

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIESYSTEME IWES

SCHLUSSBERICHT

Analyse der Wasserstoffwirtschaft in Ostdeutschland in Hinblick auf die Rolle der chemisch-pharmazeutischen Industrie

Autoren

Manja Polednia
Mario Sternberg
Patricia Kühl
Sophie Haag
Mathias Seitz

Auftraggeber:

Verband der Chemischen Industrie e.V., Landesverband Nordost



Inhalt

Abbildungsverzeichnis.....	III
Abkürzungsverzeichnis.....	V
1 Zusammenfassung.....	6
2 Kernergebnisse.....	9
3 Methodik.....	10
3.1 Qualitative und quantitative Datenerhebung.....	10
3.2 Szenarioanalyse.....	12
3.2.1 Beschreibung der Szenarien.....	13
3.2.2 Übergreifende Annahmen.....	14
3.2.3 Vorgehensweise.....	15
4 Status Quo der ostdeutschen Wasserstoffwirtschaft.....	17
4.1 Technologie und Prozesse.....	17
4.1.1 Erzeugung von grünem Wasserstoff.....	18
4.1.2 Infrastruktur.....	23
4.2 Regulatorischer Überblick.....	27
4.2.1 Politische Zielsetzungen.....	27
4.2.2 Regulatorik entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette.....	30
5 Prognostizierte Entwicklung Wasserstoff- und Strombedarf.....	34
5.1 Beschreibung.....	34
5.2 Ergebnisse.....	34
6 Transformationshemmnisse.....	37
6.1 Technologische und Infrastrukturhemmnisse.....	37
6.2 Politische und regulatorische Hemmnisse.....	40
6.3 Wirtschaftliche Hemmnisse.....	41
7 Transformationsansätze aus der Industrie – ein Rollenmodell.....	43
8 Handlungsempfehlungen.....	47
8.1 Regulatorische Handlungsempfehlungen.....	47
8.2 Übergreifende Handlungsempfehlungen.....	52
Quellenverzeichnis.....	56

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Wasserstoffverbrauch in Deutschland sollte über eine eigene Produktion gewährleistet werden; nach Unternehmensgröße; eigene Darstellung	7
Abb. 2: Umfrageteilnehmende nach Branchenzugehörigkeit; eigene Darstellung	11
Abb. 3: Unterschiede der Szenarien: Während in allen Szenarien Wasserstoff stofflich genutzt wird und die Versorgung der Utilities elektrisch erfolgt, ergeben sich je nach Temperaturbereich Unterschiede bei der Strom- und Wasserstoffnutzung für thermische Prozessenergie; eigene Darstellung.....	13
Abb. 4: Vorgehensweise Szenariotechnik: Um die zukünftigen Wasserstoff- und Strombedarfe zu prognostizieren, wird eine stoffliche und eine energetische Betrachtung durchgeführt. Aktuelle Energiebedarfe und Produktionsmengen bilden die Basis und werden in unterschiedliche Anwendungsfälle sortiert; eigene Darstellung	16
Abb. 5: Die wichtigsten Kernprozesse bei der Umstellung auf Wasserstoff in Ostdeutschland; eigene Darstellung	17
Abb. 6: Prognostizierte Entwicklung der minimalen Teillast der verschiedenen Elektrolysetechnologien bis ins Jahr 2050 [24]	20
Abb. 7: Voraussichtliche Entwicklung der Mittelwerte für die Startzeit aus dem kalten Standby in den nominellen Betrieb [24]	20
Abb. 8: Voraussichtliche Entwicklung der aktiven Flächen von PEMEL, AEL und SOEL-Zellen bis 2050 [24]	21
Abb. 9: Erste und zweite Wahl für die Bereitstellung von Wasserstoff, aufgeteilt auf die verschiedenen technologischen Möglichkeiten; eigene Darstellung.....	22
Abb. 10: Existierendes Wasserstoffnetz in Ostdeutschland auf Grundlage von [31]	23
Abb. 11: Wasserstoff-Kernnetz auf Grundlage von [35]	24
Abb. 12: Wertschöpfungsketten und Beziehungen der Sektoren in einer zukünftigen Kreislaufwirtschaft unter Einbeziehung von Wasserstoff [38].....	26
Abb. 13: Überblick über die Wasserstoff- und Strombedarfe in den drei Szenarien bis ins Jahr 2045; eigene Darstellung	34
Abb. 14: Überblick über die Wasserstoff- und Strombedarfe in den drei Szenarien bis ins Jahr 2045, unterteilt nach Energie- und Stoffströmen; eigene Darstellung	35
Abb. 15: regeneratives Stromerzeugungspotenzial (Summe aus Windenergie und Photovoltaik) ausgewählter Bundesländer nach Gesamterzeugungspotenzial in TWh; eigene Darstellung auf Grundlage von [63].....	39
Abb. 16: Stromerzeugungspotenzial ausgewählter Bundesländer nach Erzeugungsart in TWh; eigene Darstellung auf Grundlage von [63].....	39
Abb. 17: Einfluss auf Wasserstoffgestehungskosten; eigene Darstellung	42
Abb. 18: Rollenmodell der Interviewteilnehmenden, in dem die stoffliche Nutzung von Wasserstoff (hohe Effizienz) dem mengenmäßigen Angebot (Marktanteil) gegenübergestellt wird. Der zeitliche Transformationspfad verläuft dabei von niedriger Effizienz und niedrigem Marktanteil über zwei Wege hin zu hoher Effizienz und hohem Marktanteil; eigene Darstellung	43

Tabellenverzeichnis

Tab. 1: Rahmenbedingungen der Szenariotechnik; auf Grundlage von [2,5,6] und eigenen Annahmen	15
Tab. 2: Leistungsdaten Elektrolysetechnologien [16,24,26–29]	21
Tab. 3: Prognose der Elektrolyseleistung in MW in ausgewählten Bundesländern [40]	26
Tab. 4: Regulatorische Rahmenbedingungen, Hindernisse und Handlungsempfehlungen im Überblick	50
Tab. 5: Übergreifende Hindernisse, Einordnung und Handlungsempfehlungen	54

Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alcaline water electrolysis (Alkalische Elektrolyse)
BASE	Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung
BbergG	Bundesbergrecht
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism
EE	Erneuerbare Energien
EHB	European Hydrogen Backbone
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Fraunhofer IWES	Fraunhofer Institut für Windenergiesysteme
GasHDrLtgV	Gashochdruckleitungsverordnung
IPCEI	Important Project of Common European Interest
KMU	kleine und mittelständische Unternehmen
PEMEL	Proton exchange membrane electrolysis (Protonenaustauschmembranelektrolyse)
PtH	Power to Heat
PtX	Power to X
REDIII	Renewable Energy Directive III
SOEL	Solid oxide electrolysis (Feststoffoxid Elektrolyse)
TRL	Technological readiness level (technologischer Reifegrad)
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung

1 Zusammenfassung

Die chemisch-pharmazeutische Industrie ist ein unentbehrlicher Wertschöpfungsfaktor der ostdeutschen Wirtschaft. Die aktuelle Transformation hin zur Klimaneutralität und die damit verbundene Umstellung der Rohstoffbasis ist eine Herkulesaufgabe für die ansässige traditionsreiche Chemieindustrie. Bei dieser Umstellung spielt die Herstellung und die Verteilung von klimaneutralem Wasserstoff für die stoffliche und energetische Verwertung eine Schlüsselrolle. Die vorliegende Studie „Analyse der Wasserstoffwirtschaft in Ostdeutschland in Hinblick auf die Rolle der chemisch-pharmazeutischen Industrie“ des Fraunhofer-Instituts für Windenergiesysteme IWES beschreibt im Auftrag des Verbandes der Chemischen Industrie e.V., Landesverband Nordost (VCI Nordost) Hemmnisse und Transformationspfade auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität aus Sicht der chemischen Industrie in Ostdeutschland.

Um die Transformation zu quantifizieren, wurde der Bedarf für das Jahr 2045 auf bis zu ca. 85 TWh Strom und bis zu ca. 55 TWh Wasserstoff prognostiziert, was einer ungefähren Steigerung von 162 % beziehungsweise 556 % innerhalb von 25 Jahren entspricht. Dieser Energiebedarf ist vergleichbar mit dem gesamten Primärenergiebedarf von Sachsen-Anhalt aus 2021 mit ca. 135,5 TWh [1].

Die Umstellung der Produktionsanlagen ist mit massiven Investitionen in versorgungssichere und klimaneutrale Wertschöpfung verbunden, die je nach Studie zwischen ca. 6,4 Mrd. € und 15,4 Mrd. € variieren^{1,2}. Allein für die Wasserstoffverteilstrukturen in Ostdeutschland müssten ca. 610 Mio. € investiert werden. [4]

Unabhängig von den wirtschaftlichen Herausforderungen verfügt die chemisch-pharmazeutische Industrie in Ostdeutschland über wichtige Voraussetzungen für die Transformation. Zum einen existieren Firmen, die bereits heute regenerativ erzeugten Wasserstoff herstellen oder wirtschaftlich einsetzen können. Diese dienen damit als *First Mover* für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft.

¹ Eigene Aufschlüsselung der gesamtdeutschen Daten für Ostdeutschland auf Basis von [2].

² Eigene Aufschlüsselung der gesamtdeutschen Daten für Ostdeutschland auf Basis von [3].

Zum anderen kann beim Ausbau der erneuerbaren Energien im Vergleich zu dicht bevölkerten Bundesländern auf ein größeres Flächenpotenzial bei der Stromerzeugung zurückgegriffen werden. Auch verfügen die ostdeutschen Bundesländer überwiegend über gut ausgebaute Wärmenetze, sodass sich die aus der Elektrolyse stammende Abwärme als Nebenprodukt bei einer geeigneten Standortwahl vermarkten ließe. Hinsichtlich Infrastruktur der Wasserstoffnetze weist Mitteldeutschland bereits heute einen Ausbauzustand auf, der Speicheroptionen zulässt (Kavernenspeicher) und als Grundlage für einen weiteren Ausbau in andere Landesteile dienen kann.

Im Rahmen dieser Studie zeigt sich jedoch auch, dass die Teilnehmenden eine Wasserstoffproduktion in Deutschland durchaus befürworten, aber nicht überwiegend priorisieren, siehe Abbildung 1 (Abb. 1). Um eine weitergehende Nutzung des regionalen Potentials zu gewährleisten und Anreize für die dringend benötigten hohen Investitionen in die Region zu setzen, bedarf es nun des fokussierten Vorgehens aller Akteur*innen aus Politik, Forschung und Wirtschaft.

Um dafür einen Beitrag zu leisten, wurde das Fraunhofer IWES beauftragt aufzuzeigen, welchen Herausforderungen insbesondere die ostdeutsche Chemie- und Pharmaindustrie bei der Transformation entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette gegenübersteht. Als Basis dient ein Überblick über den Status Quo in Technologie, Infrastruktur und Regulatorik. Unter Berücksichtigung regionaler Spezifika, wie landespolitischer Gegebenheiten, wird ein Marktüberblick kreiert, der Entwicklungsszenarien für die regionale Industrie aufzeigt und Handlungsempfehlungen für Politik, Wirtschaft und Forschung ableitet.

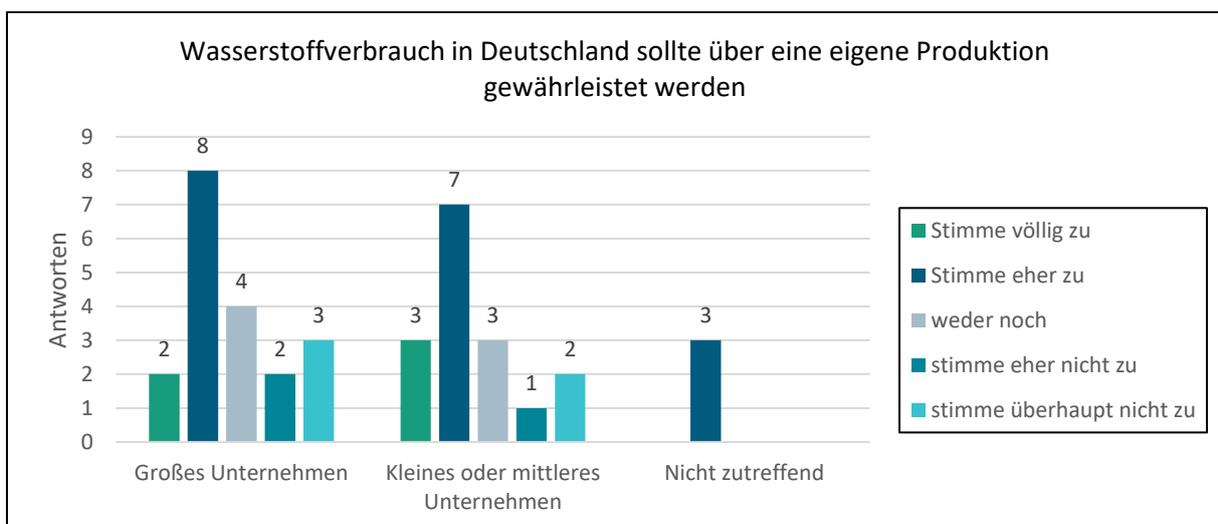


Abb. 1: Wasserstoffverbrauch in Deutschland sollte über eine eigene Produktion gewährleistet werden; nach Unternehmensgröße; eigene Darstellung

Die Mitgliedsunternehmen des VCI Nordost lieferten dafür die Datengrundlage, die im Folgenden beschrieben und ausgewertet wird. Es wird auf eine Kombination aus vier Methodiken zurückgegriffen: (1) Basisrecherche u.a. von wissenschaftlichen Veröffentlichungen, politischen Leitlinien und Gesetzen, (2) überwiegend quantitative Online-Umfrage, (3) überwiegend qualitative Experteninterviews sowie (4) Szenariotechnik. Die Kombination aus den Methodiken soll zum einen Vergleichbarkeit bei globalen Herausforderungen gewährleisten, zum anderen aber auch Raum für die Erhebung individueller Herangehensweisen und Rollen in der Transformation lassen. So soll das Spannungsfeld auf Betriebsebene aufgezeigt und Bottom-up-Handlungsempfehlungen entwickelt werden.

Die Untersuchungsregion wird unter der Bezeichnung Ostdeutschland zusammengefasst. Gemeint ist die Summe der Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen, Thüringen sowie der Stadtstaat Berlin.

2 Kernergebnisse

Aus Sicht der teilnehmenden Mitglieder des VCI Nordost sind folgende Handlungsempfehlungen zu benennen, um eine erfolgreiche Transformation der ostdeutschen Chemie- und Pharmaindustrie zu gewährleisten.

First Mover freisetzen – schnelle Etablierung innovativer Technologie und Schaffen von internationaler Wettbewerbsfähigkeit

- Umfassende Gesetze für vereinfachte und beschleunigte Planungs- und Genehmigungsverfahren von Industrieanlagen entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette (zentrale, standardisierte Einreichung)
- Bevorzugte Genehmigung für neue, innovative Technologien, die Neuansiedlungen im direkten Umfeld und dezentrale Lösungen begünstigen
- Förderung von Betreibergemeinschaften für geteiltes Risiko durch priorisierte Genehmigung und Finanzierung
- Technologieoffene Förderung und priorisierte Genehmigung von Forschungs- und Entwicklungsinitiativen, die einen Beitrag zur Erhöhung von technologischer Effizienz und Reife haben
- Etablierung neuer administrativer Förderansätze, die auch kleine und mittelständische Unternehmen (KMU) begünstigen
- Etablieren von einheitlichen Standards für die benötigte Wasserstoffreinheit je nach Anwendung gemeinsam mit der Industrie
- Vermeidung eines „Carbon Leakage Effekts“ durch Entwicklung geeigneter, unbürokratischer Maßnahmen unter Einbezug der regionalen Wirtschaft

Flächendeckende Wasserstoffversorgung aufbauen – Zugang zu Infrastruktur und dezentrale Lösungen ermöglichen

- Anschluss aller Chemieverbundstandorte an das Wasserstoffkernnetz sowie weitere Finanzierung weiterer Ausbaustufen
- Förderung dezentraler Insellösungen zur Einbindung von KMUs, spezialisierten Unternehmen und kleineren Chemiestandorten durch priorisierte Genehmigung und Finanzierung
- Aus- und Aufbau von Infrastruktur für Wasserstoffimporte insbesondere in Form von Wasserstoffderivaten (z.B. Ammoniak)
- Ausgleich von Wettbewerbsverzerrungen durch internationale Konkurrenzimporte fossil erzeugter Produkte

3 Methodik

Der chemische Sektor steht Herausforderungen gegenüber, die einerseits nahezu jedes Unternehmen betreffen, wie z. B. regulatorische Hürden und hoher Genehmigungsaufwand. Andererseits müssen aber auch sehr individuelle Fragestellungen bewältigt werden, wie neue Energie- und Betriebskonzepte unter Berücksichtigung der verfügbaren Infrastruktur und der Aufbau klimaneutraler Geschäftsmodelle. Beides findet in dieser Untersuchung Berücksichtigung, wohingegen sehr spezifische Aussagen, die mitunter Einzelunternehmen zugeordnet werden könnten, generalisiert wurden.

Bei der Untersuchung steht die Unternehmensperspektive im Vordergrund. Um die Problemstellung und deren Auswirkungen besser erfassen zu können, wurden Daten auf unterschiedlichen Wegen erhoben. Es soll aufgezeigt werden, wie individuelle auf globale Herausforderungen treffen, die nur in Zusammenarbeit von Forschung, Industrie und Politik gelöst werden können. Entsprechende Handlungsempfehlungen wurden mit den ausgearbeitet.

Die in dieser Studie zum Tragen kommenden Methodiken sind:

- Basisrecherche u.a. von wissenschaftlichen Veröffentlichungen, politischen Leitlinien und Gesetzen,
- überwiegend quantitative Online-Umfrage,
- überwiegend qualitative Experteninterviews sowie
- Szenariotechnik.

Die Ergebnisse aus Literaturrecherche, Umfrage und Interviews bilden die inhaltliche Grundlage der Studie. Obwohl sie unabhängig voneinander erhoben wurden, behandeln alle Methodiken ähnliche Untersuchungsgegenstände, nicht zuletzt auch, um eine gegenseitige Validierung zu ermöglichen. Für eine bessere Lesbarkeit werden die Ergebnisse als Gesamtheit zusammengefasst. Sollten Widersprüche zwischen den Methoden bestehen, so werden diese explizit im Text benannt.

3.1 Qualitative und quantitative Datenerhebung

Die Basis dieser Untersuchung bildet eine **systematische Literaturrecherche** zum Status Quo der Technik und Regulatorik. Neben gängigen Veröffentlichungen wurden aktuelle Wasserstoffprojekte ausgewertet, um einen Überblick über aktuelle Technologietrends und Prozesse zu erhalten. Zugrunde liegen ebenfalls rechtliche Gutachten, die eine strukturierte Analyse der Genehmigungsprozesse ermöglichen. Dabei wurden Neuerungen bis einschließlich Juli 2024 berücksichtigt.

Darauf aufbauend wurde eine **überwiegend quantitative Umfrage** entwickelt, die 31 Fragen beinhaltet. Die Fragen waren dabei überwiegend geschlossen, zur Gewährleistung von Vergleichbarkeit, enthielten aber auch Ausfüllfelder, um ergänzende Informationen oder Erklärungen bereitstellen zu können. Neben Multiple-Choice-Fragen gab es Items, die mittels Rangordnung beantwortet werden mussten, vor allem, um technologische Trends oder unterschiedlich starke Wirkungen von Einflussfaktoren ableiten zu können.

Der Fragebogen wurde thematisch in Abschnitte unterteilt. Teilnehmende wurden, nach einer kurzen inhaltlichen Einstimmung, von Technologiefragen, über die Themen Medienversorgung und Infrastruktur bis hin zu Rahmenbedingungen und weiteren Herausforderungen befragt. Um die Abbruchquote gering zu halten, ermöglichten überspringbare Fragen, dass die Teilnehmenden nur die Themen bearbeiteten, in denen sie sich auskannten.

Der Befragtenkreis dieser Umfrage setzt sich aus Vertreter*innen einzelner Mitgliedsunternehmen des VCI Nordost zusammen, deren Durchschnittsalter 50 Jahre beträgt, von denen ca. 10 % weiblichen Geschlechts sind und der Großteil in einer Führungsposition tätig ist. Die Abgrenzung der Unternehmen erfolgt nach Unternehmensklasse und Branche, zu sehen in Abb. 2. Die Ansprache der Mitgliedsunternehmen erfolgte dabei über den VCI Nordost, sodass für die Autoren kein Einfluss auf die Anzahl der Antworten bestand.

