030 vorgesehen.

- Ein industrielles Forschungsprojekt HYDROGEN PILOT CAVERN KRUMMHÖRN der Uniper Energy Storage GmbH am Standort Krummhörn.

Bei diesem Projekt soll in einer schon bestehenden Bohrung eine ca. 3.000 m<sup>3</sup> große Testkaverne neu ausgesolt und mit Wasserstoff befüllt werden. Untersucht werden etwa



zwei Jahre lang sowohl Materialien und technische Apparaturen im Hinblick auf ihre Wasserstofftauglichkeit als auch wasserstoffspezifische Betriebsfahrweisen.

- Ein Industrieprojekt im Rahmen des Großprojektes CLEAN HYDROGEN COASTLINE der EWE AG am Standort Huntorf.

Gegenstand ist hier die ebenfalls bereits begonnene Umrüstung einer bisherigen Erdgasspeicherkaverne zur zukünftigen Speicherung von Wasserstoff mit einer Speicherleistung von bis zu 70 GWh. Die Kaverne soll im Jahr 2027 betriebsbereit sein mit Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz.

Niedersachsen liegt in einem geologischen Bereich, der als „Norddeutsches Becken“ bezeichnet wird. Dieses ist wiederum Teil des Zentraleuropäischen Beckensystems (Goerne et al. 2016). In diesem Beckenbereich ist ein sehr gutes Potential für die Anlage von Kavernenspeichern vorhanden (Caglayan et al. 2020). Nach LBEG (2022) sind derzeit in Niedersachsen einschließlich Bremen insgesamt 107 Einzelkavernen zur Speicherung von Erdgas in acht Kavernenfeldern in Betrieb (Krummhörn, Jemgum, Nüstermoor, Etzel, Huntorf, Ohrensen, Empelde, Harsefeld). Somit hat Niedersachsen aufgrund der einmaligen infrastrukturellen Gegebenheiten große Bedeutung für die untertägige Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen auf regionaler und überregionaler Ebene - vornehmlich in Küstennähe, aber auch im Binnenland (neben den acht Kavernenfeldern zur Erdgasspeicherung auch weitere fünf Kavernenfelder zur Erdölspeicherung). Je nach geologischen Verhältnissen, der Teufenlage der Kavernenfelder sowie den ausgesolten Kavernengeometrien unterscheiden sich die Betriebsbedingungen und damit dann auch die Speicherkapazitäten der einzelnen Speicheranlagen.

Abbildung 41 zeigt in stilisierter Form eine generalisierte Darstellung zu den Teufenlagen verschiedener Kavernenanlagen in Deutschland und insbesondere in Niedersachsen. Danach sind Salzkavernen in Deutschland hauptsächlich in drei unterschiedlichen Teufenlagen angeordnet, die mit den Bereichen mäßig tief (500 ~ 900 m), mitteltief (900 ~ 1.300 m) und tief (> 1.300 m) zu charakterisieren sind.

Die repräsentativen Teufenlagen von Salzkavernen in Niedersachsen sind in der grünen Ellipse in Abbildung 41 dargestellt und erstrecken sich vom mitteltiefen Bereich bis in den tiefen Bereich. Die in grün markierten Kavernenanlagen sind ausgewählte Kavernenanlagen der am Forschungsvorhaben beteiligten Praxispartner Storengy und Storag Etzel. Der Teufenbereich der rechnerisch analysierte Kavernenanlagen ist mit einer blauen Ellipse umrandet.

Ausgehend von den drei Teufenlagen wurden im Rahmen des Vorhabens thermodynamische und dann darauf aufbauend weitere thermomechanische Simulationen zur Identifizierung der Unterschiede zwischen Wasserstoffspeicherung und Erdgasspeicherung in

den Salzkavernen durchgeführt und Referenzsituationen zur Abschätzung der Speicherkapazität von Wasserstoff in den niedersächsischen Kavernen entwickelt.

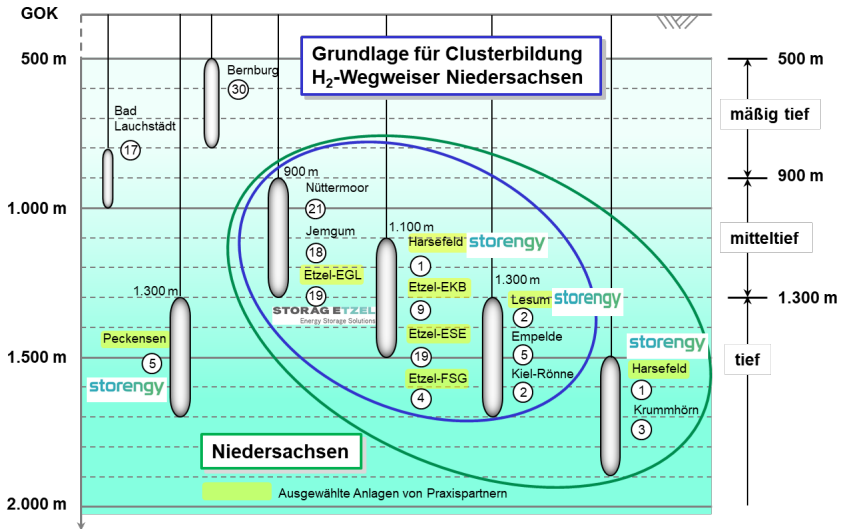


Abbildung 41: Überblick zu repräsentativen Kavernenanlagen in Niedersachsen mit Angabe der jeweils vorhandenen Einzelkavernen

#### 4.4.1 GRUNDLEGENDE THERMOMECHANISCHE SIMULATIONEN MIT GENERISCHEN GLOBALMODELLEN IN UNTERSCHIEDLICHEN TEUFENLAGEN

Für die rechnerischen Simulationen sind auf der Grundlage von betriebstechnischen Erfahrungen kavernentypische Speicherszenarien entwickelt worden. Für diese Simulationen ist das Programm FLAC3D eingesetzt worden. FLAC3D ist insbesondere für die Bearbeitung geotechnischer Aufgabenstellungen entwickelt worden und beruht auf dem Finite-Differenzen-Verfahren. Thermomechanisch gekoppelte Prozesse können mit dieser Software auch mit selbst entwickelten Stoffmodellen simuliert werden. Im Rahmen des Vorhabens wurde für die physikalische Modellierung des mechanischen Verhaltens des Steinsalzgebirges das speziell für dieses Geomaterial entwickelte Stoffmodell *Lux/Wolters/Lerche* herangezogen (Lux et al. 2022).

Das exemplarisch in Abbildung 42 dargestellte Referenz-Globalmodell 2 ist bezogen auf die Kavernendachlage in einer Teufe von  $z = 1.100$  m positioniert. Die weiteren Globalmodelle 1 und 3 liegen in Teufe  $z = 900$  m und  $z = 1.300$  m. Die geotektonische Ausbildung der Globalmodelle entspricht einem repräsentativen Gebirgsaufbau in Norddeutschland. Die Globalmodelle bestehen aus einem  $30^\circ$ -Segment mit einer Höhe von  $H_{\text{Modell}} = 3.000$  m und einem Außenradius von  $R_{\text{Modell}} = 2.000$  m.

Mit den drei Globalmodellen sind rechnerische Simulationen mit jeweils realitätsnahen Betriebsabläufen entweder volumenraten- oder druckratengeregelt zur Untersuchung des Tragverhaltens des Steinsalzgebirges in seiner Reaktion auf die jeweiligen Betriebsprofile und zur Ermittlung der Speicherkapazität und Leistungsfähigkeit der Kavernen bei einer Speicherung von Erdgas und Wasserstoff durchgeführt worden.

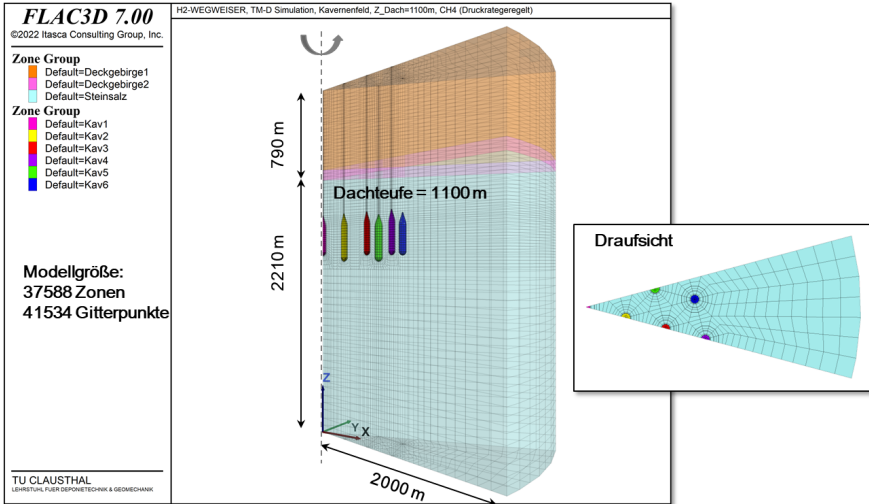


Abbildung 42: Generisches Globalmodell 2 mit Kavernenfeld und Kavernendachlage in Teufe  $z = 1.100 \text{ m}$  sowie Diskretisierung des 30°-Sektors

Die Materialparameter für das Steinsalzgebirge entsprechen einem typischen Steinsalz aus Norddeutschland und sind aus Lux et al. (2022) entnommen. Für eine thermomechanisch gekoppelte Simulation sind neben thermomechanischen Parametern auch thermodynamische Parameter wie Wärmeleitfähigkeit  $\lambda$ , Wärmekapazität  $c_p$  und thermischer Ausdehnungskoeffizient  $\alpha_T$  zur Ermittlung des Temperaturverlaufs in den Kavernen und dem Salinargebirge erforderlich. Diese sind in Tabelle 9 aufgelistet. Darüber hinaus ist auch ein Wärmeübertragungsfaktor (Wärmeleitfähigkeit  $\lambda$ ) zwischen Steinsalzgebirge und Kaverne vorzugeben.

Tabelle 9: Thermodynamisch relevante Parameter für Deckgebirge und Steinsalzgebirge

Thermodynamischer Parameter	Symbol	Einheit	Deckgebirge	Salinargebirge
Dichte	$\rho$	$\text{kg/m}^3$	2.170	2.200
Wärmeleitfähigkeit	$\lambda$	$\text{W}/(\text{K} \cdot \text{m})$	3	5,3
Wärmekapazität	$c_p$	$\text{J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$	1.000	855
Temperaturgradient	grad T	$\text{K}/\text{m}$	0,03	0,03
Therm. Ausdehnungskoeffizient	$\alpha_T$	$1/\text{K}$	$1,20 \cdot 10^{-5}$	$4,00 \cdot 10^{-5}$

Exemplarisch wird nachfolgend die numerische Simulation mit dem Globalmodell 2 näher vorgestellt. Die mit der angesetzten Simulation abgedeckte Zeitdauer beträgt ca. 20 Jahre. Abbildung 43 zeigt das für die Simulation vorgegebene Betriebsprofil, das saisonal geprägt ist (blaue Kurve). Der maximale Kavernendruck ist zu 85 % des primären Gebirgsdrucks im Rohrschuhbereich festgelegt worden und ergibt sich zu  $\max p_i = 18,4 \text{ MPa}$ , während der minimale Kavernendruck zu 20 % des primären Gebirgsdrucks in der Referenzteufe der Kaverne angesetzt worden ist und damit hier  $\min p_i = 5,8 \text{ MPa}$  beträgt. Das Tragverhalten der Kavernen im Globalmodell 2 ist nach einer realitätsnahen Betriebsphase auch noch für drei weitere intensiviertere Betriebszyklen simuliert worden, um die geomechanischen Auswirkungen auch einer stilisiert-abdeckenden Betriebsfahrweise analysieren zu können. Während dieser stilisiert-intensivierten Betriebsphase betragen die Druckraten für die Auslagerungsphase  $\dot{p}_i \downarrow = 1 \text{ MPa/d}$  und  $\dot{p}_i \uparrow = 0,5 \text{ MPa/d}$  für die Einlagerungsphase.

Abbildung 43 zeigt auch die dem Druckverlauf zugeordnete zeitliche Entwicklung der Kavernentemperatur für die Wasserstoffspeicherkaverne (grüne Kurve) und die Erdgasspeicherkaverne (orange Kurve). Erwartungsgemäß sind die Temperaturschwankungen in der Kaverne bei der Speicherung von Wasserstoff unter den gleichen Druckbedingungen kleiner als bei der Speicherung von Methan (hier als Modellfluid für Erdgas verwendet). Die Ursache des Unterschieds liegt in dem negativen Joule-Thomson-Effekt von Wasserstoff begründet. Darüber hinaus zeigt Abbildung 44, dass bei gleichem vorgegebenen Druckverlauf bei Aus- und Einlagerung von Gas die Volumenrate von Wasserstoff kleiner ist als die Volumenrate von Erdgas.

Da die Temperatur in einer Kaverne bei der Speicherung von Wasserstoff nicht so stark schwankt wie bei einer Kaverne mit Methan als Speichergas, sind die thermisch induzierten Zusatzspannungen im Steinsalzgebirge bei einer Wasserstoffspeicherkaverne geringer. Das bedeutet, dass bei Wasserstoffspeicherkavernen die Druckänderungsrate mit einem orientierenden Zahlenwert von  $\dot{p}_i = 1 \text{ MPa/d}$  potentiell erhöht werden könnte. Dieser orientierende Zahlenwert beruht auf den Erfahrungen mit der Auslegung von Erdgasspeicherkavernen.

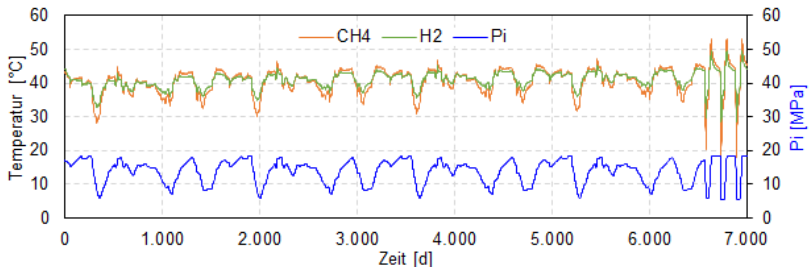


Abbildung 43: Vergleich der Temperaturverläufe zwischen Kavernen mit der Speicherung von Methan und Wasserstoff bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil (Globalmodell 2)



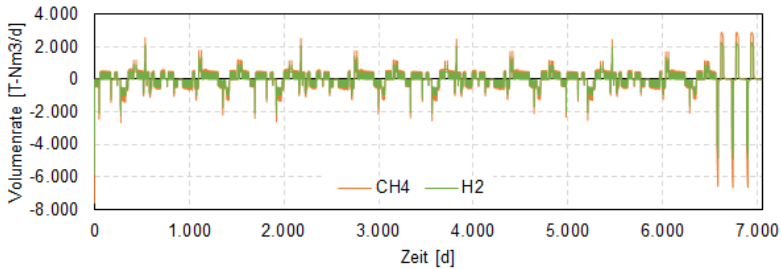


Abbildung 44: Vergleich der Volumenrate zwischen Kavernen mit der Speicherung von Methan und Wasserstoff bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil (Globalmodell 2)

Abbildung 45 zeigt dann weiter den Vergleich der gespeicherten Gasvolumina und der Energieinhalte zwischen Kavernen mit Methan und Wasserstoff als Speichergas für das Globalmodell 2. Die magentafarbene Kurve zeigt, dass der Energieinhalt einer Wasserstoffspeicherkaverne etwa ein Viertel des Energieinhalts der Erdgasspeicherkaverne beträgt. Um das thermodynamische Verhalten des gespeicherten Gases innerhalb einer Kaverne, insbesondere bei den hier durchgeführten langfristigen Analysen, realitätsnäher zu simulieren, ist auch die durch die Kriechverformungen des Steinsalzgebirges bedingte Konvergenz der Kaverne mit ihrer reduzierenden Auswirkung auf das geometrische Speichervolumen berücksichtigt worden. Es ist deutlich zu ersehen, dass die energetische Speicherkapazität der Kaverne aufgrund der Konvergenz mit der Zeit trotz Anfahrens des jeweils gleichen Maximaldruckes allmählich abnimmt.

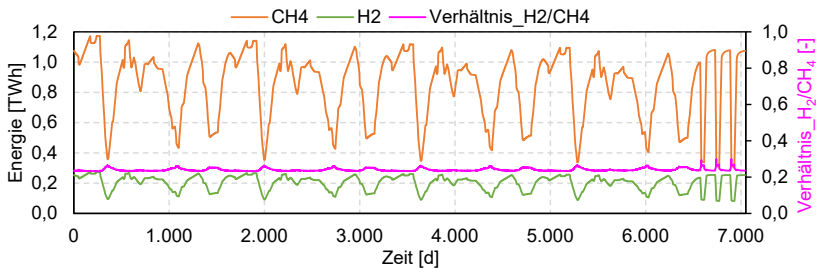


Abbildung 45: Vergleich der energetischen Speicherkapazität von Speicherkaverne mit Methan und Wasserstoff bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil (Globalmodell 2)

Abbildung 46 und Abbildung 47 zeigen weiterhin die zeitliche Entwicklung der Konvergenz der sechs Kavernen des simulierten Kavernenfeldes bei der Speicherung von Methan und Wasserstoff sowie die daraus resultierenden Oberflächenabsenkungen für das Globalmodell 2. Es ist erkennbar, dass die Konvergenz der Wasserstoffspeicherkavernen systematisch größer ist als die Konvergenz der Kavernen mit Methan. Die Konvergenz der Kavernen ist abhängig von der Kriechrate des Steinsalzgebirges, die hauptsächlich von der

Vergleichsspannung und der Temperatur im Steinsalzgebirge beeinflusst wird. Das Tragverhalten der Kavernen mit Methan und Wasserstoff ist im Globalmodell 2 mit den gleichen Druckverläufen simuliert worden, sodass die Vergleichsspannung und damit die Beanspruchungszustände im Gebirge die unterschiedliche Konvergenz nur untergeordnet beeinflussen. Stattdessen hat die Temperatur in der Kaverne bzw. dann im konturnahen Steinsalzgebirge hier eine deutlich größere Bedeutung, da bei einem gleichen Druckprofil die Temperatur einer Wasserstoffspeicherkaverne nicht so stark schwankt wie bei Kavernen mit der Speicherung von Methan. Deshalb ist die mittlere Temperatur der Wasserstoffspeicherkaverne im Zeitverlauf größer als die der Erdgasspeicherkaverne. Hieraus resultieren dann eine höhere Kriechrate und demzufolge auch eine höhere Konvergenzrate und dann weiter auch eine größere Oberflächenabsenkung bei Wasserstoffspeicherkavernen als bei Kavernen mit der Speicherung von Methan.

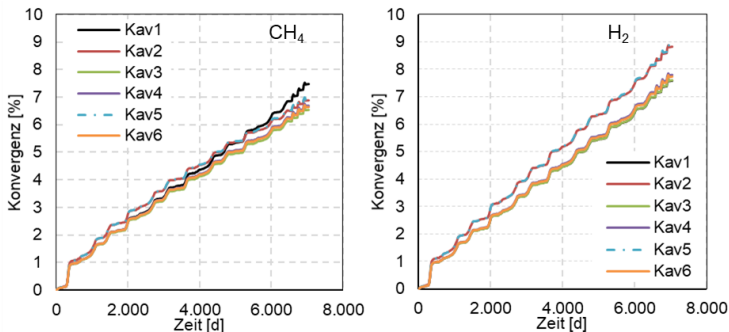


Abbildung 46: Zeitliche Entwicklung der Konvergenz der Kavernen des Kavernenfelds, links: Simulation mit Methan, rechts: Simulation mit Wasserstoff (Globalmodell 2)

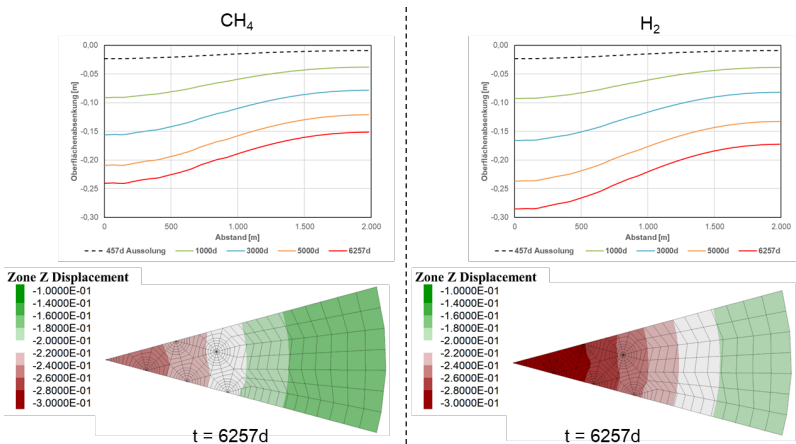


Abbildung 47: Zeitliche Entwicklung der Oberflächenabsenkungen und Flächenplots der Oberflächenabsenkung zum Ende der Simulation zum Zeitpunkt  $t=8.363$  d, links: Simulation mit Methan, rechts: Simulation mit Wasserstoff (Globalmodell 2)



Grundsätzlich können aus den Ergebnissen der durchgeführten numerischen Simulationen zum Tragverhalten von Erdgas- und Wasserstoffspeicherkavernen anhand der drei in unterschiedlichen Teufenlagen angeordneten Globalmodelle die folgenden grundsätzlichen Aussagen getroffen werden:

- Je tiefer die Teufenlage der Speicherkavernen ist, desto schneller konvergieren sie aufgrund der höheren Kriechrate des Salinargebirges, die durch die höheren Temperaturen und die größeren Gebirgsspannungen bedingt ist. Daraus resultieren auch größere Oberflächenabsenkungen.
- Aufgrund der Konvergenz der Speicherkavernen nimmt die Speicherkapazität mit der Zeit allmählich ab.
- Bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil weisen Wasserstoffspeicherkavernen im Vergleich zu Erdgasspeicherkavernen
  - geringere Temperaturschwankungen in der Kaverne auf, wobei die geringere Temperaturschwankung auf die unterschiedlichen thermodynamischen Eigenschaften von Wasserstoff und Erdgas zurückzuführen ist,
  - eine geringere Volumenstromrate während der Ein- und Auslagerung auf,
  - eine größere Kavernenkonvergenz und damit auch größere Oberflächenabsenkungen auf. Die größere Kavernenkonvergenz und dementsprechend auch größeren Oberflächenabsenkungen sind auf die höhere mittlere Temperatur von Wasserstoffspeicherkavernen im Vergleich zu Erdgasspeicherkavernen zurückzuführen. Außerdem nimmt der Unterschied von Kavernenkonvergenz und Oberflächenabsenkung zwischen Wasserstoff- und Erdgasspeicherkavernen mit der Teufe zu.
- Aufgrund der spezifischen thermodynamischen Eigenschaften von Wasserstoff ist das erforderliche Kissengasvolumen von Wasserstoffspeicherkavernen ca. 10 % kleiner als das Kissengasvolumen von Erdgasspeicherkavernen bei gleichem zulässigen minimalem Kavernendruck.
- Das Arbeitsgasvolumen von Wasserstoffspeicherkavernen ist unter gleichen Betriebsdrücken ebenfalls kleiner als das Arbeitsgasvolumen von Erdgasspeicherkavernen.
- Bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil liefert eine Wasserstoffspeicherkaverne im Vergleich zu einer Erdgasspeicherkaverne nur ca. 25 % an Energie.
- Der Grenzwert der Druckraten, der bei Erdgasspeicherkavernen orientierend vornehmlich bei  $\dot{p}_i = 1 \text{ MPa/d}$  definiert ist, kann perspektivisch bei entsprechender Nachweissführung für Wasserstoffspeicherkavernen erhöht werden. Der Grund hierfür liegt darin, dass die thermisch induzierten Zusatzspannungen im Steinsalzgebirge bei Wasserstoffspeicherkavernen im Vergleich zu Erdgasspeicherkavernen kleiner sind, weil die Temperaturschwankungen in einer Wasserstoffspeicherkaverne im Vergleich zu einer Erdgasspeicherkaverne geringer sind. Wasserstoffspeicherkavernen könnten daher bei Vorgabe gleicher gebirgsmechanischer Sicherheitsmargen aus thermomechanischer



Sicht möglicherweise auch mit höheren Druckraten bzw. Volumenraten als Erdgasspeicher-kavernen betrieben werden.

- Bei einem gleichen volumenratengeregelten Betriebsprofil kann aus Wasserstoffspeicher-kavernen nur für kürzere Zeit Wasserstoff ausgelagert werden als aus Erdgasspeicher-kavernen, da die resultierende Druckänderungsrate von Wasserstoffspeicher-kavernen dann größer ist als die von Erdgasspeicher-kavernen. Damit erreicht bei Wasserstoffspeicher-kavernen der Kavernendruck in kürzerer Zeit den Grenzwert des minimal zulässigen Kavernendrucks.

#### 4.4.2 UNTERSUCHUNG ZUR UMRÜSTUNG VON BESTEHENDEN ERDGASSPEICHER-KAVERNEN IN WASSERSTOFFSPEICHERKAVERNEN



**Die Umrüstung der bestehenden Erdgasspeicherkavernen in Wasserstoffspeicherkavernen könnte bei weitgehender Umrüstungsfähigkeit dieser Kavernen den zukünftigen Untergrundspeicherbedarf für Niedersachsen im günstigsten Fall abdecken.** Um den gesamten Untergrundspeicherbedarf für Deutschland abzudecken, besteht Neubaubedarf an Wasserstoffspeicherkavernen auch in Niedersachsen. Die Eignung der bestehenden Speicherkavernen für eine zukünftige Wasserstoffspeicherung ist für jede Kaverne individuell zu überprüfen. Aus geotechnischer Sicht ist das Instrumentarium zur Bewertung der Umrüstungsfähigkeit von Erdgasspeicherkavernen in Wasserstoffspeicherkavernen vorhanden.

