SH

Schleswig-Holstein
Ministerium für Energiewende,
Landwirtschaft, Umwelt, Natur
und Digitalisierung

Gutachten

H_2–Erzeugung und Märkte

Schleswig–Holstein

umlaut

EMCEL

BECKER BÜTTNER HELD

JÜLICH
Forschungszentrum

Dieses Gutachten wurde erstellt durch:

umlaut energy GmbH
Am Kraftversorgungsturm 3
D–52070

Thomas Nauhauser
Felix Schimek
Marvin Heimann

EMCEL GmbH
Brüsseler Straße 85
D–520672 Köln

Marcel Corneille
Johannes Kuhn
Lena Maier

Becker Büttner Held
Rechtsanwälte
Wirtschaftsprüfer
Steuerberater PartGmbB
Kaiser–Wilhelm–Straße 93
20355 Hamburg

Thomas Schmeding
Jan–Hendrik vom Wege

Becker Büttner Held
Consulting AG
Agrippinawerft 26–30
50678 Köln

Fabian Rottmann
David Siegler
Dr. Hanno Butsch

Forschungszentrum Jülich
GmbH
Wilhelm–Johnen–Straße
52428 Jülich

Prof. Dr.–Ing. Detlef Stolten
Dr. Martin Robinius
Dr. Thomas Grube

Im Auftrag des

Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung

des Landes Schleswig–Holstein.

Dezember 2020

Inhaltsverzeichnis

I. Executive Summary 6

II. Einleitung zum Gutachten 14

1 Wasserstoffanwendungen und Bedarfsentwicklung in Schleswig–Holstein & Hamburg ... 15

1.1 Klassifizierung von Wasserstoff 15

1.2 Anwendungsfelder für Wasserstoff 17

1.3 SWOT–Analyse der Energiesektoren 24

1.4 Entwicklung der Wasserstoffbedarfe 27

1.5 Bedarfszentren 31

1.6 Konkurrenz Energieträger & Kraftstoffe 33

1.7 Leicht zu hebende Potenziale 39

1.8 Zusammenfassung 40

2 Standortfaktoren der Wasserstofferzeugung 41

2.1 Ausprägung der Faktoren in Schleswig–Holstein 45

2.2 Zusammenfassung 48

3 Wasserstofferzeugung in Schleswig–Holstein 49

3.1 Strombezugsoptionen für Elektrolyseure 50

3.2 Überblick H_2–Gestehungskosten 2025 58

3.3 Sensitivität H_2–Gestehungskosten 2030 61

3.4 Wasserstofferzeugung im Detail 63

3.5 Deckung des Bedarfs in Schleswig–Holstein 74

3.6 Zusammenfassung 77

4 Transport– und Speicherinfrastruktur für Wasserstoff 78

4.1 Speicher–Optionen 78

4.2 Transport–Optionen 83

4.3 Kosten für den Transport über große Distanzen 86

4.4 Kosten für die regionale Verteilung 87

4.5 Anknüpfungspunkte für Im– & Export 89

4.6 Umwidmung bestehender Erdgasinfrastruktur 92

4.7 Aufbau einer H_2–Infrastruktur in Schleswig–Holstein 95

4.8 Zusammenfassung 99

5 Import von Wasserstoff 100

5.1 Nationaler Wasserstoffimport aus umliegenden Bundesländern 102

5.2 Globaler Wasserstoffimport 104

5.3 Gegenüberstellung regionaler H_2–Gestehungskosten und Importkosten 108

5.4 Zusammenfassung 109

6 Märkte und Handlungsplattformen 110
6.1 Grundlagen und Voraussetzungen für die Entstehung eines Marktes 110
6.2 Aktueller Wasserstoffmarkt 112
6.3 Erdgasmarkt als Referenz 112
6.4 Analogie zwischen Erdgas– und Wasserstoffmarkt 114
6.5 Potenzielle Entwicklungsphasen eines Wasserstoffmarkts 119
6.6 Erwartete Wasserstoffmarktentwicklung und Mitgestaltungsmöglichkeiten 123
6.7 Aufgaben einer regionalen H_2–Plattform 124
6.8 Zusammenfassung 128
7 Produktion Brennstoffzellen & Elektrolyseure in Schleswig–Holstein 129
7.1 Potenzial der Wasserstoffindustrie und Perspektiven 129
7.2 Marktüberblick und Akteure 132
7.3 Standortfaktoren für die Ansiedlung neuer Industriezweige 135
7.4 Anreize für die Produktion in Schleswig–Holstein 137
7.5 Zusammenfassung 139
8 Entwicklung einer Regulierung von Wasserstoffnetzen und –märkten 140
8.1 Wasserstoff im aktuellen Rechtsrahmen; Bestandsaufnahme 140
8.2 Diskussion bestehenden Regulierungsrechts 146
8.3 Betrieb von reinen Wasserstoffnetzen 149
8.4 Denkanstoß Wasserstoffleitungen Upstream (Offshore) 155
8.5 Zusammenfassung 157
9 Reduzierung der Abgabenlast im Bereich der Erzeugung von Wasserstoff 158
9.1 Stromsteuer 158
9.2 EEG–Umlage 162
9.3 Netzentgelte und Netzentgeltgekoppelte Abgaben 170
9.4 Zusammenfassung und Handlungsmöglichkeiten 173
10 Denkbare Regulierungsmaßnahmen zur Unterstützung von Wasserstoffanwendungen 174
10.1 Inhalt und Umsetzung der Art. 25, 27, 28 RED II 174
10.2 Anrechenbarkeit auf die CO_2–Flottenquote für Autohersteller 176
10.3 Erweiterung der Anrechenbarkeit der Treibhausgasemissionsminderung 177
10.4 Anhebung der Quote für fortschrittliche Kraftstoffe 179
10.5 Zusammenfassung und Handlungsmöglichkeiten 180
III. Handlungsempfehlungen 181
IV. Abkürzungen 190
V. Anhang 191
A SWOT–Analyse der Energiesektoren 191
B Methodik Szenarienentwicklung für Wasserstoffbedarfe 198