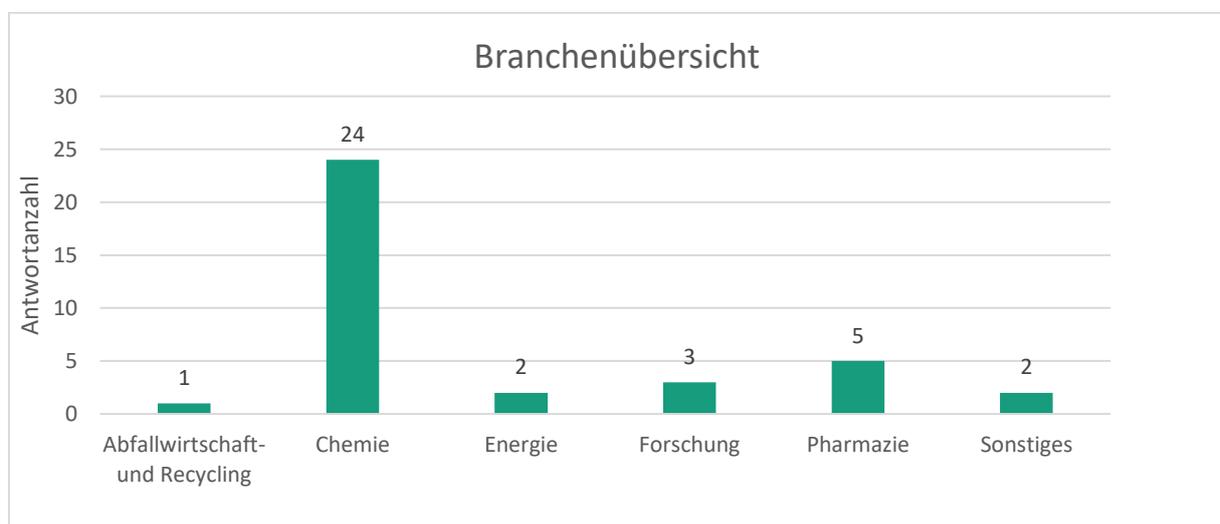


Abb. 2: Umfrageteilnehmende nach Branchenzugehörigkeit; eigene Darstellung

Die deutliche Mehrheit der Befragten ist im chemischen Sektor tätig. Zudem ist die Verteilung von Großunternehmen zu kleinen und mittelständischen Unternehmen ausgeglichen. Die Untersuchungsregion ist auf die in der Einleitung beschriebenen Bundesländer begrenzt, jedoch kommt eine Mehrheit der Teilnehmenden aus Sachsen-Anhalt und Sachsen.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Online-Umfrage wurden **qualitative Expert*inneninterviews** durchgeführt. Diese dienen dazu, die Daten aus der Umfrage zu verdichten sowie für potenziell unklare Umfrageergebnisse in Fachgesprächen mögliche Erklärungsansätze gewinnen zu können. So wurden nach Auswertung der Umfrage insbesondere Interviewfragen zum wirtschaftlichen Rahmen und der Gesamtsystemsicht zugefügt.

Grundlage für die Expert*inneninterviews bilden 21 standardisierte Fragen, die vor allem als Interviewleitfaden dienen. Basierend auf den Erkenntnissen und Erfahrungen der Gesprächspartner*innen wurden die Fragestellungen im Gespräch angepasst und auf manche Themen ein stärkerer Fokus gelegt.

Der Befragtenkreis konzentrierte sich dabei wieder auf die Untersuchungsregion Ostdeutschland und hatte einen überwiegend chemischen oder energiewirtschaftlichen Hintergrund. Die Organisationszugehörigkeit der Expert*innen sowie ihre jeweiligen Aussagen werden im Folgenden ausschließlich in anonymisierter und, wo nötig, in generalisierter Form beschrieben, da die besprochenen Inhalte entsprechenden Geheimhaltungsvereinbarungen unterliegen.

3.2 Szenarioanalyse

Mit den aus Recherche, Umfrage und Interviews gewonnenen Daten zu regionalen Strom- und Wasserstoffbedarfen wurde eine Szenarioanalyse durchgeführt. Diese orientiert sich an der gängigen wissenschaftlichen Praxis im Bereich Szenariotechnik und geht von zwei Extremszenarien aus, einem maximalem und minimalem sowie einem Trendszenario. In diesen wird der zukünftige Wasserstoff- und Strombedarf für bis ins Jahr 2045 prognostiziert. Dabei wurden alle Annahmen auf Basis der verfügbaren Informationen zum Zeitpunkt der Erstellung getroffen und gelten als realistisch. Das Trendszenario verfolgt dabei den Pfad, der als am wahrscheinlichsten eingeschätzt wird.

In den Szenarien, sowie in dieser Studie allgemein wird auf folgende Begriffe zurückgegriffen. Wasserstoff in seiner **stofflichen** Nutzung beschreibt den Einsatz als Basisrohstoff für die Herstellung chemischer Erzeugnisse, beispielsweise in Ammoniak. Wasserstoff ist hier direkt Teil des zu erzeugenden Produktes. Die **energetische** Nutzung ergibt sich aus der Nutzung von Wasserstoff als reinem Energieträger. Primär fallen in diesen Bereich thermische Anwendungen zur Bereitstellung von Prozesswärme in allen Temperaturbereichen. Grundfunktionen wie elektrische Nutzung in Form von Beleuchtung oder der Bedarf an mechanischer Energie und damit alle verbleibenden energetischen Nutzungsarten werden aufgrund der Übersichtlichkeit als *Utilities* bezeichnet, während die thermische Verwertung als energetische Nutzung weiterverfolgt wird.

3.2.1 Beschreibung der Szenarien

Das Szenario der minimalen Wasserstoffnutzung geht vom Einsatz elektrischer Technologien als Hauptalternative zu den derzeit überwiegend fossilen Technologien aus und versucht die Nutzung von Wasserstoff soweit es geht zu vermeiden. Die elektrische Bereitstellung von Wärme in allen Temperaturbereichen sowie die Versorgung der Industrie wird über Strom abgedeckt. Lediglich der unvermeidbare Wasserstoffeinsatz, also eine stoffliche Nutzung, wird gewährleistet. Dieses Extremszenario beschreibt demnach einen minimalen prognostizierten Wasserstoffbedarf und wird im weiteren Verlauf als Szenario „**S1: Strom**“ beschrieben.

Dem gegenüber steht eine maximale Nutzung von Wasserstoff. Neben dem stofflichen Einsatz erfolgt auch eine energetische Nutzung, sowohl im Niedrig- als auch im Hochtemperaturbereich. Lediglich die *Utilities* werden weiterhin über den Strom gewährleistet. Dieses Szenario zeigt den maximal prognostizierten Bedarf an Wasserstoffbedarf auf, im Folgenden als Szenario „**S2: H2**“ bezeichnet.

Abschließend bildet das Trendszenario ein Mittel zwischen den beiden bisher beschriebener Extremszenarien. Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff wird gewährleistet, ebenso wie die elektrische Versorgung der *Utilities*. Allerdings erfolgt die Wärmebereitstellung nun abhängig von der Temperatur. Für den Einsatz im Niedrig- und Mitteltemperaturbereich wird eine elektrische Lösung eingesetzt. Alle Hochtemperaturprozesse erfolgen über die Verbrennung von Wasserstoff. Dieses Trendszenario trägt den Namen „**S3: Trend**“.

Diese Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien werden in Abb. 3 verdeutlicht.

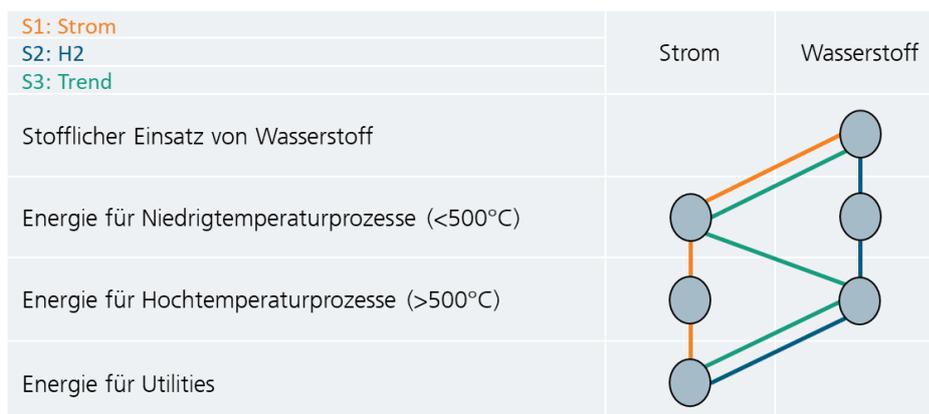


Abb. 3: Unterschiede der Szenarien: Während in allen Szenarien Wasserstoff stofflich genutzt wird und die Versorgung der *Utilities* elektrisch erfolgt, ergeben sich je nach Temperaturbereich Unterschiede bei der Strom- und Wasserstoffnutzung für thermische Prozessenergie; eigene Darstellung

3.2.2 Übergreifende Annahmen

Übergreifend über alle Szenarien werden folgende Annahmen getroffen:

1. Die Chemie- und Pharmaindustrie in Ostdeutschland wird über die Wirtschaftszweige 20 (chemische Erzeugnisse) und 21 (pharmazeutische Erzeugnisse) abgebildet.
2. Die Chemie- und Pharmaindustrie in Ostdeutschland bleibt in ihrer heutigen Größe bestehen, inklusive der etablierten Rohstoff- und Energieverbände.
3. Eine Abwanderung von Teilprozessen wird nicht angenommen, auch wenn individuelle Unternehmensentscheidungen mitunter anders ausfallen könnten.
4. Im Laufe des Untersuchungszeitraums kommen *Power to X-Technologien* (PtX) zum Einsatz, um die bestehenden Produktionsabläufe klimaneutral zu gestalten.
5. Übergeordnetes Ziel ist es, bis 2045 eine klimaneutrale Chemieindustrie zu etablieren
→ Der Markthochlauf der klimaneutralen Alternativtechnologien für alle drei Routen verläuft deshalb gleich und liegt im Zieljahr 2045 bei 100 %. Es verändert sich lediglich die Nutzung der Technologien auf dem Weg dahin.
6. Es werden einheitliche Rahmenbedingungen für alle Szenarien gewählt. Dazu zählen einheitliche Wirkungsgrade für Alternativtechnologien, aber auch Anpassungen innerhalb der chemischen Industrie im Laufe der Zeit. Im Detail sind das Effizienzmaßnahmen, Produktionsmengenentwicklungen sowie die Geschwindigkeit des Markthochlaufs [2]. Durch das Vereinheitlichen dieser Rahmenbedingungen entlang aller Szenarien wird die Vergleichbarkeit gewährleistet, während gleichzeitig relevante externe Einflussfaktoren berücksichtigt werden. Die gewählten Rahmenbedingungen sind in Tabelle 1 (Tab. 1) aufgelistet und im Folgenden beschrieben.
 - a. Der Wasserstoffmarkthochlaufs verläuft zunächst verhalten, steigt jedoch innerhalb des Zeithorizonts immer weiter an.
 - b. Energieeffizienzgewinne treten besonders stark zu Beginn der Betrachtung auf, wohingegen die Produktionsmengen über alle Jahre hinweg konstant bleiben.
 - c. Für eine bessere Vergleichbarkeit wurden für die Wirkungsgrade von Prozesswärme und Elektrolyse durchschnittliche Werte definiert. Diese gleichen sich über alle drei Szenarien hinweg, auch wenn sie in der Realität je nach Art, Alter und Qualität der Anlagen variieren.
 - d. Die Wirkungsgrade im Hochtemperaturbereich sind für beide Alternativrouten geringer als im Niedrigtemperaturbereich. Zugrunde liegt die Annahme, dass die Bereitstellung hoher Prozesswärme zu höheren Verlusten führt, sei es durch den Einsatz der jeweiligen Heiztechnologie, Thermodynamik oder Abwärme.

Tab. 1: Rahmenbedingungen der Szenariotechnik; auf Grundlage von [2,5,6] und eigenen Annahmen

Zeitlicher Verlauf		Aktuell	2030	2035	2040	2045
Markthochlauf		0%	10%	30%	60%	100%
Energieeffizienzgewinne (pro Jahr)	Basischemie	0,50%	0,20%	0,20%	0,05%	0,02%
	Sonstige chemische Erzeugnisse ³	2,00%	1,50%	1,50%	1,00%	0,50%
Produktionsmengenentwicklung (pro Jahr)	Ammoniak			-0,34%		
	Methanol			-0,49%		
	Sonstige Basischemikalien ⁴			-1,00%		
Szenarien		S1: Strom		S2: H2		S3: Trend
Wirkungsgrad Prozesswärme	Niedrigtemperaturbereich (<500°C)	98%		90%		98%
	Hochtemperaturbereich (>500°C)	90%		70%		70%
Wirkungsgrad Elektrolyse				70%		

3.2.3 Vorgehensweise

Für die Prognose der zukünftigen Strom- und Wasserstoffbedarfe erfolgt zunächst eine Status-Quo-Analyse der in der Region hergestellten chemischen Produkte, ihrer Produktionszahlen und -technologien [6]. Diese Daten werden je nach Nutzung von Wasserstoff unterschiedlich weiterverarbeitet. Die stofflich genutzten Wasserstoffmengen fließen ohne weitere Unterteilung direkt in die Szenarien ein.

Für die Ermittlung des Status Quo der energetischen Wasserstoffnutzung erfolgt eine Energiebetrachtung. Die notwendige Energie wird heute, neben Strom, durch fossile Energieträger, vor allem Erdgas, gedeckt und muss im Folgenden entsprechend unterteilt werden. Zunächst werden die Strom-, Erdgas- und Wärmeverbräuche aller relevanten Bundesländer erfasst [7–12] und nach Prozesswärme und *Utilities* aufgeteilt. *Utilities* werden ohne weitere Unterteilung verarbeitet, wohingegen die Prozesswärme im Anschluss noch einmal in Hoch- (>500 °C) und Niedrigtemperaturprozesse (<500 °C) unterteilt wird. Die Aufteilung erfolgt durch energieträger- und branchenspezifische Kennzahlen aus den Anwendungsbilanzen des Fraunhofer ISI und Daten einer Studie der Boston Consulting Group [13,14]. Sie ermöglicht direkt auf Prozessebene auszuwählen, inwiefern Wasserstoff künftig energetisch genutzt werden wird und in welchen Mengen.

Die Vorgehensweise der Status-Quo-Datenerhebung und -unterteilung kann in Abb. 4 nachvollzogen werden.

³ Bezieht sich auf pharmazeutische sowie sonstige chemische Erzeugnisse aus der Spezialchemie, d. h. auf Produkte, die kundenspezifisch hergestellt werden und einen relativ kleinen Marktanteil haben.

⁴ Hierunter fallen kurzkettige Kohlenwasserstoffe, die als Produkte bei der Verarbeitung von Naphtha entstehen (z. B. Ethylen, Propylen, Buten).

Im Anschluss an diese Status-Quo-Analyse werden die Daten in drei verschiedene Szenarien einer zeitlichen Beeinflussung unterzogen, anhand der Faktoren Markthochlauf, Energieeffizienzgewinne und Produktionsmengenentwicklung (siehe Tab. 1).

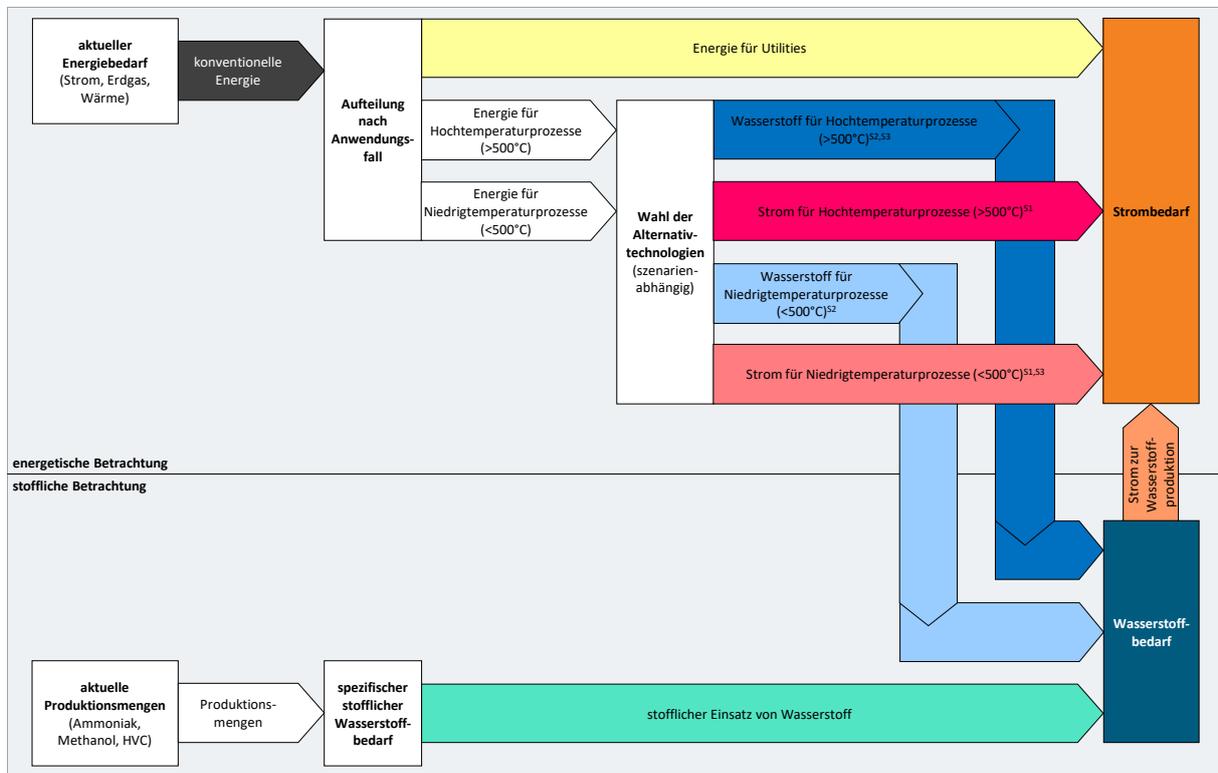


Abb. 4: Vorgehensweise Szenariotechnik: Um die zukünftigen Wasserstoff- und Strombedarfe zu prognostizieren, wird eine stoffliche und eine energetische Betrachtung durchgeführt. Aktuelle Energiebedarfe und Produktionsmengen bilden die Basis und werden in unterschiedliche Anwendungsfälle sortiert; eigene Darstellung

4 Status Quo der ostdeutschen Wasserstoffwirtschaft

Für vereinfachte Lesbarkeit und um Doppelnennungen zu vermeiden, werden im Folgenden die Ergebnisse aus allen vier beschriebenen Methodiken (Basisrecherche, überwiegend quantitative Online-Umfrage, überwiegend qualitative Experteninterviews, Szenariotechnik) zusammengefasst dargestellt, aufgeteilt auf die Bereiche Technologie und Prozesse (inkl. Infrastruktur) sowie regulatorischer Rahmen.

4.1 Technologie und Prozesse

Die Teilnehmenden, die ihren Wasserstoff nicht über das Pipelinenetz beziehen wollen, streben überwiegend die Produktion mittels Elektrolyse an (siehe Abb. 5). Jede Elektrolysetechnologie bringt unterschiedliche Vor- und Nachteile sowie technologische Reifegrade mit sich. Aufgrund der deutlichen Technologiepräferenz wird im Folgenden auf diese Unterscheidungen eingegangen und der aktuelle Forschungs- und Entwicklungsstand dargestellt.