##### 4.4.2.1 WASSERSTOFFSPEICHERBEDARF BIS ZUM JAHR 2050 IN DEUTSCHLAND

Einerseits macht die Abhängigkeit Deutschlands von Erdgas zum jetzigen Zeitpunkt und auch noch in den nächsten Jahren die Erdgasspeicherung weiterhin notwendig, andererseits ist die Wasserstoffwirtschaft noch in der Anfangsphase und der Wasserstoffbedarf in Deutschland wird derzeit noch lokal ohne untertägige Zwischenspeicherung gedeckt. Daher wird eine zusätzliche untertägige Wasserstoffspeicherung erst dann notwendig, wenn sich die Wasserstoffwirtschaft großskalig regional und überregional weiterentwickelt und die Nachfrage nach Wasserstoff signifikant steigt. Für die Zukunft ist davon auszugehen, dass der Bedarf an Wasserstoff sowohl durch die Wasserstoffproduktion in Deutschland als auch durch Importe gedeckt wird. Der zukünftige Bedarf an Wasserstoff ist derzeit allerdings nur in großer Bandbreite einschätzbar.

Eine Metastudie zum Potenzial der Wasserstoffnutzung von Wietschel et al. (2021) zeigt, dass der Wasserstoffbedarf in Deutschland ab dem Jahr 2030 zwischen einem sehr geringen Bedarf und etwa 80 TWh liegen wird. Im Jahr 2050 wird der Wasserstoffbedarf zwischen 400 und 800 TWh liegen, aber aufgrund der hohen Effizienz von Wasserstoff als Energieträger und der verbesserten Energienutzung wird der Gesamtenergiebedarf deutlich

geringer sein als die heute aus fossilen Energieträgern bereitgestellte und verbrauchte Energie. Die Studie von Borrmann et al. (2021) zeigt, dass der jährliche Verbrauch im Jahr 2050 in unterschiedlichen Szenarien zwischen 170 bis 450 TWh liegen wird. Außerdem wird der Speicherbedarf für die Energieregulierung auch mit dem weiter steigenden Anteil von Wind- und Solarenergie an der Stromerzeugung weiter zunehmen. Das Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) beziffert die Spanne des deutschen Wasserstoffverbrauchs im Jahr 2050 im Kopernikus-Projekt auf etwa 90 bis 690 TWh, (Ueckerdt et al. 2021). Nach Cihlar et al. (2021) liegt der Wasserstoffenergieverbrauch Deutschlands im Jahr 2030 bei etwa 67 TWh, im Jahr 2040 bei 280 TWh und im Jahr 2050 steigt der Verbrauch auf 470 TWh. Abbildung 48 zeigt die die Bandbreite des eingeschätzten Wasserstoffverbrauchs in Deutschland bis zum Jahr 2050 entsprechend den oben genannten Untersuchungen. Es ist ersichtlich, dass die Daten in Cihlar et al. (2021) ungefähr im mittleren Bereich dieser Verbrauchsprognosen liegen.

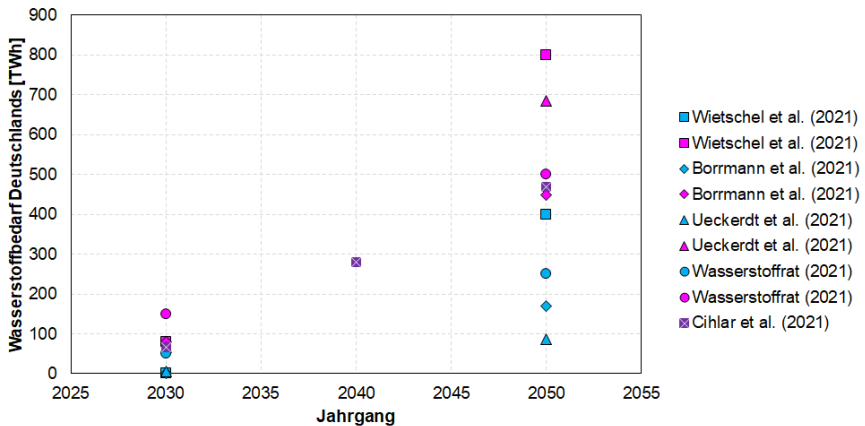


Abbildung 48: Zusammenstellung von Prognosen zum Wasserstoffbedarf des Deutschlands bis 2050

Im Hinblick auf die praktische Untersuchung des Transformationspfades fossil - erneuerbar hat die Prognose des Speicherbedarfs an Wasserstoff insbesondere eine große Bedeutung bei politischen und wirtschaftlichen Entscheidungen, bei der technischen Planung sowie bei der entsprechenden Ressourcenverteilung, beispielsweise bei der zukünftigen Umrüstung von Erdgasspeicherkavernen in Wasserstoffspeicherkavernen oder bei dem Neubau von Wasserstoffspeicherkavernen.

In der Studie „Langfrist- und Klimaszenarien“ sind verschiedene Transformationspfade für das zukünftige Energiesystem zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2050 untersucht worden (Bernath et al. 2021). Die Studie geht davon aus, dass untertägige Wasserstoffspeicher in Zukunft hauptsächlich als zentrale saisonale Speicher eingesetzt werden. Der Studie zufolge wird schon bereits im Jahr 2030 ein Bedarf an der großskaligen Speicherung

von Wasserstoff bestehen. Der Speicherbedarf an Wasserstoff hängt danach eng mit dem Energiesystem zusammen. Je mehr Einschränkungen das Energiesystem unterliegt und je stärker der Verzicht auf fossile Energieträger tatsächlich erfolgt, desto größer ist der Speicherbedarf. Der jährliche Speicherbedarf im Jahr 2030 wird in der veröffentlichten Studie nicht erwähnt. In den drei Hauptszenarien TN-Strom, TN-H<sub>2</sub>-G und TN-PtG/PtL beträgt der jährliche Speicherbedarf an Wasserstoff im Jahr 2050 jeweils 73 TWh, 47 TWh und 61 TWh. Die Studie ist dann im Jahr 2022 fortgesetzt worden mit der Untersuchung weiterer Szenarien, in denen Klimaneutralität in Deutschland bereits im Jahr 2045 erreicht sein soll. Im veröffentlichten Szenario T45-Strom beträgt der jährliche Speicherbedarf Deutschlands an Wasserstoff in den Jahren 2030, 2040 und 2045 jeweils 2 TWh, 47 TWh und 74 TWh.

Im Bericht von Gas Infrastructure Europe (GIE) wurde darauf hingewiesen, dass aufgrund fehlender Untersuchungen zum Wasserstoffspeicherbedarf davon ausgegangen wird, dass das Verhältnis zwischen Wasserstoffspeicherbedarf und gesamtem Wasserstoffbedarf dem heutigen Verhältnis zwischen dem gespeicherten Erdgas und dem gesamten Erdgasverbrauch entsprechen soll (Cihlar et al. 2021). Der Anteil der Erdgasspeichermenge am gesamten Erdgasverbrauch Deutschlands beträgt im Jahresdurchschnitt etwa 23,7 %.

Abbildung 49 fasst die Bandbreite des Wasserstoffspeicherbedarfs basierend auf 23,7 % und 10 % des gesamten Wasserstoffbedarfs zusammen.

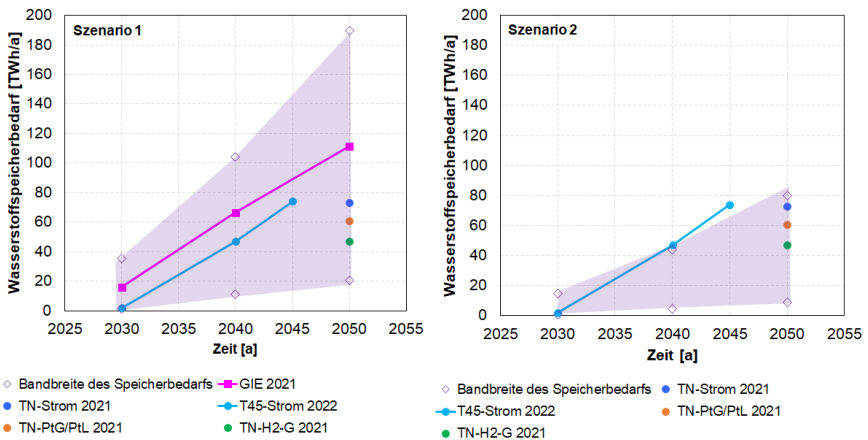


Abbildung 49: Zusammenfassung des Wasserstoffspeicherbedarfs der TN-Szenarien aus Bernath et al. (2021), dem T45-Strom Szenario aus Sensfuß (2022) sowie des Wasserstoffspeicherbedarfs entsprechend 23,7 % des gesamten Wasserstoffbedarfs (links) und 10 % des gesamten Wasserstoffbedarfs (rechts).

Es ist ersichtlich, dass im Szenario 1 mit 23,7 % des Bedarfs der Wasserstoffspeicherbedarf im Jahr 2030 zwischen 1,2 TWh und 35,6 TWh und der Speicherbedarf im Jahr 2050 zwischen 20,8 TWh und 189,6 TWh liegt. Im Vergleich dazu liegt die Bandbreite des

Speicherbedarfs bei Szenario 2 mit 10 % des Bedarfs bei 0,5 TWh bis 15 TWh im Jahr 2030 und 8,8 TWh bis 80 TWh im Jahr 2050. Insgesamt zeigt sich in Abbildung 49 eine sehr große Prognosebandbreite, die mit der Zeit zunimmt. Angesichts dieser Bandbreite ist mit Blick auf die Planung der technischen Umsetzung mit einer derzeit eher noch wenig zuverlässigen Prognosegrundlage umzugehen.

Die durchgezogene orange Linie in Abbildung 50 zeigt die zeitliche Entwicklung der Erdgasspeicherkapazität mit Berücksichtigung einer Kavernenkonvergenzrate von 0,5 %/a, während die gestrichelte orange Linie die Erdgasspeicherkapazität ohne Berücksichtigung der Kavernenkonvergenzrate zeigt. Die grünen Linien zeigen dann dementsprechend die Wasserstoffspeicherkapazität der jeweilig von der Erdgasspeicherung umgerüsteten Kavernen. Es wird angenommen, dass unter den aktuellen Verhältnissen 2/3 des gesamten Untergrundspeicherbedarfs in Salzkavernen und 1/3 in Porenspeichern abgedeckt werden. Wird der in Abbildung 49 skizzierte Wasserstoffspeicherbedarf entsprechend GIE (2021) bzw. Cihlar et al. (2021) berücksichtigt, ergibt sich für Szenario 1 ein Wasserstoffspeicherbedarf in Salzkavernen von ca. 13 TWh bis 120 TWh im Jahr 2050 in Deutschland, wobei der maximale Speicherbedarf etwa das Vierfache der aus der Umrüstung der bestehenden Kavernen zur Verfügung stehenden Speicherkapazität beträgt (siehe Abbildung 50).

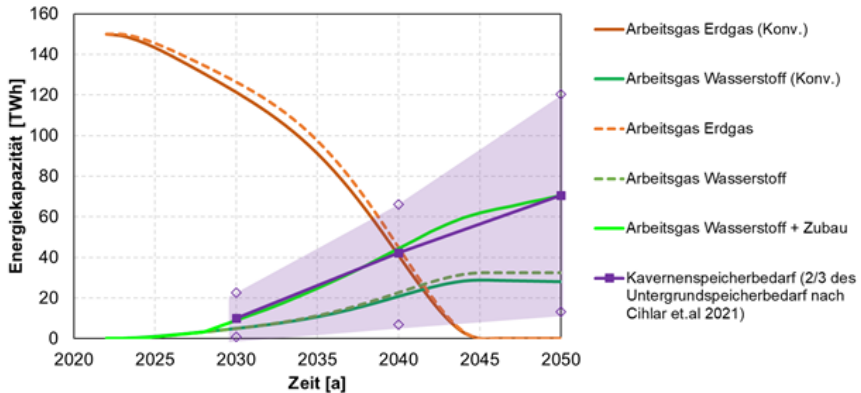


Abbildung 50: Umnutzung der Erdgasspeicherkavernen in Deutschland - ein mögliches Transformationsszenario mit den Rahmenbedingungen: 2/3 des erforderlichen Speichervolumens in Salzkavernen realisiert und alle derzeit im Erdgasspeicherbetrieb stehenden Kavernen umrüstungsfähig - Szenario 1 (Untergrundspeicherbedarf: 23 % des gesamten prognostizierten Wasserstoffbedarfs) (Lux et al. 2024b)

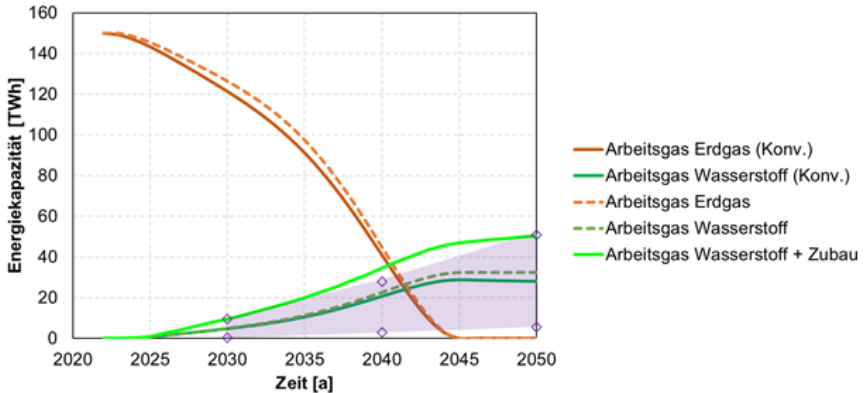


Abbildung 51: Ummutzung der Erdgasspeicherkavernen in Deutschland - ein mögliches Transformationsszenario mit den Rahmenbedingungen: 2/3 des erforderlichen Speichervolumens in Salzkavernen realisiert und alle derzeit im Erdgasspeicherbetrieb stehenden Kavernen umrüstungsfähig - Szenario 2 (Untergrundspeicherbedarf: 10 % des gesamten prognostizierten Wasserstoffbedarfs) (Lux et al. 2024b)

Bezogen auf den Wasserstoffspeicherbedarf in Cihlar et al. (2021) werden nach Szenario 1 ab 2028 jährlich 17 neue Wasserstoffspeicherkavernen bis zum Jahr 2050 und damit insgesamt 374 neue Kavernen benötigt (Lux et al. 2024b). Aus den Daten nach Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) (2021) geht hervor, dass die Wachstumsrate der Erdgasspeicherkavernen in Deutschland in einer starken Ausbauphase der Kavernenspeicher vom Jahr 2008 bis zum Jahr 2015 bei ca. 15 Kavernen pro Jahr gelegen hat, so dass 17 Wasserstoffspeicherkavernen pro Jahr grundsätzlich als realisierbar angesehen werden können. Im Gegensatz dazu liegt der Speicherbedarf an Wasserstoff in Salzkavernen in Szenario 2 entsprechend Abbildung 51 zwischen ca. 5,6 TWh und 51 TWh im Jahr 2050. In diesem Szenario müssten neben der Umrüstung der bestehenden Erdgasspeicherkavernen ab 2025 jährlich ca. acht neue Kavernen gebaut werden.

#### 4.4.2.2 WASSERSTOFFSPEICHERBEDARF BIS ZUM JAHR 2050 IN NIEDERSACHSEN

Abbildung 52 zeigt, orientiert an den Prognosen für den potentiellen Markthochlauf einer Wasserstoffwirtschaft mit Fokussierung auf Niedersachsen und auf Kavernenspeicher, den zugehörigen Verlauf einer sukzessiven Umrüstung bestehender Kavernen zur Sicherstellung der notwendigen Speicherkapazität auf der Zeitskala. Die grüne durchgezogene Kurve zeigt die Speicherkapazität der Wasserstoffspeicherkavernen mit Berücksichtigung einer Kavernenkonvergenzrate von 0,5 %/a, wenn die bestehenden Kavernen schrittweise mit dem Ausstieg aus fossiler Energie in Wasserstoffspeicherkavernen umgerüstet werden. Dieser schrittweise Ausstieg aus den fossilen Energieträgern Erdgas wird auf Basis des in der Studie von Prognos AG et al. (2021) prognostizierten zukünftigen Ausstiegs des



deutschen fossilen Gasverbrauchs am Primärenergieverbrauch berechnet. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Gasspeicherbedarf insgesamt 23,7 % des gesamten Gasverbrauchs beträgt und dass dieser Prozentsatz bis 2050 konstant bleibt. Die im Laufe der Zeit nicht weiter benötigten Erdgasspeicherkavernen könnten dann bei entsprechender Eignung in Wasserstoffspeicherkavernen technisch umgerüstet werden.

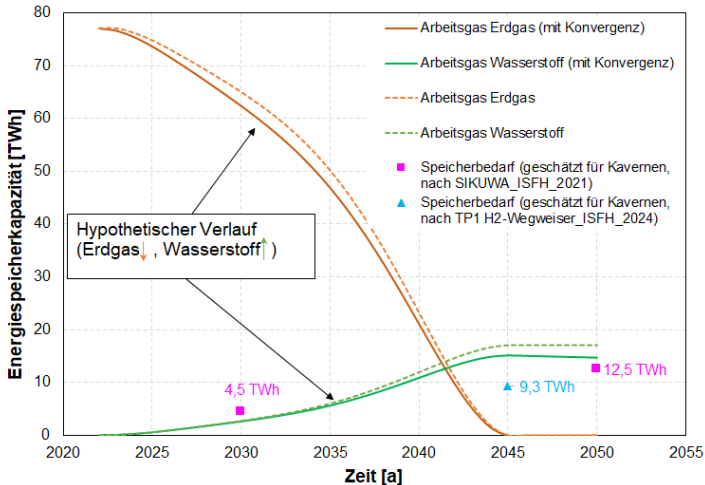


Abbildung 52: Ummutzung der Erdgasspeicherkavernen in Niedersachsen - ein mögliches Transformationsszenario mit den Rahmenbedingungen: 2/3 des erforderlichen Speichervolumens in Salzkavernen realisiert und alle derzeit im Erdgasspeicherbetrieb stehenden Kavernen umrüstungsfähig (Lux et al. 2024b)

Nach der Studie von Peterssen et al. (2021) beträgt der Untergrundspeicherbedarf von Wasserstoff in Niedersachsen 6,7 TWh im Jahr 2030 und 18,6 TWh im Jahr 2050. Entsprechend vorläufigen Ergebnissen aus der Energiesystemmodellierung (TP1) beträgt der Untergrundspeicherbedarf von Wasserstoff in Niedersachsen 13,9 TWh im Jahr 2045. Derzeit werden in Deutschland ca. 1/3 des Erdgases in Porenspeichern und 2/3 des Erdgases in Salzkavernen gespeichert. Auf dieser Basis wird für den Speicherbedarf in Salzkavernen geschätzt, dass dieser 4,5 TWh im Jahr 2030, 9,3 TWh im Jahr 2045 und 12,5 TWh im Jahr 2050 betragen kann. Aus Abbildung 52 ist zu ersehen, dass die sukzessive Umrüstung der bestehenden Erdgasspeicherkavernen in Wasserstoffspeicherkavernen den zukünftigen Untergrundspeicherbedarf in Niedersachsen abdecken könnte. Zu bedenken ist dabei allerdings, dass aufgrund des Beitrags Niedersachsens zur bisherigen Speicherkapazität für Deutschland insgesamt und damit zur Abdeckung des zukünftigen gesamten Untergrundspeicherbedarfs in Deutschland trotzdem ein Bedarf an einem Neubau von Wasserstoffspeicherkavernen bestehen wird.

Zusammenfassend ist aufbauend auf den langjährigen Erfahrungen mit der großmaßstäblichen Speicherung von insbesondere Erdgas in Salzkavernen, die erforderlich ist aufgrund



der langfristigen Lieferverträge mit der Vereinbarung konstanter Importmengen vor dem Hintergrund insbesondere eines saisonalen Bedarfs, mit Blick auf den aus Klimaschutzgründen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten erforderlichen Transformationsprozess von fossilen auf erneuerbare Energieträger und hier insbesondere auf grünen Wasserstoff zunächst orientierend festzustellen:

- Zentrale Aspekte aus volks- und betriebswirtschaftlicher Sicht bei der Untertagespeicherung von Energieträgern und auch industriellen Rohstoffen in Salzkavernen sind grundsätzlich die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und dann weiter die auch wirtschaftlich effektive Realisierung dieser Anforderung bei abnehmender inländischer Produktion (Erdgas) bzw. fluktuierender inländischer Produktion (Wasserstoff) und großer Importabhängigkeit (Erdgas sowie Wasserstoff).
- Salzkavernen sind aus derzeitiger Sicht grundsätzlich zur Speicherung von Wasserstoff geeignet, so dass sie zukünftig die Funktion der heutigen Erdgasspeicherkavernen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit übernehmen können.
- Der zukünftige Bedarf an Wasserstoff für Industrie, Verkehr, Strom- sowie Wärmeerzeugung ist derzeit nur in großer Bandbreite einschätzbar.
- Die inländische Produktion von grünem Wasserstoff ist fluktuierend und als nicht bedarfsdeckend einzuschätzen.
- Die spezifische Energiedichte von in Salzkavernen gespeichertem Wasserstoff ist aufgrund seines Heizwertes und seiner thermodynamischen Eigenschaften deutlich geringer als die spezifische Energiedichte von in Salzkavernen gespeichertem Erdgas.
- Die Umrüstung der bestehenden Erdgasspeicherkavernen in Wasserstoffspeicherkavernen könnte je nach Umrüstungsfähigkeit der einzelnen Kavernen den zukünftigen Untergrundspeicherbedarf für Niedersachsen im günstigsten Fall abdecken. Um den gesamten Untergrundspeicherbedarf für Deutschland abzudecken, besteht Neubaubedarf an Wasserstoffspeicherkavernen auch in Niedersachsen.
- Im Hinblick auf die Eignung von bestehenden Kavernen zur Umrüstung von der Erdgasspeicherung auf die Wasserstoffspeicherung muss jede Kaverne individuell zusammen mit der Zugangsbohrung geprüft und bewertet werden. Grundlegende Untersuchungen hierzu aus geotechnischer Sicht sind Lux et al. (2020) und Lux et al. (2024a) zu entnehmen.
- Die Betriebsfahrweise einer Wasserstoffspeicherkaverne muss standortspezifisch entwickelt werden. Zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit einer Wasserstoffspeicherkaverne könnten die Druck- bzw. die Volumenraten im Vergleich zu einer Erdgasspeicherkaverne bei entsprechender Nachweisführung perspektivisch erhöht werden.

Weitere Untersuchungsergebnisse zur Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen sind einem ausführlichen Forschungsbericht zu entnehmen (Lux et al. 2024b).





## 5. KONVERSION VON WASSERSTOFF ÜBER POWER-TO-X-PROZESSE

Die Systemanalysen aus TP1 (vgl. Kapitel 2) zeigen die große Bedeutung, die die Weiterkonversion von Wasserstoff in einem zukünftigen Energiesystems einnimmt. Mehr als die Hälfte des Wasserstoffs wird über unterschiedliche Verfahren in andere Energieträger und Rohstoffe umgewandelt. Damit gehen große Bedarfe an Produktionskapazitäten und an EE-Strom sowie an anderen Edukten einher. Die Technologien zur Konversion von Wasserstoff sind dabei weitgehend entwickelt und auch großtechnisch verfügbar. Neben einer möglichst effizienten Energieverwertung ist aber die Wirtschaftlichkeit und auch die Nachhaltigkeit solcher Power-to-X-(PtX)-Prozesse<sup>29</sup> zu analysieren.

### 5.1 BEDARFSANALYSE FÜR PTX-PRODUKTE

Autoren: Sebastian Braukhoff, Andreas Lindermeir



**Zur Versorgung der Luft- und Schifffahrt mit nachhaltigen Kraftstoffen und der chemischen Industrie mit Grundstoffen werden erhebliche Mengen an strombasierten Syntheseprodukten erforderlich sein.** Dafür werden große Mengen an Wasserstoff und damit an erneuerbarem Strom benötigt. Der weitere massive Ausbau von EE-Erzeugungsanlagen sowie die Absicherung von Wasserstoff-Produktionskapazitäten und -Importoptionen muss zeitnah sichergestellt und umgesetzt werden.

Die Umwandlung von Wasserstoff in Folgeprodukte wie beispielsweise Methanol, Ammoniak oder synthetisches Kerosin über PtX-Verfahren ist aus drei Gründen erforderlich:

- 1) **Bereitstellung von nachhaltigen chemischen Grund- und Kraftstoffen**, die für die Aufrechterhaltung des Wirtschaftskreislaufes weiterhin benötigt werden, zukünftig aber ohne zusätzliche THG-Emissionen erzeugt werden müssen. Beispiele sind die Herstellung von Ammoniak und Folgeprodukten (beispielsweise für Dünger oder Kältemittel) oder Methanol und Folgeprodukten (beispielsweise für Polymere, Klebstoffe, Farben und Lösungsmittel) sowie die Erzeugung strombasierter synthetischer Kraftstoffe (E-Fuels, RFNBO<sup>30</sup>) für Anwendungen, die nach aktuellem Stand nicht direkt

<sup>29</sup> Wenn im Folgenden von Power-to-X-Prozesse gesprochen wird, umfasst das Verfahren, die grünen Wasserstoff zusammen mit anderen Edukten in unterschiedliche chemische Verbindungen umwandeln. Die Umwandlung von elektrischer in Wärmeenergie, z. B. mittels Wärmepumpe oder elektrischer Widerstandsheizung (Power-to-Heat), wird dabei nicht betrachtet.

<sup>30</sup> zur Definition siehe Kapitel 3.1.1



elektrifizierbar sind (z. B. internationale Luftfahrt). Über PtX-Verfahren besteht die Möglichkeit, erneuerbaren Energien auch in diese Sektoren zu integrieren und diese so langfristig zu defossilisieren.

- 2) **Speicherung erneuerbarer Energie:** Um die Versorgungssicherheit auch bei stark schwankender Energiebereitstellung zu gewährleisten, sind gut speicher- und transportierbare flüssige sowie gasförmige Energieträger erforderlich. Neben Wasserstoff werden auch strombasierte Syntheseprodukte als Langzeitspeicher fungieren, um stabilisierende Beiträge zu leisten, speziell in Zeiten geringer Wind- und Sonnenenergie (Sternier 2017).
- 3) **Transport erneuerbarer Energie:** Um den globalen Energiehandel aufrecht zu erhalten, sind Energieträger mit hoher Energiespeicherdichte essenziell. Die Produktion strombasierter Syntheseprodukte wird vsl. überwiegend in Regionen mit günstigen Bedingungen für erneuerbare Energien und geringen Stromgestehungskosten stattfinden (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2024c). Für den internationalen Transport sind kosteneffiziente und ökologisch nachhaltige Lösungen unerlässlich. Hierzu sind flüssige Energieträger mit hoher Energiedichte wie synthetisches LNG, Methanol oder Ammoniak aus heutiger Sicht die vielversprechendsten Optionen.