C BHKW für einen möglichen Einsatz von Wasserstoff 201
D Übersicht Strombezugskosten 203
E Übersicht Befreiungstatbestände 204
F Parameter Elektrolyse 205
G Ex–EEG Windenergieanlagen 206
H Vorgehen zur Berechnung des Potenzials zur H_2–Erzeugung in der Detailbetrachtung der analysierten Standorte 207
I Charakterisierung Szenario 1 – Eigenversorgung 208
J Charakterisierung Szenario 2 – Netzanbindung & PPA mit WEA 209
K Übersicht H_2–Importkosten 210
L Marktentwicklungsphasen für Wasserstoff 211
VI. Literaturverzeichnis 212

H_2–Erzeugung und Märkte Gutachten für Schleswig–Holstein

I. Executive Summary

Die Landesregierung von Schleswig–Holstein (SH) beabsichtigt, mit ihrer Wasser–stoffstrategie einen Markt für Wasser–stofftechnologien zu entwickeln und über Elektrolyseure in Schleswig–Holstein kurz– bis mittelfristige Wasserstoffbedarfe (H_2–Bedarfe) zu decken. Sich entwickelnde H_2–Bedarfe und Perspektiven für die Wasserstofferzeugung und –märkte sollen durch das vorliegende Gutachten geklärt werden. Die Ergebnisse dienen der Einordnung des regionalen Erzeu–gungspotenzials in den Kontext internationaler Marktentwicklungen.

Das Parallelgutachten „Wasserstoffmobilität und –förderrichtlinien Schleswig–Holstein" geht im Detail auf den Hochlauf wasserstoffbetriebener Fahrzeuge und auf den Aufbau der damit zusammenhängenden Infra–struktur ein.

Durch die Anstrengungen der EU–Mitglieds–staaten, die globale Klimaerwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen, befindet sich die gesamte euro–päische Energieversorgung auf dem Weg in die Klimaneutralität. Diese industrielle Wende wird die Energieumwandlung, –speicherung, –verteilung und –nutzung fundamental verändern.

Hinsichtlich der Dekarbonisierung des Strom–verbrauchs konnte Deutschland zuletzt die Ziele des nationalen Klimaschutzplans über–treffen und den Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien (kurz: EE–Strom) auf über 40 % steigern. Um aber das Gesamtziel der Emissionsneutralität in 2050 zu erreichen, wird zum einen der Stromverbrauch insgesamt deutlich steigen und zum anderen müssen erneuerbare Energieträger auch in die restlichen Sektoren integriert werden. Für diese Transformation wird Wasserstoff in der Ener–giewende eine Schlüsselrolle einnehmen.

H_2–Bedarf

Wasserstoff wird in den folgenden Anwen–dungsfeldern zum Einsatz kommen:

- Industriesektor (stoffliche Nutzung und Erzeugung von Prozesswärme)
- Verkehrssektor
- Wärme– und Stromsektor

Im Gutachten werden drei Szenarien betrachtet, die eine konservative, eine erwar–tete (Basisszenario) und eine progressive Entwicklung von H_2–Technologien und H_2–Bedarfen in Verbindung mit sich ändernden externen Rahmenbedingungen abbilden.

Die tatsächliche Entwicklung hängt stark von technischen (technologische Fortschritte), wirtschaftlichen (Technologiekosten, Wasser–stoffgestehungskosten) und regulatorischen Einflüssen (CO_2–Preis, Umlagen, Quoten) ab. Zudem beeinflusst die Entwicklung alternativer CO_2–neutraler Technologien die Nachfrage nach Wasserstoff.

Im Jahr 2030 werden in Schleswig–Holstein ca. 1,8 TWh grüner Wasserstoff benötigt.

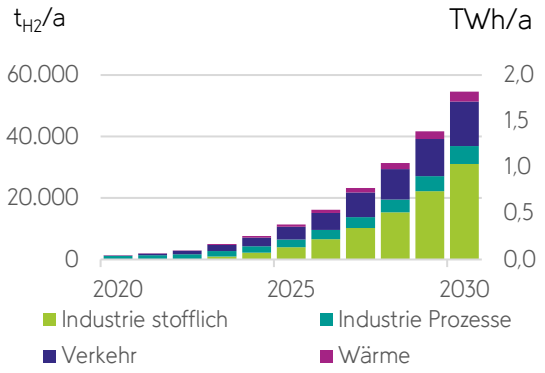
Das Basisszenario zeigt für die erwartete Ent–wicklung im Jahr 2025 einen Bedarf von 0,4 TWh und im Jahr 2030 einen Bedarf von 1,8 TWh. Die starke Zunahme des Bedarfs ergibt sich vorrangig aus dem starken Anstieg im Bereich der stofflichen Nutzung in der Industrie sowie aus dem Hochlauf der Wasser–stoffmobilität.