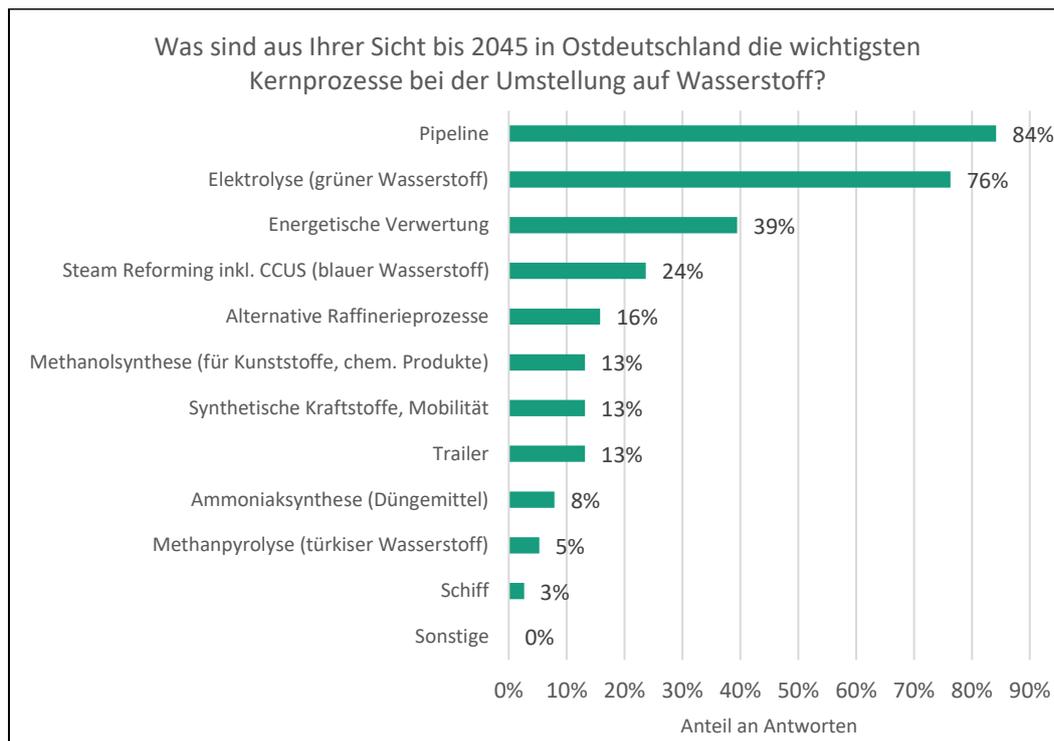


Abb. 5: Die wichtigsten Kernprozesse bei der Umstellung auf Wasserstoff in Ostdeutschland; eigene Darstellung

4.1.1 Erzeugung von grünem Wasserstoff

4.1.1.1 Entwicklungsstand und systemische Entwicklung der Wasserelektrolyse

Im Jahr 2021 wurden rund 5 % des weltweit produzierten Wasserstoffs mittels Elektrolyse hergestellt. Der restliche und damit deutlich überwiegende Anteil des industriell genutzten Wasserstoffs stammt aus fossilen Quellen durch Erdgaskonvertierung meist mittels *Steamreforming*. [15] Im Zuge der Defossilisierung der Energiewirtschaft und industriellen Wertschöpfungsketten steigt das Interesse an der Elektrolyse unter Einbindung regenerativer Energien. [16] Dieses Interesse wird gleichzeitig regulatorisch unterstützt, wie etwa durch das Ausbauziel der Elektrolyseleistung in Deutschland auf 10 GW bis 2030 im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie oder durch den Beschluss des Wasserstoffkernnetzes, welches 9.700 km Verteilungsleitungen enthalten soll. [17,18]

Obwohl Elektrolysetechnologien bereits vor dem 20. Jahrhundert erforscht wurden, konnten sie sich aus ökonomischen Gründen gegenüber nicht-elektrochemischen Technologien zur Wasserstofferzeugung, wie dem *Steamreforming*, bisher nicht durchsetzen. Erst mit den Bemühungen einer Verringerung des CO₂-Ausstoßes wurde der Bedarf nach klimaneutralen Wegen der Wasserstoffproduktion größer. Gefördert wird die Forschung und Entwicklung mittlerweile auf Bundes- sowie europäischer Ebene, damit klimaneutrale Technologien schneller eine industriell relevante technologische Reife (TRL) erreichen. Das umweltpolitische Interesse ist gewachsen und mit ihm die Bedeutung von grünem Wasserstoff. [19]

Bei der Herstellung von grünem Wasserstoff über die Elektrolyse wird Wasser unter Zufuhr von Elektroenergie in molekularen Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. An der Kathode findet die Reduktion statt, wodurch sich der Wasserstoff dort konzentriert. An der Anode verläuft der inverse Prozess zur Reduktion, hier sammelt sich der Sauerstoff. Daraus ergibt sich folgende Grundgleichung für die Elektrolyse: $2H_2O + \text{Energie} \rightarrow 2H_2 + O_2$. [20]

Derzeit haben sich drei verschiedene Elektrolysetypen, die *alkaline water electrolysis* (AEL), *proton exchange membrane elecrolysis* (PEMEL) und die *solid oxide electrolysis* (SOEL) durchgesetzt. Die AEL befindet sich bereits heute in der industriellen Anwendung und wird aufgrund ihrer hohen technologischen Reife (TRL 9) und den vergleichsweise günstigen Katalysatormaterialien verwendet. Die PEMEL zeichnet sich insbesondere durch ihre lastflexiblen Betriebszeiten und schnelleren Reaktionszeiten aus. Obwohl der TRL noch unter dem der AEL liegt, wird hier gerade in der Kombination mit der Stromversorgung durch erneuerbare Energien eine gute Möglichkeit gesehen. Die SOEL hat wiederum den potenziell höchsten Wirkungsgrad aller betrachteten

Elektrolysetechnologien. Ihre Marktrelevanz wird aktuell allerdings noch durch eine geminderte Lebensdauer eingeschränkt. [21,22]

Neben den benannten Elektrolysetypen wird für die Chlorproduktion auch die Chlor-Alkali-Elektrolyse verwendet. Sie ist ein Beispiel für eine weitere Elektrolyseart, die bereits fest am Markt etabliert ist und bei der Wasserstoff zumindest als Nebenprodukt entsteht. In einer isolierten Betrachtung der Wasserstoffproduktion fallen Elektrolyseure dieser Kategorie allerdings heraus. Durch die direkte Abhängigkeit zur parallel verlaufenden Chlorproduktion muss auf dessen Produktionsmenge geachtet werden. Da die Speicherung von Chlor besonderen Sicherheitsbedingungen in Hinblick auf Speichermengen unterliegt, kann also nicht großskalig Wasserstoff produziert werden, ohne, dass das Chlor in Folgeprozessen weiterverarbeitet wird. Zudem kann eine Chlor-Alkali-Elektrolyse unterschiedlich betrieben werden, so kann bei Bedarf, um Stromverbräuche zu verringern, auch auf die Produktion von Wasserstoff verzichtet werden. [21,23]

Damit verbleiben die relevanten Alternativen AEL, PEMEL und SOEL im Zentrum der weiteren Betrachtung.

4.1.1.2 Performancevergleich der Elektrolysesysteme

Energiebedarf

Derzeit liegt für das Gesamtsystem der spezifische Energiebedarf für die PEMEL leicht höher als der Bedarf für die AEL bei gleicher Leistung. Durch die fortschreitende technologische Reife sowie das Entwickeln immer leistungsfähigerer Anlagen durch Skaleneffekte ist zukünftig davon auszugehen, dass die PEMEL diesen Nachteil ausgleichen können und sich dem Energiebedarf der AEL angleichen wird. Hochtemperaturelektrolysen wie die SOEL weisen bereits heute einen deutlich geringen Energiebedarf auf und können diesen auch in der Zukunft weiter senken. [24] Hinsichtlich der Energieeffizienz durch den autothermen Betrieb stellt die SOEL somit eine Hauptalternative dar. [25]

Teillastbetrieb

Obwohl die Technologie der AEL als sehr robust und langlebig gilt, ist sie nicht für den Einsatz in energiewirtschaftlichen Anwendungen optimiert und arbeitet mit sehr geringen Leistungsdichten. Gerade im Bereich des lastflexiblen Betriebs unter fluktuierenden Stromerzeugungen zeigt die AEL Schwächen, wie z. B. hohe Gasverunreinigung [26]. Durch das Fehlen eines trägen Elektrolytsystems sind PEM-Elektrolyseure deutlich lastflexibler als AEL und eignen sich besonders zum Koppeln mit schwankenden Stromangeboten [27]. Perspektivisch soll durch eine Erhöhung der technologischen Reife auch die Performance von AEL und SOEL (in Abb. 6 als

Hochtemperaturelektrolyse (HTEL) benannt) im Teillastbereich verbessert werden. Für große industrielle Anwendungen stellt der Teillastbereich jedoch eine untergeordnete Rolle dar [24].

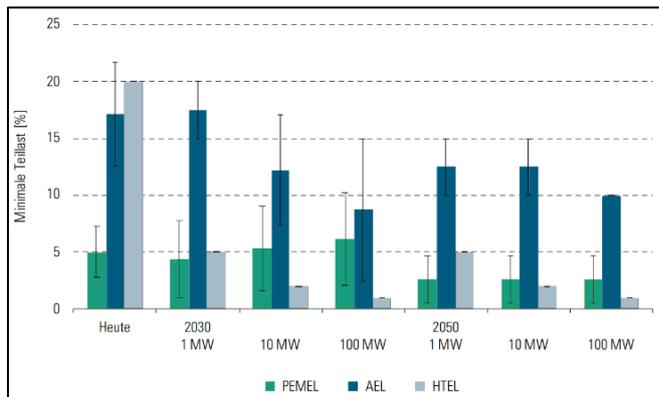


Abb. 6: Prognostizierte Entwicklung der minimalen Teillast der verschiedenen Elektrolysetechnologien bis ins Jahr 2050 [24]

Startzeiten

Insbesondere bei der Startzeit der Elektrolyseurarten bestehen große Unterschiede. Wie in Abb. 7 erkennbar, hat die PEMEL aus dem Kaltbetrieb derzeit und auch perspektivisch einen deutlichen Vorsprung gegenüber der AEL. Die SOEL wird sich, bei intensivem Forschungsbedarf, voraussichtlich an das Niveau der PEMEL annähern. [24]

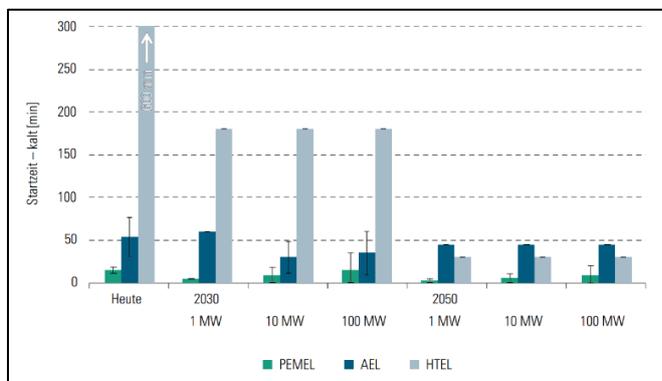


Abb. 7: Voraussichtliche Entwicklung der Mittelwerte für die Startzeit aus dem kalten Standby in den nominellen Betrieb [24]

Stromdichten

Ein wesentliches Merkmal der PEMEL sind die hohen Stromdichten im Vergleich zu den anderen beiden Technologien. Gemäß Abb. 8, in der die abgeschätzte Entwicklung der Zellflächen für alle drei Technologien abgebildet ist, scheint dies das auch zukünftig so zu bleiben. Dabei wird noch ein erhebliches Steigerungspotenzial für die AEL dargestellt.

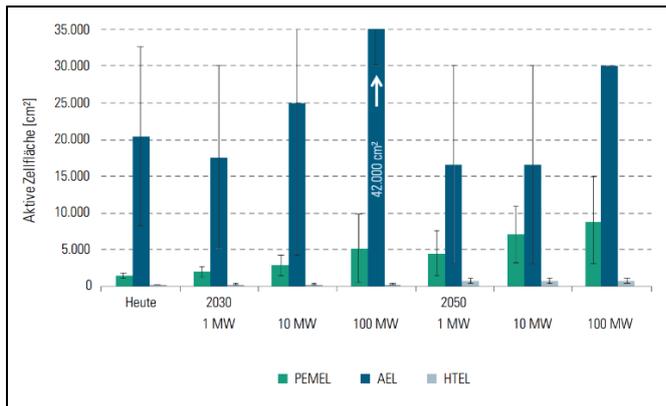


Abb. 8: Voraussichtliche Entwicklung der aktiven Flächen von PEMEL, AEL und SOEL-Zellen bis 2050 [24]

Überblick

Eine Übersicht über die einzelnen Charakteristika und Unterschiede der Elektrolyse-Technologien anhand der wichtigsten Eigenschaften ist in Tab. 2 aufgeführt.

Tab. 2: Leistungsdaten Elektrolysetechnologien [16,24,26–29]

Eigenschaft	AEL	PEMEL	SOEL
Elektrolyt/ Ladungsträger	20-40 % wässrige KOH-Lösung (OH ⁻)	Protonleitende Polymembran (H ₃ O ⁺)	Sauerstoffleitende Keramik (O ²⁻)
Elektroden	Eisen mit Aktivnickel-Beschichtung	Edelmetalle (Pt, Rh, Ru, Ir)	Ni-ZrO ₂ , Pt-ZrO ₂
Arbeitsbedingungen	40-200 °C	20-150 °C	800-1000 °C
H₂ Zelldruck	1-200 bar	1-350 bar	1-5 bar
Zellspannung	1,8-2,5 (80 °C)	1,8-2,2 (80 °C)	0,9-1,5 (900 °C)
Stromdichte	0,2-0,5 A/cm ²	0,5-3 A/cm ²	0-1 A/cm ²
Elektrische Wirkungsgrad	66-73 %	77-82 %	≈ 100 %
Spez. Energieverbrauch (Stack)	4,1-4,5 kWh/Nm ³	3,6-3,9 kWh/Nm ³	3,7 kWh/Nm ³
Spez. Energieverbrauch (System)	4,5–7 kWh/Nm ³	4,5–7,5 kWh/Nm ³	3,84 kWh/Nm ³
Teillastbereich	10-100 %	5-100 %	5-100 %
Unterer Teillastbereich	12-40 %	0-10 %	20 %
Zellquerschnitt	< 40.000 cm ²	10-750 cm ²	1-100 cm ²
H₂ Volumenstrom (System)	< 760 Nm ³ /h	< 240 Nm ³ /h	< 5,6 Nm ³ /h
Dynamisches Verhalten	< 1 s	<< 1 s	Wenige Sekunden
Lastwechsel⁵	Mittel	Gut	- ⁶
Lebensdauer	100.000 h	10.000-50.000 h	10.000-20.000 h

⁵ Der Lastwechsel wird im Vergleich der Technologien zueinander abgestuft, sodass die PEMEL die besten Ergebnisse erzielt.

⁶ Die SOEL befindet sich noch in der Pilotphase, sodass noch keine eindeutige Aussage zum Vergleich des Lastwechsels getroffen werden kann.

Neben dem wissenschaftlichen Stand der Technik soll diese Studie vor allem Aufschluss darüber geben, welche Technologien in der Industrie Anwendung finden und, ob sich dies mit den Erkenntnissen der Wissenschaft sowie den regulatorischen Vorgaben deckt. Dafür wurden die Teilnehmenden befragt, wie die Bereitstellung des Wasserstoffes heute erfolgt und welche Methoden zukünftig relevant sind. Die Ergebnisse für die erste sowie zweite Wahl der Alternativtechnologien heute bzw. im Jahr 2045 sind in Abb. 9 zu sehen. Auch wenn der Fokus heute und in Zukunft auf dem Bezug über eine zentrale Verteilnetzinfrastruktur liegt, wird bei Eigenproduktion im Jahr 2045 die PEMEL bevorzugt. Dies ist vor allem auf die Eignung zum lastflexiblen Betrieb zurückzuführen. Die Teilnehmenden gaben an, dass eine dezentrale Wasserstoffversorgung in der Regel ebenso mit einer erhöhten Eigenversorgung im Bereich erneuerbare Energien kombiniert wird.

Ergänzend zur Präferenz für die PEMEL geht aus der Umfrage auch hervor, dass ein wesentlicher Anteil der Teilnehmenden bei eben dieser Technologie den größten Forschungsbedarf sieht. Dies deckt sich mit den Erkenntnissen aus der Wissenschaft.

Neben der Eigenproduktion liegt jedoch auch in Zukunft der Fokus auf dem Bezug von Wasserstoff über ein zentrales Verteilnetz. Das folgende Kapitel gibt einen Überblick über den aktuellen Stand sowie entsprechende Ausbauplanungen der Verteilnetzinfrastruktur in Deutschland und der EU.

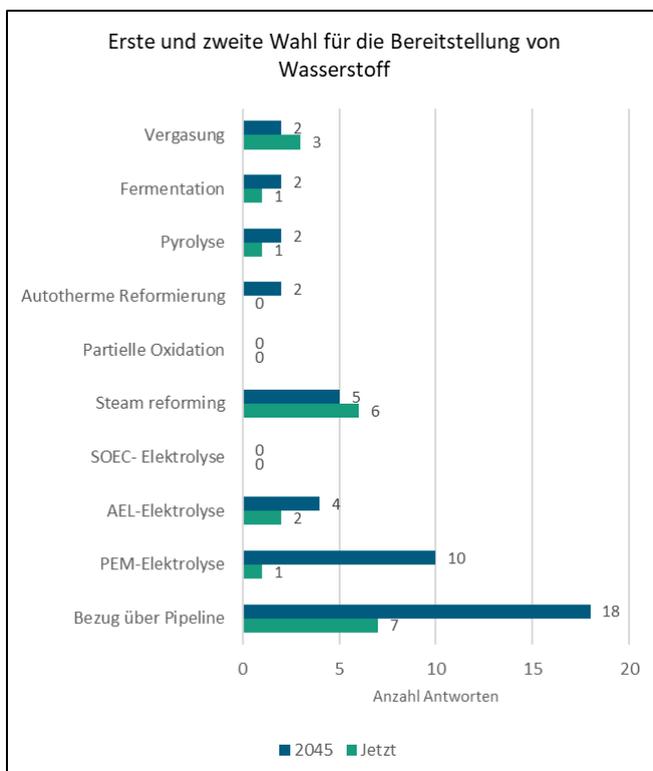


Abb. 9: Erste und zweite Wahl für die Bereitstellung von Wasserstoff, aufgeteilt auf die verschiedenen technologischen Möglichkeiten; eigene Darstellung

4.1.2 Infrastruktur

4.1.2.1 Wasserstoffnetze in Deutschland und Europa

In Deutschland gibt es bisher drei Wasserstoffnetze. Das größte mit einer Länge von 240 km befindet sich im Ruhrgebiet und verläuft vom Chemiepark Marl bis nach Castrop-Rauxel und Leverkusen. Eine weitere Wasserstoffleitung mit einer Länge von 30 km erstreckt sich von Heide nach Brunsbüttel in Schleswig-Holstein. Das Wasserstoffnetz in Ostdeutschland befindet sich im Mitteldeutschen Chemiedreieck um Bitterfeld, Schkopau und Leuna und ist 150 km lang (vgl. Abb. 10). Jährlich werden dort 3,6 Milliarden m³ Wasserstoff transportiert. [30]

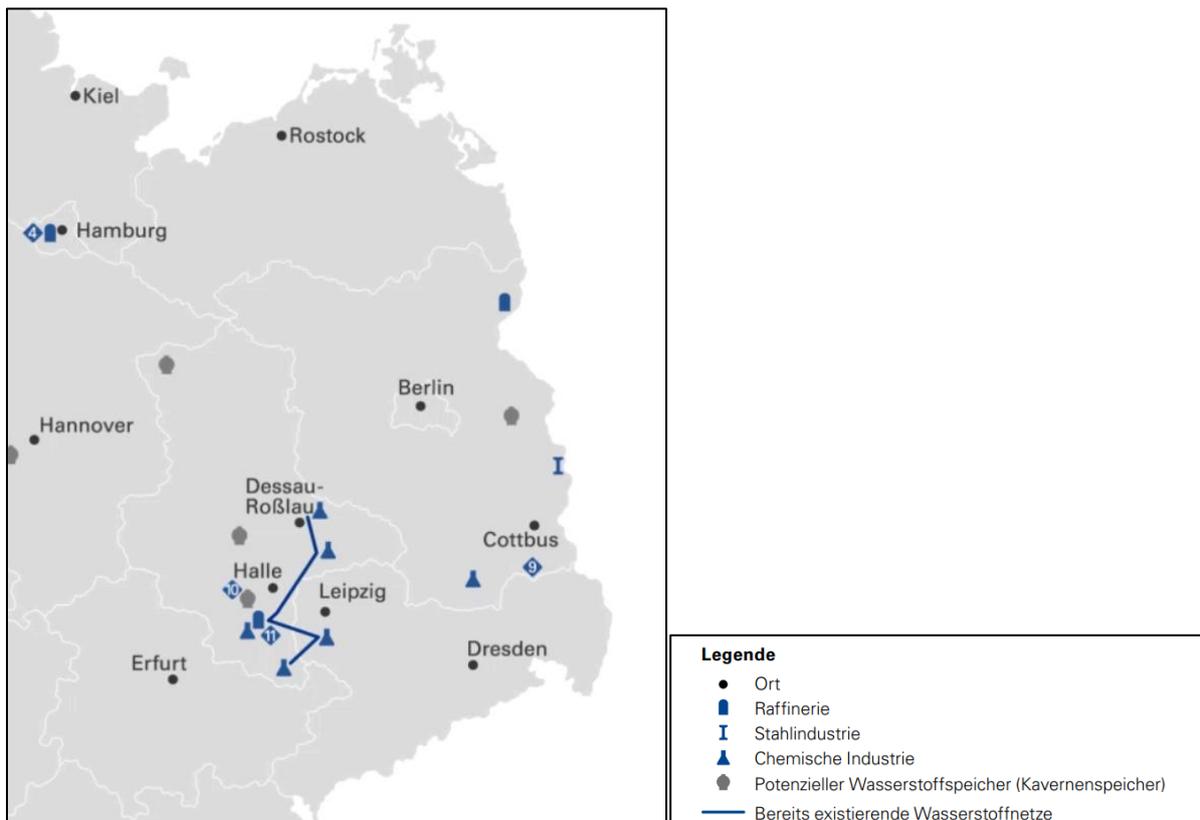


Abb. 10: Existierendes Wasserstoffnetz in Ostdeutschland auf Grundlage von [31]

Im Jahr 2020 bildete sich die Initiative *European Hydrogen Backbone* (EHB). 31 Energieinfrastrukturunternehmen aus 28 Ländern wollen gemeinsam eine europäische Wasserstofftransportinfrastruktur entwickeln und realisieren. Bis zum Jahr 2030 sollen 27.000 km Leitung gebaut werden, bis 2040 53.000 km. Die EHB-Initiative geht von 80 bis 140 Mrd. € Investitionskosten aus.

Über fünf gesamteuropäische Wasserstoffversorgungs- und -importkorridore sollen Industrieregionen, Hydrogen-Valleys, Gasimportterminals und Wasserstoffherstellungszentren miteinander verbunden werden:

- North Sea corridor,
- Nordic and Baltic corridor,
- (South) Eastern European corridor,
- Southwest corridor und
- North Africa – Italy corridor.