In der Wissenschaft herrscht weitgehende Einigkeit, dass die breite Nutzung von E-Fuels im Individualverkehr auf absehbare Zeit aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff und der hohen Produktionskosten weder technologisch noch wirtschaftlich sinnvoll ist (Wietschel et al. 2023). Im internationalen Luft- und Seeverkehr sowie in der chemischen Grundstoffindustrie und in Raffinerien sind strombasierte Syntheseprodukte aber unverzichtbar, um auch diese Sektoren in Richtung Klimaneutralität zu überführen (Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2021; Kopernikus-Projekt Ariadne 2021). Damit verbunden muss, neben der Erzeugung von grünem Wasserstoff, auch die Synthese von Kohlenwasserstoffen und damit verbunden auch die Abscheidung, Speicherung und Nutzung von CO<sub>2</sub> ein unverzichtbares Element einer umfassenden Klimastrategie sein.

Gemäß den Systemanalysen für ein zu 100 % auf Erneuerbaren basierendes Energiesystem (siehe Kapitel 0) werden in Deutschland im Jahr 2045 rund 380 TWh an Wasserstoff für PtX-Produkte umgesetzt. Zusätzlich erfolgt die Nutzung von 255 TWh Wasserstoff, insbesondere für die Stahlindustrie und im (Schwerlast)Verkehr. Dies deckt sich mit Daten, die im Rahmen der „Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate“ im Juli 2024 vom BMWK angegeben werden. Dort wird bis 2045 ein Bedarf von rund 560 bis 700 TWh für Wasserstoff und Wasserstoffderivate genannt. Auch hier werden diese kurzfristig vornehmlich in der Stahlindustrie, der Grundstoff- und Petrochemie, der Mobilität und Logistik sowie im Kraftwerkssektor gesehen (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2024c).

Die Konversion von Wasserstoff in Folgeprodukte für die stoffliche oder energetische Nutzung in den verschiedenen Sektoren ist damit, neben der Versorgung der Stahlindustrie (hier als „Prozesswärme“), der Hauptnutzungspfad für Wasserstoff. Abbildung 53 zeigt das Flussdiagramm für Wasserstoff gemäß den Energiesystemsimulationen für Deutschland im Jahr 2045.

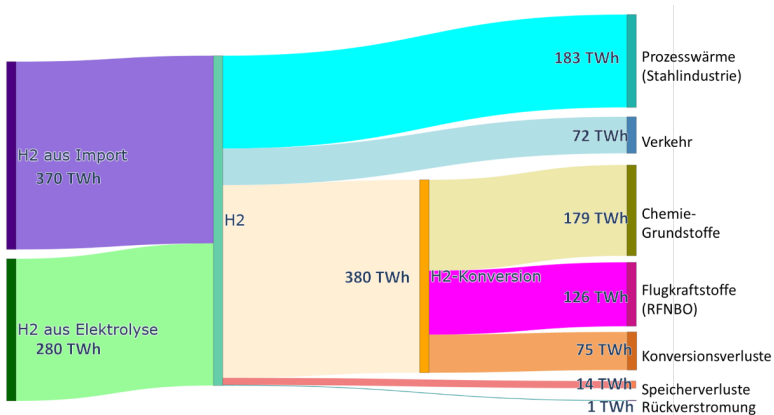


Abbildung 53: Sankey-Diagramm für die Wasserstoff-Nutzung (Deutschland, 2045)

Die dabei in Niedersachsen installierte PtX-Anlagenkapazität liegt gemäß dem Szenario für ein klimaneutrales deutsches Energiesystem bei rund 5,3 GW. Bei einer angenommenen Auslastung von 8.760 Jahresvolllaststunden werden damit pro Jahr rund 46 TWh oder 3,8 Mio. Tonnen Konversionsprodukte in Niedersachsen produziert. Rund 55 % (2,1 Mio. t/a) davon dienen als Einsatzstoff für die chemische Industrie (in Form von synthetischem Naphtha), die restlichen 1,7 Mio. t/a werden als Flugkraftstoffe (E-Kerosin/RFNBO) verwendet. Während in der chemischen Industrie in der Regel die stoffliche Nutzung der Syntheseprodukte im Vordergrund steht, dienen diese im Flugverkehr als Kraftstoff, werden also ausschließlich energetisch genutzt.

Da der Kraftstoffbedarf für den Luftverkehr in Niedersachsen mit 0,13 Mio.t/a vergleichsweise gering ist (Landesamt für Statistik Niedersachsen 2023), wird gemäß dem Szenario der Großteil des in Niedersachsen produzierten E-Kerosins in benachbarte Bundesländer exportiert. Die Ergebnisse aus den in TP1 durchgeführten Systemsimulationen für Niedersachsen werden durch Daten aus dem „Handlungskonzept Synthetische Kraftstoffe“ für Nordrhein-Westfalen bestätigt. Der dortige Landesbedarf an synthetischen Kraftstoffen im Jahr 2050 wird auf 139 TWh pro Jahr (entspricht rund 11,2 Mio. Tonnen) abgeschätzt, im Wesentlichen zur Versorgung des Flugverkehrs und der See- und Binnenschifffahrt. Der deutlich höhere Bedarf für NRW im Vergleich zu Niedersachsen ist u. a. in der größeren Anzahl der Flughäfen und der Passagierzahlen begründet. Der Großteil (129 TWh pro Jahr oder 10,4 Mio. t) davon wird nach Nordrhein-Westfalen importiert und lediglich rund

10 TWh (0,8 Mio. t) vor Ort hergestellt werden (Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen 2021).

Um den Anteil synthetischer Flugkraftstoffe sukzessive zu steigern sind in den aktuellen europäischen Richtlinien und Verordnungen für den Flugverkehr bereits konkrete Mindestanteile an RFNBO vereinbart. Die ReFuelEU Aviation VO, die Bestandteil des „Fit for 55“-Regelungspaketes ist und im Oktober 2023 seitens der Europäischen Union (EU) angenommen wurde, verpflichtet die Flugkraftstoffanbieter, „dass der gesamte Flugkraftstoff, der Luftfahrzeugbetreibern an jedem Flughafen der Union zur Verfügung gestellt wird, einen Mindestanteil an SAF<sup>31</sup> enthält, einschließlich eines Mindestanteils an synthetischem Flugkraftstoff“. Die Quoten sind zeitlich gestaffelt und steigen sukzessive bis auf 70 % SAF-Anteil und 35 % RFNBO im Jahr 2050.

Insgesamt lag der Verbrauch an Flugkraftstoffen der deutschen Fluggesellschaften im Jahr 2023 bei rund 10 Mio. Tonnen pro Jahr (Bundesverband der Deutschen Luftverkehrswirtschaft e.V.).<sup>32</sup> Um den deutschen Bedarf an E-Kerosin zur Erfüllung der RFNBO-Unterquote gemäß der ReFuelEU Aviation-Vorgabe zu decken, sind nach der Stafflung bereits 2030 rund 123.000 Tonnen RFNBO pro Jahr erforderlich. Diese Menge steigt dann 2032 auf etwa 205.000 Tonnen und bis 2050 auf 3,5 Mio. Tonnen an. Abbildung 54 zeigt den Verlauf der Quoten sowie die zur Bedarfsdeckung benötigten Mengen an RFNBO.

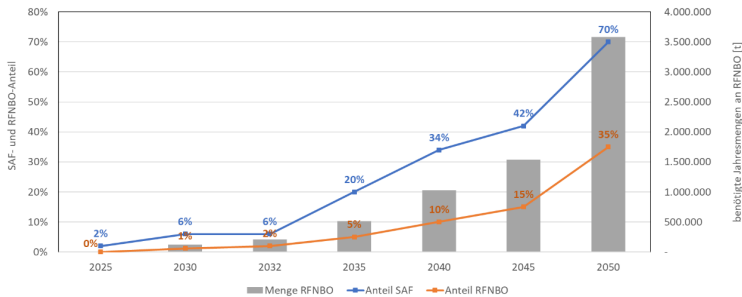


Abbildung 54: Anteile an SAF und RFNBO sowie RFNBO-Bedarf gemäß ReFuelEU Aviation-Vorgabe

Die Umsetzung der ReFuelEU Aviation Verordnung in deutsches Recht erfolgt über die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote), in der 2021 ebenfalls Unterquoten für RFNBO im Flugverkehr beschlossen wurden. Diese überschreiten die Vorgaben aus der ReFuelEU Aviation-Verordnung und sehen bereits 2026 einen Anteil von 0,5 % RFNBO am gesamten Kerosinabsatz in Deutschland vor. Bis 2030 soll der Anteil dann auf 2 %

<sup>31</sup> SAF: Sustainable Aviation Fuels. Oberbegriff für alle nachhaltig produzierten Flugkraftstoffe, die nicht auf fossilen Ausgangsstoffen basieren und als Drop-in-Kraftstoffe konventionelle Flugkraftstoffe uneingeschränkt ersetzen können und mit bestehenden Flugzeugtriebwerken kompatibel sind. Dazu zählen sowohl RFNBO als auch Biomassebasierte Kraftstoffe und „wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe“. Zur genauen Definition siehe u. a. Art. 2 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001

<sup>32</sup> Aufgrund der COVID-19-Pandemie lag der Verbrauch in den Jahren 2020 bis 2022 deutlich niedriger.



ansteigen (Agora Verkehrswende 2023). Über das Jahr 2030 hinausgehende Vorgaben werden nicht gemacht.

Neben dem Flugverkehr ist auch der maritime Sektor auf absehbare Zeit auf flüssige Kraftstoffe mit hoher Energiedichte angewiesen. 2018 wurden EU-weit etwa 44 Millionen Tonnen an Schiffstreibstoffen verbraucht (European Commission 2020). Im maritimen Bereich ist nach der FuelEU Maritime-Verordnung eine RFNBO-Beimischung von mindestens zwei Prozent ab 2034 vorgesehen.<sup>33</sup> Unter Annahme eines konstanten Gesamtverbrauchs und einer Erfüllung der Quote durch Beimischung von E-Methanol in Höhe von zwei Prozent, wären 2034 etwa 2 Millionen Tonnen E-Methanol notwendig (Agora Verkehrswende 2023). Im Industriesektor ist seitens der EU-Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass der Anteil von RFNBO bis 2030 auf 42 % und bis 2035 auf 60 % des dort sowohl energetisch als auch stofflich genutzten Wasserstoffs steigt (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2024c).

Die Daten aus der Bedarfsanalyse zeigen die immense Bedeutung von aus Wasserstoff hergestellten Folgeprodukten im zukünftigen Energiesystem und dort insbesondere für den Luft- und Seeverkehr. Neben der direkten Elektrifizierung und dem Einsatz von Wasserstoff beispielsweise für die Defossilisierung der Stahlindustrie werden wasserstoffbasierte Syntheseprodukte eine zentrale Rolle bei der Versorgung der chemischen Industrie mit synthetischem strombasierten Naphtha, Methanol und Ammoniak ebenso wie beim Einsatz von RFNBO für den Flug- und im Schiffsverkehr einnehmen. Dabei steht nicht das Festhalten an „alten“ Technologien im Vordergrund, sondern vielmehr, den auch zukünftigen Bedarf an chemischen Grundstoffen und hochenergetischen Kraftstoffen zu decken. Wasserstoff-Konversionsprodukte sind damit (neben der Versorgung der Stahlindustrie) die wesentlichen „Senken“ für Wasserstoff in Niedersachsen.

Niedersachsen wird zur Bereitstellung von PtX-Produkten einen signifikanten Beitrag leisten und auch für benachbarte Bundesländer eine wichtige Lieferantenrolle übernehmen. Aus ökonomischer Sicht sind die Stromgestehungskosten mitentscheidend bei der Frage, wo Wasserstoff-Erzeugungs- und -Konversionsanlagen errichtet werden (vgl. Kapitel 5.3). Bereits heute deckt Niedersachsen seinen Stromverbrauch bilanziell durch EE-Strom (Niedersächsische Landesregierung 2024). Durch den weiteren Ausbau insbesondere bei Windenergie an Land und auf See sowie Solarenergie werden in Niedersachsen erhebliche „Überkapazitäten“ im Stromsektor entstehen, die über Wasserstoff in Konversionsprodukte konvertiert werden und in dieser Form in Nachbarregionen und Bundesländer exportiert werden können.

<sup>33</sup> Berücksichtigt werden alle Fahrten von Schiffen größer als 5.000 Bruttoregistertonnen in und aus der EU, alle Intra-EU-Fahrten sowie der Energieverbrauch in Häfen (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) 2024c).



## 5.2 BEREITSTELLUNG VON CO<sub>2</sub> FÜR SYNTHETISCHE KOHLENWASSERSTOFFE

Autoren: Sebastian Braukhoff, Andreas Lindermeir



**Die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> für PtX-Verfahren ist eine Schlüsseltechnologie für die Transformation der Industrie und Teile des Verkehrssektors hin zur Klimaneutralität.** CO<sub>2</sub>-neutrale Syntheseprodukte sind nur möglich, wenn atmosphärisches CO<sub>2</sub> aus DAC oder Biomasse verwendet wird und die gesamte PtX-Prozesskette ausschließlich erneuerbare Energien nutzt. DAC-Verfahren müssen ihre ökologischen und ökonomischen Vorteile jedoch erst noch im Realeinsatz unter Beweis stellen. Nachhaltigkeitsstandards für PtX-Produkte sind zu definieren und deren Einhaltung über transparente Bewertungsmethoden nachzuweisen.

Trotz der oben dargestellten zentralen Rolle von PtX-Technologien bei der Defossilisierung bestimmter Sektoren wird die Frage nach der Verfügbarkeit und Bereitstellung entsprechender Kohlenstoffmengen für die Synthese entsprechender Kohlenwasserstoffe oftmals nicht oder nur am Rande diskutiert. Die Abscheidung, Aufbereitung und Bereitstellung von CO<sub>2</sub> und nachfolgende Umwandlung gemeinsam mit grünem Wasserstoff zu PtX-Produkten wird unter dem Begriff „Carbon Dioxide Capture and Utilization“ (CCU) diskutiert. CCU-Konzepte nutzen dazu aus Abgasen oder der Atmosphäre abgeschiedenes CO<sub>2</sub> in Kombination mit Wasserstoff aus der Elektrolyse zur Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe.

Zur Produktion der im Kapitel 5.1 genannten Mengen an synthetischen Kohlenwasserstoffen ergibt sich, neben dem Bedarf an grünem Wasserstoff, folglich auch ein erheblicher Bedarf an Kohlenstoff (in Form von CO<sub>2</sub>). Bei der für Niedersachsen ermittelten installierten PtX-Kapazität von 5,3 GW und einem Produktionsvolumen von rund 3,7 Mio. Jahrestonnen PtX-Produkt werden pro Jahr zwischen 10 und 15 Mio. Tonnen aufkonzentriertes und aufbereitetes CO<sub>2</sub> als Ausgangsstoff benötigt.<sup>34</sup>

Ein Vergleich mit den aktuellen CO<sub>2</sub>-Emissionen verdeutlicht die Dimensionen: Gemäß der Energiebilanz Niedersachsen (Landesamt für Statistik Niedersachsen 2023) wurden 2021 in Niedersachsen insgesamt rund 66 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> emittiert. Neben der Stromproduktion (verantwortlich für rund 19 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>) und der Nutzung von Erdgas

<sup>34</sup> Annahme: Produktion von Kohlenwasserstoffen über das Fischer-Tropsch-Verfahren. Pro kg Produkt werden dabei zwischen 3,9 und 4,2 kg CO<sub>2</sub> benötigt. Der Wertebereich stammt aus den eigenen Simulationen und deckt sich mit Literaturwerten (z. B. in Drünert et al. 2020). Für Methanol werden deutlich geringere produktspezifische CO<sub>2</sub>-Mengen benötigt (zwischen 1,4 und 1,6 kg CO<sub>2</sub> pro kg Methanol).



(18 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>) stammt der Großteil dieser Emissionen aus der Nutzung von Mineralölprodukten (20,7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>). Rund 15 Mio. Tonnen davon resultierten aus der Verbrennung von Diesel- und Benzin-Kraftstoffen, weitere 3,4 Mio. Tonnen aus dem Einsatz von Heizöl zur Wärmeerzeugung. Weitere nennenswerte CO<sub>2</sub>-Emittenten sind die Fernwärmeerzeugung (1,4 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>), die Nutzung von Gicht- und Konvertergasen (1,3 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>) sowie von Stein- und Braunkohleprodukten (4,6 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>).

Zusätzlich zu den energiebezogenen sind prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen z. B. aus der Zementklinker-, Kalk- und Glasherstellung zu berücksichtigen. Gemäß dem Länderarbeitskreis Energiebilanzen fielen 2021 hier weitere 1,1 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> in Niedersachsen an (Länderarbeitskreis Energiebilanzen 2024).

Neben der Quantität sind aber auch Qualität und Nachhaltigkeit sowie prozessbedingte Faktoren wie technologische Machbarkeit, Energie-, Flächen- und Rohstoffbedarf, Kosten und Skalierbarkeit für die Auswahl geeigneter CO<sub>2</sub>-Quellen für CCU-Verfahren zu berücksichtigen. Grundsätzlich kann CO<sub>2</sub> in substantiellen Mengen aus der Atmosphäre, aus Biomasse- und Abfallverwertungsanlagen oder aus industriellen Punktquellen abgetrennt und in nachfolgenden Konversionsverfahren eingesetzt werden. Aufgrund der Relevanz des Kohlenstoffs für die Etablierung von PtX-Verfahren werden die drei Pfade mit ihren jeweiligen Charakteristika im Folgenden kurz vorgestellt und bewertet.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass das für die PtX-Verfahren verwendete CO<sub>2</sub> nicht dauerhaft abgeschieden wird, da am Ende der Lebensdauer der meisten PtX-Produkte der gebundene Kohlenstoff schließlich in Form von CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre freigesetzt und damit klimawirksam wird. Bei biogenen und atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Quellen kann ein geschlossener Kohlenstoffkreislauf entstehen. Dies setzt voraus, dass jegliche Energie, die für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung benötigt wird, aus erneuerbaren Quellen stammt (Alagu et al. 2024).

### **5.2.1 CO<sub>2</sub>-ABSCHIEDUNG AUS DER ATMOSPHÄRE: DIRECT-AIR-CAPTURE-VERFAHREN**

Die Freisetzung von CO<sub>2</sub> aus fossilen Quellen lässt sich vollständig vermeiden, wenn der Kohlenstoff-Bedarf für Synthesen direkt aus atmosphärischem CO<sub>2</sub> gedeckt wird. Verfahren, die CO<sub>2</sub> direkt aus der Umgebungsluft abscheiden, werden als Direct-Air-Capture-(DAC-) Verfahren bezeichnet. Es gibt eine Vielzahl von DAC-Technologien, wobei Verfahren mit festen oder flüssigen Sorptionsmitteln die beiden am weitesten fortgeschrittenen Technologien sind. Bei diesen wird Umgebungsluft über ein Sorptionsmittel geleitet, welches selektiv das in der Luft enthaltene CO<sub>2</sub> bindet. Wenn das Sorbens einen definierten Beladungszustand erreicht hat, erfolgt die Desorption des CO<sub>2</sub>, in der Regel durch Zufuhr von thermischer Energie. Das CO<sub>2</sub> löst sich wieder aus dem Sorptionsmittel und kann als reiner CO<sub>2</sub>-Strom aufgefangen, konditioniert, gespeichert und transportiert werden. Je nach



Temperaturniveau, das zur Regeneration erforderlich ist, unterscheidet man Niedertemperatur- (Regeneration bei 80 bis 100 °C) und Hochtemperatur-Verfahren (Regeneration bei 800 bis 900 °C). Neben der thermischen Energie für diese Regeneration wird elektrische Energie benötigt, zum Beispiel um das Luftgebläse zu betreiben.

Auch wenn DAC-Verfahren noch eine vergleichsweise neue Technologie darstellen, sind in den letzten Jahren signifikante Fortschritte erreicht worden. Allerdings bleiben grundlegende Herausforderungen wie der hohe Gesamtenergiebedarf und die hohen Kosten, die der Kommerzialisierung und dem breiten Einsatz dieser Technologien im Wege stehen (Sodiq et al. 2023). Beides ist direkt mit der aus technischer Sicht sehr geringen CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Umgebungsluft von 420 ppmv (0,042 Vol.-%) verbunden. Dementsprechend müssen immense Mengen an Luft durch solche DAC-Anlagen geleitet werden, um relevante CO<sub>2</sub>-Mengen abzuscheiden. Pro Tonne CO<sub>2</sub> sind rechnerisch mindestens 1,4 Millionen Kubikmeter Luft erforderlich.<sup>35</sup>

2023 waren weltweit 19 DAC-Anlagen mit einer Gesamtabseidekapazität von 0,01 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>/Jahr in Betrieb (Chowdhury et al. 2023). Belastbare Daten zu Effizienz oder Kosten solcher DAC-Anlagen im technischen Maßstab sind allerdings nur sehr eingeschränkt verfügbar. Die nach eigenen Aussagen weltweit größte kommerzielle DAC-Anlage wird von dem Schweizer Unternehmen Climeworks in Island aktuell in Betrieb genommen. Diese „Mammoth“ benannte Anlage soll im Vollbetrieb bis zu 36.000 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr abscheiden. Als Zielwerte für die Abscheidungskosten für das Jahr 2030 gibt das Unternehmen Gesamtkosten von 400 bis 600 US\$ pro Tonne CO<sub>2</sub> an (Climeworks 2024). Gemäß einer aktuellen Studie der ETH Zürich können bei einer DAC-Anlage in der 1 GtCO<sub>2</sub>/Jahr-Größenklasse bis 2050 Kosten zwischen 281 und 579 US\$ pro Tonne CO<sub>2</sub> erwartet werden (Sievert et al. 2024).

Der Energiebedarf wird mit Werten zwischen 1,5 und 2 MWh Wärme (bei 100 °C) und 0,2 bis 0,5 MWh elektrische Energie pro Tonne CO<sub>2</sub> angegeben (Agora Verkehrswende 2023; aeesuisse 2024; Fasihi et al. 2019; McQueen et al. 2021). Dabei ist der Energiebedarf für die Komprimierung und den Transport des gewonnenen CO<sub>2</sub> nicht berücksichtigt.

Betrachtet man die aus der Systemsimulation und der Bedarfsanalyse ermittelten CO<sub>2</sub>-Mengen, wären folglich für die in Niedersachsen benötigten 15 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr zwischen 22 und 30 TWh an Wärmeenergie sowie 3 bis 7,5 TWh elektrische Energie erforderlich. Zum Vergleich: 2023 betrug die gesamte in Niedersachsen aus erneuerbaren Quellen erzeugte Strommenge rund 51 TWh (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz 2024). Allein zur Stromdeckung der DAC-Anlagen wären also rund 10 % des aktuell in Niedersachsen produzierten EE-Stroms notwendig.

<sup>35</sup> Dies entspricht einem Quader mit einer Kantenlänge von rund 110 m



Neben den hohen Kosten und dem erheblichen Energiebedarf ist auch der Flächenbedarf solcher DAC-Anlagen zu berücksichtigen. Climeworks gibt hier einen spezifischen Flächenbedarf von  $0,12 \text{ km}^2$  pro Mio.  $t_{\text{CO}_2}$ /Jahr an (Viebahn, P., Scholz, A. und Zelt 2019). Andere LCA-Studien kommen teilweise auf deutlich höhere Flächenbedarfe von bis zu  $0,47 \text{ km}^2$  pro Mio.  $t_{\text{CO}_2}$ /Jahr (bei einer Kapazität von  $100 \text{ kt CO}_2$ /Jahr), insbesondere wenn die DAC-Anlage mit PV-Systemen zur Stromproduktion gekoppelt werden (Terlouw et al. 2021).

### 5.2.2 CO<sub>2</sub> AUS BIOMASSEANLAGEN

Alternativ zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre kann dieses auch aus der Biomassenutzung gewonnen werden. Mögliche Quellen sind hier Abgase aus der Biomasse-Verbrennung in Biomassekraftwerken oder die Biogas- oder Bioethanol-Produktion. Während bei den letztgenannten das CO<sub>2</sub> in relativ hoher Konzentration anfällt und lediglich noch aufgereinigt werden muss, sind die CO<sub>2</sub>-Konzentrationen aus Biomasse-Verbrennungsprozessen erheblich geringer, allerdings immer noch mehrere Größenordnungen über denen in der Atmosphäre.

Der Bioenergiesektor ist darüber hinaus für Niedersachsen ein wichtiger Wirtschafts- und Standortfaktor. Niedersachsen gehört, neben Bayern, zu den Ländern mit den meisten Biogasanlagen. Mit einem Bestand von 1.676 Biogasanlagen steht mehr als jede sechste deutsche Biogasanlage in Niedersachsen (3N Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e. V. 2023). Schwerpunkte sind die Region Rotenburg-Bremervörde und die Weser-Ems-Region.

In der Regel erfolgt die Biogasnutzung durch die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung in Blockheizkraftwerken (BHKW). Das aus der Verbrennung des Biogases im BHKW resultierende Abgas enthält neben dem im Roh-Biogas enthaltene CO<sub>2</sub> auch CO<sub>2</sub> aus der Methan-Verbrennung. Daneben treten Stickoxide (NO<sub>x</sub>), Kohlenmonoxid (CO), Formaldehyd (HCHO), Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>), Stäube (Partikel) sowie unverbranntes Methan als Begleitstoffe im Abgas auf (Aschmann et al. 2019). Das Abgas wird in aller Regel in die Umgebung abgeführt. Abbildung 55 zeigt die Verteilung der niedersächsischen Biogasanlagen in Form der elektrischen Bemessungsleistung der angeschlossenen BHKW.<sup>36</sup>

<sup>36</sup> Die elektrische Bemessungsleistung beschreibt den Anteil der installierten Leistung, der arbeitsrelevant ist, sich also über die tatsächlich eingespeiste Strommenge und die Jahresvolllaststunden errechnen lässt.