Das mittelfristig größte Bedarfspotenzial für CO_2–neutralen Wasserstoff bietet die

Substitution von grauem Wasserstoff in der Industrie.

Im Verkehrssektor wird Wasserstoff zeitnah insbesondere für den Betrieb von kommunalen Flotten, beispielsweise im ÖPNV oder für Nutz–fahrzeuge, sowie im Schwerlastverkehr auf der Straße eingesetzt. Die entsprechenden Treiber sind in dem Parallelgutachten zur Mobilität zu finden.

Der Bedarf im Individualverkehr setzt ab dem Jahr 2030 verstärkt ein. Ebenso gewinnen Anwendungen zur Bereitstellung von Gebäude– und Prozesswärme erst ab 2030 an Relevanz.



1 Hochlauf des H_2–Bedarfs im Basisszenario

Bis 2030 werden die Bedarfszentren somit v.a. durch die Industrie– und Chemieparks, sowie durch Tankstellen bei kommunalen Verkehrs–betrieben und an Logistikachsen, bestimmt.

H_2–Erzeugung

Im nationalen Vergleich verfügt Schleswig–Holstein über attraktive Standortfaktoren zur Erzeugung von grünem Wasserstoff per Wasserelektrolyse.

Das Land verfügt über große Kapazitäten erneuerbarer Energien und gutes Potenzial für den weiteren Ausbau bei relativ günstigen Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Energy, LCOE), insbesondere für Windenergieanlagen (WEA). Zudem wird in SH vermehrt Strom von Offshore–WEA angelandet. Im Jahr 2025 soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch der Region Schleswig–Holstein & Hamburg bereits ca. 120 % betragen, die Stromerzeugung wird also die regionale Nachfrage weit übersteigen. Dies garantiert eine hohe Verfügbarkeit und räumliche Nähe von erneuerbaren Energien zur H_2–Erzeugung.

Die Strombezugskosten und die Volllaststunden der Elektrolyse sind die wesentlichen Einflussfaktoren der H_2–Gestehungkosten.

Die Stromkosten können dabei bis zu 86 % der gesamten H_2–Gestehungskosten ausmachen. Beide Faktoren werden maßgeblich durch die Wahl der Stromversorgung bestimmt.

Die H_2–Gestehungskosten sind zu einem großen Teil auf staatlich induzierte Preisbe–standteile der Stromkosten zurückzuführen. Bestehende Ausnahmetatbestände zur Redu–zierung der Belastungen durch Abgaben & Umlagen sind an strenge Voraussetzungen geknüpft, welche die Realisierung von Projekten zur Wasserstofferzeugung erschweren.

Wird ein Elektrolyseur über das öffentliche Netz mit Strom versorgt und der Stromeinkauf zu Großhandelspreisen über die Börse realisiert, können hohe Volllaststunden erreicht werden. Wirtschaftliche H_2–Gestehungskosten lassen sich aktuell aber nur durch die Befrei–ungstatbestände für „produzierende & stromintensive" Gewerbe erzielen, welche nur für bestimmte Industrien gelten. Für diesen Fall können Abgaben & Umlagen (Stromsteuer und EEG–Umlage) auf den Strombezug drastisch reduziert werden und H_2–Gestehungskosten im Bereich von 3,4 €/kg H_2 sind möglich. Durch den schwankenden Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Strommix, wäre der mit Netzstrom produzierte Wasserstoff allerdings als nicht emissionsfrei (grau) einzustufen.

Um langfristig eine wirtschaftliche Wasser–stofferzeugung und –nutzung zu erreichen, sind daher geeignete regulatorische Weichenstellungen hilfreich.

Wirtschaftliche Stromkosten zur H_2–Erzeugung können nur durch eine Reduktion der Abgaben & Umlagen erreicht werden.

Um die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff zu reduzieren, sind Änderungen in den Bereichen

- der Stromsteuer,
- der EEG–Umlage sowie
- der Entgelte für die Netznutzung bzw. daran geknüpfte sonstige Abgaben

erforderlich.

Gemäß der aktuellen Diskussion zur Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie wurde, zur Analyse der H_2–Gestehungskosten, der Wegfall der EEG–Umlage für einen nachweislich grünen Strombezug angesetzt.

Dabei kann für den an der Strombörse erworbenen Strom, nach dem Doppelvermarktungsverbot des EEG, kein Grünstromnachweis geführt werden. Die Nachhaltigkeit des damit produzierten Wasserstoffs ist daher nicht eindeutig nachverfolgbar. Zur Beibehaltung der Grünstromeigenschaften ergibt der Strombezug über Direktverträge (Power Purchase Agreements – PPA) mit solchen WEA–Betreibern Sinn, welche keine EEG–Förderung in Anspruch nehmen.

In den nächsten 10 Jahren fallen in SH ca. 1,5 GW an Windenergieanlagen aus der EEG–Förderung. Deren Weiterbetrieb, zur Erzeugung von grünem Wasserstoff, ist attraktiv, da diese Anlagen bereits abgeschrieben sind und daher günstige LCOE aufweisen.

Würde der Strombezug von Ex–EEG WEA für die H_2–Erzeugung von allen Abgaben und Umlagen befreit, könnten H_2–Gestehungskosten von etwa 2,9 €/kg H_2 erreicht werden. Aufgrund der begrenzten Kapazität der Anlagen und Repowering–Maßnahmen, kann aber die Nutzung von Ex–EEG–Anlagen nur ein Baustein zur H_2–Erzeugung sein. Für eine umsetzungsnahe und ganzheitliche Betrachtung der möglichen H_2–Gestehungskosten wurden daher in die Modellierung ebenfalls neue WEA miteinbezogen.