[32]

Auf Bundesebene wurde im Juli 2024 der Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz übermittelt, welches den Netzplan für das zukünftige Wasserstoffpipelinesystem definiert (siehe Abb. 11) [33]. Das Wasserstoff-Kernnetz soll insgesamt über 9.666 km Pipelinelänge verfügen, von denen ca. 60 % durch umgenutzte Erdgasleitungen abgebildet werden sollen. Die Investitionen für dieses Vorhaben belaufen sich auf 19,7 Mrd. €. [34]

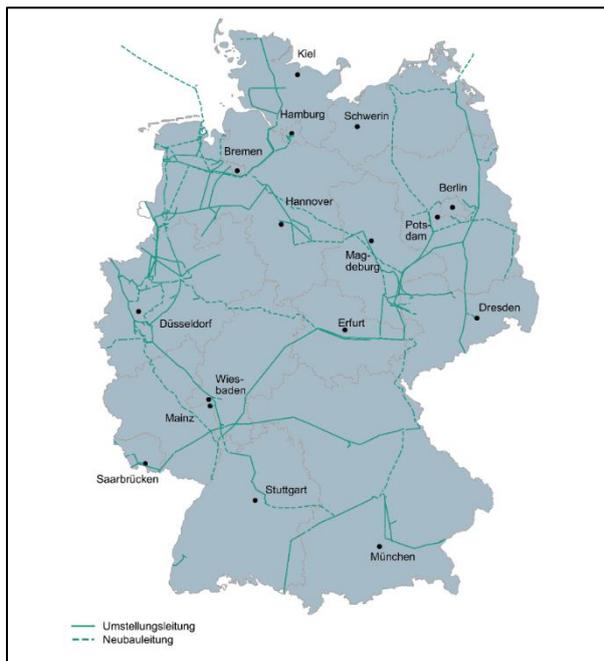


Abb. 11: Wasserstoff-Kernnetz auf Grundlage von [35]

Die Umsetzung des Kernnetzes soll im Jahr 2025 beginnen [33]. Dabei werden verschiedene Kriterien von der Bundesregierung vorgegeben. Die zu errichtende Wasserstoffinfrastruktur muss einem der nachstehenden Projekttypen zugehörig sein:

- Genehmigte IPCEI-Projekte,
- Projekte zur Herstellung eines europäischen Wasserstoffnetzes (European Hydrogen Backbone),
- Projekte mit überregionalem Charakter (beispielsweise Nord-Süd-Korridore, Ost-West-Korridore),
- Projekte, welche die Importmöglichkeiten von Wasserstoff verbessern,
- Projekte von Industriezweigen, bei denen keine sinnvolle Option zur Dekarbonisierung des Industrieprozesses besteht oder
- Reallabore der Energiewende.

[36]

Die Nationale Wasserstoffstrategie stellt neben der fehlenden Verteilnetzinfrastuktur zudem die Wichtigkeit einer Importstrategie heraus. So wird beim weiteren Ausbau in Deutschland auch auf Importterminals in Küstenregionen gesetzt, für den Handel mit Wasserstoff und -derivaten. [37]

4.1.2.2 Integration der Wasserstoffwertschöpfung in die vorhandene Infrastruktur

Bei der Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft ist eine ganzheitliche Betrachtung der gesamten Wertschöpfungskette erforderlich. So bietet Wasserstoff Kopplungsoptionen mit dem Energiesystem, industriellen Prozessen oder der Mobilität. In der nachstehenden Abb. 12 sind die Beziehungen zwischen den verschiedenen Wertschöpfungen dargestellt. [38]

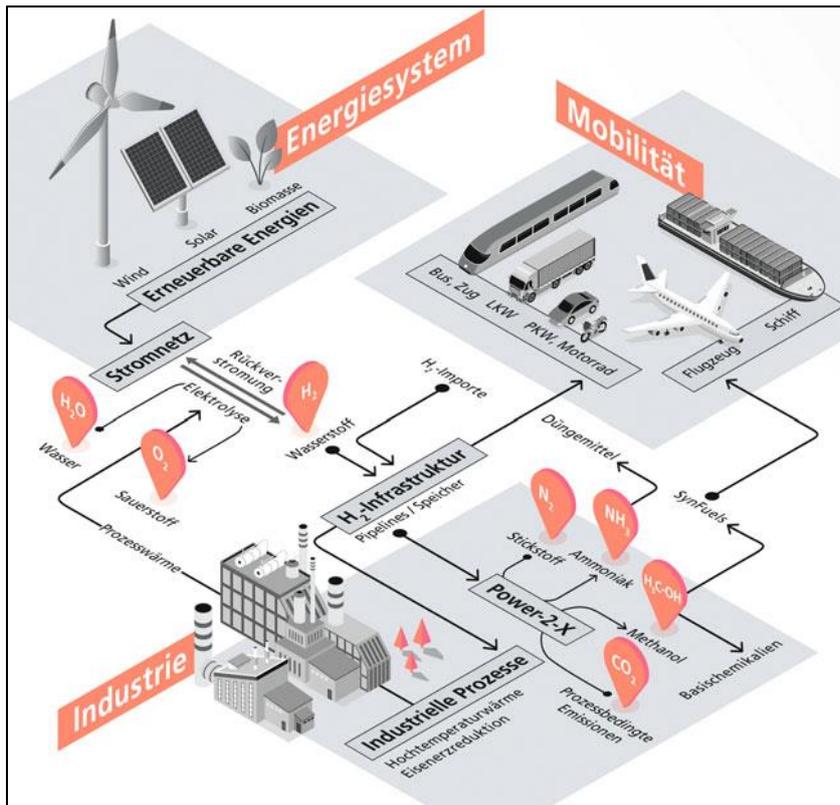


Abb. 12: Wertschöpfungsketten und Beziehungen der Sektoren in einer zukünftigen Kreislaufwirtschaft unter Einbeziehung von Wasserstoff [38]

Konkret bedeutet dies, dass eine Anbindung an das Strom-, Gas- und Wärmenetz bei dem Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur berücksichtigt werden muss [39].

Für die Zukunft werden zudem steigende Elektrolyseleistungen prognostiziert, welche an das Netz angebunden werden müssen. Die gerundeten Werte sind der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

Tab. 3: Prognose der Elektrolyseleistung in MW in ausgewählten Bundesländern [40]

Bundesland	Prognose		
	2028	2033	2045
Berlin	0	200	200
Brandenburg	140	1.300	15.020
Hamburg	160	1.110	1.110
Mecklenburg-Vorpommern	260	280	6.060
Sachsen	5	680	2.820
Sachsen-Anhalt	180	2.250	8.290
Thüringen	0	550	1.650
Planungsregion Ost	745	6.370	35.150

Für 2045 wird eine Gesamtelektrolyseleistung von 35.150 MW prognostiziert. Werden diese Angaben mit gängigen Kennwerten wie einem Elektrolysewirkungsgrad von 70 % und jährlichen Vollaststunden von 4000 h verwertet, kann von einer Wasserstoffproduktionsmenge in Höhe von 98,42 TWh ausgegangen werden.

$$\text{Elektrolyseleistung} * \text{Effizienz}_{\text{Elektrolyse}} * \text{Vollaststunden}_{\text{Elektrolyse}} = \text{Wasserstoffmenge}$$
$$35.150 \text{ MW} * 70\% * 4000\text{h} = 98.420.000 \text{ MWh} = 98,42 \text{ TWh}$$

Dies bedeutet, dass Verteilnetzstruktur, Strom- und Wasserstoffproduktion intelligent verzahnt werden müssen, um Flexibilitätsoptionen für die Energiewende zu schaffen. Dies würde einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten sowie die Notwendigkeit des Ausbaus der Speicher- und Transportinfrastruktur verringern. Zudem könnten die Volatilitäten der erneuerbaren Energien durch eine bedarfsgerechte Produktion ausgeglichen werden. Auch der Ausgleich von Spitzenlasten ist möglich und hat netzdienliche Vorteile. [17,41]

4.2 Regulatorischer Überblick

Neben der Erhöhung der technologischen Reife von Wasserstofferzeugungstechnologien sowie dem Auf- und Ausbau einer entsprechenden Verteilnetzinfrastruktur ist der regulatorische Rahmen der dritte relevante Punkt für einen erfolgreichen Markthochlauf.

Im Folgenden ist ein Überblick aufgelistet über aktuelle Zielvorgaben, Richtlinien sowie regulatorische Maßnahmen insbesondere in Genehmigungsprozessen.

4.2.1 Politische Zielsetzungen

4.2.1.1 Europäische Ebene

Der im Jahr 2019 in der Europäischen Union beschlossene *Green Deal* verfolgt das Ziel der europaweiten Klimaneutralität bis 2050. Deutschland möchte dies bereits bis 2045 erreichen. [42] Ein entscheidender Baustein dafür soll klimaneutraler Wasserstoff bilden, aus diesem Grund wurde 2020 eine Europäische Wasserstoffstrategie beschlossen [43]. Ziel dieser Strategie ist eine installierte Wasserstoffleistung von 40 GW und eine Erzeugung von bis zu 10 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff bis 2030. Bis 2050 sollen alle wesentlichen Technologien für erneuerbaren Wasserstoff ausgereift sein und vor allem in den Sektoren zum Einsatz kommen, in denen eine Minderung der CO₂-Emissionen bisher schwer möglich war. [42]

Um die Ziele in der Wasserstoffstrategie zu erreichen, soll vor allem in die Forschung von Wasserstofftechnologien investiert werden. Ein zentrales Förderprogramm sind die IPCEI-

Vorhaben, *Important Project of Common European Interest*. Darüber werden 41 Vorhaben gefördert, im Bereich Wasserstoffherzeugung, -nutzung, -speicherung und -transport. [44]

Zusätzlich wurde 2023 die RED III (Renewable Energy Directive III) vorgestellt und verabschiedet. Diese erhöht die Ambitionen bei Ausbau und Einsatz von erneuerbarer Energie, legt jedoch keine aktualisierte Definition von erneuerbarem Wasserstoff vor. Damit gelten nach wie vor die Kriterien aus der RED II Richtlinie. [45]

4.2.1.2 *Bundesebene*

In Deutschland wird die Entwicklung beim Thema Wasserstoff maßgeblich über die nationale Wasserstoffstrategie aus 2020 sowie ihrer Fortschreibung aus 2023 bestimmt. Grüner Wasserstoff wird demnach als Schlüsselement für die Energiewende gesehen. Um dessen Markthochlauf zu beschleunigen, sollen geeignete regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, notwendige Infrastrukturen (Pipelines und Speicher) entstehen und eine eigene Erzeugungskapazität aufgebaut werden. Zeitgleich muss auch eine geeignete Importstrategie entworfen werden, um den Gesamtbedarf decken zu können. Internationale Kooperationen sollen dabei verstärkt werden, unter dem Prinzip des Wasserstoffimports und des Technologieexports im Bereich der Wasserstofftechnologien. [17,37]

Am 29.05.2024 hat die Bundesregierung einen Entwurf für das Wasserstoff-Beschleunigungsgesetz (WasserstoffBG) vorgelegt. [46] Dieses soll dazu dienen, den Wasserstoffhochlauf in Deutschland zu beschleunigen. Dies wird vor allem erreicht durch die Festlegung in §4 WasserstoffBG, nach der die Errichtung und der Betrieb von Wasserstoff- und Derivatanlagen im überragenden öffentlichen Interesse liegen. Das heißt Wasserstoffanlagen haben im Planungs- und Genehmigungsprozess Vorrang vor anderen Projekten. Diese Priorisierung soll für Elektrolyseure an Land, sowie Wasserstoffspeichern bis 2045 gelten, für Erzeugungs- und Importanlagen für Derivate jedoch nur bis 2035 (§4 WasserstoffBG Abs. 4 und 5). Konkrete Maßnahmen für die so angedachte Beschleunigung des Wasserstoffhochlaufs sind die Digitalisierung von Genehmigungs- und Öffentlichkeitsbeteiligungsverfahren und die Verkürzung von Bearbeitungsfristen. Gleiches gilt für Regulierungen innerhalb des EnWG, welche die Wasserstoffinfrastruktur betreffen. Auch in diesem Bereich sollen Digitalisierungsmaßnahmen zu beschleunigten Verfahren führen. Über den Gesetzesentwurf müssen Bundestag und Bundesrat noch entscheiden, ein Inkrafttreten ist zum Jahresende 2024 geplant. [47]

4.2.1.3 Landesebene

Darüber hinaus hat jedes Bundesland eine individuelle Wasserstoffstrategie erarbeitet, die spezifische regionale Besonderheiten berücksichtigt. Konkrete Inhalte und Maßnahmen der für diese Untersuchung relevanten Bundesländer sind nachfolgend aufgeführt:

Sachsen-Anhalt

- Wasserstoffwirtschaft als Chance für den Strukturwandel zur Sicherung von Industriearbeitsplätzen (v. a. Chemieindustrie)
- Verknüpfung von Gas- mit Wasserstoffinfrastruktur
- Investitionen in Groß-Elektrolyseanlagen
- Verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energie, um eine eigene klimaneutrale Wasserstoffproduktion zu etablieren [49]

Sachsen

- Wasserstoff als Chance für Strukturwandel und Standortentwicklung am Energiestandort Sachsen
- Unternehmenslandschaft (meist KMU) besteht überwiegend im Bereich Wasserstoffanwendung
- Nutzung Wasserstoff vor allem in energieintensiver Industrie und Mobilitätsanwendungen angestrebt

Thüringen

- Unterstützung Wasserstoffanwendungen in energieintensiven Industrien, Energiesektor und Mobilitätsanwendungen
- Dezentrale Erzeugung von Wasserstoff und Ausbau Erneuerbare Energien
- Stärkung der KMU-Landschaft in verschiedenen Zulieferstadien

Mecklenburg-Vorpommern (Teil der Norddeutschen Strategie)

- Zusammenwirken zwischen Metropolen und Umland
- Optimalen Nutzung von Standortvorteilen (On- und Offshore-Windkraft, Wasserstoffspeicherung, Hochseegewässer & internationale Märkte)
- Entwicklung von Wasserstoff-Hubs

Berlin & Brandenburg (gemeinsame Strategie)

- Erhebliche Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenziale für viele Unternehmen (in Metropolregion und Umland)
- Begünstigte Lage zur Wasserstofferzeugung (hohe Potenziale für Wind und Photovoltaik)
- Hochlauf der Wasserstoffanwendungen in der Hauptstadtregion (Mobilität, Logistik, Strom und Wärme)

[48]

4.2.2 Regulatorik entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette

Das vermutlich Ende 2024 in Kraft tretende Wasserstoff-Beschleunigungsgesetz soll eine deutliche Vereinfachung von Genehmigungsverfahren im Bereich Erzeugung, Speicherung und Transport von Wasserstoff bedeuten. Da das Gesetz jedoch zum Zeitpunkt der Veröffentlichung noch keine Rechtswirksamkeit besitzt, beziehen sich folgende Annahmen auf den Status Quo der Regulatorik.

4.2.2.1 Herstellung von grünem Wasserstoff

Die Kriterien für erneuerbaren Wasserstoff wurden von der Europäischen Kommission erstmals am 10. Februar 2023 in einem Delegierten Rechtsakt zur RED II definiert. [50] Dabei wurden sowohl Kriterien für den Direktbezug als auch für den Netzstrom-Bezug festgelegt. Die von der europäischen Kommission vorgegebenen Kriterien für grünen Wasserstoff wurden am 13. Dezember mit der Neufassung der 37. BImSchV in nationales Recht umgesetzt. [51]

Direktbezug:

- Strom, der mit Hilfe erneuerbarer Energie produziert und ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes an den Elektrolyseur geleitet wird, gilt als vollständig erneuerbar.
- Ab dem 01.01.2028 muss die EE-Anlage die Bedingung der Zusätzlichkeit erfüllen, d. h., sie muss speziell für den Betrieb des Elektrolyseurs gebaut werden. Dies soll verhindern, dass bestehende EE-Kapazitäten für Wasserstoff aufgebraucht werden. [52]

Netzstrom-Bezug:

Damit der über Elektrolyse hergestellte Wasserstoff als grün gilt, muss er folgende Kriterien erfüllen:

- Der für die Elektrolyse eingesetzte Ökostrom ab 2028 muss Anlagen kommen, die nicht älter als drei Jahre sind (Zusätzlichkeit).
- Die Wind- und Solarparks oder Wasserkraftwerke müssen in der Nähe der Wasserstofferzeugung angesiedelt sein, um das Stromnetz so wenig wie möglich zu belasten. „Nähe“ ist dabei als Zugehörigkeit zu einer Strompreiszone definiert (geografische Korrelation).
- Die Erzeugung und der Einsatz des Stroms müssen ab 2030 in die gleiche Stunde fallen. Dies soll sicherstellen, dass die Elektrolyseure nur dann laufen, wenn tatsächlich Wind- und Solarstrom erzeugt wird (zeitliche Korrelation). [53,54]

Ausnahmen:

- **Gebotszonen mit einem EE-Anteil am Strommix von > 90 %:**
Netzstrom darf ohne weitere Einschränkungen zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff verwendet werden
- **Gebotszonen mit einer Emissionsintensität von < 18 gCO₂eq/MJ:**
Netzstrom darf ohne weitere Einschränkungen zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff verwendet werden
- **Redispatch:** Netzstrom der bezogen wird, um das Herunterfahren einer EE-Anlage im Zuge einer Redispatch-Maßnahme zu vermeiden, kann uneingeschränkt für erneuerbarem Wasserstoff verwendet werden [52]

Im Bereich der Genehmigungsprozesse existiert aktuell keine Legaldefinition von Elektrolyseuren gemäß Bundes-Immissionsschutzgesetz. In der Praxis hat sich deshalb eine Einordnung nach Nr. 4.1.12 Anhang 1 der 4. BImSchV etabliert. [55] Somit ist für Elektrolyseure ein förmliches Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung nach §10 BImSchG etabliert. Nach Definition ist auch eine Einordnung von Elektrolyseuren als Biogasanlage nach Nr. 1.15 Anhang 1 der 4. BImSchV möglich, was Elektrolyseure für ein vereinfachtes Verfahren qualifizieren würde. Diese Einordnung ist in der Praxis jedoch unüblich. [56,57]

Zusätzlich werden Elektrolyseure als Industrieemissionsanlagen nach Anhang 1 der 4. BImSchV eingeordnet, welches weitere Anforderungen mit sich bringt, wie:

- Besondere Überwachungsverpflichtungen gem. § 52a BImSchG,
- Vorlage von Ausgangszustandsberichten nach § 10 Absatz 1a BImSchG oder
- Umsetzung der besten verfügbaren Technologien (BVT) [55,57].

Wasserstoff ist außerdem nach 12. BImSchV (Anhang 1, Stoffliste Nr. 2.44) als gefährlicher Stoff klassifiziert. Daraus ergeben sich bei der Nutzung von Wasserstoff besondere arbeitsschutzrechtliche Anforderungen im Rahmen der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV), Gefahrenstoffverordnung (GefStoffV) und Arbeitsstättenverordnung (ArbStättV), sowie gefahrgutrechtliche Transportvorschriften. Da Wasserstoff schon seit Jahrzehnten in der chemischen Industrie Anwendung findet, ist der Umgang mit dem Gefahrenstoff bekannt und entsprechende Sicherheitsvorgaben sind in der betrieblichen Praxis bereits umgesetzt.

Am 24. November 2023 hat der Bundesrat einen Beschluss zur Erleichterung bei der Genehmigung von Elektrolyseuren gefasst. Der Beschluss regt eine Änderung der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) sowie der Anlage 1 des UVPG an. Ziel ist es, die Schwellenwerte für Genehmigungsverfahren hochzusetzen und diese so zu vereinfachen.