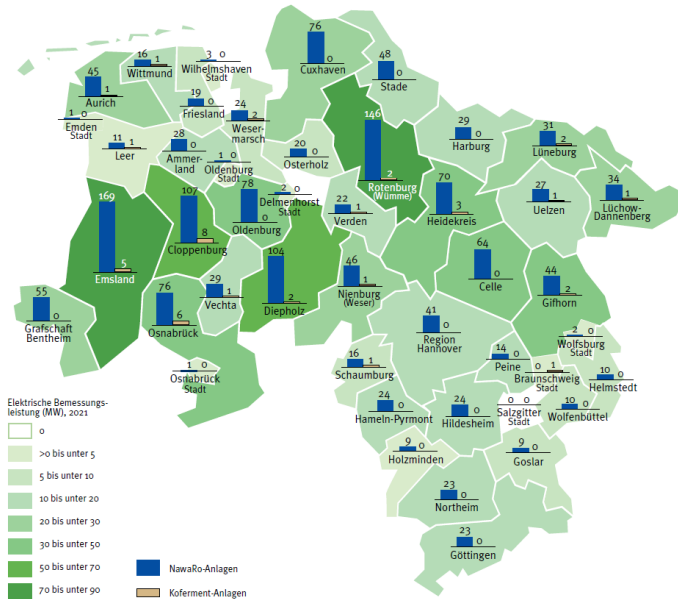


Abbildung 55: Regionale Verteilung der Biogasanlagen in Niedersachsen 2021  
(3N Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachhaltige Rohstoffe und Bioökonomie e. V. 2023)

Neben den konventionellen Biogasanlagen mit BHKW bereiten 37 Anlagen in Niedersachsen das Biogas zu Bio-Methan auf, um es dann in das Erdgasnetz einzuspeisen. 2021 wurden ca. 120 Mio. m<sup>3</sup> eingespeist, wodurch rund 1,5 % des niedersächsischen Erdgasverbrauches abgedeckt wurde (3N Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachhaltige Rohstoffe und Bioökonomie e. V. 2023). Bei der Aufbereitung fallen pro Jahr rund 0,23 Mio. t CO<sub>2</sub> an, die bisher ungenutzt an die Umgebung abgegeben werden, aber ohne großen Zusatzaufwand auch aufgefangen und weiterverwendet werden könnten. Bundesweit (2020) speisten die 240 Biogasaufbereitungsanlagen rund 1 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan (ca. 10 TWh) in das Erdgasnetz ein (Dotzauer et al. 2022). Die damit potenziell zur Verfügung stehende CO<sub>2</sub>-Menge liegt bei rund 2 Mio. Tonnen pro Jahr. Die Kosten für die Biogasaufbereitung bzw. die CO<sub>2</sub>-Abtrennung (inklusive der erforderlichen Feinentschwefelung und Gastrocknung) liegen dabei je nach Verfahren und Anlagengröße zwischen 50 und 120 EUR pro Tonne CO<sub>2</sub> (Urban et al. 2009).

Die Menge an zur Verfügung stehendem biogenen CO<sub>2</sub> ließe sich deutlich erhöhen, wenn auch diejenigen Anlagen mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung ausgerüstet würden, in denen das Biogas in BHKW verstromt wird. Biogas-Anlagen, die CO<sub>2</sub> aus dem BHKW-Abgas abtrennen und aufbereiten, beispielsweise um es nachfolgend weiter zu nutzen, wurden bisher nicht umgesetzt. Im Vergleich zur Biomethan-Aufbereitung sind bei der Nutzung von Biogas-BHKW-Abgasen als CO<sub>2</sub>-Quelle zusätzliche Schadstoffe (SO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, NO<sub>x</sub>) sowie die



Verdünnung mit Stickstoff zu berücksichtigen, die den energetischen Aufwand und damit die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung erhöhen. Der positive Beitrag, den die Biogas-Nutzung durch flexible (netzdienliche) Stromerzeugung im BHKW bereits heute leistet, kann allerdings auch mit nachgeschalteter CO<sub>2</sub>-Abtrennung beibehalten werden. Daneben bieten sich interessante Optionen zur effizienzsteigernden Einbindung von Abwärme aus dem Biogas-BHKW beispielsweise zur Desorption in der CO<sub>2</sub>-Wäsche. Potentiell stünden aus den niedersächsischen Biogasanlagen mit BHKW rund 8 Mio. t CO<sub>2</sub>/a zur Verfügung.

Die begrenzte Verfügbarkeit und die zu erwartende weiter zunehmende Nutzungskonkurrenz bleiben damit zentrale Herausforderungen für Biomasse-basierten Kohlenstoff. Begrenzte Mengenpotenziale, Flächennutzungskonkurrenz, indirekte Landnutzungsänderung und dezentraler Anfall erschweren die großskalige Nutzung von Biomasse und erfordern eine Fokussierung auf Rest- und Abfallstoffe gemäß den geltenden Richtlinien bzw. Verordnungen. Eine kaskadierte Nutzung von Biomasse, an deren Ende auch der Kohlenstoffanteil möglichst vollständig einer Weiterverwendung zugeführt wird, leistet einen Beitrag zur Schließung von Stoffkreisläufen und kann für den ländlichen Raum auch einen wirtschaftlichen Vorteil darstellen.

### 5.2.3 CO<sub>2</sub> AUS INDUSTRIELLEN PUNKTQUELLEN

CCU-Ansätze mit CO<sub>2</sub>-Nutzung aus Prozessgasen sind technisch attraktiv und können substantielle Mengen an CO<sub>2</sub> für die Produktion synthetischer Kraft-, Brenn- und Chemiegundstoffe bereitstellen. Zur Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus industriellen Abgasen existieren zahlreiche Technologien, bei denen primär chemische und physikalische Verfahren wie Absorptions-, Adsorptions- oder Membranprozesse, aber auch elektrochemische Reaktionen und Kryo-Verfahren, eingesetzt werden. Bei der Abscheidung aus Verbrennungsabgasen ist die Absorption, meist mit aminbasierten Waschflüssigkeiten, derzeit Standard-Technik. Solche Verfahren bieten eine hohe CO<sub>2</sub>-Abscheideleistung und werden seit Jahrzehnten in der industriellen Gasreinigung eingesetzt.

Neuartige Technologien mit alternativen flüssigen Absorbentien, festen Sorbentien oder Membranen sind aktuell Gegenstand diverser Entwicklungen und stehen kurz vor der Kommerzialisierung bzw. haben das Niveau der industriellen Demonstration erreicht. Da die Eigenschaften der jeweiligen Emissionsquellen stark variieren können, ist die Auswahl geeigneter Technologien für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aber einzelfallspezifisch und hängt maßgeblich von den Eigenschaften des Abgases, den konkreten Betriebsbedingungen und der geforderten Abscheideleistung ab (Linjala und Kajolinna 2023).

Bezüglich der Kosten für die Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus industriellen Emissionen sind insbesondere der CO<sub>2</sub>-Gehalt und die Skalierung der Anlage relevant (siehe Abbildung 56).

Der Verlauf der CO<sub>2</sub>-Abscheidekosten in Abhängigkeit des CO<sub>2</sub>-Gehaltes verdeutlicht, dass diese für sehr geringe CO<sub>2</sub>-Partialdrücke (< 2 kPa) mit über 100 US\$ pro Tonne CO<sub>2</sub>

sehr hoch sind. Mit steigender CO<sub>2</sub>-Konzentration im Ausgangsgas sinkt dieser Wert deutlich. Für typische industrielle Abgase mit CO<sub>2</sub>-Volumenanteilen zwischen 5 und 15 % werden Kosten im Bereich von rund 50 US\$/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> erreicht. Ebenfalls erkennbar ist, dass die Anlagenskalisierung bei geringen CO<sub>2</sub>-Gehalten zunehmend Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Abtrennkosten hat.

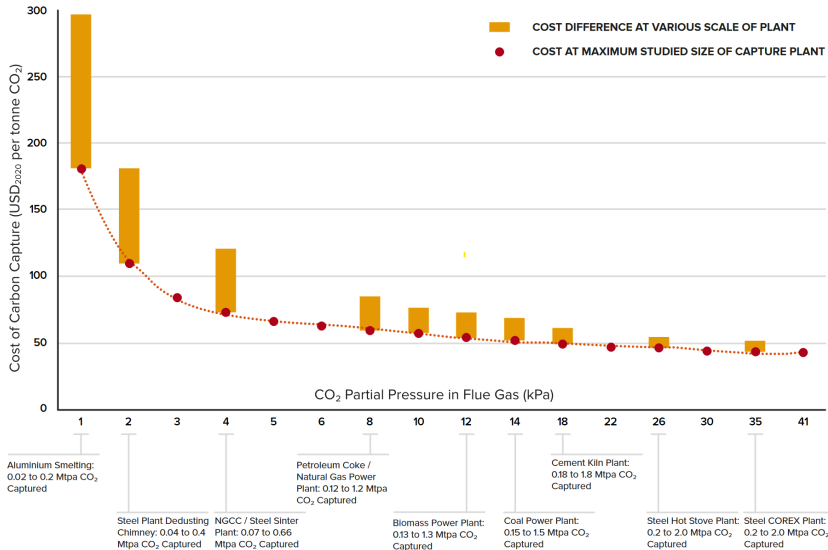


Abbildung 56: Einfluss des CO<sub>2</sub>-Partialdrucks und der Anlagenskalisierung auf die CO<sub>2</sub>-Abscheidungskosten (Rauchgasströme unter Atmosphärendruck).

Kreismarkierungen zeigen die Kosten bei der maximalen untersuchten Anlagengröße einer einzelnen CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage. (Linjala und Kajolinnä 2023)

Neben den technologischen und wirtschaftlichen Aspekten ist auch die Nachhaltigkeit der CO<sub>2</sub>-Quelle zu berücksichtigen. Wenn Industrieprozesse als CO<sub>2</sub>-Quelle genutzt werden sollen, muss das CO<sub>2</sub> aus dem Produktionsprozess selbst und nicht aus der Energieversorgung stammen. Aber selbst prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Industrieprozessen wie der Kalk- und Zementindustrie generieren zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen und wären daher nur dann mit einem vollständig THG-neutralen Szenario vereinbar, wenn diese Emissionen an anderer Stelle durch Senken ausgeglichen würden (Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) 2021).

Zudem ist es nur sinnvoll, solche industriellen Prozesse als CO<sub>2</sub>-Quellen in Betracht zu ziehen, die mit hoher Wahrscheinlichkeit auch im Jahr 2050 noch in Betrieb sind. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Punktquellen werden bis 2050 signifikant zurückgehen und im Wesentlichen aus unvermeidbaren Prozessemissionen, biogenen Emissionen und einem kleinen Teil fossiler Emissionen bestehen, die durch CCS kompensiert werden (Alagu et al. 2024).



Für das Jahr 2040 werden in Niedersachsen noch 3 bis 4 Millionen Tonnen nicht vermeidbare CO<sub>2</sub>-Restemissionen pro Jahr erwartet (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz 2023).

Um den Nachhaltigkeitskriterien der RED zu genügen, kann bis 2035 (und in bestimmten Fällen bis 2040) auch fossiles CO<sub>2</sub> aus industriellen Punktquellen genutzt werden, auch um einen schnellen Hochlauf bei den Anlagen, der Infrastruktur und den Endkunden zu ermöglichen (siehe auch Kapitel 3.1). Bereits bei der Anlagenplanung ist jedoch die zukünftige und langfristige Bereitstellung von nachhaltigem CO<sub>2</sub> zu berücksichtigen (Agora Verkehrswende 2023). Auch im Nordrhein-Westfälischen „Handlungskonzept Synthetische Kraftstoffe“ wird, um den Markthochlauf anzustoßen, eine Übergangsphase mit Nutzung von fossilem CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen toleriert (Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen 2021). Allerdings wird auch darauf hingewiesen, dass eine „Pfadabhängigkeit, die eine Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Produktion unattraktiv macht und somit das Erreichen der Klimaschutzziele gefährdet“ vermieden werden muss.

Die Relevanz von Nachhaltigkeitsaspekten bei der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung wird auch in den im Mai 2024 vom Bundeskabinett beschlossenen „Eckpunkten einer Carbon-Management-Strategie (CMS)“ deutlich, nach denen „der Hochlauf von CCS/CCU im Einklang mit den Treibhausgasminderungszielen des deutschen Klimaschutzgesetzes (KSG) und dem Erreichen der Klimaneutralität 2045 stehen“ muss (Deutscher Bundestag 2024).

Hinsichtlich der Nutzung industrieller CO<sub>2</sub>-Quellen für Syntheseprodukte ist auch das Zusammenspiel von CCU- mit CCS<sup>37</sup>- und CDR<sup>38</sup>-Verfahren zu berücksichtigen. Während bei CDR auch negative Emissionen entstehen können, vermeidet CCS lediglich die Freisetzung von entstandenem CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre. CCU führt dagegen nur dann zu einer dauerhaften Speicherung des CO<sub>2</sub>, wenn daraus sehr langlebige Güter wie Baustoffe erzeugt werden. Bei kurzlebigen Gütern und Kraftstoffen ist Klimaneutralität nur bei Verwendung von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre oder aus Biomasse und bei einem vollständig klimaneutral betriebenen Produktionsprozess gegeben (Pfeiffer et al. 2024). Es ist zu erwarten, dass die Freisetzung prozessbedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen, wie sie in der Zement- und Kalkindustrie und der Abfallwirtschaft anfallen, zukünftig durch den Einsatz von CCS-Verfahren vermieden wird. Ob bzw. in welchem Ausmaß solche CO<sub>2</sub>-Quellen auch für CCU-Konzepte genutzt werden sollen, ist dagegen nicht klar definiert. Bei der Diskussion

<sup>37</sup> CCS: Carbon Dioxide Capture and Storage. CO<sub>2</sub>, das z. B. in einem Zementwerk entsteht, wird aufgefangen und zur dauerhaften Speicherung im Untergrund verpresst. Die Entstehung von CO<sub>2</sub> wird nicht vermieden, sondern lediglich die Freisetzung in die Atmosphäre unterbunden.

<sup>38</sup> CDR: Carbon Dioxide Removal. CO<sub>2</sub>-Entnahme aus der Atmosphäre zum Ausgleich von Treibhausgasen, die nicht vermieden bzw. nicht direkt an der Quelle abgefangen werden können. Das CO<sub>2</sub> wird gespeichert, z. B. unterirdisch (CCS) oder in Vegetation und Boden





um Einsatzmöglichkeiten von CCU Verfahren müssen die verfügbaren CDR-Potenziale berücksichtigt werden.

#### 5.2.4 ZUSAMMENFASSUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN ZUR KOHLENSTOFF-STRATEGIE

Bei der Wahl geeigneter CO<sub>2</sub>-Quellen für die Erzeugung von PtX-Kohlenwasserstoffen sind diverse Einflussfaktoren zu beachten, die zum Teil konträr zu einander stehen und oftmals zu Zielkonflikten zwischen Technologie, Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit führen. Im Folgenden werden einige Aspekte aufgeführt, die bei der Entwicklung einer tragfähigen Carbon-Management-Strategie berücksichtigt werden sollten:

- Neben den strategischen Fragen ist der zeitliche **Verzug beim Aufbau von CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen und Speicher- und Transportinfrastrukturen** im Blick zu halten. DAC-Anlagen können sowohl für die dauerhafte Einspeicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) als auch für die Herstellung von klimafreundlichen Produkten und Energieträgern (CCU) genutzt werden. Die jährlichen Kapazitäten, die dafür zur Verfügung stehen, sind jedoch für längere Zeit begrenzt und die Abscheidkosten und der Energiebedarf für DAC-Verfahren bleiben auch perspektivisch hoch.
- Aus der begrenzten Verfügbarkeit von DAC-Kapazitäten entstehen **Nutzungskonflikte**. Die möglichen Auswirkungen auf Transformationspfade der Industrie sollten in einer Kohlenstoffmanagementstrategie ebenfalls betrachtet werden. Dabei ist auch die **Biomasse zu berücksichtigen**, um deren Rolle als Kohlenstoffquelle für die chemische Industrie abzubilden (Pfeiffer et al. 2024).
- Auch wenn die Bereitstellung von ausreichend CO<sub>2</sub> zur Produktion synthetischer Chemieprodukte und Kraftstoffe bilanziell unproblematisch erscheint, bedarf es einer **genaueren Betrachtung von zukünftigen CO<sub>2</sub>-Quellen und Bereitstellungsoptionen**, um sicherzustellen, dass das benötigte CO<sub>2</sub> alle Anforderungen bezüglich der Nachhaltigkeit erfüllt. CO<sub>2</sub> wird als Rohstoff für die chemische Industrie, den Energiesektor und den Bereich der Schwerlastmobilität zunehmend an Bedeutung gewinnen.
- Um Potenziale zu ermitteln und frühzeitig Infrastruktur für CO<sub>2</sub>-Transport und Nutzung aufzubauen ist eine **Carbon Management-Strategie mit konkreten Handlungsschritten erforderlich**. Vorgaben und Zertifizierungen zur Definition sauberer und nachhaltiger Kohlenstoffquellen sind erforderliche Voraussetzungen, um einem nachhaltigen CO<sub>2</sub>-Markt und der erforderlichen Infrastruktur den Weg zu ebnet.
- Eine Carbon Management-Strategie sollte dabei insbesondere die folgenden Aspekte abdecken:
  - Ermittlung prioritärer Bereiche für CCU und Identifikation von Endanwendungen, bei denen CO<sub>2</sub>-Capture bzw. Konversionsverfahren voraussichtlich ein notwendiger Bestandteil des Defossilisierungspfades sein werden,
  - Berücksichtigung der besonderen Rolle der Bioenergie in Niedersachsen,



- Frühzeitige Einbeziehung von Öffentlichkeit und politischen Entscheidungsträgern, um das Verständnis für die Vorteile und Grenzen von CCU-Routen zu verbessern,
- Berücksichtigung von Aktivitäten zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Nutzung in Förderprogrammen sowie
- Definition von Vorschriften und Produktnormen und Schaffung eines Rechtsrahmens für die harmonisierte Zertifizierung von PtX- und CCU-Routen.



## 5.3 TECHNOÖKONOMISCHER VERGLEICH UNTERSCHIEDLICHER PTX-KONVERSIONSKETTEN

Autoren: Sebastian Braukhoff, Andreas Lindermeir



**Ein wirtschaftlicher Betrieb von PtX-Anlagen ist nur über einen geringen Strompreis bei gleichzeitig hoher Anlagenauslastung zu erreichen.** Die effiziente Nutzung des EE-Stroms in der gesamten Prozesskette ist auch aus Wirtschaftlichkeitsgründen geboten. Hier bedarf es weiterer Optimierungen auf Komponenten- und Anlagenebene.

### 5.3.1 METHODIK

Im Rahmen des H<sub>2</sub>-Wegweisers wurden unterschiedliche PtX-Prozesse und -Prozessketten mittels verfahrenstechnischer Prozesssimulationen sowohl technologisch als auch im Hinblick auf ihre wirtschaftlichen und ökologischen Auswirkungen untersucht und bewertet. Dazu wurde auf Basis der OpenSource-Simulationssoftware DWSim ein modularer Simulationsbaukasten entwickelt, welcher die in PtX-Prozessen üblicherweise genutzten Verfahrensmodule abbildet. Diese vorkonfigurierten Module lassen sich über eine einfache Auswahl miteinander verschalten und anpassen und ermöglichen die prozesstechnische Analyse und Bewertung der gesamten Power-to-X-Prozesskette, von den Ausgangsstoffen bis zum Endprodukt.

Mit der Methanisierung, der Fischer-Tropsch-Synthese, der Methanol-Synthese sowie der Ammoniak-Herstellung wurden die wesentlichen Syntheseverfahren, die aktuell im Zentrum des Interesses stehen, betrachtet. Auch zur Bereitstellung der Edukte (Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid, Stickstoff) wurden unterschiedliche Technologien (beispielsweise Elektrolyseverfahren, MEA-Wäsche, kryogene Luftzerlegung) berücksichtigt. Nicht abgebildet wurden die EE-Stromerzeugung, die Wasseraufbereitung, die Reinigung von Abgasen sowie die Produktaufbereitung zu marktfähigen Kraftstoffen (E-Diesel, E-Kerosin) bei der Fischer-Tropsch-Synthese und der Methanol-Synthese möglicherweise nachgelagerte Schritte wie der Methanol-to-Gasoline (MtG)- oder der Methanol-to-Jetfuel (MtJ)-Prozess. Abbildung 57 zeigt die im Simulationsbaukasten berücksichtigten Verfahren.

Die Prozesssimulationen dienen der Bestimmung von Edukt-, Produkt- und Betriebsmittel-Stoffmengenströmen, der energetischen Bilanzierung, zur Festlegung der relevanten Betriebsparameter (Druck, Temperatur, Durchsatz etc.) sowie der Dimensionierung und Auslegung der Apparate. Die Ergebnisse bilden auch die Basis für die Ökobilanzierung (siehe Kapitel 3.3) und werden dort verwendet, um die Sach- und Energiebilanzen, sowohl für den Bau der Anlage als auch für deren Betriebsphase, aufzustellen.

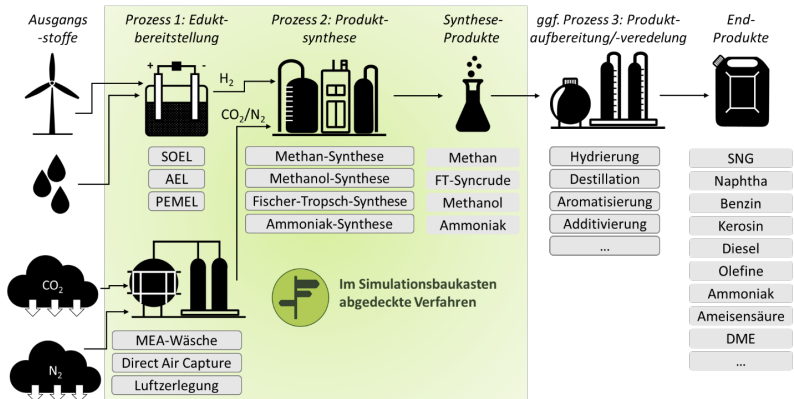


Abbildung 57: Betrachtete Prozessketten für die Konversion von Wasserstoff mittels Power-to-X-Verfahren

Abbildung 58 verdeutlicht die Komplexität der mit dem Simulationstool automatisch generierten Fließbilder für eine Power-to-Ammoniak-Prozesskette bestehend aus dem Elektrolysemodul (alkalische Wasserelektrolyse, AWE), dem Stickstoff-Abscheidemodul (Luftzerlegungsanlage), dem Kompressormodul (mehrstufige Verdichtung der Ausgangsgase  $H_2$  und  $N_2$  mit Zwischenkühlung) sowie dem Synthesemodul (Haber-Bosch-Ammoniak-Synthese).

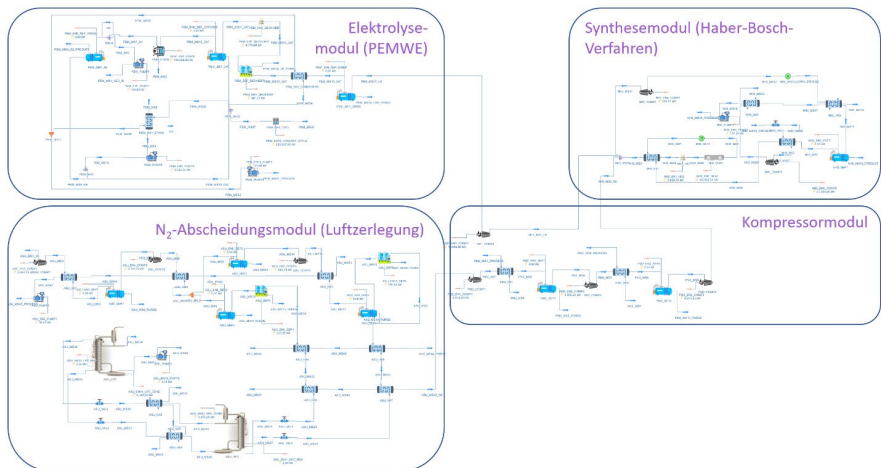


Abbildung 58: Mittels Simulationsbaukasten generiertes Prozessfließbild am Beispiel der Power-to-Ammoniak-Prozesskette

Neben den verfahrenstechnischen Spezifikationen sind alle relevanten Ausrüstungsgegenstände auch mit größenabhängigen Kostenfunktionen zur Bestimmung der Kapitalkosten



der Prozessstufen (Anlageinvestitionen, englisch: Fixed Capital Investment, FCI) hinterlegt. Dafür wurde auf bekannte Zusammenhänge aus der ingenieurökonomischen Analyse chemischer Prozesse zurückgegriffen (Turton et al. 2018). Zusammen mit Kostendaten für die Betriebskosten erfolgt so parallel zur technischen Analyse eine detaillierte ökonomische Bewertung der jeweiligen Prozesskette.

### 5.3.2 TECHNOÖKONOMISCHE ANALYSE VON PTX-PROZESSKETTEN

Im Folgenden werden exemplarisch die Ergebnisse der technoökonomischen Analyse für zwei PtX-Prozessketten dargestellt:

- a) Methanol-Synthese mit  $H_2$ -Erzeugung über Alkalische Wasserelektrolyse (AWE),  $CO_2$ -Abtrennung aus Abgas eines Zementwerkes mit MEA-Wäsche, Methanol-Synthese und -Aufbereitung auf Grade AA-Qualität (99,85 % Gew.).
- b) Ammoniak-Synthese mit  $H_2$ -Erzeugung über PEM-Wasserelektrolyse (PEMWE),  $N_2$ -Abtrennung aus Luft über kryogene Luftzerlegung, Ammoniak-Synthese mittels Haber-Bosch-Niederdruckverfahren, Produkt-Verflüssigung, Reinheit 99,5 % (Massenanteil).

Der Power-to-Methanol-Prozess wurde dabei so skaliert, dass das gesamte  $CO_2$  aus dem Abgasstrom eines repräsentativen Zementwerkes (rund 104 Tonnen  $CO_2$  pro Stunde) als Einsatzstrom genutzt wird. Dabei konnte auf Realdaten eines Praxispartners zurückgegriffen werden. Daraus bestimmt sich dann die erforderliche Wasserstoff-Produktionskapazität des Elektrolyseurs. Für die Ammoniak-Route wurde eine vergleichbare Größe des Elektrolyseurs festgelegt und die anderen Stoffströme entsprechend skaliert.

Tabelle 10 zeigt die wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Annahmen (Basisfall), die für die technoökonomische Analyse herangezogen wurden. Daneben wurde eine Vielzahl an weiteren, insbesondere ökonomischen und verfahrenstechnischen, Annahmen getroffen, die hier aus Übersichtsgründen nicht dargestellt werden.