Im Jahr 2030 könnten in SH, bei Wegfall der EEG–Umlage, H_2–Gestehungskosten von 5,4€/kg erreicht werden.

Bei einer gemeinsamen Betrachtung von Ex–EEG WEA (30 % der Kapazität in SH) und neuen WEA (10 % bzw. 20 % Zubau ab 2020), unter Abschluss von PPAs und unter Wegfall der EEG–Umlage, lassen sich durchschnittliche H_2–Gestehungskosten von 5,6 bzw. 5,4 €/kg H_2 im Jahr 2025 bzw. 2030 erreichen. In diesem Fall würden neue WEA nicht mehr durch die EEG–Umlage, sondern über den Verkauf von Wasserstoff finanziert.

Zur Deckung des H_2–Bedarfs in 2025 werden bereits etwa 200 MW Elektrolysekapazität benötigt.

Zur Deckung des entstehenden H_2–Bedarfs in Schleswig–Holstein (vgl. Basisszenario) müssten in 2025 etwa 200 MW und in 2030 etwa 1 GW Elektrolyseleistung aufgebaut werden. In 2030 würde dann etwa 7 % der lokalen Stromproduktion erneuerbarer Energien für die H_2–Erzeugung aufgewendet. Da der H_2–Bedarf insbesondere nach 2030 weiter exponentiell zunehmen wird, wäre zur Deckung der H_2–Bedarfe ein erheblicher Anteil des erneuerbaren Stroms in SH erforderlich.

Regionale Erzeugung

Neben dem Aufbau lokaler Wertschöpfung und Expertise als Hauptargument, bringt eine regionale Produktion von Wasserstoff in Schleswig–Holstein noch weitere Vorteile mit sich. Beispielsweise wird durch die Eigenproduktion die Importabhängigkeit verringert. Der Wettbewerb mit anderen Ländern um Wasserstoffimporte, bei einer kurzfristig erwarteten noch geringen Verfügbarkeit von Wasserstoffexporten auf dem Weltmarkt, wird somit vermieden.

Demgegenüber steht der Nachteil, dass die Stromnutzung, aus den regional begrenzten erneuerbaren Quellen, zur H_2–Erzeugung größtenteils in Konkurrenz mit der direkten Stromnutzung im Stromsektor und der diesem Sektor zugeordneten Dekarbonisierungsziele steht. Die Nutzung von „überschüssigem" Strom aus erneuerbaren Quellen, der im Stromsektor die Nachfrage übersteigt, ist hinsichtlich der H_2–Erzeugung nur bedingt zielführend, da diese Strommengen nur wenige Stunden im Jahr verfügbar sind. Eine Auslegung der H_2–Erzeugung auf Überschussstrom steht im Konflikt mit der Anforderung, die Investitionskosten der Elektrolyseure über möglichst viele Volllaststunden zu verteilen.

Neben der lokalen H_2–Erzeugung ist langfristig die Erschließung alternativer Quellen zur Deckung der steigenden H_2–Bedarfe wichtig.

Unabhängig von der Wirtschaftlichkeit der regionalen Erzeugung sind also langfristig alternative Quellen für die Deckung des H_2–Bedarfs wichtig, um Flächenkonflikte beim Ausbau von erneuerbaren Energien zu vermeiden und die mengenmäßige Versorgung der Bedarfe zu sichern.

In Ländern, welche im Vergleich zu Deutschland ein größeres Potenzial zum Ausbau von EE aufweisen, ist eine Stromproduktion für die H_2–Erzeugung, ohne dabei in Konkurrenz mit der direkten Nutzung im Stromsektor zu treten, eher möglich. Ein Import von Wasserstoff aus unterschiedlichen Regionen der Erde reduziert dabei die Abhängigkeit von lokalen Wetterereignissen und das Risiko eines Engpasses in der Lieferkette.

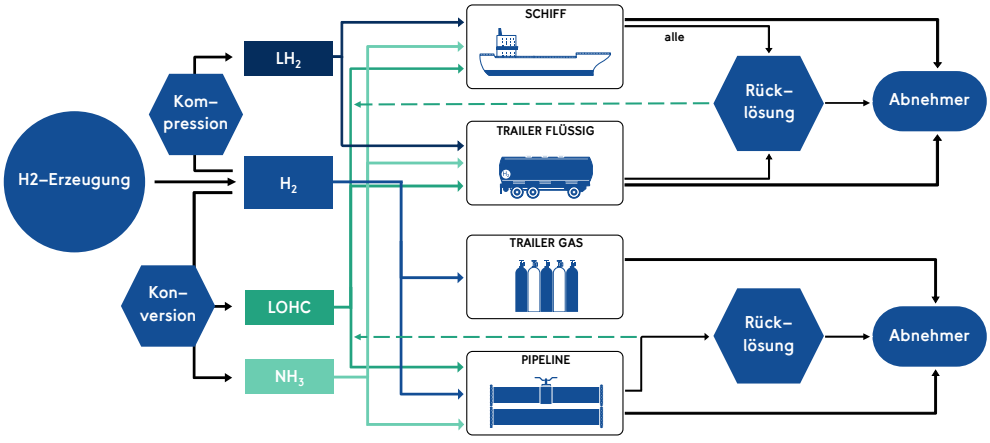
H_2-Importe

In SH bestehen gute Ausgangsbedingungen für den Ausbau der H_2–Infrastruktur für zukünftige Importe. Zum einen kann SH zeitnah an ein mögliches internationales H_2–Gasnetz angeschlossen werden (vgl. European Hydrogen Backbone), dessen Wichtigkeit in den kommenden Jahren zunehmen wird. Zum anderen könnte der Hafen Brunsbüttel zum Import–Hub ausgebaut werden. Des Weiteren liegen gute geologische Bedingungen für den Bau von Salzkavernen zur großvolumigen Speicherung von Wasserstoff vor.