Somit sollen die oben aufgelisteten Hürden zur Errichtung von Elektrolyseuren gesenkt werden. Elektrolyseure sollen danach gesondert in Anhang 1 der 4. BImSchV aufgeführt werden, außerdem soll die Anlagenleistung als Maßgabe zur Festlegung des Schwellenwertes herangezogen werden. Vorgeschlagen wird, dass ein Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung (nach BImSchG) und eine Pflicht zur UVP-Vorprüfung (nach UVPG) erst ab einer Anlagenleistung in der Größenordnung von 130 MW notwendig ist. Kleinstelektrolyseure unter 5 MW Nennleistung sollen gänzlich aus der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht herausfallen. Dieser Beschluss muss noch vom Bundestag geprüft werden, bevor er Anwendung finden kann. [58]

4.2.2.2 Speicherung

Die Speicherung von Wasserstoff kann entweder unterirdisch oder oberirdisch stattfinden. Je nachdem, welches Speicherungsverfahren gewählt wird, greifen unterschiedliche Gesetze. Für unterirdische Speicher ist eine Genehmigung nach § 126 Bundesbergrecht (BBergG) erforderlich. [59]

Bisher existiert keine Legaldefinition von Wasserstoffspeichern, deshalb erfolgt in der Regel eine Einordnung als Erdgasspeicher nach § 4 Abs. 9 BBergG Untergrundspeicher als Anlage zur unterirdischen behälterlosen Speicherung von Gasen. Somit ist eine Vorprüfung nach Teil 2 Abschnitt 1 des UVPG erforderlich, welche über die Erforderlichkeit eines Rahmenbetriebsplans gem. § 52 Abs. 2a BBergG entscheidet. Falls dieser Rahmenbetriebsplan erforderlich ist, muss ein Planfeststellungsverfahren nach §57a BBergG durchgeführt werden. Wenn kein Rahmenbetriebsplan erforderlich ist, müssen die Belange der Raumordnung, des Umwelt- und Naturschutzes, des Gewässer- und Bodenschutzes und den Anforderung nach der 12. BImSchV erfüllt werden. Weitere Vorgaben ergeben sich, wenn durch den Speicher ein *Natura 2000-Gebiet* erheblich beeinträchtigt wird, also ein im Rahmen der Flora-Fauna-Habicht- sowie Vogelschutzrichtlinie gemeldetes Gebiet. Dann müssen eine Verträglichkeitsprüfung nach § 34 Absatz 1 des Bundesnaturschutzgesetzes und eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt werden. Für den Ausnahmefall, dass die Lagertiefe über 100 m ist, ist die Standortsicherung nach dem Gesetz zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle (Standortauswahlgesetz) zu prüfen und ggf. das Einvernehmen des Bundesamtes für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE) einzuholen. [59,60]

Wenn es sich um einen oberirdischen Speicher handelt, ist das Verfahren nach Nr. 9.3 Anlage 1 der 4. BImSchV von der Anlagengröße abhängig. Bei einer Speichermenge von weniger als 3 t bedarf es einer bauplanungsrechtlichen Genehmigung und eventuell eines Anzeigeverfahrens nach § 23a Abs. 1 S. 1 BImSchG, sowie einer störfallrechtlichen Genehmigung. Fasst die Anlage

mehr als 3 t, ist ein vereinfachtes Verfahren nach BImSchG, sowie eine standortbezogene Vorprüfung nach UVPG vorgesehen. Schließlich ist für Speicher über 30 t ein förmliches Verfahren nach BImSchG und eine allgemeine Vorprüfung nach UVPG nötig und für Speicher über 200.000 t ein förmliches Verfahren nach BImSchG und eine Umweltverträglichkeitsprüfung mit umfassender Öffentlichkeitsbeteiligung nötig.

4.2.2.2.1 Transport

Bei einem Neubau von Wasserstoffleitungen ist das Verfahren abhängig vom Durchmesser der Leitung. Bei einem Durchmesser über 300 mm ist ein Planfeststellungsverfahren nach § 43l Abs. 2 EnWG vorgesehen. Für Wasserstoffleitungen unter 300 mm Durchmesser ist ein Planfeststellungsverfahren nach § 43l Abs. 3 EnWG auf Antrag möglich. Sollte es sich bei den Maßnahmen um nur unwesentliche Änderungen oder Erweiterungen von Leitungen handeln, dann ist die Durchführung eines Anzeigeverfahrens nach § 43f EnWG ausreichend. [61]

Für das Genehmigungsverfahren ist außerdem der Betriebsdruck der Wasserstoffleitungen entscheidend. Bei einem Druck von über 16 bar gibt es eine Anzeigepflicht nach § 113c Abs. 1 EnWG i. V. m. § 5 GasHDrLtgV (Gashochdruckleitungsverordnung). Die Anzeige muss mindestens acht Wochen vor der Errichtung erfolgen. Es bedarf außerdem einer Vorabbescheinigung eines Sachverständigen und eine Schlussbescheinigung (Behörde legt hierfür Frist fest), um sicherheitstechnische Bedenken auszuschließen. [62]

Um den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur voranzubringen, wird die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen rechtlich privilegiert. Bei der Nutzung von Erdgasleitungen als Wasserstoffleitungen reicht die Durchführung eines vereinfachten Verfahrens aus, also eines Anzeigeverfahrens anstatt eines Planfeststellungsverfahrens. Zusätzlich gelten alle Wegnutzungsverträge und behördliche Zulassung der ehemaligen Gasleitungen auch für Wasserstoffleitungen. Jedoch muss bei einer Umstellung immer ein sicherheitstechnisches Anzeigeverfahren nach § 113 Abs. 3 S. 1 EnWG durchgeführt werden und eventuell ist auch ein energierechtliches Anzeigeverfahren erforderlich. [61]

5 Prognostizierte Entwicklung Wasserstoff- und Strombedarf

Der regulatorische Rahmen bestimmt maßgeblich die Geschwindigkeit des Infrastrukturausbaus. Um abschätzen zu können welche Bedarfe sich für die regionale Infrastruktur ergeben, erfolgt im Rahmen dieser Studie mit Hilfe der oben beschriebenen Szenariotechnik eine Prognose der in 2045 benötigten Strom- und Wasserstoffmengen. Den Szenarien liegen Daten aus der Umfrage und Expert*inneninterviews zugrunde und bilden so eine Einschätzung aus der Industrie ab.

5.1 Beschreibung

Die Energieversorgung in der chemischen Branche ist hauptsächlich durch einen hohen Strom- und Erdgasverbrauch geprägt. Der hohe Bedarf an Erdgas, der hauptsächlich für die Bereitstellung von Prozesswärme und für die Dampfreformierung genutzt wird, muss für den Aufbau einer klimaneutralen Chemieindustrie substituiert werden. Zwei Wege dafür wären denkbar. Zum einen könnte Wasserstoff energetisch genutzt werden, um einen direkten Energieträgerwechsel anzustreben, der nachhaltige Brennstoffe einsetzt. Eine zweite Alternative besteht in einer erweiterten Nutzung der elektrischen Energie zur Wärmeversorgung.

Im Rahmen der Interviews hat sich eine klare Tendenz in Richtung der elektrischen Variante ergeben. Der vorhandene Erdgasbedarf soll also über strombasierte Technologien ersetzt werden, was eine erhöhte Elektrifizierung der Chemieindustrie zur Folge hätte. Der Ansatz einer Substituierung von Erdgas durch Wasserstoff ist zurzeit nur in wenigen Unternehmen eine denkbare Lösung.

5.2 Ergebnisse

In Abb. 13 sind die Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien im zeitlichen Verlauf dargestellt, unterteilt in Strom- und Wasserstoffbedarf. Abb. 14 zeigt die Daten unterteilt in die jeweiligen Stoff- und Energieströme.

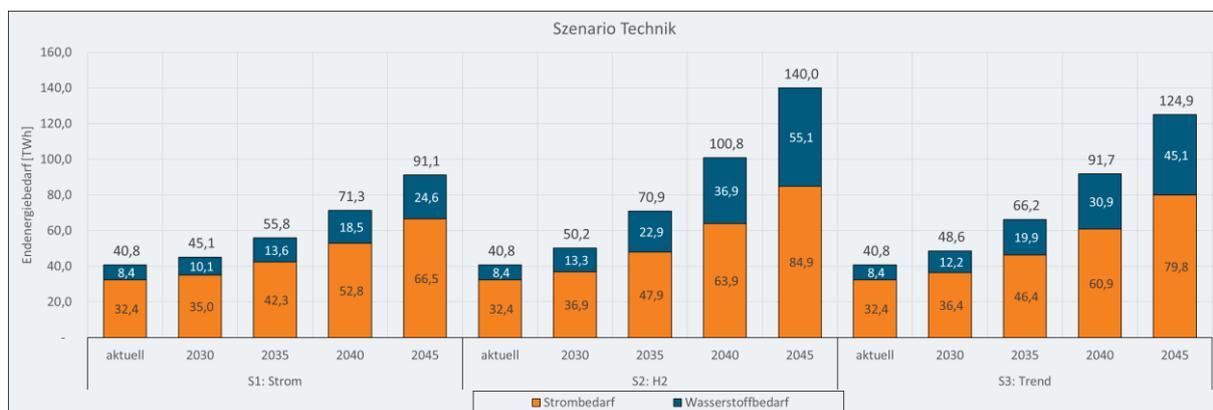


Abb. 13: Überblick über die Wasserstoff- und Strombedarfe in den drei Szenarien bis ins Jahr 2045; eigene Darstellung

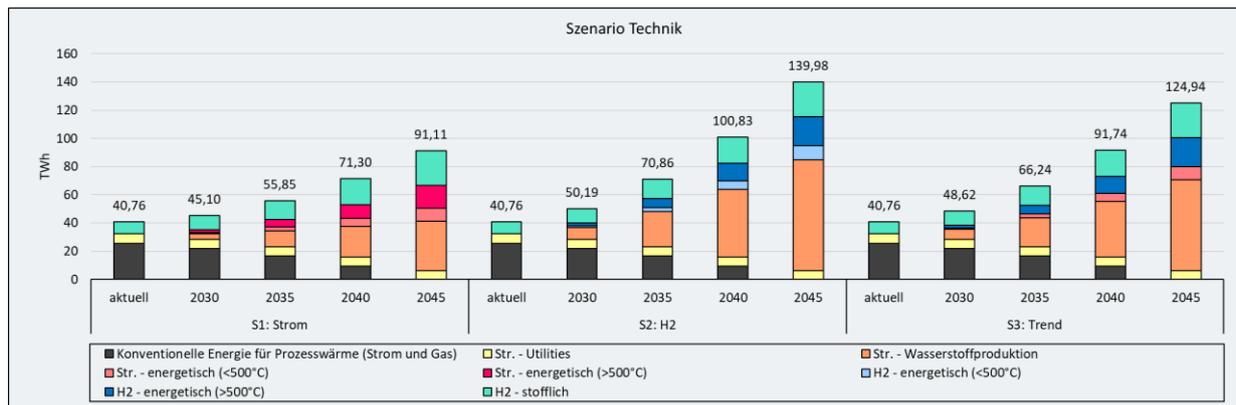


Abb. 14: Überblick über die Wasserstoff- und Strombedarfe in den drei Szenarien bis ins Jahr 2045, unterteilt nach Energie- und Stoffströmen; eigene Darstellung

Aus dem zeitlichen Verlauf aller unterschiedlichen Routen wird deutlich, dass ein massiver Energieanstieg für die Transformation nötig ist. Dabei ist das zweite Szenario, die maximale Nutzung von Wasserstoff, das energieintensivste. Der Energiebedarf im Jahr 2045 ist mit insgesamt fast 140 TWh dabei mehr als das Dreifache des aktuellen Bedarfes in Höhe von ca. 41 TWh.

Szenario „**S1: Strom**“ ist das energieeffizienteste Szenario in dieser Betrachtung. Der Einsatz des Wasserstoffs wird dabei minimiert, während der von Stromtechnologien maximiert wird. Im Zieljahr werden dadurch 24,62 TWh Wasserstoff und 66,49 TWh Strom benötigt, woraus ein Gesamtbedarf von 91,11 TWh resultiert.

Szenario „**S2: H2**“ zeichnet sich durch einen wesentlichen höheren Energiebedarf aus. Fast 50 TWh wären im Vergleich zu Szenario 1 zusätzlich nötig, um dieselben Produktionsmengen zu erzielen. Dieser Zusatzbedarf ist vor allem durch die geringere Effizienz der Wasserstofftechnologien zu erklären, aber auch durch den zusätzlichen Strombedarf für die Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung. Während bei der direkten Nutzung von Strom der Haupteffizienzverlust lediglich in der genutzten Technologie verloren geht, kommt bei wasserstoffbasierten Lösungen ein Energieverlust durch die Wasserstoffherstellung hinzu.

Szenario „**S3: Trend**“ beschreibt ein technologieoffenes System, das elektrische und wasserstoffbasierte Alternativen kombiniert. Gerade Hochtemperaturprozesse werden aktuell über Verbrennungsprozesse realisiert. Mit dem energetischen Einsatz von Wasserstoff sollte in diesem Szenario ein möglichst ähnlicher Prozess integriert werden. Für Mittel- und Niedrigtemperaturprozesse bieten sich eher energieeffizientere elektrische Methoden an. Durch die Ergebnisse des Trendszenarios wird deutlich, dass vor allem Hochtemperaturprozesse einen

wesentlichen Einfluss auf den Gesamtenergiebedarf haben: ca. 20 TWh mehr Wasserstoff werden dadurch im Vergleich zu Szenario 1 benötigt, also insgesamt ca. 45 TWh. Folglich steigt auch der Strombedarf auf ca. 80 TWh.

Die Ergebnisse haben Szenarien-übergreifend gezeigt, dass die benötigte Menge an Wasserstoff für eine klimaneutrale Chemieindustrie massiv zunehmen und bisherige Bedarfe um ein Vielfaches übersteigen wird. Alle Szenarien korrelieren zudem stark mit elektrischer Energie, ob nun in einer Direktnutzung oder in Anwendung für die Wasserstoffherstellung. Die Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Quellen ist damit die Grundvoraussetzung, damit die Transformation gelingt.

6 Transformationshemmnisse

Kapitel 4 zeigt, dass für den erfolgreichen Wandel zu einer klimaneutralen Wasserstoffwirtschaft in Ostdeutschland, aber auch generell geeignete Rahmenbedingungen gegeben sein müssen. Kapitel 5 zeigt zudem den enormen Handlungsdruck auf, der sich aus den sich vervielfachenden Wasserstoff- und Strombedarfen ergibt. Dieser hat massive Investitionsbedarfe zur Folge, in einem aus Sicht der regionalen Chemie- und Pharmaindustrie unsicherem Rahmen. Folgende Hemmnisse wurden benannt, die den Markthochlauf verlangsamen.

6.1 Technologische und Infrastrukturhemmnisse

Aus Sicht der Studienteilnehmenden ist die ostdeutsche Region aktuell nicht dazu in der Lage eine Energieträgertransformation durchzuführen. Mehrheitlich benannt und in absteigender Reihenfolge fielen insbesondere bei der Infrastruktur zentrale Ausbaubedarfe auf.

1. Wasserstoffpipelinennetz:

Benötigt wird neben der Infrastruktur zur Wasserstofferzeugung, -speicherung und -nutzung ein Transportsystem, bei dem sich mehrheitlich für ein zentrales Pipelinennetz ausgesprochen wurde. Neben dem Kernnetz, das als Verteilungsbasis für wichtige Angebots- und Nachfragepunkte dient, fehlt für viele Unternehmen mit geringeren Bedarfen ein Anschluss an dieses. Der Ausbau dieser zentralen Infrastruktur liegt aus Sicht der Teilnehmenden jedoch nicht im Aufgabenbereich der einzelnen Unternehmen. Die Verantwortlichkeit wird auf politischer Ebene gesehen, in den meisten Fällen auf europäischer Ebene. Durch das aus Sicht der Studienteilnehmer*innen Ausbleiben einer geeigneten Infrastruktur entsteht ein Mangel an Planbarkeit und damit eine zusätzliche Unsicherheit, die durch schnellere, koordinierte und klare Handlungen reduziert werden könnte. Die Folge der bisherigen Lage ist ein Abwarten, bis eine essenzielle, verlässliche Wasserstoffinfrastruktur entstanden ist.

2. Erneuerbare Energien und Stromnetz:

Laut Teilnehmenden fehlt es an regenerativer Energie sowie dem Ausbau von Stromnetzen insbesondere auf Verteilnetzebene. Der Bedarf an erneuerbarem Strom wurde in dieser Studie mit den Teilnehmenden für das Jahr 2045 auf bis zu 85 TWh prognostiziert. Dafür verfügt die Untersuchungsregion Ostdeutschland über ein großes Potenzial im Einsatz erneuerbaren Energien (vgl. Abb. 15, Abb. 16). [49,63] Sie ist dennoch auf Importe und dementsprechende Verteilnetzinfrasturktur angewiesen ist.

Zur Entlastung dieser liegt ein weiterer Fokus auf dezentralen Systemen, genauer regionalen Netzlösungen sowie Versorgungshotspots. Auch diese müssen mitunter erst auf-, aber vor allem massiv ausgebaut werden, was mit hohen Investitionskosten einhergeht und damit zum Hemmnis für die Transformation wird.

3. Zentralen Speichermöglichkeiten:

Wesentliche Herausforderungen bei der Bereitstellung von grünem Wasserstoff sind, insbesondere bei Binnenlage, die langen Routen zu Häfen und weiteren logistischen Knotenpunkten. Dies sorgt für hohe Kosten eines potenziellen Wasserstoffimports und erhöht neben der Notwendigkeit einer Pipelineversorgung und dezentraler Produktionsstätten, zentrale Druckgas- und Flüssiggasspeicher inklusive Kompressoren.

Vordergründig wird hier die generelle Größe der Wasserstoffspeicher kritisch bewertet. Ein großer Teil der Teilnehmenden befürchtet, dass die aktuellen Speicher für den eigentlichen Bedarf an Wasserstoff nicht ausreichen und ein Ausbau stattfinden muss. Aber auch der Platzbedarf einer Wasserstoffspeicherung darf jedoch nach Aussagen der Expert*innen in diesem Kontext nicht unterschätzt werden und stellt gerade in Ballungsräumen ein mögliches Hindernis dar.

4. Abwärmenutzung:

Auch Abwärme gilt als häufig diskutiertes Thema und eine mögliche Lösung die energieintensive Industrie aber auch die Wasserelektrolyse effizienter zu gestalten [64]. Die Rückmeldungen der Studienteilnehmenden darauf deuten, dass bei der Abwärmenutzung ein wesentlicher Verbesserungsbedarf besteht. Lediglich ein kleiner Teil der Befragten gab an, ihre Abwärme, welche entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette entsteht, derzeit zu nutzen. Die Gründe dafür unterscheiden sich und reichen von fehlenden Anschlüssen an ein Fernwärmenetz bis hin zu niedrigen Prozesstemperaturen. Auch befindet sich das Thema der Abwärmenutzung in einigen Unternehmen noch in einer Untersuchungsphase.

5. Wasserverfügbarkeit:

Im Kontext der Medienversorgung wurde auch die Wasserverfügbarkeit als mögliches Hindernis dargestellt, konkret damit einhergehend mangelnde Wirtschaftlichkeit sowie Hemmnisse durch regulatorische Vorgaben in Bezug auf den Wassereinsatz in trockenen, wasserarmen Gebieten. Zudem wurde mögliche negative Effekte auf die öffentliche Akzeptanz durch einen zu großen Wasserverbrauch benannt.

6. Fortbestand der regionalen Stoff- und Energieverbände:

Insbesondere in der Optimierung der gesamten regionalen Wertschöpfungsketten werden Hindernisse gesehen. Dies beinhaltet z. B. die Verschaltung einzelner Prozessschritte sowie die Nutzung entsprechender Nebenprodukte, bei der es bei einem wesentlichen Teil der Befragten Handlungsbedarfe gibt. Darüber hinaus wird der internationale Wettbewerb als Schwierigkeit aufgezeigt, insbesondere in Hinblick auf den Preisdruck. Am Ende der Transformation soll laut Teilnehmenden wieder ein funktionierendes Gesamtsystem aus etablierten Rohstoff- und Energieverbänden bestehen, die alle nach wie vor in Deutschland verortet sind. Dies erfordert eine intensive Zusammenarbeit über die Grenzen von Einzelorganisationen in Wirtschaft, Wissenschaft und Politik hinaus, was mit einem hohen Aufwand verbunden ist.