*Tabelle 10: Wesentliche Parameter (Basisfall) für die technoökonomische Bewertung der Power-to-X-Prozessketten (Werte zum Teil aus Gerhardt-Mörsdorf et al. (2024b))*

Parameter	Einheit	a) Methanol-synthese	b) Ammoniak-synthese
Elektrolysetechnologie	-	AWE	PEMWE
El. Leistung Stack <sup>39</sup>	MW	680	680
El. Wirkungsgrad Elektrolyse-Stack <sup>40</sup>	%	77,5	75,3

<sup>39</sup> Zur Dimensionierung der Elektrolyseanlagen wird ein modularer Ansatz mit Elektrolysemodulen mit jeweils 20 MW<sub>el</sub> angenommen.

<sup>40</sup> Mittelwert mit Berücksichtigung der Degradation.

Da der erzeugte Wasserstoff als chemisches Produkt und nicht energetisch verwendet wird, wird der Brennwert  $H_s$  zur Berechnung der Wirkungsgrade herangezogen.



Degradationsrate Elektrolyse-Stack	mV/1.000h	3,2	4,0
------------------------------------	-----------	-----	-----

FortS. Tabelle 10:

Parameter	Einheit	Methanol- synthese	Ammoniak- synthese
Lebensdauer Elektrolyse-Stack	h	60.000	80.000
Wasserstoff-Lieferdruck Elektrolyse	MPa	0,1	3,2
CAPEX Elektrolyse-Stack (inkl. Leistungselektronik/Gleichrichter)	EUR/kW	200	400
Jahresvolllaststunden PtX-Anlage	h/a	8.000	
Nutzungsdauer PtX-Anlage	Jahre	20	
Zinssatz	%	5	
Stromkosten	EUR/kWh	0,05	
Erlös aus Elektrolyse-Sauerstoff	EUR/t	0 (keine O <sub>2</sub> -Vermarktung)	

Bei der Ermittlung der Kapitalkosten für die Errichtung der PtX-Anlage wurde sowohl ein „Brownfield“- als auch ein „Greenfield“-Szenario untersucht. Während im Brownfield die Anlage auf einem Grundstück errichtet wird, auf dem bereits Infrastruktur wie Zufahrtsstraßen und Wasserversorgung vorhanden ist, bezieht sich das Greenfield-Szenario auf bis dahin unberührtes Land, das keinerlei Bebauung oder Einschränkungen aufweist und bei dem Infrastrukturen von Grund auf neu geschaffen werden müssen. Entsprechend sind für die Greenfield-Variante höhere Baukosten und damit auch höherer Produktgestehungskosten zu erwarten.

### • Technologischer Vergleich

Die Analyse und der Vergleich der beiden PtX-Prozesse erfolgt anhand von vier technologischen Kennzahlen (Key Performance Indicator, KPI):

$$\text{Power-to-Product-Wirkungsgrad:} \quad \eta_{PtP} = \frac{\dot{m}_{\text{Product}} \cdot H_{s,\text{Product}}}{P_{el}}$$

$$\text{Hydrogen-to-Product-Wirkungsgrad} \quad \eta_{H_2tP} = \frac{\dot{m}_{\text{Product}} \cdot H_{s,\text{Product}}}{\dot{m}_{H_2} \cdot H_{s,H_2}}$$

$$\text{Wasserstoff-Nutzungsgrad} \quad \varepsilon_{H_2} = \frac{\dot{n}_{H_2 \text{ in Product}}}{\dot{n}_{H_2, zu}}$$

$$\text{Kohlenstoff- bzw. Stickstoff-Nutzungsgrad} \quad \varepsilon_{C/N} = \frac{\dot{n}_{C/N \text{ in Product}}}{\dot{n}_{C/N, zu}}$$

Während der Power-to-Product-Wirkungsgrad die gesamte Prozesskette vom elektrischen Strom bis zum Endprodukt berücksichtigt und damit als Art energetische „Gesamteffizienz“ betrachtet werden kann, beschreibt der Power-to-Hydrogen-Wirkungsgrad den energetischen Anteil des in der Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs, der in das Zielprodukt überführt wird, ohne Berücksichtigung der Effizienz der Elektrolyse. Der Wasserstoff-



Kohlenstoff- bzw. Stickstoff-Nutzungsgrad ist ein Maß für die stoffliche Ausnutzung der Reaktionspartner und wird beispielsweise durch Nebenreaktionen oder Verluste über Purgegas-Ströme reduziert. Tabelle 11 zeigt eine Zusammenfassung der aus den Simulationen ermittelten technischen KPI.

Tabelle 11: Ermittelte technische KPI für die beiden Power-to-X-Prozessketten (Basisfall)

Parameter	a) Methanol	b) Ammoniak
Anlagenkapazität	67,1 t <sub>MeOH</sub> /h	79,1 t <sub>NH<sub>3</sub></sub> /h
Power-to-Product-Wirkungsgrad $\eta_{\text{PtP}}$	55,1 %	62,1 %
Hydrogen-to-Product-Wirkungsgrad $\eta_{\text{H}_2\text{tP}}$	75,9 %	89,0 %
Wasserstoffnutzungsgrad $\epsilon_{\text{H}_2}$	88,9 %	99,0 %
Kohlenstoff-/Stickstoffnutzungsgrad $\epsilon_{\text{C/N}}$	88,4 %	99,6 %

Die Ergebnisse zeigen eine gute Übereinstimmung mit Literaturdaten (vgl. beispielsweise Rahmat et al. (2023)). Die Power-to-Product-Wirkungsgrade liegen für die beiden Prozessketten zwischen 55 und 63 %. Wesentliche Verlustanteile resultieren aus der Elektrolyse (siehe angenommene Wirkungsgrade in Tabelle 10) sowie der Synthese, da sowohl bei der Methanol- als auch bei der Ammoniak-Synthese aufgrund der exothermen Reaktionen große Mengen an Wärme freigesetzt werden, die zwar prozessintern genutzt aber darüber nur indirekt in Produkt überführt werden können.

Die Aufteilung dieser Verlustanteile ist anhand des Vergleichs von Power-to-Product-Wirkungsgrad mit Hydrogen-to-Product-Wirkungsgrad erkennbar. Trotz vergleichbarer Elektrolyse-Wirkungsgrade ist die Gesamteffizienz der Ammoniak-Herstellung aufgrund der effizienteren Überführung des Wasserstoffs in das Zielprodukt deutlich höher, als beim Methanolprozess, wie anhand der Nutzungsgrade erkennbar. Diese liegen für die Ammoniakroute um rund 10 Prozentpunkte über den Methanol-Vergleichswerten. Ursächlich ist hier, dass bei der Methanolsynthese ein Teil des Wasserstoffs für die Bildung des als Nebenprodukt anfallenden Reaktionswassers genutzt wird und somit, anders als bei der Ammoniaksynthese, bei der kein Reaktionswasser anfällt, nicht in das eigentliche Zielprodukt überführt wird. Für die Kohlenstoff-Nutzung resultieren die wesentlichen Verluste bei der Methanol-Synthese aus den Purgegas-Strömen bei der CO<sub>2</sub>-Abtrennung über die MEA-Wäsche sowie aus dem Gasrecycle bei der Methanolsynthese. Im Fall der Stickstoffbereitstellung über die kryogene Luftzerlegung treten solche Verlustströme nicht auf, weshalb hier sowohl der Wasserstoff- als auch der Stickstoffnutzungsgrad nahe bei 100 % liegen.

## • Ökonomischer Vergleich

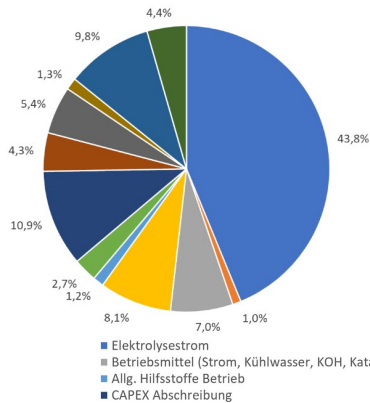
Der ökonomische Vergleich erfolgt anhand der Produktgestehungskosten, die in Tabelle 12 aufgeführt sind.

Tabelle 12: Ermittelte wirtschaftliche KPI für die beiden Power-to-X-Prozessketten (Basisfall)

		a) Methanol	b) Ammoniak
Anlagenkapazität		67,1 t <sub>MeOH</sub> /h	79,1 t <sub>NH<sub>3</sub></sub> /h
Anlageninvestitionen	Brownfield	892 Mio. EUR	1.080 Mio. EUR
	Greenfield	1.270 Mio. EUR	1.538 Mio. EUR
Produktgestehungskosten	<b>Brownfield</b>	<b>1.223 EUR/t</b>	<b>1.098 EUR/t</b>
	Greenfield	1.406 EUR/t	1.286 EUR/t

Sowohl für die Methanol- als auch für die Ammoniakroute liegen die bestimmten Produktgestehungskosten deutlich über den aktuellen Marktpreisen für fossil-basierte Stoffe.<sup>41</sup> Auch hier decken sich die Ergebnisse weitgehend mit den aus der Literatur bekannten Werten. Die ermittelten Anteile der jeweiligen Kostenblöcke an den Produktgestehungskosten für das Brownfield-Szenario sind in Abbildung 59 dargestellt.

Anteile an Produktgestehungskosten - Methanol (Brownfield)



Anteile an Produktgestehungskosten - Ammoniak (Brownfield)

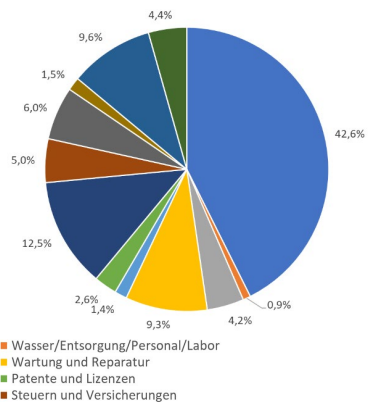


Abbildung 59: Anteile der einzelnen Kostenpositionen an den Produktgestehungskosten für eine Power-to-Methanol (links) und eine Power-to-Ammoniak (rechts) Anlage (Basisfall gemäß Tabelle 10, Brownfield-Szenario).

Erkennbar ist, dass in beiden Fällen die Stromkosten zum Betrieb des Elektrolyseurs mit rund 44 % (Methanol) bzw. 43 % (Ammoniak) ausschlaggebend für die resultierenden

<sup>41</sup> Der durchschnittliche Preis für Methanol auf dem europäischen Markt betrug gemäß Methanex (2024) im Jahr 2024 rund 535 EUR pro Tonne. Der Preis von fossil-basiertem („grauen“) Ammoniak lag Ende 2023 bei rund 320 EUR pro Tonne (Weltenergierat – Deutschland e.V. 2023).



Produktgestehungskosten sind. Weitere maßgebliche Kostenblöcke sind Aufwände für Verteilung, Marketing und Verkauf (9,8 % bzw. 9,6 % für Methanol- bzw. Ammoniak), Wartung & Reparatur (8,1 % bzw. 9,3 % für Methanol- bzw. Ammoniak) sowie Betriebsmittel (7,0 % bzw. 4,2 % für Methanol- bzw. Ammoniak), die die Kosten für Wärme- und Kühlenergie, Kühlwasser oder die MEA-Lösung für die CO<sub>2</sub>-Wäsche enthalten. Der Anteil der Kapitalkostenabschreibung (Annuität) an den Produktgestehungskosten liegt zwischen 10,9 % (Methanol) und 12,5 % (Ammoniak).

Die Analyse der Zusammensetzung der Kapitalkosten, die für die betrachteten Anlagengrößen zwischen 892 Mio. EUR (Methanol, Brownfield) und 1,54 Mrd. EUR (Ammoniak, Greenfield) liegen, zeigt, dass das Elektrolysemodul in beiden Fällen einen wesentlichen Anteil hat (vgl. Abbildung 60). Für die Methanolroute beträgt dieser Anteil rund 81 %, während er für die Ammoniakroute, trotz ihrer höheren spezifischen Investitionskosten für die berücksichtigte PEM-Elektrolyse, bei 67 % liegt. Ursächlich ist hier der überproportional hohe Kostenanteil der Syntheseanlage. Aufgrund des hohen Betriebsdrucks (20 MPa) der Ammoniaksynthese wurde diese mit entsprechend hohen und kostenintensiven Druckaufschlags- und Materialfaktoren ausgelegt.

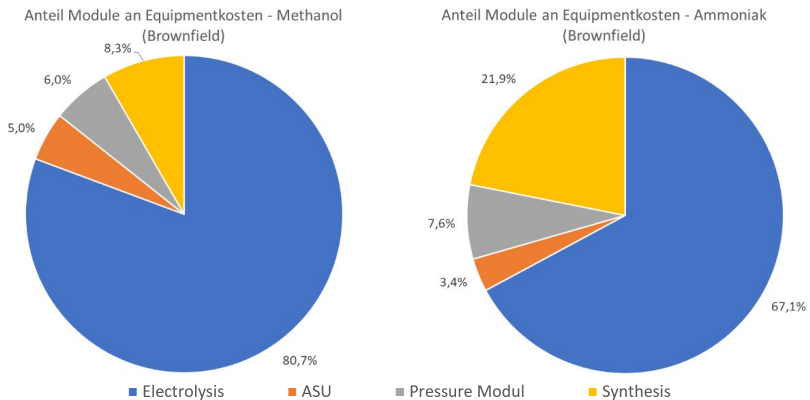


Abbildung 60: Anteile der Prozessmodule an den Equipmentkosten für eine Power-to-Methanol (links) und eine Power-to-Ammoniak (rechts) Anlage (Basisfall gemäß Tabelle 10, Brownfield-Szenario).

Ein detaillierterer Blick auf die Verteilung der Equipmentkosten (vgl. Abbildung 61) zeigt, dass der Elektrolysestack erwartungsgemäß die größte Kostenposition darstellt. Daneben tragen die Wärmeübertrager sowie die Kompressoren wesentlich zu den hohen Equipmentkosten bei.

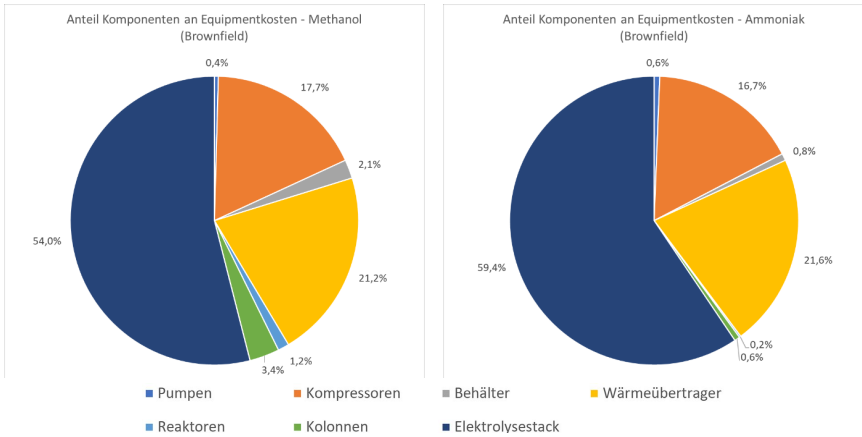


Abbildung 61: Anteile der Hauptkomponenten an den Equipmentkosten für eine Power-to-Methanol- (links) und eine Power-to-Ammoniak- (rechts) Anlage (Basisfall gemäß Tabelle 10, Brownfield-Szenario)

### • Parametervariationen und Sensitivitätsanalysen

Die obigen Darstellungen zeigen, dass die Produktgestehungskosten durch die Betriebsphase dominiert werden. Daher wurden verschiedene Parametervariationen durchgeführt, mit denen die Sensitivität der Wirtschaftlichkeit auf betriebsrelevante Größen ermittelt wurde. In Abbildung 62 ist beispielhaft die Abhängigkeit der Produktgestehungskosten von den Stromkosten und den Jahresvolllaststunden der Anlage dargestellt (Brownfield, alle weiteren Parameter entsprechend Basisfall).

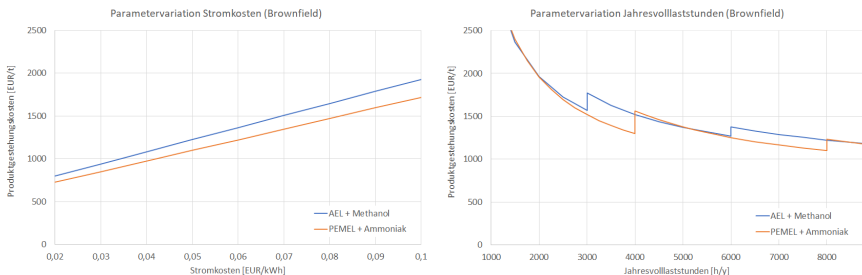


Abbildung 62: Abhängigkeit der Produktgestehungskosten von den Stromkosten (links) bzw. den Jahresvolllaststunden (rechts) (nicht variierte Werte: Basisfall gemäß Tabelle 10, Brownfield-Szenario)

Der (erwartbar) deutliche Einfluss der Stromgestehungskosten auf die Wirtschaftlichkeit wird aus den obigen Verläufen klar. Für (aus aktueller Sicht) marktfähige Produktkosten sind sehr niedrige Stromkosten im Bereich von zum Teil deutlich  $< 0,02$  EUR/kWh erforderlich. Dabei ist die Abhängigkeit bei der Methanolsynthese mit AWE aufgrund des höheren Anteils des Elektrolysestroms an den Gesamtkosten (vgl. Abbildung 59) geringfügig stärker ausgeprägt, als bei der PEMWE/Ammoniak-Route.



Deutlich zeigt sich auch der Einfluss der Jahresvolllaststunden auf die Produktgestehungskosten. Bei geringer Anlagenauslastung werden die Kapitalkosten immer relevanter und führen zu einem überproportionalen Anstieg bei weniger als 4.000 Jahresvolllaststunden. Die stufenförmigen Verläufe resultieren aus den Wechselintervallen für den Elektrolysestack aufgrund des Degradationsverhaltens. In beiden Fällen werden in der 20-jährigen Anlagenlaufzeit bei hoher Jahresauslastung bis zu drei Stacks benötigt. Sobald diese Stackwechsel erforderlich werden, steigen die Produktgestehungskosten durch den zusätzlichen Kapitalkostenbeitrag sprunghaft an. Für die Ammoniakroute sind trotz höherer Degradationsrate der eingesetzten PEMWE (vgl. Tabelle 10) deutlich längere Betriebsdauern pro Stack erreichbar. Dies ist dem breiteren Spannungs-Betriebsfenster geschuldet, welches die Nutzung der PEMWE auch noch bei höherer Degradation ermöglicht.

Der Einfluss eines möglichen Verkaufs des Elektrolyse-Sauerstoffs wurde ebenfalls untersucht (Basisfall: keine O<sub>2</sub>-Vermarktung). Der Einfluss des Sauerstoffverkauf ist allerdings vergleichsweise gering. So sinken die Produktgestehungskosten selbst bei einem Sauerstoffpreis von 80 EUR/t lediglich um 11 % (von 1.223 EUR/t auf 1.088 EUR/t, Methanol-Route, Brownfield)). Nicht berücksichtigt sind dabei zusätzliche Kosten, die ggf. durch Reinigung, Trocknung, Verdichtung etc. des Sauerstoffs anfallen.

Der Vergleich mit den Marktpreisen zeigt die großen Herausforderungen, die bezüglich der Wirtschaftlichkeit von PtX-Produkten nach wie vor bestehen. Abbildung 63 zeigt die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der beiden wichtigsten Parameter „Stromkosten“ und „Jahresvolllaststunden“ für den Methanolprozess in Bezug auf die Marktpreise. Die Einfärbung und die den Daten zugeordneten Symbole beziehen sich dabei auf den Methanol-Marktpreis von 535 EUR/t. Produktgestehungskosten, die unter dem 1,5-fachen des Marktpreises liegen, sind grün markiert; Werte über dem 2,5-fachen rot. Auch hier wurden alle anderen Parameter gemäß dem Basisfall gewählt und das Brownfield-Szenario angewendet. Der rot umrandete Wert entspricht dem Basisfall (0,05 EUR/kWh, 8.000 h/a).

Um unter den aktuellen Randbedingungen auch nur näherungsweise in den Bereich marktfähiger Kosten zu gelangen, sind sehr niedrige Stromkosten bei gleichzeitig hoher Auslastung der Anlage erforderlich. Auf Komponentenebene kann daher insbesondere die Verbesserung des Elektrolyse-Wirkungsgrads sowie die Verringerung der Degradationsrate zu einer signifikanten Verbesserung der Wirtschaftlichkeit führen. Sowohl aus systemtechnischer als auch aus ökonomischer Sicht ist eine möglichst hohe Anlagenauslastung anzustreben. Diese verringert auch die Degradationsrate von Elektrolysestack und Synthesekatalysator aber auch den Verschleiß der Anlagenkomponenten und wirkt sich somit auch indirekt, z. B. über die Anlagenlebensdauer, auf die Wirtschaftlichkeit aus. Inwieweit eine aus systemischer Sicht wünschenswerte dynamische Betriebsweise hilft, über hohe Auslastungen die Wirtschaftlichkeit zu verbessern oder ob dies aufgrund der komplexeren



technischen Anforderungen an die Anlage und möglicherweise verstärkter Degradationseffekte eher kontraproduktiv ist, müssen detaillierte Untersuchungen zeigen.

		Stromkosten [EUR/kWh]									
		0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Jahresvolllaststunden [h/y]	500	4.997 €	5.138 €	5.279 €	5.421 €	5.562 €	5.703 €	5.844 €	5.986 €	6.127 €	6.268 €
	1000	2.599 €	2.741 €	2.882 €	3.023 €	3.164 €	3.306 €	3.447 €	3.588 €	3.730 €	3.871 €
	1500	1.800 €	1.941 €	2.083 €	2.224 €	2.365 €	2.507 €	2.648 €	2.789 €	2.930 €	3.072 €
	2000	1.401 €	1.542 €	1.684 €	1.825 €	1.966 €	2.108 €	2.249 €	2.390 €	2.531 €	2.673 €
	2500	1.161 €	1.303 €	1.444 €	1.585 €	1.726 €	1.868 €	2.009 €	2.150 €	2.291 €	2.433 €
	3000	1.001 €	1.143 €	1.284 €	1.425 €	1.566 €	1.708 €	1.849 €	1.990 €	2.132 €	2.273 €
	3500	1.065 €	1.207 €	1.348 €	1.489 €	1.630 €	1.772 €	1.913 €	2.054 €	2.196 €	2.337 €
	4000	957 €	1.099 €	1.240 €	1.381 €	1.523 €	1.664 €	1.805 €	1.946 €	2.088 €	2.229 €
	4500	873 €	1.015 €	1.156 €	1.297 €	1.439 €	1.580 €	1.721 €	1.862 €	2.004 €	2.145 €
	5000	807 €	948 €	1.089 €	1.230 €	1.372 €	1.513 €	1.654 €	1.795 €	1.937 €	2.078 €
	5500	752 €	893 €	1.034 €	1.175 €	1.317 €	1.458 €	1.599 €	1.740 €	1.882 €	2.023 €
	6000	706 €	847 €	988 €	1.130 €	1.271 €	1.412 €	1.553 €	1.695 €	1.836 €	1.977 €
	6500	763 €	904 €	1.045 €	1.187 €	1.328 €	1.469 €	1.611 €	1.752 €	1.893 €	2.034 €
	7000	723 €	864 €	1.005 €	1.147 €	1.288 €	1.429 €	1.570 €	1.712 €	1.853 €	1.994 €
	7500	688 €	829 €	971 €	1.112 €	1.253 €	1.394 €	1.536 €	1.677 €	1.818 €	1.960 €
	8000	658 €	799 €	940 €	1.082 €	1.223 €	1.364 €	1.506 €	1.647 €	1.788 €	1.929 €
8500	631 €	772 €	914 €	1.055 €	1.196 €	1.337 €	1.479 €	1.620 €	1.761 €	1.903 €	
8750	619 €	760 €	901 €	1.043 €	1.184 €	1.325 €	1.466 €	1.608 €	1.749 €	1.890 €	

Abbildung 63: „Kosten-Map“ mit Methanolgestehungskosten in Abhängigkeit von den Stromkosten und den Jahresvolllaststunden (nicht variierte Werte: Basisfall gemäß Tabelle 10, Brownfield-Szenario)



## 5.4 DYNAMISCHER BETRIEB VON PTX-VERFAHREN ZUR SYSTEMSTABILISIERUNG

Autoren: Jens Bremer, Thomas Turek



**Die dynamische Betriebsweise in Power-to-X (PtX)-Verfahren wird entscheidend dafür sein, die Integration erneuerbarer Energien in die Wasserstoffwirtschaft Deutschlands voranzutreiben.** Insbesondere durch flexible Anpassungen in den Elektrolyse- und Syntheseprozessen kann Schwankungen in der Energieverfügbarkeit effizient begegnet werden. Dies ermöglicht eine stabile, nachhaltige und wirtschaftlich attraktive Produktion von Wasserstoff und daraus abgeleiteten chemischen Produkten, was zur Stabilisierung und Effizienzsteigerung zukünftiger Energiesysteme beiträgt.

Die dynamische Fahrweise von PtX-Prozessen spielt eine entscheidende Rolle bei der Stabilisierung zukünftiger Energiesysteme auf Basis erneuerbarer Energien. Im Gegensatz zu konventionellen Prozessen, die auf einer kontinuierlichen Energiebereitstellung basieren, müssen PtX-Prozesse flexibel auf schwankende Energieverfügbarkeiten reagieren können. Dadurch wird die Netzstabilität erhöht, indem erneuerbare Energie je nach Verfügbarkeit in speicherbare chemische Produkte umgewandelt wird.

Ein zentraler Aspekt ist dabei die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarenergie in chemische Produktionsprozesse. Dies betrifft vor allem die oben genannten Syntheseprozesse für Methan, Methanol, Ammoniak sowie die Fischer-Tropsch-Synthese. Während diese Produkte gut speicher- und transportierbar sind und somit eine flexible Speicheroption darstellen, unterliegt die PtX-Synthesekette einem ständig wechselnden Lastbedarf. Im oberen Lastbereich wird die Anlage vor allem bei einem Überangebot an Energie betrieben, während der untere Lastbereich bei einem Mangel an Energie zum Einsatz kommt. Für klassische chemische Prozesse ist diese Lastvariabilität in der Regel nicht besonders relevant, da sie über den größten Teil ihrer Betriebszeit unter konstanten, möglichst hohen Lastbedingungen betrieben werden. Im Kontext von PtX-Anlagen ist die Lastvariabilität jedoch ein entscheidendes Kriterium, um den erneuerbaren Strom effizient umzuwandeln und damit am Markt bestehen zu können. Um dies zu gewährleisten, können auch Pufferspeicher für Zwischenprodukte genutzt werden, um einzelne Prozessabschnitte dynamisch zu entkoppeln (siehe Abbildung 64). Zu beachten ist dabei, dass solche Speicher bei großen Produktionsmengen mit großen Investitionskosten einhergehen und dadurch ein dynamischer Betrieb der gesamten Prozesskette (Abbildung 64 c) ökonomische Vorteile bieten kann.