Neben den geografischen Voraussetzungen potenzieller H_2–Exporteure prägen auch die politische Stabilität sowie der regulatorische Rahmen die Fähigkeit von Ländern H_2–Exporteur zu werden. Viele Länder haben Ambitionen zum Aufbau eines Wasserstoff–exports, wobei nur von wenigen Ländern bereits konkrete Pläne vorliegen. Deutschland befindet sich aktuell in der Anfangsphase zur Entwicklung der für einen H_2–Import notwendigen Partnerschaften.

Wirtschaftlichkeit regionaler H_2–Erzeugung

Der Hochlauf von Wasserstoffanwendungen ist notwendig, um die langfristigen nationalen und europäischen Klimaziele erfüllen zu können. Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass sich H_2–Bedarfe in SH entwickeln. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer



Transportoptionen für Wasserstoff

Bezugsoption sind alle Versorgungs–möglichkeiten ganzheitlich zu betrachten.

Die Wirtschaftlichkeit der regionalen H_2–Erzeugung ist vor allem hinsichtlich internationaler Importoptionen zu bewerten.

Unter der Annahme großer Importmengen werden im Jahr 2030 Wasserstoffimportkosten von 4–5 €/kg erwartet. Ein Import von grünem Wasserstoff aus nationalen Quellen bzw. benachbarten Bundesländern nach Schleswig–Holstein ist eher unwahrscheinlich, da diese den dort produzierten Wasserstoff vermutlich zur Deckung der eigenen Bedarfe benötigen. Kommt es jedoch zu dem aktuell geplanten Ausbau des European Hydrogen Backbone, könnte der Süden Schleswig–Holsteins und insbesondere das industrielle Zentrum Hamburgs ab 2030 an ein H_2–Fernleitungsnetz angeschlossen sein. Damit wären Importe aus Häfen in den Niederlanden möglich.

Ab 2030 werden Preise für den Import von grünem H_2 in Höhe von 4–5 €/kg erwartet.

Der Vergleich der ermittelten H_2–Gestehungs–kosten in SH von etwa 5,4 €/kg mit den möglichen Importkosten zeigt, dass unter der Voraussetzung entsprechender regulatorischer Anpassungen, Wasserstoff langfristig wirtschaftlich, auch im internationalen Vergleich, in Schleswig–Holstein erzeugt werden kann. Daher sollten bei Einsetzen von Importen die bisher installierten Elektrolyseure nicht zu „stranded assets" werden. Ein H_2–Import nach Schleswig–Holstein könnte jedoch durch eine Unterdeckung der eigenen Produktion begründet sein.

Bei Entlastung der Stromkosten wird von einer wettbewerbsfähigen H_2–Erzeugung in SH, im Vergleich zu globalen Importen, ausgegangen.

Nach der vorhergehenden Analyse ist die regionale H_2–Erzeugung für etwa 5,6 €/kg oder langfristig eine Versorgung der H_2–Berdarfe in SH für 4–5 €/kg durch Importe möglich. Ausgehend von diesen Kosten müssen die einzelnen Wasserstoffanwendungen unter–stützt werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen.

Wirtschaftlichkeit von H_2–Anwendungen

Trotz internationaler Wettbewerbsfähigkeit der regionalen H_2–Erzeugung ergibt sich für die wirtschaftlichen Anforderungen auf Seite der lokalen H_2–Anwendungen ein anderes Bild. Die berechneten H_2–Gestehungskosten der regionalen Erzeugung liegen im Jahr 2025 durchschnittlich ca. 27 % bzw. in 2030 noch ca. 13 % über dem Zielpreis für den Vertrieb an öffentlichen Tankstellen für PKW.
Dieser Preis beschreibt hier den maximal möglichen H_2–Einkaufspreis einer Tankstelle, um den aktuell geläufigen Verkaufspreis inkl. MwSt. (9,5 €/kg H_2) wirtschaftlich darstellen zu können. Die Reduzierung der Wirtschaft–lichkeitslücke im Jahr 2030 beruht auf technologischen Entwicklungen und vor allem auf der Steigerung der Kosten für konventionelle Treibstoffe durch den Anstieg des CO_2–Preises auf etwa 65 €/t.

Für wasserstoffbetriebene PKW sind die Treib–stoffkosten bereits heute niedriger oder ähnlich im Vergleich zu Diesel oder Benzin–PKW. Hemmnisse für den Hochlauf in diesem Bereich liegen in der fehlenden Infrastruktur und geringen Anzahl an Wasserstoff–PKW Modellen am Markt.
Im Gegensatz zu PKW müssen für eine Parität der Treibstoffkosten im Bereich der schweren Nutzfahrzeuge und Busse entweder die Wasserstoffkosten weiter sinken, oder die Kosten der konventionellen Treibstoffe weiter steigen. Bei der Evaluierung der Wirtschaft–lichkeit von Nutzfahrzeugen spielen allerdings die Gesamtkosten eines Fahrzeugs über die Lebenszeit eine entscheidende Rolle. Weitere Details hierzu finden sich im Parallelgutachten zur Wasserstoffmobilität.