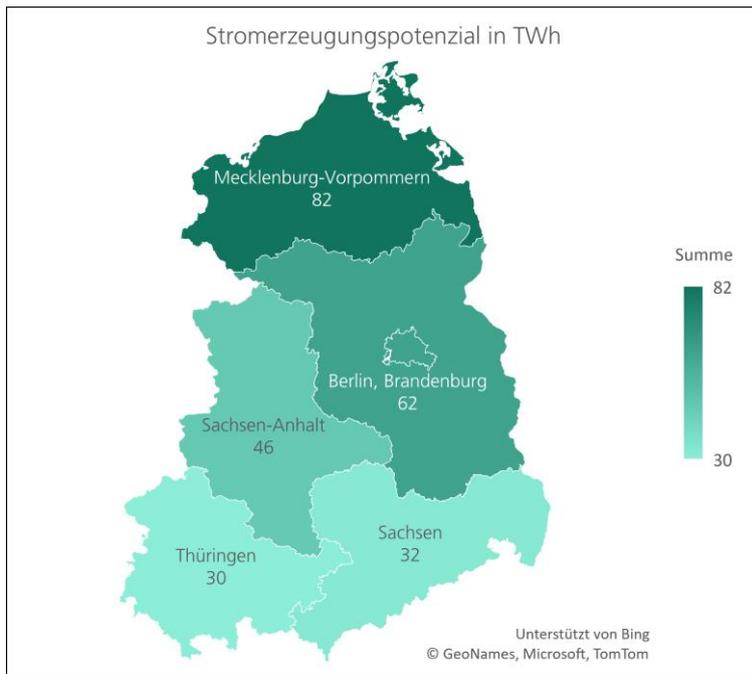


Abb. 15: regeneratives Stromerzeugungspotenzial (Summe aus Windenergie und Photovoltaik) ausgewählter Bundesländer nach Gesamterzeugungspotenzial in TWh; eigene Darstellung auf Grundlage von [63]

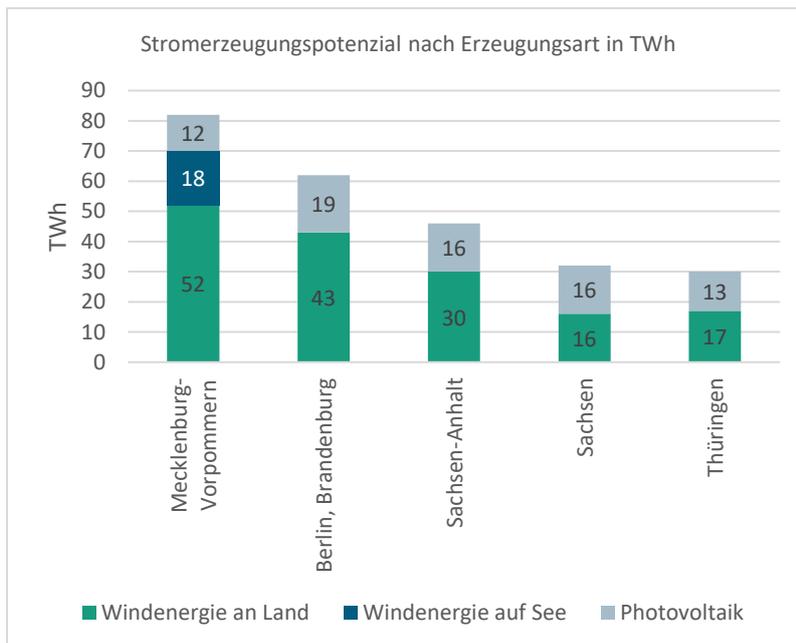


Abb. 16: Stromerzeugungspotenzial ausgewählter Bundesländer nach Erzeugungsart in TWh; eigene Darstellung auf Grundlage von [63]

6.2 Politische und regulatorische Hemmnisse

Mehr als die Hälfte aller Teilnehmenden verweist als zentrales Hemmnis auf einen unsicheren regulatorischen Rahmen, der zu fehlenden bzw. verzögerten Investitionsentscheidungen führt. In den Expert*inneninterviews wurden Amortisierungszeiträume für betriebliche Infrastrukturinvestitionen benannt, die sich auf sieben bis 15 Jahre belaufen. Mindestens für diese Zeit benötigen Unternehmen Planungssicherheit. Aus diesem Grund müssen klare und eindeutige Bestimmungen zur Wasserstoffwirtschaft getroffen werden, auf die sich die Unternehmen verbindlich berufen können.

Der Überblick über politische und regulatorische Rahmenbedingungen in Kapitel 4.2 zeigt, dass zumindest die globalen Zielvorgaben verständlich und klar formuliert zu sein scheinen (z. B. Green Deal). Für eine Umsetzung sollten diese Ziele umso konkreter werden, je näher man der Durchführung kommt, also insbesondere auf Ebene der Länder. Dies scheint nicht überall der Fall zu sein. So richten sich viele Zielsetzungen vor allen auf einzelne Bereiche der Wertschöpfung aus, wie den Ausbau von Elektrolysekapazität. Ergänzend sind insbesondere die regulatorischen Vorgaben zu Genehmigungsprozessen entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette vielfältig und von Ausnahmen geprägt. Zudem fehlen teilweise noch Legaldefinitionen sowie begleitende Beratungsangebote. Dies macht Genehmigungsprozesse zu komplexen und zeitaufwendigen bürokratischen Vorgängen, die mitunter für KMU nicht oder nur mit großer Mühe stemmbar sind. Zudem führen die ungenauen regulatorischen Rahmenbedingungen mitunter zu einer Ungewissheit, reduzieren die Planungssicherheit und erhöhen folglich auch das unternehmerische Risiko einer potenziellen Transformation. Gerade für eine explizite Handlungsbereitschaft auf Unternehmensseite dürfen bürokratische Prozesse, wie lange Entscheidungsprozesse und Genehmigungsverfahren, keine zusätzliche Hürde darstellen. Eine gewisse Pragmatik, um dazu in der Lage zu sein, Veränderungen auch schnell zu realisieren, ist daher auf Seiten der Industrie ausdrücklich ebenso gewünscht wie Verbindlichkeiten und Planungssicherheit.

Damit einher geht das Risiko eines Industrieabbaus in Ostdeutschland. Ein unternehmerischer Handlungsspielraum innerhalb eines fest definierten Rahmens wurde ausdrücklich gewünscht, damit der Industriestandort für Unternehmen weiterhin relevant bleibt und keine Flucht in weniger regulierte Länder droht.

6.3 Wirtschaftliche Hemmnisse

Das zentrale Problem, weshalb viele Teilnehmende einen Umstieg auf Wasserstoff kritisch gegenüberstehen, sind die sich daraus ergebenden finanziellen Nachteile.

Die Investitionen für eine Umstellung seien für den daraus erhaltenen Nutzen aus heutiger Sicht einfach zu groß und werden für Großunternehmen auf den mittleren dreistelligen Millionenbereich eingegrenzt. Um den Markthochlauf anzustoßen, braucht es allerdings so früh wie möglich *First Mover*, also Akteure, die den Weg zu einer etablierten Wasserstoffwertschöpfung ebnen. Solange jedoch die Investitionskosten für einen Wechsel hoch bleiben, besteht die Gefahr eines generellen Abwartens, welches die Transformation bis auf Weiteres verzögert.

Auch die Betriebskosten werden aufgrund der hohen Preise von grünem Wasserstoff als problematisch gesehen. Ein ungefährender Zielpreis von 3 €/kg wird als realistisch eingeschätzt, damit grüner Wasserstoff auch international konkurrenzfähig wird. Die Haupttechnologie für klimaneutralen Wasserstoff ist die Elektrolyse. Zum Betreiben wird Strom aus erneuerbaren Quellen benötigt, wodurch der sich daraus ergebende Wasserstoffpreis direkt an den Strompreis für erneuerbare Energien gekoppelt wird. Sinken die Strompreise für den Bezug in einer Elektrolyse, so sinkt auch der Preis für grünen Wasserstoff. Um die Betriebskosten zu senken, sollte es deshalb das Ziel sein, den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben, um damit die Gesteuerungskosten für Wasserstoff ebenfalls zu verringern.

Um weitere Einflüsse auf die Wasserstoffgestehungskosten besser einschätzen zu können, wurden die jeweiligen Kostenarten anhand eines Rankings bewertet. Die sieben unterschiedlichen Antwortmöglichkeiten sollten von 1 (am wenigsten relevant) bis 7 (am relevantesten) sortiert werden. Aus den Ergebnissen wurde ein Rankingscore erstellt, der einen Maximalwert von sieben erreichen kann. Je höher der Score der Kostenart ist, desto relevanter wird der Einfluss dieser auf die Wasserstoffgestehungskosten eingeschätzt. Neben dem Fehlen wichtiger Infrastruktur oder den beschriebenen Einflüssen von Betriebskosten und Investitionskosten, ergeben sich weitere sekundäre Einflussfaktoren. Zu nennen sind nicht ausgelastete Speicherkapazität, Forschungsbedarfe zur Erhöhung der technologischen Reife, Abgaben und Steuern sowie Doppelstrukturen unter den wirtschaftlichen Akteuren an sich (vgl. Abb. 17).

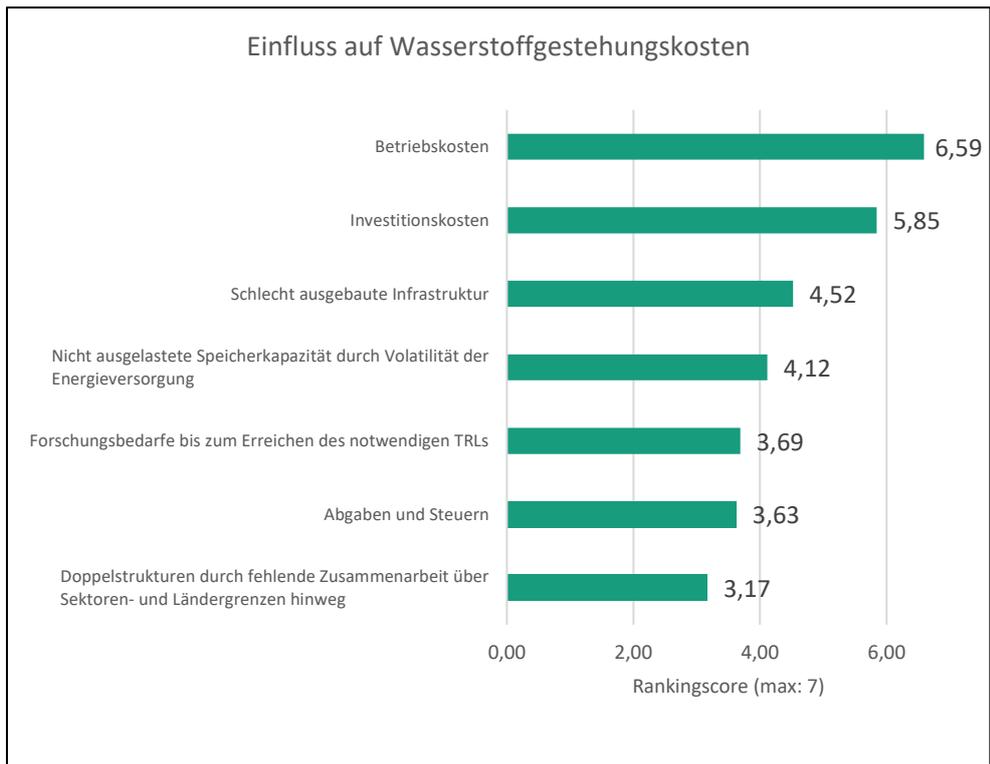


Abb. 17: Einfluss auf Wasserstoffgestehungskosten; eigene Darstellung

7 Transformationsansätze aus der Industrie – ein Rollenmodell

Insbesondere die Expert*inneninterviews geben Aufschluss darüber, welche Strategien die chemische Industrie in Ostdeutschland im Umgang mit den genannten Hemmnissen umsetzt. Diese Strategien können in vier Kategorien eingeteilt werden. Die Notwendigkeit einer solchen Differenzierung ergibt sich aus den unterschiedlichen Ausgangslagen der jeweiligen Unternehmen, die durch eine generische Allgemeinlösung nicht beantwortet werden können. Stattdessen wird mithilfe von vier verschiedenen Transformationsansätzen eine Perspektive geboten, die genauer auf die jeweiligen Herausforderungen und Lösungen der einzelnen Akteur*innen eingehen kann (vgl. Abb. 18).

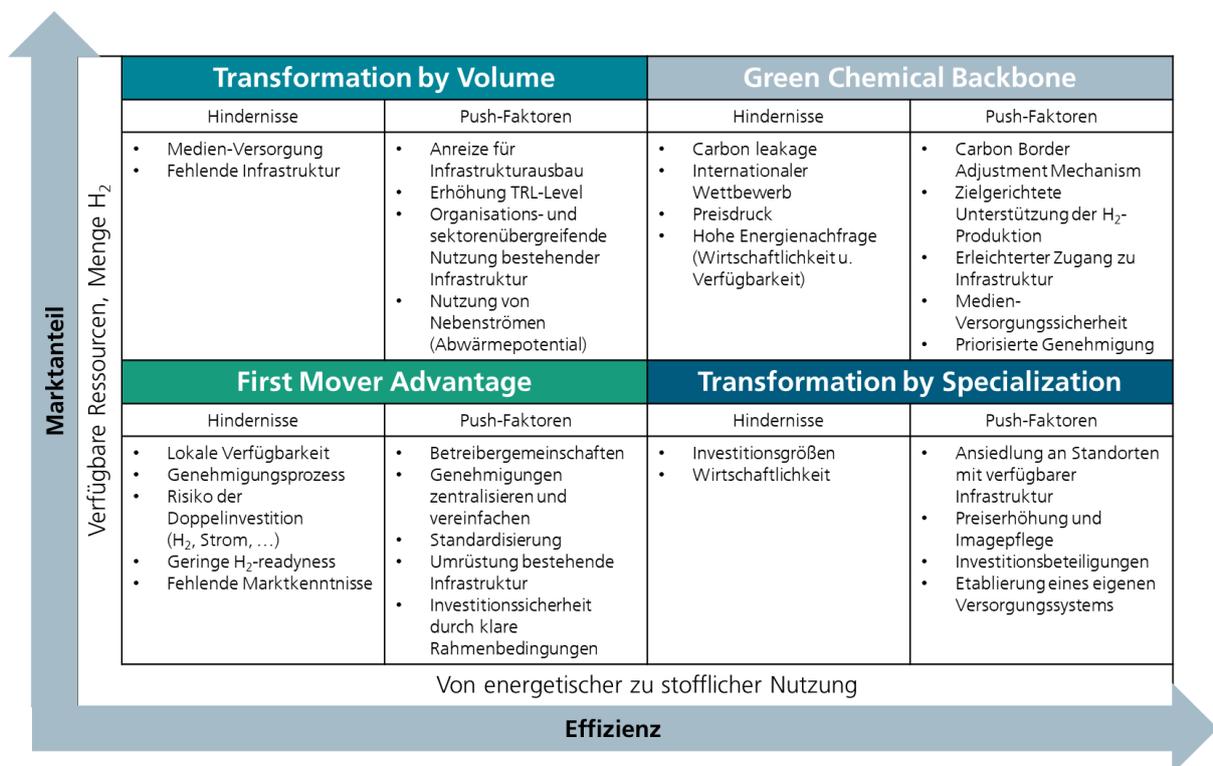


Abb. 18: Rollenmodell der Interviewteilnehmenden, in dem die stoffliche Nutzung von Wasserstoff (hohe Effizienz) dem mengenmäßigen Angebot (Marktanteil) gegenübergestellt wird. Der zeitliche Transformationspfad verläuft dabei von niedriger Effizienz und niedrigem Marktanteil über zwei Wege hin zu hoher Effizienz und hohem Marktanteil; eigene Darstellung

Die Matrix wird anhand der zwei Faktoren *Marktanteil* und *Effizienz* aufgestellt. Dabei wird unter Marktanteil der Zugang zu Medien und Ressourcen sowie die Menge an angebotenen/ nachgefragtem Wasserstoff verstanden. Die Effizienz der Herstellung bewegt sich dabei von energetischer Nutzung im niedrigen Bereich hin zu stofflicher Nutzung im hohen Effizienzbereich. Die befragten Unternehmen wurden anhand dieser zwei Parameter kategorisiert und entsprechend in der Matrix eingeordnet.

Jedes Feld der Matrix wird in zwei weitere Bereiche gespalten. Zum einen sind das die Hindernisse, also alle Störfaktoren für den Markthochlauf des Wasserstoffs. Dem gegenüber stehen Push-Faktoren, welche einen Energieträgerwechsel begünstigen. So sind für jedes Feld die bestehenden Blockaden definiert, aber auch potenzielle Wege und Möglichkeiten diese zu überwinden.

Im Kontext eines fortlaufenden Markthochlaufs von Wasserstoff bei allen in der Matrix enthaltenen Unternehmen, kann eine Reihenfolge definiert werden, nach der die jeweiligen Felder nacheinander eine Transformation durchführen. Dies hängt stark vom individuellen Unternehmen und seiner Strategien ab. Dennoch sind Tendenzen hinsichtlich der jeweiligen Lage und Möglichkeit hinsichtlich der zeitlichen Abfolge erkennbar.

In den Bereich **„First Mover Advantage“** fallen Unternehmen, die von einem möglichst frühen Wechsel auf Wasserstoff profitieren wollen. Dies birgt das Risiko von Fehlinvestitionen, da sich mitunter im Markthochlauf andere Technologien durchsetzen als prognostiziert. Auch stehen die Unternehmen nur eingeschränkter und lokaler Verfügbarkeit notwendiger Medien, Technologien bzw. Infrastrukturen gegenüber, die mitunter noch nicht H₂-ready sind. Da diese Phase sehr risikoreich sein kann, sind die Marktanteile in der Regel gering. Auch die Effizienz ist bei einem *First Mover* noch nicht optimiert, da hier mitunter auch mit Übergangstechnologien bzw. geringerem TRL gearbeitet werden muss. Fehlende Marktkenntnisse und langwierige, schwer durchschaubare Genehmigungsprozesse erschweren die wirtschaftlichen Aktivitäten. Dementsprechend zielen Push-Faktoren zur Beseitigung dieser Hindernisse darauf ab, die vorhandene Unsicherheit weitestgehend zu minimieren. Dafür müssen klare Rahmenbedingungen geschaffen und Genehmigungsprozesse vereinfacht sowie zentralisiert werden. Das Umrüsten bestehender Infrastruktur sowie die Standardisierung von Technologien und Verfahren kann die technischen Schwierigkeiten in Bezug minimieren. Eine starke Möglichkeit sind hier insbesondere Betreibergemeinschaften. Diese erlauben das wirtschaftliche Risiko auf viele aufzuteilen und senken die Hemmschwelle eines Markteintritts.

Eine **„Transformation by Specialization“** erläutert die Transformation insbesondere für stark spezialisierte Unternehmen. Der Vorteil ist, dass sie von der Erfahrung der bestehenden *First Mover* profitieren können. Der Grad an Unsicherheit ist wesentlich geringer, weshalb die größten Hindernisse im zweiten Feld im monetären Bereich liegen. Investitionskosten, die insbesondere bei einem geringen Marktanteil großen Amortisierungszeiträumen unterliegen, erschweren den Markteintritt. Durch geringe Produktionsmengen und damit verminderte Skalierungseffekte machen die hohen Investitions- und Betriebskosten eine wirtschaftliche Produktion nahezu unmöglich.

Um den finanziellen Nachteil auszugleichen, gibt es unterschiedliche Ansätze. Eine Preiserhöhung der Produkte und damit die direkte Weitergabe der zusätzlichen Kosten wäre eine Möglichkeit. Begründet werden könnte dieser Anstieg durch den Einsatz umweltschonender Technologien und damit ein gestiegenes Image des Unternehmens. Weitere Ansätze zielen auf eine infrastrukturelle Lösung ab. Ein eigenes dezentrales Versorgungssystem und die Ansiedlung an strukturstarken Standorten, an denen bestehende Infrastruktur genutzt werden kann, können wichtige Push-Faktoren für *Specialists* sein.

Das „**Green Chemical Backbone**“ ist durch Unternehmen aus dem Bereich der Basischemie geprägt. Es besteht ein hoher Marktanteil, gleichzeitig auch eine überwiegend stoffliche Nutzung von Wasserstoff. Stellvertretend dafür ist etwa die Produktion von Ammoniak oder Methanol. Der wirtschaftliche Druck stellt auch hier eine wesentliche Hürde dar. Gerade in diesem Feld herrscht die Strategie der Kostenführerschaft und der Preis der Produkte ist, aufgrund ihrer hohen Standardisierung, das wichtigste Entscheidungsmerkmal. Durch die hohen Bedarfsmengen im Vergleich zur *Transformation by Specialization* muss darüber hinaus auch der internationale Wettbewerb betrachtet werden. Dieser wirkt zusätzlichen Druck auf die Wettbewerber aus und verschärft Nachteile wie eine erhöhte Energienachfrage und hohe Preise. Als Folge kann es zu Effekten wie *Carbon Leakage*. Damit würde es global zu keiner Treibhausgasreduzierung kommen, sondern lediglich zu einer Verschiebung der Emissionen in weniger regulierte Länder. Um diese Reaktion zu vermeiden, soll für die EU ein *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM) eingesetzt werden. Dieser sieht vor, dass Importe außereuropäischer, kohlenstoff- und emissionsintensiver Produkte zukünftig anhand ihres CO₂-Ausstoßes zusätzlich bepreist werden. Dadurch soll auch in Nicht-EU-Ländern eine emissionsarme Produktion gefördert und Effekte wie „Carbon Leakage“ verhindert werden. Die Höhe der CO₂-Bepreisung richtet sich dabei an den aktuellen europäischen Preisen des Emissionshandels, um die Klimaziele der EU auch außerhalb ihrer Grenzen weiterhin zu vertreten. Die Importfreigabe wird auf dieser Grundlage über sogenannte CBAM-Zertifikate reguliert, die entsprechend je nach Emissionsvolumen vom Produzenten erworben werden müssen. [65,66] Neben dem Klimavorteil geht diese Maßnahme teilweise mit erhöhten Kosten für Unternehmen und Belastungen von internationale Beziehungen einher, sodass mitunter eine Anpassung des CBAM empfohlen wird. [67]

Neben internationalen Maßnahmen gibt es auch regionale Push-Faktoren, die eine Wasserstoffwirtschaft in Deutschland begünstigen würden. Dazu zählen etwa zielgerichtete Unterstützungen für eine Wasserstoffproduktion, ein erleichterter Zugang zur benötigten Infrastruktur oder auch eine verbindliche Versorgungssicherheit mit den benötigten Medien.

Die **„Transformation by Volume“** beschreibt Unternehmen mit hohem Marktanteil bei eher energetischer Wasserstoffnutzung. Die momentan noch ungenügende Infrastruktur sowie eine fehlende großdimensionierte Medien-Versorgung sind die Haupthindernisse in dieser Kategorie. Zudem müssten Technologien eine H₂-readyness vorweisen können und ein Auftreten von Doppelinvestitionen bei der Wärmeversorgung kann nicht ausgeschlossen werden. Um einen Anreiz zur Transformation zu schaffen, müssen insbesondere infrastrukturelle Probleme behoben werden. Dazu zählt nicht nur ein Ausbau der Pipelines und die Anbindung weiterer Standorte an das Wasserstoffnetz, sondern auch die Nutzung bestehender Infrastrukturen, organisations- und sektorübergreifend. Gerade bei energieintensiven Unternehmen mit einem hohen Marktanteil, muss die Nutzung von Nebenströmen, wie Abwärme in Betracht gezogen werden. Diese könnte beispielweise in ein regionales Wärmenetz eingespeist werden. Die Voraussetzung dafür ist, dass Unternehmen und Netzbetreiber zusammenkommen und sich auf gemeinsame Grundsätze einigen können.