Wie in Abbildung 64 ebenfalls dargestellt, sind Elektrolyseur und Synthesereaktor die zentralen Komponenten einer PtX-Anlage. Dementsprechend sind diese Prozessschritte

entscheidend für die Realisierbarkeit einer dynamischen Fahrweise und sollen dahingehend im Folgenden näher beleuchtet werden.

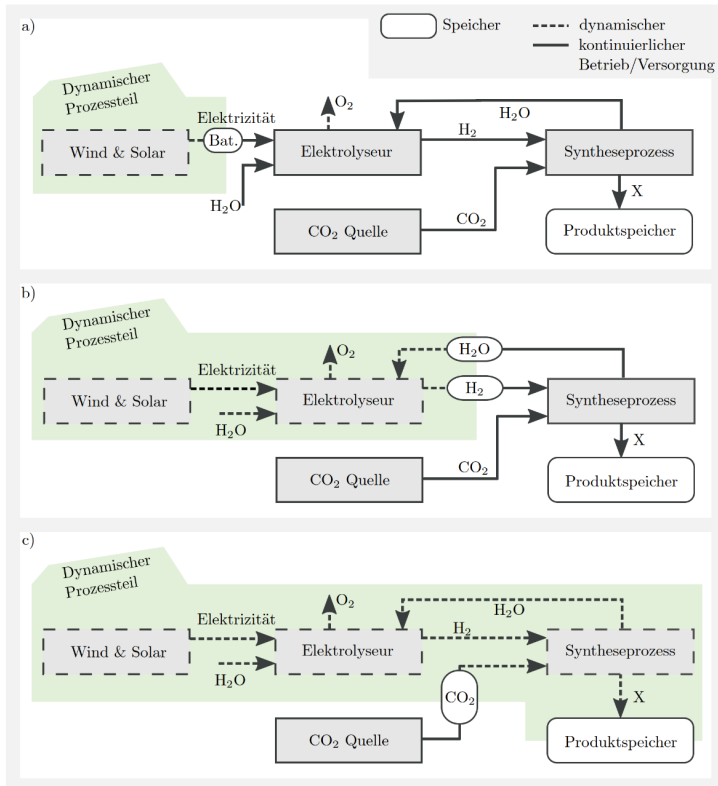


Abbildung 64: Varianten der dynamischen Betriebsweise der PtX-Prozesskette (hier kohlenstoffbasiert)  
 a) Dynamik ausschließlich innerhalb der Elektrizitätsversorgung und Entkopplung zur PtX-Anlage über einen Batteriespeicher; b) Dynamik der Elektrizitätsversorgung direkt eingekoppelt in den Betrieb des Elektrolyseurs aber entkoppelt vom Syntheseprozess durch Wasser- und Wasserstoffspeicher; c) Dynamik der Elektrizitätsversorgung direkt eingekoppelt in die komplette PtX-Prozesskette.

### 5.4.1 DYNAMISCHER BETRIEB VON ELEKTROLYSEUREN

Der dynamische Betrieb von alkalischen oder PEM-Elektrolyseanlagen ist prinzipiell auch auf sehr kurzen Zeitskalen im Sekundenbereich möglich, da die elektrochemischen Reaktionen an den Elektroden, die zur Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff führen, dem variablen Stromfluss nahezu instantan folgen können. Diese hohe Flexibilität erlaubt prinzipiell eine direkte Kopplung mit fluktuierenden und intermittierenden erneuerbaren Energien ohne Zwischenspeicherung der elektrischen Energie in teuren Batterien. Andererseits ist der dynamische Betrieb mit einer Reihe von Herausforderungen verbun-



den, die noch weiter erforscht werden müssen. Bei den Elektrolysetechnologien ist im dynamischen Betrieb mit einer erhöhten Beanspruchung insbesondere der Elektrodenmaterialien und einer damit verbundenen verstärkten Alterung zu rechnen. Es müssen daher robuste Materialien entwickelt werden, die solchen Schwankungen und im Extremfall auch einem plötzlichen Totalausfall der elektrischen Energie standhalten. Im Fokus stehen hier die Elektrodenmaterialien und insbesondere die empfindlichen katalytischen Beschichtungen. Darüber hinaus kommt es im Teillastbereich zu einer verstärkten Verunreinigung der produzierten Gase, da die Verunreinigungsmechanismen in Elektrolysezellen nahezu lastunabhängig sind und somit der Anteil an Fremdgasen mit abnehmender Gasproduktion zunimmt. Besonders kritisch ist der Übergang von Wasserstoff auf die Sauerstoffseite, der bei Annäherung an die untere Explosionsgrenze (4 Vol.-%  $H_2$  in  $O_2$ ) aus Sicherheitsgründen zwangsläufig zur Abschaltung der Elektrolyseanlage führt. Zur Erweiterung des Arbeitsbereiches von Elektrolyseuren wurde eine Reihe von Maßnahmen vorgeschlagen, die sich derzeit in der Erprobung befinden (Trinke et al. 2018). Angestrebt wird ein Arbeitsbereich von 10 bis 100 % der Nennlast, der mittelfristig erreichbar sein sollte. Aktuelle Beispiele sind die lastabhängige Anpassung des Elektrolytvolumenstroms bei der alkalischen Elektrolyse (Brauns und Turek 2022) und Rekombinationskatalysatoren in der Membran von PEM-Elektrolyseuren (Brundiers et al. 2024).

In Bezug auf das Degradationsverhalten und die Sicherheit beim dynamischen Betrieb zeigen sowohl die PEM- als auch die alkalische Elektrolyse keine grundlegenden Unterschiede. Bei einem Kaltstart hingegen weist die PEM-Elektrolyse deutliche Vorteile auf. Die Peripherie dieser Technologie ist deutlich einfacher gestaltet, da dort reines Wasser üblicherweise lediglich auf der Anodenseite zugegeben wird. Infolgedessen erreichen PEM-Elektrolyseure innerhalb weniger Minuten ihre Betriebstemperatur sowie die volle Leistung. Im Falle der alkalischen Elektrolyse zirkuliert konzentrierte Lauge auf den Seiten der Anode und Kathode. Infolge der hohen Wärmekapazität der Elektrolytmasse ist ein Zeitraum von typischerweise 30 bis 60 Minuten zu veranschlagen, bis die volle Leistung erreicht ist. Unter der Voraussetzung, dass die Betriebstemperatur bei den kostengünstigeren alkalischen Elektrolyseanlagen aufrechterhalten werden kann, ist jedoch auch hier ein dynamischer Betrieb problemlos möglich (Brauns und Turek 2020; Brauns und Turek 2023).

Vor der Zuführung des in Elektrolyseuren erzeugten Wasserstoffs zu einem Synthesereaktor sind weitere Prozessschritte erforderlich. In Abhängigkeit von der Druckstufe des Elektrolyseurs, welche vom atmosphärischen Betrieb bis zu ca. 30 bar reichen kann, ist eine mehr oder weniger starke mechanische Kompression auf den Synthesedruck erforderlich. Des Weiteren enthält der Wasserstoff zunächst noch Spuren von Sauerstoff sowie eine Sättigung mit Wasserdampf, weshalb ein Trocknungsschritt sowie eine katalytische  $O_2$ -Entfernung (De-Oxo) erforderlich sind. Die potenziellen Schwierigkeiten beim dynami-



schen Betrieb dieser Stufen dürfen nicht unterschätzt werden und sind in zukünftigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ebenfalls zu betrachten, um einen netzdienlichen Betrieb von Elektrolyseanlagen sicherzustellen.

#### 5.4.2 DYNAMISCHER BETRIEB VON SYNTHESEREAKTOREN

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass der aus dem Elektrolyseprozess gewonnene Wasserstoff bei hohen Produktionsraten nur begrenzt speicherbar ist, müssen auch die angeschlossenen Syntheseprozesse in dynamischer Weise an die Verfügbarkeit von Wasserstoff angepasst werden. Die kombinierte Lastvariabilität beider Prozesse stellt einen entscheidenden Faktor für die effiziente Implementierung von Power-to-X-Technologien dar, insbesondere bei der Produktion von Methan, Methanol, Ammoniak sowie der Fischer-Tropsch-Synthese.

Die Bewertung einer dynamischen Betriebsweise erfolgt oft auf unterschiedlichen Ebenen. Diese reichen von der Betrachtung des Gesamtprozesses mit allen beteiligten Komponenten über die Reaktoreinheit als zentrales Prozesselement bis zum darin befindlichen Katalysator selbst. Alle Ebenen sind maßgeblich von einer dynamischen Betriebsweise beeinflusst und müssen bestenfalls gesamtheitlich betrachtet werden, um einen optimalen Betrieb zu gewährleisten.

Auf Prozessebene ist zunächst zu evaluieren, ob einzelne Komponenten einer geforderten dynamischen Fahrweise folgen können. Eine besondere Herausforderung stellt hierbei die oft engmaschige Vernetzung von Verdichtern, Pumpen, Abscheidern und Wärmeübertragern dar, welche potenziell zu Schwierigkeiten im dynamischen Betrieb führen kann. Zur Behebung dieser Problematik können kleinere stoffliche und energetische Puffer, beispielsweise in Form von Wärme- oder Stromspeichern, eingesetzt werden, welche in der Lage sind, schnelle Laständerungen solange auszugleichen, bis ein neuer stabiler Betriebspunkt erreicht ist. Einige Komponenten verfügen zudem über eine eigene inhärente Pufferkapazität (beispielsweise das Füllvolumen eines Abscheiders). Bei der Auslegung für eine dynamische Fahrweise wird dieses Volumen häufig größer dimensioniert. Aktuelle Untersuchungen legen sogar nahe, dass die optimale Prozessstruktur einer grundlegenden Modifikation bedarf, sobald die Anforderung von einer statischen Betriebsweise zu einer dynamischen Betriebsweise wechselt (Maggi et al. 2023). Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass auch niedrigere Lastbereiche gewährleistet werden müssen, was den Einsatz von Komponenten erforderlich macht, die unter statischen Bedingungen unwirtschaftlich sind.

Auf Reaktorebene sind Anpassungsmechanismen notwendig, die schnelle Änderungen in den Betriebsparametern ermöglichen. Dies umfasst Regelstrategien, die es ermöglichen, die Druck- und Temperaturbedingungen im Reaktor flexibel anzupassen, um trotz schwankender Wasserstoffzufuhr oder während des An-/Abfahrens des Reaktors eine stabile und effiziente Reaktion zu gewährleisten (Bremer et al. 2017). Besonders wichtig ist hierbei





die Reaktor-Dynamik, die bestimmt, wie schnell und stabil der Reaktor auf Änderungen des Betriebszustands reagieren kann, ohne dass es zu unkontrollierten Zuständen (z. B. thermisches Durchgehen) oder Leistungsverlusten kommt (Bremer und Sundmacher 2019; Zimmermann et al. 2022). Ein weiterer Aspekt ist die Modifikation des Reaktordesigns, um eine verbesserte Durchmischung und Wärmeübertragung zu ermöglichen, was bei dynamischen Betriebsweisen deutlich relevanter ist, als bei statischen (Zimmermann et al. 2023; Gottheil und Bremer 2024).

Auf Katalysatorebene müssen die Materialien und Strukturen so gestaltet sein, dass sie unter variablen Bedingungen mit möglichst geringer Degradation arbeiten können. Dies bedeutet, dass die Katalysatoren nicht nur hohe Aktivitäten und Selektivitäten trotz stetig wechselnder Reaktionsbedingungen beibehalten müssen, sondern auch mechanisch stabil bleiben, um schnelle Zyklen zwischen unterschiedlichen Betriebszuständen zu verkraften. Besonders anspruchsvoll sind dabei variierende Drücke und Temperaturen, deren Auswirkungen auf die Katalysatorperformance oft unbekannt und Gegenstand intensiver Forschung sind. Hier kommen oft neuartige und kostspieligere Katalysatormaterialien oder modifizierte Katalysatorformkörper (z. B. Kern-Schale-Katalysatoren) zum Einsatz, die speziell für dynamische Anwendungen entwickelt wurden (Zimmermann et al. 2020; Weber et al. 2020).

Neben der Betrachtung der genannten einzelnen Ebenen sollten zukünftig auch gesamtheitliche Untersuchungen Berücksichtigung finden. Diesbezüglich ist zu erwähnen, dass Änderungen auf Katalysatorebene oft unmittelbar auf den Reaktor einwirken, was wiederum eine Beeinflussung der Gesamtprozessstruktur zur Folge hat. Solche Untersuchungen sind jedoch oft sehr umfangreich und methodisch komplex in der Umsetzung, sodass hier noch großer Forschungsbedarf besteht.



## 5.5 ÖKOBILANZIELLE RANDBEDINGUNGEN FÜR DIE WASSERSTOFF-KONVERSION

Autor:innen: Janis Gerhardt-Mörsdorf, Christine Minke



**Die Dekarbonisierung der Stromerzeugung ist der entscheidende Faktor für eine umweltfreundliche Wasserstoff-Konversion.** Der wesentliche Energieeintrag in defossilisierten PtX-Prozessen erfolgt in Form von elektrischer Energie. Eine detaillierte und transparente Nachhaltigkeitsbewertung für jeden Standort, basierend auf konkreten Annahmen zu Anlagendesign und dem vor-handenen Strommix, für PtX-Verfahren sollte obligatorisch sein.

Für eine umfassende Ökobilanz von PtX-Prozessen muss die technologische Systemgrenze so definiert werden, dass die gesamte zu untersuchende Prozesskette, „von der Wiege bis zur Bahre“ (cradle to grave), berücksichtigt wird. Dabei kann die technische Systemgrenze in zwei Betrachtungsebenen unterteilt werden. Dies ist in Abbildung 65 beispielhaft an der technischen Systemgrenze für die Ökobilanz der PtX Methanol-Synthese aus Abgasen der Zementindustrie dargestellt.

Die äußere Ebene ist die Produktebene. Hier wird der gesamte Prozess von der Stromproduktion über die Bereitstellung der Konversions-Edukte bis zum Endprodukt berücksichtigt. Für eine vollständige Bilanzierung des Kohlenstoffkreislaufs, muss außerdem noch die Nutzung des Produktes (Umsetzung des im Produkt enthaltenen Kohlenstoffs) und das Auffangen der dabei freiwerdenden Emissionen berücksichtigt werden.

Zusätzlich gibt es für jeden Einzelprozess eine untergeordnete Anlagenebene. Hier wird der gesamte Lebenszyklus aller Komponenten der Produktionsanlagen, von der Gewinnung der Rohstoffe über die Anlagenkonstruktion bis zum Lebensende bzw. Recycling, abgebildet. Zum Vorgehen bei der Ökobilanz von Wasserstoff-Konversionsprozessen existieren verschiedene Ansätze, die in teils detaillierten Leitfäden dargestellt sind (Thiele et al. 2022; Müller et al. 2020; Langhorst et al. 2022).

Aus ersten Ergebnissen kann geschlussfolgert werden, dass die Dekarbonisierung der Stromerzeugung den größten Hebel für eine umweltfreundliche Wasserstoff-Konversion darstellt, da der wesentliche Energieeintrag in defossilisierten Wasserstoff-Konversionsprozessen in Form von elektrischer Energie stattfindet. Für eine genaue Quantifizierung der potenziellen Umweltauswirkungen eines Wasserstoff-Konversionsprozesses sowie die Identifikation von Hotspots und Reduktionspotenzialen muss die gesamte Prozesskette in einer detaillierten Ökobilanz analysiert werden.

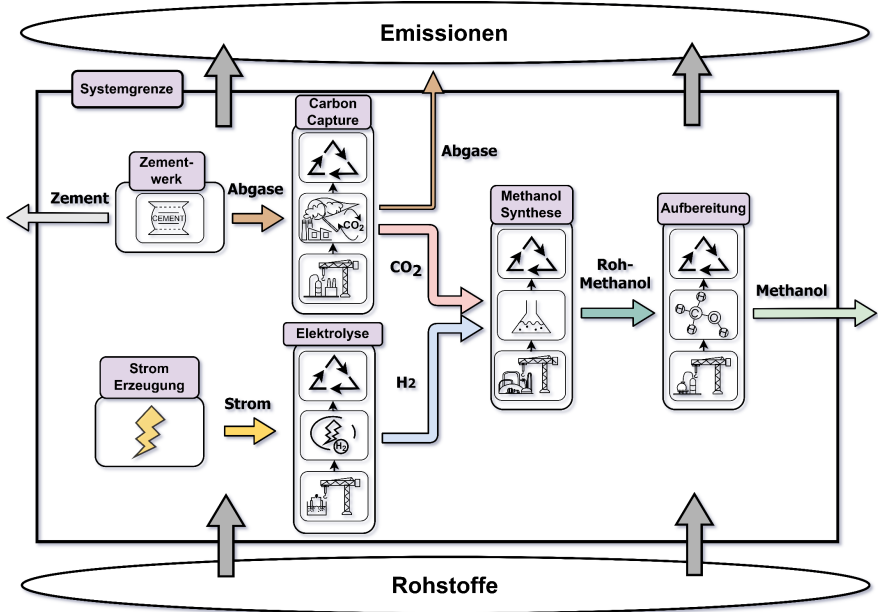


Abbildung 65: Definition der technischen Systemgrenze eines Wasserstoff-Konversionsprozesses am Beispiel der Methanol-Synthese

Konsens ist, dass die THG-Intensität von PtX-Verfahren durch den jeweils vorliegenden Strommix definiert wird. Dies hat auch Auswirkungen auf die Standortfrage. Nur wenn die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Errichtung und dem Betrieb der PtX-Anlagen (inkl. der CO<sub>2</sub>-Abtrennung) deutlich geringer sind als die Menge von CO<sub>2</sub>, die zur Herstellung verwendet werden, ist überhaupt ein positiver Effekt auf die Klimabilanz zu erwarten. Solange der Strommix signifikante Anteile von fossilen Energien enthält, besteht die Gefahr, dass bei netzgekoppelten Anlagen keine oder nur geringe Verbesserungen in der Gesamt-CO<sub>2</sub>-Bilanz erreicht werden. Ein aktuelle Studie des Umweltbundesamts kommt zu den Schluss, dass „die spezifischen Emissionen des eingesetzten Stroms [...] nicht höher als ca. 100 - 150 g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh<sub>el</sub> sein (sollten), damit die GWP Wirkung des CCU Verfahrens vorteilhaft gegenüber dem konventionellen, fossilen Verfahren ist.“ (Ausfelder et al. 2024). Im Jahr 2023 wurden bei der Stromerzeugung in Deutschland durchschnittlich 380 g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh<sub>el</sub> ausgestoßen. Eine detaillierte und transparente Nachhaltigkeitsbewertung für den jeweiligen Standort unter möglichst konkreten Annahmen in Bezug auf das Anlagen-design sollte daher für PtX-Verfahren obligatorisch sein.



# ABBILDUNGSVERZEICHNIS

---

Abbildung 1: „Wegmarken“ bei der Implementierung von Wasserstoff mit Bezug zu Niedersachsen .....	8
Abbildung 2: Struktur und Teilprojekte des Niedersächsischen Innovationslabors „H <sub>2</sub> -Wegweiser“ .....	9
Abbildung 3: Struktur des Berichtes.....	10
Abbildung 4: Vereinfachtes Sankey-Diagramm der jährlichen Energieflüsse im entwickelten Szenario .....	13
Abbildung 5: Stromerzeugung und –verbrauch in einer Sommerwoche.....	13
Abbildung 6: Einsatz des Wasserstoffs (links) und Einsatz der Konversionsprodukte (rechts) .....	14
Abbildung 7: Erzeugter Wasserstoff (links) und erzeugte Konversionsprodukte (rechts) pro Bundesland pro Jahr .....	15
Abbildung 8: Installierte Wasserstoff-Speicherkapazitäten pro Bundesland .....	15
Abbildung 9: Aufbau des optimierten Systems zur Wasserstoffproduktion. ....	28
Abbildung 10: Übersicht über die zulässigen (links oben) und unzulässigen (links unten) Strombezugsszenarien aus der delegierten Verordnung und die Herleitung der wichtigsten analysierten Szenarien (rechts).....	29
Abbildung 11: Optimierungsergebnisse für variierende Netzstrompreise. ....	32
Abbildung 12: Schematischer Aufbau einer PEMWE-Zelle.....	37
Abbildung 13: Fließbild der 5 MW PEMWE-Anlage.....	38
Abbildung 14: Potenzielle Umweltauswirkungen der Betriebsphase der Produktion von grünem Wasserstoff in einer 5 MW PEMWE-Anlage .....	40
Abbildung 15: Materialbedarf und kumulativer Exergieaufwand für die Konstruktion der (a) „Stand der Technik“ und (b) die technologische Weiterentwicklung der 5 MW PEMWE-Anlage (Gerhardt-Mörsdorf et al. 2024a) .....	41
Abbildung 16: Fließbild einer 1 GW PEMWE-Anlage (ohne benötigte Wasseraufbereitung) .....	43
Abbildung 17: Klimawirkung der grünen Wasserstoffproduktion in einer 1 GW „Stand der Technik“ und technologisch weiterentwickelten PEMWE Anlage in 2023, 2030 und 2050 in Abhängigkeit von der sozio-ökonomischen Transformation des Hintergrundsystems .....	45



Abbildung 18: Gegenüberstellung der modellierten Solarstromerzeugung im Jahresverlauf (Jahr 2033) und der modellierten Grundwasserneubildung in Niedersachsen nach Klimaszenario RCP 8.5 „Kein Klimaschutz“ (eigene Darstellung basierend auf Jeuk und Mahner (2024) und Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) und Niedersächsisches Kompetenzzentrum Klimawandel (NIKO) (2022)).....	48
Abbildung 19: Vergleich des potenziellen Stromertrags erneuerbarer Energien Windenergie (rot) und Freiflächenphotovoltaik (gelb) mit der daraus zu erzeugenden Menge Wasserstoff (blau) je Landkreis .....	49
Abbildung 20: Auf Basis der in Niedersachsen verfügbaren EE-Potenziale produzierbarer Wasserstoff im Kontext des deutschen Gesamtenergiesystems.....	50
Abbildung 21: Gegenwärtige Grundwasserentnahmen in den Planungsregionen Niedersachsen.....	53
Abbildung 22: Prognostizierter Grundwasserbedarf im Jahr 2050 in den Planungsregionen Niedersachsen .....	54
Abbildung 23: Kulisse der gegenüber Grundwasserstandsänderung empfindlichen Ökosysteme in der Region Hannover. (eigene Darstellung, verändert nach Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) (2021)) .....	55
Abbildung 24: Entwicklung des Wassernachhaltigkeitsindex unter unterschiedlichen Szenarien im Vergleich zur gegenwärtigen Situation (Status Quo) .....	57
Abbildung 25: Dialogtool Vision:En 2040, auf dessen Grundlage das H <sub>2</sub> -Dialogtool entwickelt wurde .....	61
Abbildung 26: Prototyp des Dialogtools H <sub>2</sub> -Wegweiser .....	62
Abbildung 27: Verlauf mikrobielles Wachstum (Štumpf et al. 2020) .....	82
Abbildung 28: Geologisches Modell des Porenspeichers .....	83
Abbildung 29: Voraussichtliches jährliches Energieprofil .....	84
Abbildung 30: Tägliche Fließrate über ein Jahr.....	84
Abbildung 31: Fließraten über 11 Jahre.....	85
Abbildung 32: Wasserstoffkonzentration nach 10 Jahren, Szenario 1 .....	86
Abbildung 33: Entwicklung der Volumina und des Energiegehalts, Szenario 1 .....	87
Abbildung 34: Wasserstoffkonzentration nach 10 Jahren, Szenario 2 .....	88
Abbildung 35: Entwicklung der Volumina und des Energiegehalts, Szenario 2.....	89
Abbildung 36: Wasserstoff-Energiegehalt während des einjährigen Betriebszyklus, Szenario 2 .....	89
Abbildung 37: Wasserstoffkonzentration nach 10 Jahren, Szenario 3 .....	90



Abbildung 38: Mikrobielle Dichte (Verhältnis zur Initialdichte).....	91
Abbildung 39: Energiegehalt Wasserstoff im Speicher mit und ohne biochemische Reaktionen .....	91
Abbildung 40: Ratenverlauf und Wasserstoff-Energiegehalt während des einjährigen regulären Speicherzyklus .....	93
Abbildung 41: Überblick zu repräsentativen Kavernenanlagen in Niedersachsen mit Angabe der jeweils vorhandenen Einzelkavernen .....	97
Abbildung 42: Generisches Globalmodell 2 mit Kavernenfeld und Kavernendachlage in Teufe $z = 1.100$ m sowie Diskretisierung des $30^\circ$ -Sektors.....	98
Abbildung 43: Vergleich der Temperaturverläufe zwischen Kavernen mit der Speicherung von Methan und Wasserstoff bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil (Globalmodell 2).....	99
Abbildung 44: Vergleich der Volumenrate zwischen Kavernen mit der Speicherung von Methan und Wasserstoff bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil (Globalmodell 2).....	100
Abbildung 45: Vergleich der energetischen Speicherkapazität von Speicherkaverne mit Methan und Wasserstoff bei einem gleichen druckbezogenen Betriebsprofil (Globalmodell 2).....	100
Abbildung 46: Zeitliche Entwicklung der Konvergenz der Kavernen des Kavernenfelds, links: Simulation mit Methan, rechts: Simulation mit Wasserstoff (Globalmodell 2) ....	101
Abbildung 47: Zeitliche Entwicklung der Oberflächenabsenkungen und Flächenplots der Oberflächenabsenkung zum Ende der Simulation zum Zeitpunkt $t=8.363$ d, links: Simulation mit Methan, rechts: Simulation mit Wasserstoff (Globalmodell 2).....	101
Abbildung 48: Zusammenstellung von Prognosen zum Wasserstoffbedarf des Deutschlands bis 2050 .....	104
Abbildung 49: Zusammendarstellung des Wasserstoffspeicherbedarfs der TN-Szenarien aus Bernath et al. (2021), dem T45-Strom Szenario aus Sensfuß (2022) sowie des Wasserstoffspeicherbedarfs entsprechend 23,7 % des gesamten Wasserstoffbedarfs (links) und 10 % des gesamten Wasserstoffbedarfs (rechts). .....	105
Abbildung 50: Umnutzung der Erdgasspeicherkavernen in Deutschland - ein mögliches Transformationsszenario mit den Rahmenbedingungen: 2/3 des erforderlichen Speichervolumens in Salzkavernen realisiert und alle derzeit im Erdgasspeicherbetrieb stehenden Kavernen umrüstungsfähig - Szenario 1 (Untergrundspeicherbedarf: 23 % des gesamten prognostizierten Wasserstoffbedarfs) (Lux et al. 2024b).....	106
Abbildung 51: Umnutzung der Erdgasspeicherkavernen in Deutschland - ein mögliches Transformationsszenario mit den Rahmenbedingungen: 2/3 des erforderlichen	