Aufgrund der günstigen Bezugspreise für Energieträger in der Industrie, befindet sich die stoffliche Verwendung von grünem Wasser–stoff in einer harten Wettbewerbssituation. Um die Kostenparität mit grauem Wasserstoff zu

erreichen, dürfte grüner Wasserstoff aus heutiger Sicht nur etwa 1,5 – 2 €/kg kosten. Die Substitution von grauem Wasserstoff muss daher längerfristig und stark gefördert werden, bietet aber wiederum auch große Potenziale zur THG–Reduktion. Im Gegensatz zum Verkehrsbereich ist zudem der Einsatz von emissionsarmem Wasserstoff oftmals die einzige Option zur Dekarbonisierung.

Aufgrund der genannten Aspekte wird der Hochlauf der Wasserstoffanwendungen zunächst nicht durch deren Wirtschaftlichkeit motiviert, welche ohne Förderung noch nicht ausreichend gegeben ist, sondern durch Rahmenbedingungen und Maßnahmen, die sich aus der politischen Absicht zur THG–Minderung der deutschen und europäischen Regierungen ergeben.

Die Wirtschaftlichkeit der H_2–Erzeugung hängt stark von den politischen Maßnahmen zur Unterstützung des Hochlaufs ab.

Durch Entlastung der Stromkosten, technologische Fortschritte, Skalierungseffekte und CO_2–Bepreisung wird die Wirtschaftlichkeit der H_2–Erzeugung bzw. der H_2–Anwendungen langfristig erreicht. Bis dahin müssen der Hochlauf unterstützt und Lücken durch Förderung geschlossen werden.

H_2–Infrastruktur

In Deutschland wird Wasserstoff vorrangig per Pipeline und LKW–Trailer transportiert werden. Für Importe aus dem Ausland sind entweder Pipelines oder der Transport per Schiff relevant. Für den Transport per Schiff kommen flüssiger Wasserstoff, aber auch die Bindung an Trägermedien wie LOHC oder Ammoniak in Frage. Hierbei sind allerdings weitere Kostenreduktions– und Effizienzpotenziale zu heben und sicherheitsbedingte Fragestellungen zu beantworten.

Mehr als die Hälfte des H_2–Bedarfs in 2030 konzentriert sich auf wenige Industrieunternehmen.

Industrielle Verbraucher werden sich zeitnah über Pipelines zusammenschließen und so einen Nukleus von Wasserstoffnetzen bilden. Für Distanzen bis 100 km sind H_2– Pipelines ab einem Durchsatz von etwa 20 Tonnen pro Tag (t/d) attraktiv, ab 300 km ist ein Durchsatz von etwa 70 t/d für einen ökonomischen Betrieb notwendig. Wasserstoff–Tankstellen werden daher auch mittelfristig per LKW–Trailer beliefert. Neben der rein ökonomischen Betrachtung der Transportoptionen sind weitere soziale und städtebauliche Aspekte zu berücksichtigen. So können z.B. mögliche Akzeptanzkonflikte bei einer hohen Anzahl von H_2–Transporten per LKW dazu führen, dass ein früher Aufbau eines H_2–Pipelinenetzes sinnvoll ist.

Distributions– & Speicherkosten von unter 1,5 €/kg H_2 für die regionale Verteilung sind möglich.

Die Speicherbedarfe im Hochlauf können dezentral durch Gasdrucktanks abgedeckt werden. Bei Einsetzen des saisonalen Verbrauchs oder von H_2–Importen werden Kavernenspeicher zur großskaligen Speicherung benötigt.

Eine Anpassung des Regulierungsrahmens für leitungsgebundene H_2–Netzinfrastruktur ist erforderlich.

Zur Stützung des Markthochlaufs von Wasserstoff unter Nutzung leitungsgebundener Netzinfrastruktur sind umfassende Anpassungen des Regulierungsrahmens sowohl auf EU– als auch auf nationaler Ebene erforderlich.

Aus der fehlenden Regulierung reiner Wasserstoffnetze resultieren verschiedene Folgeprobleme im Hinblick auf die Entflechtung, den Ausbau und die Entwicklung von Wasserstoffnetzen und deren Finanzierung.

Auch für die Fälle der Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz bestehen trotz teilweiser Mitregulierung entsprechend der aktuellen Gesetzeslage Hemmnisse und offene regulatorische Fragenstellungen in Bezug auf

die Beimischungsquote, den Schutz der Endkunden sowie die Einordnung von grünem Wasserstoff.

Aufgaben einer regionalen H_2–Plattform

Für die deutsche Energieversorgung hat Wasserstoff bisher nur eine untergeordnete Bedeutung. Trotzdem wird in der Zukunft dessen Wichtigkeit im Zuge der nationalen und europäischen Wasserstoffstrategie im Hinblick auf die Dekarbonisierung des Energiesystems stark zunehmen.

Der regionale Wasserstoffmarkt könnte mit Hilfe einer H_2–Plattform gestaltet werden.