8 Handlungsempfehlungen

In dem in Kapitel 7 beschriebenen Transformationsmodell wurden zahlreiche Handlungsempfehlungen abgeleitet, auf deren Wiederholung hier weitestgehend verzichtet wird. Ergänzend können die folgenden Empfehlungen gegeben werden.

8.1 Regulatorische Handlungsempfehlungen

Auf politischer und regulatorischer Ebene herrschen Unsicherheiten, angefangen von der klaren Zielstellung über die Anerkennung spezifischer Technologien bis hin zu langwierigen, komplexen Genehmigungsprozessen. Spezifische Empfehlungen insbesondere hinsichtlich der Regulatorik können Tab. 4 entnommen werden. Die Komplexität erfordert jedoch eine **starke Vereinfachung und idealerweise ein zentrales, europaweites standardisiertes und dadurch schnelles Genehmigungsverfahren**, das ebenso zentrale Anlaufstellen auf Bundesebene beinhaltet. Damit einher geht die Notwendigkeit die Mitarbeiter*innen dieser zentralen Anlaufstellen zu qualifizieren und ausreichend Kapazitäten aufzubauen, um den Markthochlauf in der erforderlichen Zeitspanne aus bürokratischer Sicht umsetzen zu können.

Expert*innen der Industrie empfehlen sogar das **Einführen klarer Zielvorgaben für diese ausführenden zentrale Genehmigungsbehörden**, anhand derer der Erfolg im Markthochlauf gemessen wird. Darüber kann auch für die Wirtschaft Verbindlichkeit und Planungssicherheit geschaffen werden, da es klare **Umsetzungspläne und -zeiträume** im Bereich der Genehmigung geben würde.

Für die Anfangszeit wird insbesondere eine **priorisierte Genehmigung der Basischemie** avisiert, um eine internationale Wettbewerbsfähigkeit aufrecht zu erhalten.

Gemäß § 43I Abs. 1 S. 2 EnWG liegt die **Errichtung von Wasserstoffleitungen** im überragenden öffentlichen Interesse und unterliegt einem Zeithorizont bis zum 31.12.2025. Dieser Verantwortung muss auf europäischer und Bundesebene nachgekommen werden. Das Wasserstoffkernnetz sowie weitere Entwicklungsplanungen sind dabei zentrale Bausteine, mitunter aber nicht weitgreifend genug. So scheitern einige Unternehmen am Anschluss an das Wasserstoffnetz, das mitunter perspektivisch kurz vor der Haustür verläuft. Hier sollte durch **regelmäßige, koordinierte Bedarfsabfragen** die Notwendigkeit auf Anpassungen ermittelt werden. Dies vermeidet auch unkoordinierte Anfragen seitens der Industrie und vermittelt Planungssicherheit.

Ergänzend zur zentralen Infrastruktur ist die **Etablierung/ Intensivierung dezentraler Versorgungskonzepte** unumgänglich. Die Umsetzung bzw. Beteiligung an diesen dezentralen

Konzepten ist für KMU von besonderer Notwendigkeit, senkt aber auch für Großunternehmen Investitionskosten und -risiken.

Zur Entlastung des Aufbaudrucks auf die zentrale Infrastruktur wären **Anreize** für den Aufbau dezentraler Versorgungskonzepte denkbar, **wie priorisierte Genehmigung oder verbesserte Förderquoten** bei dezentralen Verbundprojekten. Insbesondere die Kooperation über die Grenzen von Bundesländern hinweg ist dabei insbesondere bei der Realisierung von Großprojekten und Anlagenkonzepten derzeit ein Hindernis. Sollten gleich **mehrere Bundesländer** von dem Ergebnis eines solchen Projektes profitieren, kann es von Vorteil sein eine **gemeinsame Förderung** für die erfolgreiche Fertigstellung anzubieten.

Ergänzend sind aus Sicht der Expert*innen **Förderanreize für First Mover** denkbar, z. B. für das Umrüsten bestehender fossiler Infrastruktur, das Bilden von Betreibergemeinschaften oder Effizienzmaßnahmen, wie die Nutzung bisher ungenutzter Abwärmepotenziale. Dies würde auch kleineren bzw. spezialisierteren Unternehmen den Zugang zum Markt erleichtern.

Auch weitergeführte **Förderanreize für Forschung und Entwicklung** werden als Teil des regulatorischen Rahmens angesehen. Wichtig ist hier jedoch, dass von gezielten Technologieförderungen, wie Elektrolysetechnologien, abgesehen wird. Es empfiehlt sich eine **technologieoffene Förderung entlang der gesamten Wertschöpfungskette**, um den TRL in allen Wertschöpfungsbereichen zu erhöhen. Insbesondere für einen zügigen Markthochlauf müssen **Standardisierungsprozesse** vorangetrieben werden. Die entsprechend benötigten Daten aus Forschung und Wirtschaft gilt es zügig bereitzustellen.

Alle **weiteren regulatorischen Maßnahmen sollten minimiert**, dafür aber zielgerichtet in Hinblick auf die großen globalen Herausforderungen aufgesetzt werden. Dies beinhaltet auch, dass kein direkter politischer Einfluss auf den Strompreis genommen wird, sondern sich stattdessen an bestehenden Marktmodellen orientiert und der Hochlauf auf diese ausgerichtet wird. Das heißt durch diese wenigen zielgerichteten Maßnahmen kann sich **Markt frei entwickeln** und so auch einen Beitrag zur internationalen Wettbewerbsfähigkeit liefern. Diese Maßnahmen sollten jedoch auf langfristigen Bestand ausgelegt sein, da die Amortisierungszeiträume von sieben **bis 15 Jahren stabile Planungssicherheit** für Investitionsentscheidungen erfordern.

Mit Blick auf die gesamten regionalen Wertschöpfungsketten, ist neben technologischer Reife und Infrastrukturaufbau die Verfügbarkeit von **qualifizierten Fach- und Führungskräften** ein relevantes Thema. Themen der Qualifizierung an sich liegen nicht im zu regulierenden Rahmen,

jedoch bieten sich Lösungskonzepte an, die **Fachkräftemobilität fördern**, insbesondere im europäischen Raum, aber auch auf Bundes- und Länderebene. Denkbar sind spezifische Anreize zur Entwicklung von innovativen Mobilitätslösungen über Organisations- und Ländergrenzen hinweg. Neben vereinfachten regulatorischen Rahmenbedingungen bei Arbeit im Ausland sind aber auch Begleitungs- und Koordinierungsmaßnahmen über zentrale Anlaufstellen möglich, die über entsprechende Ressourcen zur zielgerichteten und konkreten Senkung von Mobilitätshemmschwellen verfügen. Ergänzend dazu braucht es die Förderung einer gesellschaftspolitischen Offenheit für ausländische Fach- und Führungskräfte.

Die Transformation ist in ihrer Art einzigartig, sodass keine Handlungsempfehlungen und Umsetzungspläne aus früheren vergleichbaren Ereignissen vorliegen. Die Entscheidungen, die jetzt getroffen werden müssen, unterliegen damit einer erheblichen Informationsunsicherheit. Aus diesem Grund wird die **Etablierung einer Fehlerkultur** empfohlen, insbesondere auf allen politischen Ebenen. Es braucht einen **faktenbasierten Diskurs**, unter Einbindung aller relevanten Stakeholder aus Wirtschaft und Wissenschaft, in dem Methoden ausprobiert werden, die mitunter auch nicht funktionieren. Wichtig ist der Umgang mit „gescheiterten“ Methoden – **Lessons Learned** sollten nachgehalten und Best-Practice-Beispiele ausgetauscht werden, auch über ministeriale Grenzen hinweg. Wichtig ist dabei die Durchlässigkeit zum aktuellen Stand der Technik und Forschung.

Aus Tab. 4 können weitere spezifische, auf die geltende Gesetzeslage zugeschnittene Handlungsempfehlungen entnommen werden.

Tab. 4: Regulatorische Rahmenbedingungen, Hindernisse und Handlungsempfehlungen im Überblick

Regulatorischer Rahmen	Hindernisse	Handlungsempfehlung
Elektrolyse		
Elektrolyseure sind in der 4. BImSchV nicht explizit aufgeführt, Einordnung nach 4.1.12 ist zwar behördliche Praxis, aber für Gerichte nicht bindend [68]	Fortbestehen der Hemmnisse für den Ausbau u.a. dezentraler Elektrolyseure durch unterschiedlich hohe Verfahrensanforderungen und Planungsunsicherheit	Schnelles Inkrafttreten und Bekanntmachung der Änderungen der 4. BImSchV
Einstufung von Elektrolyseuren als Industrieemissionsanlagen, dabei findet keine Unterscheidung aufgrund von Anlagengröße oder Herstellungsverfahren statt [69]	Gerade für kleinere Elektrolyseure unverhältnismäßige Anforderungen an Vorprüfung und mögliche UVP-Pflicht [70]	Schnelles Inkrafttreten und Bekanntmachung der Änderungen der 4. BImSchV
Grüner Wasserstoff		
Keine feste Definition von Offshore-Gebotszonen und Gebotszonen in Drittländern [71]	„Offshore-Gebotszonen“ (Art.7 (1c)) bleiben undefiniert, was Rechtsunsicherheit schafft [71]	Zügige Definition von Offshore-Gebotszonen, da diese bei der Produktion von EE (v.a. Windenergie) eine wichtige Rolle spielen
Zeitliche Korrelation: ab 2030 müssen Erzeugung der erneuerbaren Energien (EE) und der Einsatz im Elektrolyseur in die gleiche Stunde fallen	Elektrolyseure bleiben inaktiv in Zeiten, wenn die EE-Anlage (z. B. aufgrund von Windstille) keine Energie erzeugt. Dies kann zum Anstieg der Kosten führen und ist außerdem eine technische Herausforderung für Elektrolyseure, welche mit einer fluktuierenden Last gefahren werden müssen [72]	Zeitliche Korrelation an sich sinnvoll, da nur Wasserstoff produziert wird, wenn genügend EE-Strom vorhanden ist. Jedoch sollte diese Regelung vereinfacht werden, wenn sich herausstellt, dass dadurch die Wasserstoffkosten steigen.
Speicherung		
Kein spezifisches Verfahren für unterirdische Wasserstoffspeicher: DVGW Regelwerk Gas nicht oder nicht vollständig auf Gase mit bis zu 100 % Wasserstoff angepasst	Einzelfallbetrachtungen sind notwendig, was zu unklaren Verfahrensanforderungen und Planungsunsicherheiten führt	Aufnahme von Wasserstoffspeichern in die DVGW und Einführen von privilegierten Sonderregeln

Regulatorischer Rahmen	Hindernisse	Handlungsempfehlung
Transport		
Errichtung einer Wasserstoffinfrastruktur bis Ende 2025 im überragenden öffentlichen Interesse	Zurzeit keine Fortführungsregelung für die Zeit ab 2026	Wasserstoffinfrastruktur-Projekte habe oft eine lange Plan- und Genehmigungsphase -> Unsicherheit und enorme finanzielle Belastung für Planer*innen
Verfahren richtet sich nach anderen linienhaften Verfahren -> einzureichende Unterlagen variieren abhängig von Trassenverlauf und Flächennutzung [73]	Auch hier keine Extraregelung für Wasserstoffleitungen, Unklarheiten über einzureichende Unterlagen	Legaldefinition für Wasserstoffleitungen in das EnWG bzw. GasHDrLtGV aufnehmen
Planfeststellungsverfahren für neugebaute Wasserstoffleitungen verbindlich	Obwohl die Planfeststellung Verfahren bündelt und damit frühzeitige Planung und Baubeginn ermöglicht, ist es ein komplexes Verfahren, welches auf Seiten der Antragstellung und Behörden Ressourcen und Kapazitäten bindet [74]	Planfeststellungsverfahren guter Ansatz, aber es müssen Ressourcen für die Behörden bereitgestellt werden, sowie Know-How an Behörden und Antragstellende vermittelt werden
Vereinfachtes Verfahren für Leitungsumstellung von Erdgas auf Wasserstoff [74]: Anzeigeverfahren statt Planfeststellungsverfahren	<ul style="list-style-type: none"> • Obwohl Wegnutzungsverträge weiter für Wasserstoffleitungen gelten, besteht Rechts- und Planungsunsicherheit in Bezug auf ihre Laufzeiten • Wegfall der UVP-Pflicht kann zu rechtssystematischen Widersprüchen zum genauen Ablauf des Verfahrens führen • Behörden müssen sich auf das neue Verfahren einstellen, dies kann in der Übergangsphase zu Problemen führen * <p>* Das von FNB-Gas geplante Wasserstoffnetz soll aus 60 % umfunktionierter Gasleitungen bestehen, was die Wichtigkeit dieses Verfahrens hervorhebt [33]</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Weiterbildung und Ressourcenausbau von Behörden und Kommunen im Bereich Leitungsumstellung • Spezifische gesetzliche Regelungen für Laufzeiten von weitergeführten Gasverträgen.

8.2 Übergreifende Handlungsempfehlungen

Es können auch Handlungsempfehlungen ausgesprochen werden, die nicht durch regulatorische Maßnahmen abgedeckt werden können. Als besonders dringend wird dabei die Adressierung der Kostentreiber **Investitionskosten** auch auf Seiten der Industrie angesehen. Insbesondere durch **dezentrale Versorgungshotspots** könnte der Bedarf energieintensiver Standorte gebündelt und eine für Kunden ganzheitliche Produktlösung direkt vor Ort angeboten werden. Dies erfordert die Kooperation über die Grenzen von Organisationen, Sektoren und Regionen hinweg und ist zumindest für einen kleinen Teil der Umfrageteilnehmenden eine Option, insbesondere für die Realisierung von Großprojekten und Anlagenkonzepten. Eine **synergetische Verbindung zur zentralen Infrastruktur** für besondere Medien oder große Mengen bei gleichzeitig synergetischer Nutzung der regional vorhandenen Infrastruktur hätte die Möglichkeit zur Folge, dass sich auch kleine und spezialisierte Akteur*innen besser in die Gesamtwertschöpfung einbinden lassen. Zudem senkt dies den internationalen Preisdruck und verteilt die Ausbaunotwendigkeit der Infrastruktur auf viele Organisationen. Die wirtschaftlichen Risiken wären so ebenfalls minimiert, was ebenfalls zu einer Verkürzung der Amortisierungszeiträume führen würde – ein Vorteil bei unveränderten Unsicherheiten im geltenden regulatorischen Rahmen.

In Hinblick auf die Notwendigkeit der erhöhten **technologischen Reife** der erneuerbaren Alternativtechnologien obliegt die **Weiterentwicklung der Zusammenarbeit von Forschung und Industrie**. Insbesondere die Weiterentwicklung der Anlagentechnik, die Optimierung der Verschaltung von Einzelkomponenten und -anlagen (Prozessoptimierung), Maßnahmen zur Verbesserung der Effizienz, z. B. durch Abwärmenutzung sind für eine Optimierung der gesamten Wertschöpfungskette notwendig. Gerade dabei wird keine spezifische Förderung von Einzeltechnologien empfohlen, höchstens die Förderung von Forschung und Entwicklung allgemein als Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele.

Insbesondere die **Abwärmenutzung** umliegender Unternehmen stellt eine bisher oft ungenutzte Quelle an Wärme dar. Dies sollte als konkretes Ziel für die **Energiekonzeptionen** der Unternehmenslandschaft als wichtiger Baustein berücksichtigt werden. Dafür gibt es bereits zwei präferierte Anwendungsfelder der Teilnehmenden. Zum einen ist eine Einspeisung der Abwärme in ein Fernwärmenetz denkbar. Die Abnehmenden wären in diesem Fall in erster Linie Großstädte und Ballungsräume. Zum anderen bietet die interne Abwärmenutzung für Unternehmen ein zukünftiges Potenzial. Die eigene Abwärme soll in diesem Fall für Heiz- sowie Kühlzwecke genutzt

werden. Beim Bedarf höherer Temperaturen könnte die Abwärmenutzung mit dem Einsatz von Wärmepumpen gekoppelt werden.

Dies befördert auch die **dezentrale Versorgung**, die, wie oben beschrieben maßgeblich zur Entlastung von Kosten und der zentral aufzubauen Infrastruktur beiträgt. Auch auf Unternehmensseite sollten proaktiv **alternative Betriebskonzepte** avisiert werden. Die Einbindung von Stadtwerken und sonstigen Energieversorgenden sollte bedacht werden, insbesondere da deren bewährte Geschäftsmodelle ebenfalls einer Transformation unterliegen. Hier wurde eine **unabhängige Instanz**, idealerweise auf regionaler politischer Ebene gewünscht, welche die **Umsetzung nach festen Zielen vorantreibt** und mit entsprechenden Ressourcen und Vollmachten für eine beschleunigte Transformation ausgestattet ist.

Auf Prozessebene ist zudem die **Wasserstoffbeimischung** Beispiel für eine Sofortmaßnahme zur Begrenzung von CO₂-Emissionen. Eine **Erhöhung** dieses Anteils erfordert eine intensivierte **Forschung** im Bereich von Komponenten, Bauteilen und Materialien, gefolgt von einer entsprechenden Anpassung der Regularien [75]. Dies könnte jedoch die Einführung von H₂-Ready-Geräten in Privathaushalten sowie den Einsatz grünen Wasserstoffs beschleunigen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt auf Systemebene ist das Vorhandensein **qualifizierter Fach- und Führungskräfte**. Mit dem Entstehen einer großen neuen Wasserstoffindustrie wächst auch die Anforderung an neuen Fachkräften in diesem Bereich. Um den Bedarf an Mitarbeitern zu decken, können auf Unternehmensseite, neben **Anreizsystemen**, wie flexiblen Arbeitsmodellen Weiterbildungen selbst angeboten oder zumindest entsprechende Freiräume zur Nutzung angeboten werden. Auch hier bietet sich ein Organisationsübergreifende Vorgehen an, z. B. zur gemeinsamen betrieblichen Ausbildung für unterschiedliche Teile der Wertschöpfung. Dabei obliegt natürlich Forschungs- und Bildungslandschaft eine große Verantwortung **übergreifende Qualifizierungsangebote** zu etablieren und bestehende Ausbildungsberufe und Studiengänge **an die neuen Anforderungen anzupassen**. Es empfiehlt sich ein modular gestaltetes System, das insbesondere eine starke Durchlässigkeit zwischen den einzelnen Stufen des europäischen und deutschen Qualifikationsrahmens ermöglicht.

Und schlussendlich obliegt es auch der Forschung weiter **anwendungsnahe und faktenbasierte Aufklärungsarbeit** zu leisten und bei der Gestaltung von regulatorischen Rahmenbedingungen sowie Akzeptanzmaßnahmen in der Gesellschaft mitzuwirken.

Tab. 5 zeigt noch einmal zusammengefasst in der Studie benannte Hindernisse, deren Einordnung sowie abgeleitete Handlungsempfehlungen.