Speichervolumens in Salzkavernen realisiert und alle derzeit im Erdgasspeicherbetrieb stehenden Kavernen umrüstungsfähig - Szenario 2 (Untergrundspeicherbedarf: 10 % des gesamten prognostizierten Wasserstoffbedarfs) (Lux et al. 2024b).....	107
Abbildung 52: Umnutzung der Erdgasspeicherkavernen in Niedersachsen - ein mögliches Transformationsszenario mit den Rahmenbedingungen: 2/3 des erforderlichen Speichervolumens in Salzkavernen realisiert und alle derzeit im Erdgasspeicherbetrieb stehenden Kavernen umrüstungsfähig (Lux et al. 2024b) .....	108
Abbildung 53: Sankey-Diagramm für die Wasserstoff-Nutzung (Deutschland, 2045)..	113
Abbildung 54: Anteile an SAF und RFNBO sowie RFNBO-Bedarf gemäß ReFuelEU Aviation-Vorgabe .....	114
Abbildung 55: Regionale Verteilung der Biogasanlagen in Niedersachsen 2021 .....	120
Abbildung 56: Einfluss des CO <sub>2</sub> -Partialdrucks und der Anlagenskalierung auf die CO <sub>2</sub> -Abscheidekosten (Rauchgasströme unter Atmosphärendruck). .....	122
Abbildung 57: Betrachtete Prozessketten für die Konversion von Wasserstoff mittels Power-to-X-Verfahren .....	127
Abbildung 58: Mittels Simulationsbaukasten generiertes Prozessfließbild am Beispiel der Power-to-Ammoniak-Prozesskette.....	127
Abbildung 59: Anteile der einzelnen Kostenpositionen an den Produktgestehungskosten für eine Power-to-Methanol (links) und eine Power-to-Ammoniak (rechts) Anlage (Basisfall gemäß Tabelle 10, Brownfield-Szenario). .....	131
Abbildung 60: Anteile der Prozessmodule an den Equipmentkosten für eine Power-to-Methanol (links) und eine Power-to-Ammoniak (rechts) Anlage (Basisfall gemäß Tabelle 10, Brownfield-Szenario). .....	132
Abbildung 61: Anteile der Hauptkomponenten an den Equipmentkosten für eine Power-to-Methanol- (links) und eine Power-to-Ammoniak- (rechts) Anlage (Basisfall gemäß Tabelle 10, Brownfield-Szenario) .....	133
Abbildung 62: Abhängigkeit der Produktgestehungskosten von den Stromkosten (links) bzw. den Jahresvolllaststunden (rechts) (nicht variierte Werte: Basisfall gemäß Tabelle 10, Brownfield-Szenario) .....	133
Abbildung 63: „Kosten-Map“ mit Methanolgehungskosten in Abhängigkeit von den Stromkosten und den Jahresvolllaststunden (nicht variierte Werte: Basisfall gemäß Tabelle 10, Brownfield-Szenario) .....	135
Abbildung 64: Varianten der dynamischen Betriebsweise der PtX-Prozesskette (hier kohlenstoffbasiert).....	137
Abbildung 65: Definition der technischen Systemgrenze eines Wasserstoff-Konversionsprozesses am Beispiel der Methanol-Synthese .....	142



# TABELLENVERZEICHNIS

---

Tabelle 1: Wasserstoffkomponenten im Modell.....	12
Tabelle 2: Definition der untersuchten Szenarien.....	37
Tabelle 3: Erneuerbarer Strommix für Szenario 2 und 3 (Gerhardt-Mörsdorf et al. 2024b) .....	38
Tabelle 4: Materialbedarf für die Konstruktion eines PEMWE-Stacks (Stand der Technik 2,5 MW, technologische Weiterentwicklung 5 MW).....	39
Tabelle 5: Übersicht über die prospektiven Szenarien der sozio-ökonomischen Transformation des Hintergrundsystems .....	43
Tabelle 6: Vergleich geologischer Parameter (Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.; Bouteldja et al. 2021) mit den Speichereigenschaften Uelsens.....	78
Tabelle 7: Volumen, Bohrungsleistungen und Energiegehalt einer Kaverne und eines Porenspeichers .....	80
Tabelle 8: Speichereigenschaften .....	82
Tabelle 9: Thermodynamisch relevante Parameter für Deckgebirge und Steinsalzgebirge .....	98
Tabelle 10: Wesentliche Parameter (Basisfall) für die technoökonomische Bewertung der Power-to-X-Prozessketten (Werte zum Teil aus Gerhardt-Mörsdorf et al. (2024b)).....	128
Tabelle 11: Ermittelte technische KPI für die beiden Power-to-X-Prozessketten (Basisfall).....	130
Tabelle 12: Ermittelte wirtschaftliche KPI für die beiden Power-to-X-Prozessketten (Basisfall).....	131

---







# LITERATURVERZEICHNIS

---

3N Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e. V. (2023): Biogas in Niedersachsen. Inventur 2021. 9. überarbeitete Auflage. Online verfügbar unter [https://www.3-n.info/media/4\\_Downloads/pdf\\_WssnSrvc\\_Srvc\\_Biogas\\_BiogasinventurNiedersachsen2021.pdf](https://www.3-n.info/media/4_Downloads/pdf_WssnSrvc_Srvc_Biogas_BiogasinventurNiedersachsen2021.pdf), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

aeesuisse (2024): CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport, -Speicherung und -Nutzung – ein wichtiges Element einer erfolgreichen Netto-Null-Strategie. Reflexionen des Wissenschaftlichen Beirats der aeesuisse. Hg. v. aeesuisse. Dachverband der Wirtschaft für erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Online verfügbar unter [https://aeesuisse.ch/wp-content/uploads/2024/06/aeesuisse\\_WiBe\\_CCS\\_Position\\_24060859.pdf](https://aeesuisse.ch/wp-content/uploads/2024/06/aeesuisse_WiBe_CCS_Position_24060859.pdf), zuletzt geprüft am 26.06.2024.

Agora Verkehrswende (2023): E-Fuels zwischen Wunsch und Wirklichkeit. Was strombasierte synthetische Kraftstoffe für die Energiewende im Verkehr leisten können – und was nicht. Diskussionspapier. Unter Mitarbeit von Dr. Ulf Neuling, Leon Berks. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/E-Fuels\\_zwischen\\_Wunsch\\_und\\_Wirklichkeit/103-E-Fuels.pdf](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2023/E-Fuels_zwischen_Wunsch_und_Wirklichkeit/103-E-Fuels.pdf), zuletzt geprüft am 28.10.2024.

Alagu, A. R.; Boumrifak, C.; López G., Luisa F. (2024): Carbon for Power-to-X. Suitable CO<sub>2</sub> sources and integration in PtX value chains. Hg. v. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Frankfurt am Main. Online verfügbar unter [https://dechema.de/Forschung/Studien+und+Positionspapiere/2024+04+Carbon+for+Power\\_to\\_X+%E2%80%93+Suitable+CO2+sources+and+integration+in+PtX+value+chains-p-20480537/\\_/CO2-R\\_03-04-24\\_f.pdf](https://dechema.de/Forschung/Studien+und+Positionspapiere/2024+04+Carbon+for+Power_to_X+%E2%80%93+Suitable+CO2+sources+and+integration+in+PtX+value+chains-p-20480537/_/CO2-R_03-04-24_f.pdf), zuletzt geprüft am 01.07.2024.

Albert, C.; Galler, C.; Haaren, C. von (Hg.) (2022): Landschaftsplanung. 2. vollst. überarb. u. erw. Aufl. Stuttgart, Deutschland: utb GmbH.

Aschmann, V.; Effenberger, M.; Prager, M.; Tappe, Simon J. (2019): Emissionsarmer Betrieb von Biogasmotoren. Hg. v. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL). Online verfügbar unter [https://www.ktbl.de/fileadmin/user\\_upload/Artikel/Energie/Biogasmotoren/Biogasmotor-en-.pdf](https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Artikel/Energie/Biogasmotoren/Biogasmotor-en-.pdf), zuletzt geprüft am 26.06.2024.

Ausfelder, F.; Bărăscu-Wilde, A.; Bazzanella, A.; Dolique, S.; Dura, H.; Hurtig, O.; Krämer, D. (2024): Umweltauswirkungen der stofflichen Nutzung von CO<sub>2</sub>. Analyse des



Standes der Technik, Ausblick für die Zukunft. Abschlussbericht. Hg. v. Umweltbundesamt. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/80\\_2024\\_texte\\_umweltauswirkungen.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/80_2024_texte_umweltauswirkungen.pdf), zuletzt geprüft am 28.10.2024.

Badelt, O.; Niepelt, R.; Wiehe, J.; Matthies, S.; Gewohn, T.; Stratmann, M. et al. (2020): Integration von Solarenergie in die niedersächsische Energielandschaft (INSIDE). Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz. Hannover. Online verfügbar unter [https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/161527/Bericht\\_Integration\\_von\\_Solarenergie\\_in\\_die\\_niedersaechsische\\_Energielandschaft\\_INSIDE\\_.pdf](https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/161527/Bericht_Integration_von_Solarenergie_in_die_niedersaechsische_Energielandschaft_INSIDE_.pdf), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Badelt, O.; Wiehe, J.; Haaren, C. von (2022): Areas in Lower Saxony with low and medium spatial vulnerability to ground mounted photovoltaics: LUIS. Online verfügbar unter <https://data.uni-hannover.de/dataset/areas-in-lower-saxony-with-low-and-medium-spatial-vulnerability-to-ground-mounted-photovoltaics>, zuletzt geprüft am 28.10.2024.

Bernath, C.; Frank, S.; Lux, B.; Kiefer, C.; Pfluger, B.; Kleinschmitt, C. et al. (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. 3 Hauptszenarien. Online verfügbar unter [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/LFS\\_Kurzbericht.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2021/LFS_Kurzbericht.pdf), zuletzt geprüft am 28.10.2024.

Birth, T.; Jentsch, S.; Hayen, S.; Scheffler, M. (2022): Wasser als kritische Ressource für die Wasserstoffherzeugung. In: *gwf-wa* 162 (09), S. 73–88. DOI: 10.17560/gwfw.v162i09.2574.

Borrmann, R.; Kruse, D.; Wallasch, A.-K. (2021): Erzeugung von Wasserstoff durch Windenergie auf See. Potential und Bedarf in Deutschland. Hg. v. Deutsche Windguard. 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), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Bouteldja, M.; Acosta, T.; Carlier, B.; Reveillere, A.; Jannel, H.; Fournier, C. (2021): Definition of Selection Criteria for a Hydrogen Storage Site in Depleted Fields or Aquifers. Hg. v. European Union. Online verfügbar unter <https://hystories.eu/publications-hystories/>, zuletzt geprüft am 06.06.2024.

Brandt, J.; Iversen, T.; Eckert, C.; Peterssen, F.; Bensmann, B.; Bensmann, A. et al. (2024): Cost and competitiveness of green hydrogen and the effects of the European Union regulatory framework. In: *Nature Energy* 9 (June), S. 703–713. DOI: 10.1038/s41560-024-01511-z.



Brauns, J.; Turek, T. (2020): Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable Energy: A Review. In: *Processes* 8 (2), S. 248. DOI: 10.3390/pr8020248.

Brauns, J.; Turek, T. (2022): Experimental evaluation of dynamic operating concepts for alkaline water electrolyzers powered by renewable energy. In: *Electrochimica Acta* 404, S. 139715. DOI: 10.1016/j.electacta.2021.139715.

Brauns, J.; Turek, T. (2023): Model-Based Analysis and Optimization of Pressurized Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable Energy. In: *J. Electrochem. Soc.* 170 (6), S. 64510. DOI: 10.1149/1945-7111/acd9f1.

Bremer, J.; Rätze, K. H. G.; Sundmacher, K. (2017): CO<sub>2</sub> methanation: Optimal start-up control of a fixed-bed reactor for power-to-gas applications. In: *AIChE Journal* 63 (1), S. 23–31. DOI: 10.1002/aic.15496.

Bremer, J.; Sundmacher, K. (2019): Operation range extension via hot-spot control for catalytic CO<sub>2</sub> methanation reactors. In: *React. Chem. Eng.* 4 (6), S. 1019–1037. DOI: 10.1039/C9RE00147F.

Brundiers, S.; Trinke, P.; Bensmann, B.; Hanke-Rauschenbach, R. (2024): Model-Based Investigation of Recombination Interlayers in PEM Water Electrolysis: Concentration Profiles, Efficiency, and Operational Limits. In: *J. Electrochem. Soc.* 171 (7), S. 74509. DOI: 10.1149/1945-7111/ad6212.

Büdenbender, U. (2022): Die Regulierung von Wasserstoffnetzen nach der EnWG-Novelle 2021. In: *RdE*, S. 102–114.

Bug, J.; Plinke, A.-K.; Affelt, L. T.; Harders, D. (2021): Standortpotenziale grundwasserabhängiger Landökosysteme in Niedersachsen. Erläuterung zur Kulissenerstellung und Bewertung der Vulnerabilität. 1. Auflage. Hg. v. Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie. Hannover. Online verfügbar unter [https://nibis.lbeg.de/DOI/dateien/GB\\_43\\_Text\\_3\\_2021\\_web.pdf](https://nibis.lbeg.de/DOI/dateien/GB_43_Text_3_2021_web.pdf), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) (Hg.) (2024): Umweltprüfungsportal des Bundes. Online verfügbar unter <https://www.uvp-portal.de/>, zuletzt geprüft am 26.08.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2021): Referentenentwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorschriften und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/referentenentwurf-enwg-novelle.html>, zuletzt geprüft am 16.08.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024a): Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie. Berlin. Online verfügbar unter



[https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=12](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=12), zuletzt geprüft am 16.08.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024b): Richtlinie zur Förderung von klimaneutralen Produktionsverfahren in der Industrie durch Klimaschutzverträge (Förderrichtlinie Klimaschutzverträge – FRL KSV). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/foerderrichtlinie-klimaschutzvertraege-frl-ksv.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/foerderrichtlinie-klimaschutzvertraege-frl-ksv.pdf?__blob=publicationFile&v=6), zuletzt geprüft am 16.08.2024.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024c): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=18](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=18), zuletzt geprüft am 28.08.2024.

Bundesnetzagentur (2024): Netzengpassmanagement im Jahr 2023. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/213590>, zuletzt geprüft am 16.08.2024.

Bundesregierung (2004): Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, BT-Drs. 15/3917. Berlin. Online verfügbar unter <https://dsserver.bundestag.de/btd/15/039/1503917.pdf>, zuletzt geprüft am 16.08.2024.

Bundesregierung (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=2), zuletzt geprüft am 18.06.2024.

Bundesregierung (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Berlin. 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), zuletzt geprüft am 18.06.2024.

Bundesverband der Deutschen Luftverkehrswirtschaft e.V.: Fragen rund ums Fliegen. Wie viel Kerosin verbrauchen deutsche Fluggesellschaften in einem Jahr? Online verfügbar unter <https://www.klimaschutz-portal.aero/faq/wie-viel-kerosin-verbrauchen-deutsche-fluggesellschaften-in-einem-jahr/>, zuletzt geprüft am 28.08.2024.

Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.: Leitfaden Bohrungsintegrität. Hg. v. BVEG e.V. Hannover. Online verfügbar unter [https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2021/09/BVEG-Leitfaden-Bohrungsintegritaet\\_Technische-Regel.pdf](https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2021/09/BVEG-Leitfaden-Bohrungsintegritaet_Technische-Regel.pdf), zuletzt geprüft am 28.10.2024.

Caglayan, D. G.; Weber, N.; Heinrichs, H. U.; Linßen, J.; Robinius, M.; Kukla, P. A.; Stolten, D. (2020): Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (11), S. 6793–6805. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.



Chowdhury, S.; Kumar, Y.; Shrivastava, S.; Patel, S. K.; Sangwai, J.S. (2023): A Review on the Recent Scientific and Commercial Progress on the Direct Air Capture Technology to Manage Atmospheric CO<sub>2</sub> Concentrations and Future Perspectives. In: *Energy & Fuels* (37).

Cihlar, J.; Mavins, D.; van der Leun, K. (2021): Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system. Online verfügbar unter [https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3517/Picturing%20the%20value%20of%20gas%20storage%20to%20the%20European%20hydrogen%20system\\_FINAL\\_140621.pdf](https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3517/Picturing%20the%20value%20of%20gas%20storage%20to%20the%20European%20hydrogen%20system_FINAL_140621.pdf), zuletzt geprüft am 28.10.2024.

Climeworks (2024): Technik der nächsten Generation lässt Climeworks in den Megatonnen-Bereich vorstoßen. Hg. v. Climeworks AG. Online verfügbar unter [https://climeworks.com/uploads/documents/20240604\\_climeworks\\_press-release\\_nextgentechology\\_de\\_de.pdf](https://climeworks.com/uploads/documents/20240604_climeworks_press-release_nextgentechology_de_de.pdf), zuletzt geprüft am 26.06.2024.

Collins, L. (2023): 'A gold standard for greenwashing', Climate campaigners unhappy with EU's new delegated act on green hydrogen. Online verfügbar unter <https://www.hydrogeninsight.com/policy/a-gold-standard-for-greenwashing-climate-campaigners-unhappy-with-eu-s-new-delegated-act-on-green-hydrogen/2-1-1403278>.

Collins, L.; Klevstrand, A. (2023): 'Far from perfect', Strict rules in new delegated act will 'make green H<sub>2</sub> projects more expensive': Hydrogen Europe. Online verfügbar unter <https://www.hydrogeninsight.com/policy/far-from-perfect-strict-rules-in-new-delegated-act-will-make-green-h2-projects-more-expensive-hydrogen-europe/2-1-1403241>.

Deutscher Bundestag (2022): Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor. Gesetzentwurf der Bundesregierung. Online verfügbar unter [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04\\_EEG\\_2023.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04_EEG_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=1), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Deutscher Bundestag (2024): Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie. Unterrichtung durch die Bundesregierung. Drucksache 20/11585. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.html>, zuletzt geprüft am 01.07.2024.

Deutscher Wetterdienst (DWD) (Hg.) (2018): Klimareport Niedersachsen. Offenbach am Main. Online verfügbar unter [https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimareport\\_ns/klimareport\\_ns\\_download\\_2018.pdf;jsessionid=75F4A365E3965930179F0568234950A1.live21064?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimareport_ns/klimareport_ns_download_2018.pdf;jsessionid=75F4A365E3965930179F0568234950A1.live21064?__blob=publicationFile&v=3), zuletzt geprüft am 28.10.2024.

DGMK e.V. (2023): Untertage Gasspeicherung in Deutschland. Hg. v. Erdöl Erdgas Kohle (EEK). Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie. Online verfügbar unter



[https://www.lbeg.niedersachsen.de/energie\\_rohstoffe/erdoel\\_und\\_erdgas/untertagegasspeicher/publikation\\_untertageerdgaspeicherung/publikation-zur-untertage-gasspeicherung-in-der-zeitschrift-erdoel-erdgas-kohle-898.html](https://www.lbeg.niedersachsen.de/energie_rohstoffe/erdoel_und_erdgas/untertagegasspeicher/publikation_untertageerdgaspeicherung/publikation-zur-untertage-gasspeicherung-in-der-zeitschrift-erdoel-erdgas-kohle-898.html), zuletzt geprüft am 28.10.2024.

DIN 4049 -3 (1994): Hydrologie - Teil 3: Begriffe zur quantitativen Hydrologie. Berlin: Beuth Verlag GmbH.

DIN EN ISO 14040, 2021: DIN EN ISO 14040 Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen.

DIN EN ISO 14044, 2021: DIN EN ISO 14044 Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitungen.

D'Odorico, P.; Davis, K. F.; Rosa, L.; Carr, J. A.; Chiarelli, D.; Dell'Angelo, J. et al. (2018): The Global Food-Energy-Water Nexus. In: *Reviews of Geophysics* 56 (3), S. 456–531. DOI: 10.1029/2017RG000591.

Dörhöfer, G. U.; Josopait, V. (1980): Eine Methode zur flächendifferenzierten Ermittlung der Grundwasserneubildungsrate. In: *Geol. jahrb.* Reihe C (H. 27), S. 45–66.

Dotzauer, M.; Barchmann, T.; Schmieder, U.; Rensberg, N.; Stinner, W.; Arnold, K.; Krüger, C. (2022): Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035 (KS\_BSKES). Unter Mitarbeit von DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Online verfügbar unter [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie\\_Biogas\\_202.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_202.pdf), zuletzt geprüft am 28.10.2024.

Drünert, S.; Neuling, U.; Zitscher, T.; Kaltschmitt, M. (2020): Power-to-Liquid fuels for aviation – Processes, resources and supply potential under German conditions. In: *Applied Energy* (277).

Elsplas, M. E.; Lindau, C.; Ramsauer, S. R. (2021): Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff. In: *N&R*, S. 258–267.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2024): Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern. Köln. Online verfügbar unter [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI\\_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf), zuletzt geprüft am 16.08.2024.

Ertl, G.; Bug, J.; Elbracht, J.; Engel, N.; Herrmann, F. (2019): Grundwasserneubildung von Niedersachsen und Bremen. Berechnungen mit dem Wasserhaushaltsmodell mGROWA18. In: *GeoBerichte* 36, S. 54.

Europäische Kommission (2020): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, COM



(2020) 301 final. Brüssel. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301>, zuletzt geprüft am 18.06.2024.

European Commission (2020): 2020 Annual Report from the European Commission on CO<sub>2</sub> Emissions from Maritime Transport. Online verfügbar unter <https://european-accreditation.org/wp-content/uploads/2022/06/2020-Annual-report-from-the-Commission.pdf>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.

European Commission (2022): REPowerEU Plan. Press release. Online verfügbar unter [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_3131](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

European Commission (2023a): Delegated regulation (EU) 2023/1184 for a minimum threshold for GHG savings of recycled carbon fuels. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.

European Commission (2023b): Delegated regulation (EU) 2023/1184 for a minimum threshold for GHG savings of recycled carbon fuels - annex. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.

European Commission (2023c): Delegated regulation (EU) 2023/1184 on Union methodology for RFNBOs. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1184>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Eurostat (2023): Electricity prices for non-household consumers. Online verfügbar unter [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_pc\\_205/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table?lang=en), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Fasih, M.; Efimova, O.; Breyer, C. (2019): Techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> direct air capture plants. In: *Journal of Cleaner Production* 224, S. 957–980. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.

Flörke, M.; Onigkeit, J.; Oppe, H. (Hg.) (2021): Water Resources as important factors in the Energy Transition at local and global scale. Final Report of the joint project WANDEL. Ruhr-Universität Bochum. Online verfügbar unter [https://bmbf-grow.de/en/system/files?file=documents/20210921\\_wandel\\_final\\_report\\_booklet\\_web.pdf](https://bmbf-grow.de/en/system/files?file=documents/20210921_wandel_final_report_booklet_web.pdf), zuletzt geprüft am 28.10.2024.

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FFE) (Hg.) (2019): Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 - 2030. Abschlussbericht zum Projekt.





Gerhardt-Mörsdorf, J.; Incer-Valverde, J.; Morosuk, T.; Minke, C. (2024a): Exergetic life cycle assessment for green hydrogen production. In: *Energy* 299, S. 131553. DOI: 10.1016/j.energy.2024.131553.

Gerhardt-Mörsdorf, J.; Peterssen, F.; Burfeind, P.; Benecke, M.; Bensmann, B.; Hanke-Rauschenbach, R.; Minke, C. (2024b): Life Cycle Assessment of a 5 MW Polymer Exchange Membrane Water Electrolysis Plant. In: *Adv Energy and Sustain Res* 5 (4), Artikel 2300135. DOI: 10.1002/aesr.202300135.

Gerhardt-Mörsdorf, J.; Peterssen, F.; Burfeind, P.; Benecke, M.; Bensmann, B.; Hanke-Rauschenbach, R.; Minke, C. (2024c): Supporting Information 1: Explanation and visualization of the electrolyzer model and the composition and balancing of all components.

Goerne, Gabriela von; Fleig, Stephanie; Rokahr, Reinhard B. (2016): Verbundprojekt InSpEE: Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potentialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien (Wasserstoff und Druckluft). Teilprojekt Salz- und Strukturgeologie. Sachbericht zum BMWi-Forschungsprojekt mit dem Förderkennzeichen 03ESP323B.

Görner, K.; Lindenberger, D. (Hg.) (2018): Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System. Abschlussbericht. Band I.

Gottheil, L.; Bremer, J. (2024): Enabling Load-Flexible Ammonia Synthesis via Polytropic Fixed-Bed Reactors. In: 34th European Symposium on Computer Aided Process Engineering / 15th International Symposium on Process Systems Engineering, Bd. 53: Elsevier (Computer Aided Chemical Engineering), S. 1891–1896.

Günther, T. (2014): Entwicklung einer Bewertungsmethodik zur Standortplanung und Dimensionierung von Wasserstoffanlagen. Dissertation. Fakultät Umweltwissenschaften und Verfahrenstechnik der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus. Online verfügbar unter [https://opus4.kobv.de/opus4-btu/files/2984/Dissertation\\_Thomas\\_Guenther.pdf](https://opus4.kobv.de/opus4-btu/files/2984/Dissertation_Thomas_Guenther.pdf), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Hajati, M.-C.; Harders, D.; Petry, U.; Elbracht, J.; Engel, N. (2022): Dokumentation der niedersächsischen Klimaprojektionsdaten AR5-NI v2.1. DOI: 10.48476/geofakt\_39\_1\_2022.

Herrmann, F., Chen, S.; Heidt, L.; Elbracht, J.; Engel, N.; Kunkel, R.; Müller, U.; Röhm, H. (2013): Zeitlich und räumlich hochaufgelöste flächendifferenzierte Simulation des Landschaftswasserhaushalts in Niedersachsen mit dem Model mGROWA. *Hydrologie und Wasserbewirtschaftung / BfG – Jahrgang: 57.2013,5 - ISSN 1439-1783*. DOI: 10.5675/HyWa\_2013,5\_2.



Hoffmann, B.; Kamm, J.; Pause, F. (2023): Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft. Die Delegierte Verordnung zu erneuerbarem Wasserstoff und anderen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) im Spannungsverhältnis zur Erneuerbare-Energien-Richtlinie und ihrer Novellierung. Würzburg. Online verfügbar unter [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/11/Stiftung\\_Umweltenergierecht\\_WueStudien\\_32\\_DA\\_Wasserstoff.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/11/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_32_DA_Wasserstoff.pdf), zuletzt geprüft am 16.08.2024.

Hogeweg, S.; Strobel, G.; Hagemann, B. (2022): Benchmark study for the simulation of Underground Hydrogen Storage operations. In: *Comput Geosci* 26 (6), S. 1367–1378. DOI: 10.1007/s10596-022-10163-5.

International Energy Agency (2023): Global Hydrogen Review 2023. Paris: OECD Publishing. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ccdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.

International Energy Agency (IEA) (2021): Global Hydrogen Review 2021. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.

International Gas Union. Storage Committee Underground Gas Storage Database (2020). Online verfügbar unter [http://ugs.igu.org/index.php/ugs\\_list/get\\_list#](http://ugs.igu.org/index.php/ugs_list/get_list#), zuletzt geprüft am 27.08.2024.

Jenn, M. (2024): § 7 EnWG. In: L. Assmann und Peiffer, M. (Hrsg.): BeckOK EnWG. 11. Edition. München, Rn. 1–35.

Jeuk, M.; Mahner, A. (2024): Modellrechnung für die zukünftige Solarstromerzeugung in Niedersachsen für verschiedene Anlagenkonfigurationen unter Verwendung der historischen Wetterjahre 2011-2014. (Persönliche Kommunikation vom 06.08.2024).

Kisker, C.; Buchmüller, C. (2023): Wann ist Wasserstoff grün? Die Strombezugskriterien für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff im delegierten Rechtsakt der Europäischen Kommission nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II. Heide. Online verfügbar unter [https://www.fh-westkueste.de/fileadmin/Dateien/Forschung/ITE/ite\\_sief\\_heft009.pdf](https://www.fh-westkueste.de/fileadmin/Dateien/Forschung/ITE/ite_sief_heft009.pdf), zuletzt geprüft am 16.08.2024.

Kopernikus-Projekt Ariadne (2021): Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Hg. v. Kopernikus-Projekt Ariadne. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. Online verfügbar unter [https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne\\_Szenarienreport\\_Oktober2021\\_corr022\\_2\\_corr0524.pdf](https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr022_2_corr0524.pdf), zuletzt geprüft am 29.10.2024.



Kühling, J.; Rasbach, W.; Busch, C. (2022): Energierecht. 5. Aufl. Baden-Baden: Nomos.

Länderarbeitskreis Energiebilanzen (2024): Prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen. Hg. v. Statistisches Landesamt Bremen. Online verfügbar unter <https://www.lak-energiebilanzen.de/ergebnisse-des-datenabrufs/?a=c700&j=2021&l=3&v=anm,pbe,Stand>, zuletzt geprüft am 24.06.2024.

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) (2021): BgwALÖS50 - Bewertung Standortpotenzial grundwasserabhängige Landökosysteme. Fachliche Grundlage: Bug, J., Plinke, A-K., Affelt, L. & Harders, D. (2021): Standortpotenziale Grundwasserabhängige Landökosysteme (gwaLÖS) - Erläuterung zur Kulissenerstellung und Bewertung der Vulnerabilität. In: GeoBerichte 43, Hannover.

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG); Niedersächsisches Kompetenzzentrum Klimawandel (NIKO) (2022): Grundwasserneubildung für die Klimaszenarien-Zeiträume (Methode: mGROWA22). NIBIS® Kartenserver im Niedersächsischen Bodeninformationssystem. Online verfügbar unter <http://nibis.lbeg.de/cardomap3/>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Landesamt für Statistik Niedersachsen (2023): Niedersächsische Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanzen 2021. Hg. v. Landesamt für Statistik Niedersachsen. Hannover. Online verfügbar unter [https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/202318/Niedersaechsische\\_Energie-\\_und\\_CO2-Bilanzen\\_2021.pdf](https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/202318/Niedersaechsische_Energie-_und_CO2-Bilanzen_2021.pdf), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Langhorst, T.; McCord, S.; Zimmermann, A.; Müller, L.; Cremonese, L.; Strunge, T. et al. (2022): Techno-Economic Assessment & Life Cycle Assessment Guidelines for CO<sub>2</sub> Utilization (Version 2.0). Unter Mitarbeit von My University.

LBEG (2022): Untertage Gasspeicherung in Deutschland. In: *Erdöl Erdgas Kohle* 138 (11), S. 25–33.

Linjala, O.; Kajolinna, T. (2023): Industrial CO<sub>2</sub> supply pathways for CCU-based electrofuel production in Finland. E-Fuel WP2 Task 2.1 Deliverable. Hg. v. VTT Technical Research Centre of Finland. Online verfügbar unter [https://cris.vtt.fi/ws/portalfiles/portal/98747849/E-Fuel\\_T2.1\\_Industrial\\_CO2\\_supply\\_pathways\\_for\\_ccu-based\\_electrofuel\\_production\\_in\\_Finland.pdf](https://cris.vtt.fi/ws/portalfiles/portal/98747849/E-Fuel_T2.1_Industrial_CO2_supply_pathways_for_ccu-based_electrofuel_production_in_Finland.pdf), zuletzt geprüft am 24.08.2024.

Lux, K.-H.; Sun-Kurczinski, J.; Pan, T. (2024a): H<sub>2</sub>-ReNoWe: Neue Nutzungsperspektiven für das Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf durch Erforschung neuer Betriebskonzepte und Einbindung einer Wasserstoffnutzungsstrategie (Arbeitspaket 3: Wasserstoff-Kavernenspeicher). TU Clausthal. Clausthal-Zellerfeld.

Lux, K.-H.; Sun-Kurczinski, J.; Pan, T. (2024b): H<sub>2</sub>-Wegweiser: Energiesystemanalyse zur technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Integration, Speicherung und



Konversion von Wasserstoff in Niedersachsen - Umsetzungsphase – (TP6: Untergrundspeicherung - Kavernenspeicher). TU Clausthal. Clausthal-Zellerfeld.

Lux, K.-H.; Wolters, R.; Pan, T. (2020): MIBOSAKA: Grundlegende Untersuchungen zum Erhalt der mechanischen Integrität von Bohrlochausbau und Salinargebirge unter den Einwirkungen eines langfristigen multizyklischen Kavernenbetriebes im Hinblick auf Risikobewertung und Akzeptanzverbesserung. Abschlussbericht zum BMWi-Forschungsvorhaben mit dem Förderkennzeichen 03ET6127.

Lux, K.-H.; Wolters, R.; Sun-Kurczinski, J.; Düsterloh, U. (2022): Verbundprojekt: Weiterentwicklung und Qualifizierung der gebirgsmechanischen Modellierung für HAW-Endlagerung im Steinsalz (WEIMOS) (Teilprojekt E: TUC). TU Clausthal.

Maggi, A.; Bremer, J.; Sundmacher, K. (2023): Multi-period optimization for the design and operation of a flexible power-to-methanol process. In: *Chemical Engineering Science* 281, S. 119202. DOI: 10.1016/j.ces.2023.119202.

McQueen, N.; Vaz Gomes, K.; McCormick, C.; Blumanthal, K. (2021): A review of direct air capture (DAC): scaling up commercial technologies and innovating for the future. In: *Progress in Energy* 3. Online verfügbar unter <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2516-1083/abf1ce/pdf>.

Merten, F.; Scholz, A.; Krüger, C.; Heck, S.; Girard, Y.; Mecke, M.; Goerge, M. (2020): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (LEE-NRW).

Methanex (2024): Durchschnittlicher Preis für Methanol auf dem europäischen Markt in den Jahren von 2012 bis 2024 (in Euro je Tonne). Hg. v. Statista. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/730823/umfrage/durchschnittlicher-preis-fuer-methanol-auf-dem-europaeischen-markt/>, zuletzt geprüft am 04.09.2024.

Michalski, J.; Altmann, M.; Bünger, U.; Weindorf, W. (2019): Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen. Hg. v. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Düsseldorf.

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2021): Handlungskonzept Synthetische Kraftstoffe Nordrhein-Westfalen. Hg. v. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen.

Möller-Klapperich, J. (2021): Die Regulierung reiner Wasserstoffnetze nach der EnWG-Novelle. In: *NJ*, S. 390–393.



Müller, L. J.; Kätelhön, A.; Bachmann, M.; Zimmermann, A.; Sternberg, A.; Bardow, A. (2020): A Guideline for Life Cycle Assessment of Carbon Capture and Utilization. In: *Front. Energy Res.* 8, Artikel 15. DOI: 10.3389/fenrg.2020.00015.

Mutel, C. (2017): Brightway: An open source framework for Life Cycle Assessment. In: *JOSS* 2 (12), S. 236. DOI: 10.21105/joss.00236.

Naturkapital Deutschland - TEEB DE (2012): Der Wert der Natur für Wirtschaft und Gesellschaft – Eine Einführung. München, ifuplan; Leipzig, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ; Bonn, Bundesamt für Naturschutz.

Niedersächsische Landesregierung (2024): Niedersachsen Auf dem Weg zum Energieland Nr. 1. 1. Aufl. Hg. v. Presse- und Informationsstelle der Niedersächsischen Landesregierung. Online verfügbar unter <https://www.niedersachsen.de/download/206689>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz (2023): Kleine Anfrage zur schriftlichen Beantwortung gemäß § 46 Abs. 1 GO LT mit Antwort der Landesregierung. Niedersächsischer Landtag – 19. Wahlperiode, Drucksache 19/1136. Hg. v. Niedersächsischer Landtag. Online verfügbar unter [https://www.landtag-niedersachsen.de/drucksachen/drucksachen\\_19\\_02500/01001-01500/19-01136.pdf](https://www.landtag-niedersachsen.de/drucksachen/drucksachen_19_02500/01001-01500/19-01136.pdf), zuletzt geprüft am 02.07.2024.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (2022a): Hintergrunddokument zum Wasserversorgungskonzept Niedersachsen. Hg. v. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz. Hannover. Online verfügbar unter [https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/183415/Hintergrunddokument\\_zum\\_Wasserversorgungskonzept\\_Niedersachsen.pdf](https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/183415/Hintergrunddokument_zum_Wasserversorgungskonzept_Niedersachsen.pdf), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (2022b): Wasserversorgungskonzept Niedersachsen. Hg. v. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (MU). Hannover. Online verfügbar unter [https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/183413/Wasserversorgungskonzept\\_Niedersachsen.pdf](https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/183413/Wasserversorgungskonzept_Niedersachsen.pdf), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (2024): Energiewendebericht 2023. Hg. v. Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz. Online verfügbar unter [https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/208212/Energiewendebericht\\_2023.pdf](https://www.umwelt.niedersachsen.de/download/208212/Energiewendebericht_2023.pdf), zuletzt geprüft am 26.06.2024.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (MU) (Hg.) (2021): Niedersächsischer Beitrag zu den Bewirtschaftungsplänen 2021 bis 2027 der Flussgebiete Elbe, Weser, Ems und Rhein. Nach § 118 des Niedersächsischen



Wassergesetzes bzw. nach Art. 13 der EG-Wasserrahmenrichtlinie. Hannover. Online verfügbar unter

[https://www.nlwkn.niedersachsen.de/download/162214/Niedersaechsischer\\_Beitrag\\_zu\\_den\\_Bewirtschaftungsplaenen\\_2021\\_bis\\_2027\\_der\\_Flussgebiete\\_Elbe\\_Weser\\_Ems\\_und\\_Rhein.pdf](https://www.nlwkn.niedersachsen.de/download/162214/Niedersaechsischer_Beitrag_zu_den_Bewirtschaftungsplaenen_2021_bis_2027_der_Flussgebiete_Elbe_Weser_Ems_und_Rhein.pdf), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz (MU) (Hg.) (2024): Verfahrensweise zur Abschätzung der Nutzbaren

Grundwasserdargebotsreserve von Grundwasserkörpern und ihrer Aufteilung auf die Teilkörper der unteren Wasserbehörden. Online verfügbar unter

[https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/themen/wasser/grundwasser/grundwasser\\_menge\\_stand/erlass\\_mengenbewirtschaftung/mengenmassige-bewirtschaftung-des-grundwassers-232216.html](https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/themen/wasser/grundwasser/grundwasser_menge_stand/erlass_mengenbewirtschaftung/mengenmassige-bewirtschaftung-des-grundwassers-232216.html), zuletzt geprüft am 27.08.2024.

Peterssen, F.; Schlemminger, M.; Niepelt, R.; Hanke-Rauschenbach, R.; Brendel, R.

(2021): Bericht zum Forschungsprojekt. Simulative Kurzstudie zum Einsatz von Wasserstofftechnologie in Niedersachsen (SiKuWa). Unter Mitarbeit von Florian Peterssen, Marlon Schlemminger, Raphael Niepelt, Richard Hanke-Rauschenbach und Rolf Brendel. Leibniz Universität Hannover. Hannover.

Pfeiffer, J.; Erlach, B.; Fishedick, M.; Fuss, S.; Geden, O.; Löschel, A. et al. (2024):

Kohlenstoffmanagement integriert denken: Anforderungen an eine Gesamtstrategie aus CCS, CCU und CDR. Impuls. Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS). Hg. v. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung),

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V., Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V. Online verfügbar unter

[https://doi.org/10.48669/esys\\_2024-5](https://doi.org/10.48669/esys_2024-5), zuletzt geprüft am 03.07.2024.

Prognos AG; Öko-Institut e.V.; Wuppertal Institut (2021): Studie Klimaneutrales

Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann.

Quaschnig, V. (2012): Würde da nicht das Licht ausgehen? In: *Sonne Wind & Wärme 7*

(2012), S. 10–12. Online verfügbar unter <http://www.volker-quaschnig.de/artikel/2012-05-Licht-aus/index.php>.

Rahmat, Y.; Maier, S.; Moser, F.; Raab, M.; Hoffmann, C.; Repke, J.-U.; Dietrich, R.-U.

(2023): Techno-economic and exergy analysis of e-methanol production under fixed operating conditions in Germany. In: *Applied Energy* 351, S. 121738. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121738.

Rasbach, W. (2023): § 7 EnWG. In: M. E. Elspas, N. Graßmann und Rasbach, W.

(Hrsg.): *EnWG Kommentar*. 2. Aufl. Berlin, Rn. 1–11.

Riege, S.; Schacht, M. (2024): § 28m EnWG. In: L. Assmann und Peiffer, M. (Hrsg.):

*BeckOK EnWG*. 11. Edition. München, Rn. 1–43.



Rivolta, G.; Maniglio, M.; Elgendy, A.; Panfili, P.; Cominelli, A. (2024): Evaluating the Impact of Biochemical Reactions on H<sub>2</sub> Storage in Depleted Gas Fields. In: *SPE Journal* 29 (08), S. 4494–4509. DOI: 10.2118/215142-PA.

Ruiz, P.; Nijs, W.; Tarvydas, D.; Sgobbi, A.; Zucker, A.; Pilli, R. et al. (2019): ENSPRESO - an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials. In: *Energy Strategy Reviews* 26, S. 100379. DOI: 10.1016/j.esr.2019.100379.

RWE AG (2022): New Delegated Act puts brakes on green hydrogen. Online verfügbar unter <https://www.rwe.com/en/press/rwe-ag/2022-05-23-new-delegated-act-puts-brakes-on-green-hydrogen/>.

Sacchi, R.; Terlouw, T.; Siala, K.; Dirnaichner, A.; Bauer, C.; Cox, B. et al. (2022): PRospective EnvironMental Impact asSEment (premise): A streamlined approach to producing databases for prospective life cycle assessment using integrated assessment models. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 160, S. 112311. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112311.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (2021): Wasserstoff im Klimaschutz. Klasse statt Masse. Berlin: Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (Stellungnahme). Online verfügbar unter [https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04\\_Stellungnahmen/2020\\_2024/2021\\_06\\_stellungnahme\\_wasserstoff\\_im\\_klimaschutz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=9), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Salzgitter AG (2021): WINDWASSER-STOFF SALZGITTER. Salzgitter AG. Online verfügbar unter <https://salcos.salzgitter-ag.com/de/windh2.html>, zuletzt geprüft am 30.05.2024.

Schalling, A.; Arnhold, O.; Helfenbein, K.; Röpcke, T.; Backhaus, A. (2022): Netzdienliche Wasserstofferzeugung. Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure. Im Auftrag von Green Planet Energy. Hg. v. Reiner Lemoine Institut. Online verfügbar unter [https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10\\_Abschlussbericht\\_Netzdienliche\\_Wasserstofferzeugung.pdf](https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10_Abschlussbericht_Netzdienliche_Wasserstofferzeugung.pdf), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Schlattmann, A.; Neuendorf, F.; Burkhard, K.; Probst, E.; Pujades, E.; Mauser, W. et al. (2022): Ecological Sustainability Assessment of Water Distribution for the Maintenance of Ecosystems, their Services and Biodiversity. In: *Environmental management* 70 (2), S. 329–349. DOI: 10.1007/s00267-022-01662-3.

Schneller, C. (2021): Der neue Rechtsrahmen für Wasserstoff – Provisorium oder Perspektive? In: *ER*, S. 135–146.



Sensfuß, F. (2022): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Szenarien T45, 15.11.2022.

Sieberg, C.; Cesarano, C. D. (2021): Die Umsetzung der deutschen Wasserstoffstrategie durch das neue EnWG. In: *RdE*, S. 297–304.

Sievert, K.; Schmidt, T. S.; Steffen, B. (2024): Considering technology characteristics to project future costs of direct air capture. In: *Joule* 8 (4), S. 979–999. DOI: 10.1016/j.joule.2024.02.005.

Smolinka, T.; Holst, M.; Aschbrenner, S.; Voglstätter, C.; Grimm, G. (2021): Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf>, zuletzt geprüft am 22.04.2024.

Sodiq, A.; Abdullatif, Y.; Aissa, B.; Ostovar, A.; Nassar, N.; El-Naas, M.; Amhamed, A. (2023): A review on progress made in direct air capture of CO<sub>2</sub>. In: *Environmental Technology & Innovation* 29, S. 102991. DOI: 10.1016/j.eti.2022.102991.

Spiekermann, J.; Bormann, H.; Kebshcull, J.; Kramer, N. (2023): Management von Binnenhochwasserrisiken im Küstenraum. Roadmap für eine erfolgreiche Klimaanpassung im westlichen Ostfriesland. Ergebnisbroschüre des BMUV-geförderten Projektes „Klimaanpassung und Extremwettervorsorge – Verbandsübergreifendes Management von Binnenhochwasserrisiken im westlichen Ostfriesland (KLEVER-Risk)“. Oldenburg.

Stelter, C. (2023): § 28m EnWG. In: M. E. Elspas, N. Graßmann und Rasbach, W. (Hrsg.): *EnWG Kommentar*. 2. Aufl. Berlin, Rn. 1–8.

Stelter, C.; Schieferdecker, B.; Lange, M. (2021): Der Gesetzentwurf zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im EnWG. In: *EnWZ*, S. 99–105.

Sterner, M. (2017): Notwendigkeit und Chancen für Power-to-X-Technologien. Energiewirtschaftliches Kurzgutachten. Institut für Energiespeicher IFES der Ostbayerischen Technischen Hochschule Regensburg (OTH. Regensburg). Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/ptx-allianz-energiewirtschafts-wirtschaftl-kurzgutachten.pdf>, zuletzt geprüft am 13.06.2024.

Štumpf, S.; Hostnik, G.; Primožič, M.; Leitgeb, M.; Bren, U. (2020): Generation Times of *E. coli* Prolong with Increasing Tannin Concentration while the Lag Phase Extends Exponentially. In: *Plants (Basel, Switzerland)* 9 (12). DOI: 10.3390/plants9121680.





Talus, K.; Pinto, J.; Gallegos, F. (2024): Realism at the end of the rainbow? An argument towards diversifying hydrogen in EU regulation. In: *The Journal of World Energy Law & Business*, Artikel jwae007, S. 217–233. DOI: 10.1093/jwelb/jwae007.

Terlouw, T.; Treyer, K.; Bauer, C.; Mazzotti, M. (2021): Life Cycle Assessment of Direct Air Carbon Capture and Storage with Low-Carbon Energy Sources. In: *Environmental Science & Technology* 55 (16). Online verfügbar unter <https://pubs.acs.org/doi/epdf/10.1021/acs.est.1c03263>.

Thaysen, E. M.; McMahon, S.; Strobel, G. J.; Butler, I. B.; Ngwenya, B. T.; Heinemann, N. et al. (2021): Estimating microbial growth and hydrogen consumption in hydrogen storage in porous media. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 151, S. 111481. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111481.

Thiele, J.; Kinzinger, J.; Haaren, C. von (2024): Bürgerbeteiligung 3.0 – ein digitales Dialogtool zur Entscheidungsunterstützung im Rahmen der Energiewende. In: *Natur und Landschaft* 99 (05), S. 217–227. DOI: 10.19217/NuL2024-05-01.

Thiele, J.; Wiehe, J.; Gauglitz, P.; Pape, C.; Lohr, C. (2021): Konkretisierung von Ansatzpunkten einer naturverträglichen Ausgestaltung der Energiewende, mit Blick auf strategische Stellschrauben. „Naturverträgliche Ausgestaltung der Energiewende“ (EE100-konkret). Bonn-Bad Godesberg: Bundesamt für Naturschutz (BfN-Skripten, 614). Online verfügbar unter <https://www.bfn.de/sites/default/files/2021-09/Skript614.pdf>.

Thiele, J.; Wiehe, J.; Wagenfeld, J.; Westenberger, F.; Müller, E.; Ludwig, D. et al. (2022): Lokaler Energiewendedialog : Schlussbericht : Vision:En 2040 - Unsere Ideen, unsere Energiewende : gefördert durch: Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz. Unter Mitarbeit von TIB - Technische Informationsbibliothek Universitätsbibliothek Hannover und Technische Informationsbibliothek (TIB).

Trinke, P.; Haug, P.; Brauns, J.; Bensmann, B.; Hanke-Rauschenbach, R.; Turek, T. (2018): Hydrogen Crossover in PEM and Alkaline Water Electrolysis: Mechanisms, Direct Comparison and Mitigation Strategies. In: *J. Electrochem. Soc.* 165 (7), F502-F513. DOI: 10.1149/2.0541807jes.

Turton, R.; Shaeiwitz, J. A.; Bhattacharyya, D.; Whiting, W. B. (2018): Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes. Fifth Edition: Pearson Education, Inc.

Ueckerdt, F.; Pfluger, B.; Odenweller, A.; Günther, C.; Knodt, M.; Kemmerzell, J. et al. (2021): Durchstarten trotz Unsicherheiten: Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie. Hg. v. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK). Potsdam. Online verfügbar unter



[https://ariadneprojekt.de/media/2021/11/Ariadne\\_Kurzdossier\\_Wasserstoff\\_November2021.pdf](https://ariadneprojekt.de/media/2021/11/Ariadne_Kurzdossier_Wasserstoff_November2021.pdf), zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Urban, W.; Girod, K.; Lohmann, H. (2009): Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007 - 2008. Hg. v. Fraunhofer- Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Fraunhofer UMSICHT) (Version 4.16).

Viebahn, P., Scholz, A.; Zelt, O. (2019): The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program - Results of a Multi-Dimensional Analysis. In: *Energies* (12). Online verfügbar unter <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/18/3443/pdf?version=1567765604>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Wagenfeld, J.; Thiele, J.; Schmedes, D.; Haaren, C. von (2023): Geodaten der Flächeneignungsberechnung des Projekts Vision:En 2040 PLUS: LUIS.

Weber, S.; Abel, K. L.; Zimmermann, R. T.; Huang, X.; Bremer, J.; Rihko-Struckmann, L. K. et al. (2020): Porosity and Structure of Hierarchically Porous Ni/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> Catalysts for CO<sub>2</sub> Methanation. In: *Catalysts* 10 (12), S. 1471. DOI: 10.3390/catal10121471.

Weltenergieat – Deutschland e.V. (2023): Ammoniak als Energieträger für die Energiewende. Hg. v. Weltenergieat – Deutschland e.V. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.weltenergieat.de/wp-content/uploads/2023/12/Weltenergieat\\_Ammoniakstudie\\_2023.pdf](https://www.weltenergieat.de/wp-content/uploads/2023/12/Weltenergieat_Ammoniakstudie_2023.pdf), zuletzt geprüft am 04.09.2024.

Wietschel, M.; Plötz, P.; Dütschke, E.; Neuner, F.; Tröger, J.; Gnann, T. (2023): Diskussionsbeitrag - Eine kritische Diskussion der beschlossenen Maßnahmen zur E-Fuel-Förderung im Modernisierungspaket für Klimaschutz und Planungsbeschleunigung der Bundesregierung vom 28.3.2023. Hg. v. Fraunhofer ISI. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2023/Diskussionspapier%20final.pdf>, zuletzt geprüft am 29.10.2024.

Wietschel, M.; Zheng, L.; Arens, M.; Hebling, C.; Ranzmeyer, O.; Schaadt, A. et al. (2021): Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Hg. v. Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEG. Karlsruhe, Freiburg, Cottbus.

Zimmermann, R. T.; Bremer, J.; Sundmacher, K. (2020): Optimal catalyst particle design for flexible fixed-bed CO<sub>2</sub> methanation reactors. In: *Chemical Engineering Journal* 387, S. 123704. DOI: 10.1016/j.cej.2019.123704.

Zimmermann, R. T.; Bremer, J.; Sundmacher, K. (2022): Load-flexible fixed-bed reactors by multi-period design optimization. In: *Chemical Engineering Journal* 428, S. 130771. DOI: 10.1016/j.cej.2021.130771.



Zimmermann, R. T.; Weber, S.; Bremer, J.; Idakiev, V.; Pashminehazar, R.; Sheppard, T. L. et al. (2023): Core–shell catalyst pellets for effective reaction heat management. In: *Chemical Engineering Journal* 457, S. 140921. DOI: 10.1016/j.cej.2022.140921.