Tab. 5: Übergreifende Hindernisse, Einordnung und Handlungsempfehlungen

Hindernis	Relevanz	Handlungsempfehlung
Wirtschaftliche Hindernisse		
Ausbremsen frühzeitiger Investitionen durch Lücken im regulatorischen Rahmen und noch nicht etablierte Genehmigungsprozesse	<ul style="list-style-type: none"> Schwierigkeit die politischen Vorgaben zum Zeithorizont des Kohleausstiegs 2045 zu erreichen Unsicherheit bezüglich der Technologiewahl Hoher Ressourcenbedarf für Bau und Genehmigung 	<ul style="list-style-type: none"> Klare Rahmenbedingungen, vereinfachte und zentralisierte Genehmigungsprozesse Personal- und Kompetenzaufbau in Genehmigungsbehörden Zentrale Anlaufstelle auf Bundesebene, die Genehmigungsprozesse bündelt, wichtiges Wissen leicht zugänglich aufbereitet und begleitende Maßnahmen anbietet (z. B. Checklisten, FAQ, vorausgefüllte Dokumente, etc.) Standardisierung von Technologien & Verfahren Förderung von Betreibergemeinschaften für geteiltes Risiko Deregulierung, Abbau von Bürokratie und Abkehr von Förderungen für einzelne Technologien
Hohe Investitionskosten für neue Anlagen, enorme Amortisierungszeiträume	<ul style="list-style-type: none"> Relevant für die gesamte chemische Industrie, aber besonders bei geringen Produktionsmengen und so verminderten Skaleneffekten 	<ul style="list-style-type: none"> Aufbau und Förderung dezentraler Versorgungshotspots Grüner Wasserstoff als Wertversprechen
Preisdruck, insbesondere im internationalen Kontext	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Standardisierung der Produkte in der Basischemie → Preis eines der wichtigsten Merkmale im internationalen Wettbewerb Schwankungen im Strompreis fallen extrem ins Gewicht Risiko einer Abwanderung 	<ul style="list-style-type: none"> Vermeidung „Carbon Leakage Effekt“ durch geeignete, unbürokratische Maßnahmen Unterstützung der Wirtschaftlichkeit der regionalen Industrie durch verlässliche Gewährleistung entsprechender Infrastruktur und benötigten Medien Priorisierte Genehmigungen für zentrale Verteilnetzinfrasturktur sowie wichtige Produktionsknotenpunkte in der Region
Fachkräftemangel	<ul style="list-style-type: none"> Bereits heute fehlen Fachkräfte, insbesondere in den hier relevanten Feldern des Handwerks, der Fertigung und Produktion oder dem MINT-Bereich [76] 	<ul style="list-style-type: none"> Anreize zum Anwerben internationaler Fach- und Führungskräfte Innovative Mobilitätslösungen Begleitungs- und Koordinierungsmaßnahmen über zentrale Anlaufstellen Etablierung eines organisationsübergreifenden Vorgehens, z. B. bei der betrieblichen Ausbildung oder „Sharing“-Modellen von Fachkräften Verbesserte Durchlässigkeit der Bildungssysteme

Hindernis	Relevanz	Handlungsempfehlung
Technische Hindernisse		
Fehlende Infrastruktur (Transport, Medienversorgung, H₂-Readiness von Technologien)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verursacht massive Erhöhungen der Investitionsbedarfe und schafft Barriere für den Markthochlauf 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ausbau Wasserstoffpipelinennetz ▪ Umwidmung bestehender Netzinfrastruktur ▪ Stark beschleunigter Ausbau von EE-Anlagen ▪ Erhöhung des erlaubten Anteils zur Beimischung von H₂ ins Erdgasnetz (dafür intensivierte Forschung und Anpassung der Regularien) ▪ Stark beschleunigter Ausbau von Stromnetzen, insbesondere auf Verteilnetzebene ▪ Verringerung des Ausbaudruckes durch <ul style="list-style-type: none"> ▪ Anreize zur Erhöhung der Energieeffizienz, insbesondere durch Nutzung von Nebenströmen, wie Abwärme ▪ Anreize zum Aufbau dezentraler Versorgungskonzepte, z. B. priorisierte Genehmigung, verbesserte Förderquoten oder bundesländerübergreifende Förderung
Umfassende Forschungsbedarfe entlang der Wertschöpfungsketten	<p>Beispielhaft genannt:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Notwendigkeit der Erhöhung des TRL bei der Erzeugung grünen Wasserstoffs ▪ Größere Forschungsthemen auch in der Systemsicht, z. B. Kopplung Erneuerbare Energien und Wasserstoffproduktion sowie Betriebsoptimierung und Effizienzverbesserung durch Einbindung von Nebenströmen ▪ Fehlende Forschungserkenntnisse führen zwangsläufig auch zu verringerter Weiterentwicklung der industriellen Aktivitäten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Technologieoffene Förderung von Forschung und Entwicklung als Ganzes, ohne technologiespezifische Anreize ▪ Hohe Priorisierung von Ausgaben für Forschung in der Haushaltsplanung
Fehlende Einbindung von Nebenströmen in den Gesamtprozess	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aufgrund diverser Herausforderungen, besonders im technischen Bereich, werden Nebenströme mitunter nicht wieder in den Produktionsprozess eingebunden ▪ Besonders relevant: Abwärmenutzung bei der Wasserstoffherzeugung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Forschungsanreize zur Betriebsoptimierung und besseren Einbindung von Nebenströmen ▪ Anbindung von Industrie- und Chemieparks an Fernwärmenetze, um Abwärme einspeisen zu können ▪ Anreize für Effizienzmaßnahmen in Unternehmen ▪ Etablierung einer festen Instanz, die Zielerreichung bei der Etablierung einer Kreislaufwirtschaft anhand fester Kriterien überprüft

Quellenverzeichnis

- [1] Landesportal Sachsen-Anhalt, Tabellen Energiebilanz - Sachsen-Anhalt.
<https://statistik.sachsen-anhalt.de/themen/wirtschaftsbereiche/energie-und-wasserversorgung/tabellen-energiebilanz#c207077> (accessed 1 July 2024).
- [2] VCI, VDI, Chemistry4Climate: Wie die Transformation der Chemie gelingen kann, 2023.
- [3] Nationaler Wasserstoffrat, Wasserstoff Aktionsplan Deutschland: 2021-2025, 2021.
- [4] HYPOS, Kurzfassung Machbarkeitsstudie: Wasserstoffnetz Mitteldeutschland, Leipzig, 2022.
- [5] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH, Wasserstoffmarkthochlauf in Ostdeutschland bis 2045: Eine Infrastrukturanalyse anhand der regionalen Erzeugungspotenziale und Bedarfe, 2022. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/02/20220209_EWI_Wasserstoffmarkthochlauf-in-Ostdeutschland-bis-2045.pdf (accessed 21 February 2024).
- [6] Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung, 2022.
- [7] Energiestatistik - Berlin.
- [8] Energiestatistik - Mecklenburg-Vorpommern, 2020.
- [9] Energiestatistik - Sachsen, 2020.
- [10] Energiestatistik - Thüringen, 2020.
- [11] Energiestatistik - Brandenburg, 2021.
- [12] Energiestatistik - Sachsen-Anhalt, 2021.
- [13] Fraunhofer ISI, Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD.
- [14] Boston Consulting Group, Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, 2021.
- [15] C. Köllner, Woher kommt der Wasserstoff?, 2021.
<https://www.springerprofessional.de/betriebsstoffe/verfahrenstechnik/woher-kommt-der-wasserstoff-/17201618> (accessed 30 January 2024).
- [16] K. Boblenz, V. Frank, B. Meyer, Energy system analysis for evaluation of sector coupling technologies, 2019. 10.1016/j.fuel.2019.115658.
- [17] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, 2023.
https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (accessed 30 January 2024).

- [18] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, Wasserstoffnetz für Deutschland – Ausbau und Finanzierung, 2023.
- [19] bdew, Ohne Energiewirtschaft kein Wasserstoff! Was steckt hinter dem Allround-Talent? <https://www.bdew.de/energie/wasserstoff/> (accessed 2 February 2024).
- [20] R. Staiger, A. Tanțău, Geschäftsmodellkonzepte mit grünem Wasserstoff: Wirtschaftliche und ökologische Auswirkungen für H₂ als nachhaltiger Energieträger, Springer Gabler, 2020.
- [21] T. Plankenbühler, S. Kolb, K. Herkendell, J. Karl, Screening Wasserstoff Technik, 2021. https://www.energiejahr.de/fileadmin/user_upload/EnCN_Studie_Wasserstofftechnologie_2021.pdf (accessed 1 February 2024).
- [22] TÜV Nord Group, Dienstleistungen entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette: H₂-Erzeugung: Elektrolyse, 2024. <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/wasserstoff-downloads/> (accessed 1 February 2024).
- [23] Navigant Energy Germany GmbH, Energiewende in der Industrie: Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor, 2020. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2a-branchensteckbrief-chemie.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (accessed 1 February 2024).
- [24] NOW GmbH, Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme, 2018. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf (accessed 22 August 2023).
- [25] L. Blum, M. Müller, Elektrolyseure und Brennstoffzellen zur Bereitstellung und Nutzung von Wasserstoff in der Energiewirtschaft: Stand und Perspektiven, 2019. http://www.fze.uni-saarland.de/AKE_Archiv/AKE2019H/Vortraege/AKE2019H_2Blum_Elektrolyse_Blum_Mueller.pdf.
- [26] Bundesministerium für Digitales und Verkehr, Machbarkeitsanalyse für eine PTGHEFA-Hybridraffinerie in Deutschland, 2017. <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/MKS/Wissenschaftliche-Untersuchen/machbarkeitsanalyse-ptg-hefa-hybridraffinerie.html> (accessed 1 February 2024).
- [27] P. Kurzweil, O.K. Dietlmeier, Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen, Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018.
- [28] T. Smolinka, M. Günther, J. Garche, NOW-Studie: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfassung

- des Abschlussberichts, 2011. <https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf> (accessed 22 August 2023).
- [29] F. Merten, A. Scholz, C. Krüger, S. Heck, Y. Girard, M. Mecke, M. Goerge, Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung – Update, 2021. https://web.archive.org/web/20220425061344id_/https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7948/file/7948_Wasserstoffimporte.pdf (accessed 2 February 2024).
- [30] TÜV Nord Group, Mit Wasserstoff-Pipelines zu einem nationalen Wasserstoffnetz, 2023. <https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/wasserstoff-pipelines-netze/> (accessed 5 July 2023).
- [31] KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Wasserstoffnetze: Regulierungsansätze für die verschiedenen Phasen der Marktentwicklung, 2021. https://hub.kpmg.de/hubfs/KPMG_Wasserstoffnetze%20-%20Regulierungsans%C3%A4tze%20f%C3%BCr%20die%20verschiedenen%20Phasen%20der%20Marktentwicklung-1.pdf?utm_campaign=ENR%20-%20Whitepaper%20-%20Regulierung%20von%20Wasserstoffnetzen&utm_medium=email&_hsmi=111728524&utm_content=111728524&utm_source=hs_automation (accessed 4 September 2023).
- [32] ONTRAS Gastransport GmbH, Our Hydrogen Projects: How are we shaping the European infrastructure for hydrogen transport? European Hydrogen Backbone, 2024 (accessed 15 August 2024).
- [33] FNB Gas, Wasserstoff-Kernnetz, 2024. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/> (accessed 2 February 2024).
- [34] FNB Gas, Wasserstoffbericht: Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß § 28q EnWG, 2022. https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht.pdf (accessed 22 February 2024).
- [35] FNB Gas, Übersicht: Wasserstoff-Kernnetz. https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/11/2023-11-14_Wasserstoff-Kernnetz_Karte.png (accessed 2 February 2024).
- [36] Deutscher Bundestag, Validierter Zwischenbericht über ein Konzept zum weiteren Aufbau des deutschen Wasserstoffnetzes: Drucksache 20/7915, 2023. <https://dip.bundestag.de/vorgang/validierter-zwischenbericht-%C3%BCber-ein-konzept-zum-weiteren-aufbau-des-deutschen/302385> (accessed 29 August 2023).
- [37] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Die Nationale Wasserstoffstrategie. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Dossiers/wasserstoffstrategie.html#:~:text=>

=Das%20Bundeskabinett%20hat%20im%20Juli,Wasserstoff%20und%20dessen%20Derivate%20erarbeitet. (accessed 2 February 2024).

- [38] R. Neugebauer (Ed.), Wasserstofftechnologien, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2022.
- [39] Simon Harst et. al., In der Wasserstoffwirtschaft liegen viele Chancen, in: R. Neugebauer (Ed.), Wasserstofftechnologien, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2022.
- [40] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Regionalszenario 2023: Planungsregion Ost, 2023. <https://www.vnbdigital.de/region/priBmFeYrXXjhe74f> (accessed 4 September 2023).
- [41] A. Appel, C. Dähling, C. Heinemann, F. Lessing, F. Kunz, L. Schwarz, M. Bednarczyk, M. Vogl, P. Miersch, S. Kosslers, T. Holzmann, Netzdienliche Integration von Elektrolyseuren: Flexibilisierung des Energiesystems durch den Einsatz von Elektrolyseuren, 2022. <https://www.vde.com/resource/blob/2226594/279eeea65a48407ecbd2227be6f190e9/netzdienliche-integration-von-elektrolyseuren-data.pdf> (accessed 22 February 2024).
- [42] Europäische Union, Der Grüne Deal in Deutschland: Der europäische Green Deal wird Deutschland dabei helfen, seine Umwelt zu schützen und seine klimaneutralen Ziele zu erreichen., 2024. https://germany.representation.ec.europa.eu/strategie-und-prioritaten/eu-politik-deutschland/der-grune-deal-deutschland_de (accessed 23 July 2024).
- [43] Europäische Kommission, Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, 2020. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/865951/EU_Hydrogen_Strategy_DE.pdf.pdf (accessed 21 February 2024).
- [44] Europäische Union, IPCEI: EU-Kommission gibt grünes Licht zur Förderung von Wasserstofftechnologie – auch in Deutschland, 2022. https://germany.representation.ec.europa.eu/news/ipcei-eu-kommission-gibt-grunes-licht-zur-forderung-von-wasserstofftechnologie-auch-deutschland-2022-07-15_de (accessed 2 February 2024).
- [45] PricewaterhouseCoopers GmbH, RED III im EU-Parlament und Rat beschlossen – Weg für Inkrafttreten nun frei, 2023. <https://blogs.pwc.de/de/auf-ein-watt/article/239894/red-iii-im-eu-parlament-und-rat-beschlossen-weg-fuer-inkrafttreten-nun-frei/> (accessed 2 February 2024).
- [46] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, 2024. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wasserstoffbeschleunigungsgesetz.html> (accessed 16 July 2024).

- [47] Noerr Partnerschaftsgesellschaft mbB, Auf dem Weg zur Dekarbonisierung der Wirtschaft: Neuer Schwung für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft, 2024.
<https://www.noerr.com/de/insights/auf-dem-weg-zur-dekarbonisierung-der-wirtschaft>
 (accessed 16 July 2024).
- [48] VDI/VDE Innovation + Technik GmbH, Wasserstoffstrategien der Bundesländer und Bedeutung ausgewählter Innovationscluster für die Gestaltung der Energiewende, 2022.
https://vdivde-it.de/sites/default/files/document/2022-09-Poster_Wasserstoffstrategien_A2.pdf (accessed 9 February 2024).
- [49] r2b energy consulting GmbH, Strategische Umsetzung der Landeswasserstoffstrategie des Landes Sachsen-Anhalt: Im Auftrag des Ministeriums für Wissenschaft, Energie, Klimaschutz und Umwelt des Landes Sachsen-Anhalt (MWU). Gutachten, 2023. https://mwu.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/MWU/Energie/Erneuerbare_Energien/Wasserstoff/Endbericht_Gutachten_Landeswasserstoffstrategie.pdf (accessed 23 July 2024).
- [50] Europäische Kommission, DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2023/1 184 DER KOMMISSION, 2023.
- [51] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, Grüner Wasserstoff klar geregelt: Neufassung der 37. Bundes-Immissionsschutz-Verordnung, 2023.
<https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/nachhaltigkeitspolitik/gruener-wasserstoff-geregelt-2249176> (accessed 16 July 2024).
- [52] Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Wie ist grüner Wasserstoff laut dem Delegated Act der EU definiert?, 2023. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-ist-gruener-wasserstoff-laut-dem-delegated-act-der-eu-definiert/>.
- [53] Taylor Wessing, Kriterien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff – die delegierten Rechtsakte der EU-Kommission, 2023. <https://www.taylorwessing.com/de/insights-and-events/insights/2023/03/kriterien-fuer-die-erzeugung-von-gruenem-wasserstoff#:~:text=gr%C3%BCner%20Wasserstoff%20klassifiziert%20wird%2C%20wenn,Strom%20aus%20solchen%20Quellen%20stammt.> (accessed 12 February 2024).
- [54] LBBW, Wann ist Wasserstoff grün? EU-Kommission legt Kriterien fest, 2024.
https://www.lbbw.de/artikelseite/news-fit-for-55/gruener-wasserstoff_ah2m8u3vui_d.html#:~:text=Gr%C3%BCner%20Wasserstoff%20wird%20per%20Elektrolyse,Quellen%2C%20ist%20der%20Wasserstoff%20klimaneutral. (accessed 12 February 2023).
- [55] Landesverband Erneuerbare Energien Schleswig-Holstein, Kurzstellungsnahme zur genehmigungsrechtlichen Situation systemdienlicher Elektrolyseure, 2019. <https://www.lee->

sh.de/datei/de/lee%20sh%20genehmigung%20elektrolyseure%20nov%202019_11.pdf
(accessed 9 February 2024).

- [56] Kapellmann und Partner Rechtsanwälte mbB, Blogreihe "Wasserstoff aktuell": Bauleitplanung und Genehmigung von Elektrolyseuren, 2022.
<https://www.kapellmann.de/de/beitraege/blogreihe-wasserstoff-aktuell-bauleitplanung-und-genehmigung-von-elektrolyseuren> (accessed 9 February 2024).
- [57] Bundes-Immissionsschutzgesetz: BImSchG, 2022.
- [58] Bundesrat, Beschluss des Bundesrates 591/23, 2023.
<https://www.bundesrat.de/bv.html?id=0591-23> (accessed 10 July 2024).
- [59] Bundesberggesetz: BBergG, 2021.
- [60] Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung: UVPG, 2024.
- [61] Energiewirtschaftsgesetz: EnWG, 2023.
- [62] Verordnung über Gashochdruckleitungen (Gashochdruckleitungsverordnung: GasHDrLtGv, 2023.
- [63] M. Ragwitz, K. Kschammer, A. Hanßke, B. Pfluger, A. Unger, M. Wietschel, M. Neuwirth, A. Zenker, D. Horvat, M. Jahn, H2-Masterplan für Ostdeutschland, 2021. <http://www.h2-masterplan-ost.de/wp-content/uploads/sites/11/2021/05/H2-Masterplan-fuer-Ostdeutschland.pdf> (accessed 29 August 2023).
- [64] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, Potenzialstudie Industrielle Abwärme: Ergebnisse und Kernaussagen, 2019.
https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/LANUV_Potenzialstudie_Industrielle_Abwaerme_Ergebnisse.pdf (accessed 2 February 2024).
- [65] Europäische Kommission, Carbon Border Adjustment Mechanism, 2021.
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/869376/CBAM_factsheet.pdf.pdf (accessed 22 July 2024).
- [66] Umweltbundesamt, Einführung eines CO₂ -Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) in der EU: Zentrale Aspekte des Vorschlags der EU-Kommission vom 14.07.2021, 2021.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/3521/dokumente/cbam_factsheet_de_1.1.pdf (accessed 22 August 2023).
- [67] Sandbag, A Scrap Game: Impacts of the EU Carbon Border Adjustment Mechanism. Report, 2024. https://sandbag.be/2024/06/03/a-scrap-game-cbam-impacts/?utm_campaign=Policy%20Breakfast%204%20June&utm_medium=email&utm_source=Mailjet (accessed 15 July 2024).
- [68] Kappelmann Rechtsanwälte, Blogreihe "Wasserstoff aktuell": Bauleitplanung und Genehmigung von Elektrolyseuren, 2022.

- <https://www.kapellmann.de/de/beitraege/blogreihe-wasserstoff-aktuell-bauleitplanung-und-genehmigung-von-elektrolyseuren> (accessed 12 February 2024).
- [69] IKEM, Elektrolyseure vom Anwendungsbereich der Industrieemissions-Richtlinie ausnehmen, 2022. <https://www.ikem.de/stellungnahme-elektrolyseure/> (accessed 12 February 2024).
- [70] J. Schäfer, Fragen rund um das Genehmigungsrecht von Elektrolyseuren, 2022. https://norddeutschewasserstoffstrategie.de/wp-content/uploads/2022/05/20222005_BImSchG_Genehmigung-von-Elektrolyseuren_NDWS_aktuell.pdf (accessed 12 February 2024).
- [71] Deutsche Energie-Agentur, STELLUNGNAHME zur Definition von grünem Wasserstoff und dessen Derivaten: Delegierte Rechtsakte der Europäischen Kommission zu Artikel 27 (3) und Artikel 28 RED II, 2023. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/stellungnahme-zur-definition-von-gruenem-wasserstoff-und-des-sen-derivaten-delegierte-rechtsakte-der-europaeischen-kommission-zu-artikel-27-3-und-artikel-28-red-ii/> (accessed 16 July 2024).
- [72] Cleary Gottlieb Steen & Hamilton LLP, European Commission Proposes Definition of Renewable Hydrogen in the EU, 2023. <https://www.clearygottlieb.com/news-and-insights/publication-listing/european-commission-proposes-definition-of-renewable-hydrogen-in-the-eu> (accessed 16 July 2023).
- [73] Ministerium für Wissenschaft, Energie, Klimaschutz und Umwelt Sachsen-Anhalt, Wasserstoffprojekte in Sachsen-Anhalt: Leitfaden über Planungs- und Genehmigungsprozesse, 2023. https://mwu.sachsen-anhalt.de/fileadmin/Bibliothek/Politik_und_Verwaltung/MWU/Energie/Erneuerbare_Energien/Wasserstoff/MWU_Leitfaden_Wasserstoffprojekte_2023.pdf (accessed 12 February 2024).
- [74] L. Ohle, Planung und Genehmigung: Die Herausforderungen aktueller Wasserstoff-Vorhaben aus rechtlicher Perspektive, 2022. https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2023/01/20221206_NWN_Praesentation_Beschleunigung-Planungs-und-Genehmigungsrecht.pdf?media=1667839188 (accessed 12 February 2024).
- [75] Nationaler Wasserstoffrat, Forschungs- und Entwicklungsbedarfe zum Einsatz von Wasserstoff in der Chemieindustrie. Informations- und Grundlagenpapier, 2022. <https://www.wasserstoffrat.de/veroeffentlichungen/grundlagen-und-informationspapiere#c23488>.
- [76] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Fachkräfte für Deutschland: Herausforderungen Fachkräftesicherung, 2024. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/fachkraeftesicherung.html> (accessed 17 July 2024).