Aktuell scheitert die Umsetzung vieler Wasserstoffprojekte an der Wirtschaftlichkeit. Aufgrund hoher Investitions– und Betriebskosten wird auch in den nächsten Jahren ein Bedarf an finanzieller Förderung bestehen. Potenzielle Kostenreduktionen sind vor allem vom Technologiehochlauf und erreichbaren Kostenreduktionspotenzialen abhängig.
Der frühzeitige Aufbau einer regionalen H_2–Plattform, unter Voraussetzung der Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen, stellt eine Möglichkeit der Entwicklung und Mitgestaltung eines Wasserstoffmarktes dar.

Eine H_2–Plattform kann zur Lösung des regionalen Henne–Ei–Problems beitragen und Initiativen von Einzelakteuren verknüpfen. Unternehmen auf vor– und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen (insb. Erzeugung und Nutzung) werden im regionalen Kontext zusammengebracht und Schnittstellen überwunden.

Eine H_2–Plattform könnte den regionalen Akteuren eine fachliche Unterstützung und Beratung durch entsprechend geschultes Personal und Experten bieten und dafür sorgen, dass aus ersten Ideen konkrete Projekte werden.

Eine H_2–Plattform kann den Akteuren eine verständliche Übersicht der verfügbaren Förderprogramme bieten, für Fragen bereitstehen, bei der Auswahl unterstützen und den Antragsprozess begleiten. Zudem kann sie die zu erfüllenden Voraussetzungen und die notwendigen Schritte der Genehmigungsprozesse in Form eines Leitfadens aufarbeiten und den Akteuren bei administrativen Fragen zur Seite stehen.

Eine Erweiterung der H_2–Plattform um eine vierte Komponente, der Sicherstellung von Preis– und Mengensicherheiten, wäre denkbar. Über die Plattform könnten allen an der H_2–Wertschöpfungskette beteiligten Akteuren, feste Einkaufs– und Verkaufspreise vermittelt werden. So würden sowohl für Strom– als auch für H_2–Erzeuger Abnahmepreise gesichert und auf der anderen Seite den H_2–Verbrauchern stabile H_2–Bezugspreise garantiert werden. Damit sinken die Risiken zur Investition in Wasserstoffprojekte.

Viele der vorgeschlagenen Aufgaben einer H_2–Plattform werden bereits mit der durch das Land SH eingesetzten „Landes–Koordinierungsstelle Wasserstoffwirtschaft" abgedeckt.

Die Koordinierungsstelle unterstützt unter anderem bei der Projektierung, vermittelt Projektpartner und bietet eine Förder– und Genehmigungsberatung. Ziel ist es, eine zentrale Anlaufstelle für den Aufbau von Kooperationen und den Transfer von Ideen und Wissen zwischen den Akteuren zu etablieren. Dienstleistungen einer zentralen Handelsplattform zur Sicherstellung von Preisen und Liefermengen sind hierbei nicht vorgesehen.

Lokale Wertschöpfung

Durch den Hochlauf der Wasserstofftechnologie wird vor allem die Maschinenbau– und Anlagenindustrie profitieren. In diesem Bereich werden die größten Wertschöpfungspotenziale jedoch eher im Süden von Deutschland erwartet.

Lokale Wertschöpfung in SH kann vor allem durch die H_2–Erzeugung und den Betrieb von H_2–Infrastruktur für den Import generiert werden.

Aufgrund der guten Voraussetzungen wird es stattdessen für sinnvoll erachtet, den Fokus auf die lokale H_2–Erzeugung in Schleswig–Holstein zu legen. Gleichzeitig sollten die Möglichkeiten zum Aufbau von Import– und Speicher–kapazitäten geprüft werden.

Schleswig–Holstein könnte zum internationalen Drehkreuz für Wasserstoffimporte werden.

Schleswig–Holstein kann durch den Hafen Brunsbüttel, den zeitnahen Anschluss an das geplante europäische Fernleitungsnetz „European Hydrogen Backbone" und über lokale Kavernenspeicher am internationalen Markt partizipieren.

Durch den Aufbau entsprechender Infra–strukturen könnte Schleswig–Holstein zum internationalen Drehkreuz von Nordeuropa sowie zur Drehschreibe des Wasserstoff–Transports aus den windreichen Nordsee–Regionen zu den Abnahmezentren Zentral– und Westeuropas werden.

Handlungsempfehlungen

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Schleswig–Holstein gute Voraussetzungen für die H_2–Erzeugung und die Deckung der entstehenden H_2–Bedarfe hat. Bis 2025 müssten dafür etwa 200 MW an Elektrolyse–leistung aufgebaut werden.

Unter Reduktion der Belastung des Strompreises (z.B. Wegfall der EEG–Umlage) wäre eine H_2–Erzeugung mit internationalen Importen wettbewerbsfähig. Dennoch müssen zur langfristigen Sicherstellung der Versorgung neben der regionalen H_2–Erzeugung weitere H_2–Quellen durch Importe oder aus einer möglichen Offshore–Produktion erschlossen werden. Viele der angesprochenen Hürden für den Hochlauf von H_2–Anwendungen bzw. der H_2–Erzeugung liegen im Aufgabenbereich der Bundespolitik. Dennoch gibt es einige Maßnahmen, die das Land Schleswig–Holstein zur Unterstützung des Hochlaufs angehen kann:

- Synergien durch gemeinsame H_2–Infrastruktur für Individualverkehr und öffentliche Flotten nutzen
- Die Nachhaltigkeit von Kommunen ambitioniert entwickeln, z.B. durch öffentliche Beschaffung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben
- Eine regionale Plattform auflegen, zur Unterstützung des Hochlaufs durch aktiven Aufbau von Kooperationen und Investitionen
  (in SH bereits teilweise durch die „Landes–Koordinierungsstelle Wasserstoff–wirtschaft" abgedeckt)
- Transparenz hinsichtlich Förderpro–grammen schaffen und Förderlücken ausgleichen
- Die Genehmigung von Anlagen zur H_2–Erzeugung und H_2–Speicherung vereinfachen
- Einen Zielkorridor für den Aufbau von Elektrolyseuren aufstellen als Richtwert zur Sicherstellung der Bedarfe und zur Kommunikation der Ambitionen
- Ein Zielbild für regionale H_2–Infrastruktur und überregionale Anbindungen erstellen, durch Clusterung von Bedarfen und langfristige Planung von Importstrukturen
- Grundlagen durch Demonstrationsprojekte schaffen (insbesondere für H_2–Infrastruktur)
- Bundesweite Importinitiativen mitgestalten und die Voraussetzungen des Landes für Importstrukturen diskutieren
- Die Wasserstoffkompetenz im Land durch Bildungs– und Forschungsprogramme ausbauen

II. Einleitung zum Gutachten

Grüner Wasserstoff wird eine Schlüsselrolle zur Integration von erneuerbaren Energien in alle Sektoren einnehmen, und zwar als Grundstoff in der Industrie, als Treibstoff im Verkehr, als Brennstoff in der Wärmeversorgung und langfristig als Speichermedium zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Die nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung prognostiziert einen nationalen Wasserstoffbedarf von 90 bis 110 TWh/a im Jahr 2030. Gleichzeitig wird für das Jahr 2030 eine grüne Wasserstoffproduktion innerhalb Deutschlands von 14 TWh und der Aufbau von etwa 5 GW Elektrolyseleistung angenommen.

Die Landesregierung von Schleswig–Holstein beabsichtigt mit ihrer Wasserstoffstrategie den Hochlauf von Wasserstoffanwendungen zu unterstützen und einen entsprechenden Markt für Wasserstofftechnologien zu entwickeln. Durch die regionale Erzeugung von grünem Wasserstoff über Elektrolyseure in Schleswig–Holstein sollen kurz– bis mittelfristige Bedarfe an CO_2–armem Wasserstoff gedeckt werden.
Die Entwicklung der Wasserstoffbedarfe und die Perspektiven zur Deckung des Bedarfs durch regionale Erzeugung sollen durch das vorliegende Gutachten geklärt werden. Die Ergebnisse dienen der Einordnung des regionalen Erzeugungspotenzials in den Kontext internationaler Marktentwicklungen.

Das Gutachten „Wasserstofferzeugung und – märkte" spannt einen Korridor des Wasserstoffbedarfs bis 2050 durch drei mögliche Szenarien auf, welche durch die Entwicklung der technologischen und politischen Rahmenbedingungen bedingt sind. Die Ausprägung allgemeiner Faktoren für die Standortwahl von Elektrolyseuren wird für Schleswig–Holstein interpretiert. Darauf aufbauend wird das Potenzial zur regionalen Wasserstofferzeugung in Schleswig–Holstein beleuchtet und Anforderungen zur Deckung des Bedarfs diskutiert. Ein Überblick der Transport– und Speicheroptionen gibt Hinweise zum Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in Schleswig–Holstein.
Eine Analyse internationaler Entwicklungen hinsichtlich den Importoptionen und –kosten lässt Rückschlüsse auf die langfristige Wettbewerbsfähigkeit des Landes zu. Weiterhin zeigt eine detaillierte Untersuchung der Anforderungen eines liquiden Marktes mögliche Maßnahmen zur Unterstützung eines offenen Wasserstoffhandels. Generelle Rahmenbedingungen zum Aufbau von Produktionskapazitäten bzw. der Ansiedelung von Unternehmen im Bereich der Wasserstofftechnologie geben Hinweise auf die Möglichkeiten am Hochlauf zu profitieren. Abschließend zeigt eine Betrachtung der rechtlichen Rahmenbedingungen die Möglichkeiten zur Entwicklung einer Regulierung von Wasserstoffnetzen und die Anforderungen zur Reduzierung der Abgabenlast im Bereich der Wasserstofferzeugung auf. Das Gutachten schließt mit Handlungsempfehlungen.

Parallel zum vorliegenden Gutachten „Wasserstofferzeugung und – märkte", wird in einem Parallelgutachten „Wasserstoffmobilität und –Förderrichtlinien Schleswig–Holstein" die Verwendung von grünem Wasserstoff als Treibstoff für den Verkehr im Detail analysiert. Neben den Perspektiven für einzelne Fahrzeugklassen werden die Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit von Wasserstofftankstellen analysiert und eine Tankstelleninfrastruktur skizziert. Eine Analyse der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen der Wasserstoffmobilität zeigt Möglichkeiten zur Beschleunigung des Hochlaufs über Förderrichtlinien des Landes auf.

1 Wasserstoffanwendungen und Bedarfsentwicklung in Schleswig–Holstein & Hamburg

Neben einer allgemeinen Analyse der unterschiedlichen Anwendungsfelder für emissionsarmen Wasserstoff, wird in den nachfolgenden Kapiteln der Hochlauf des Wasserstoffbedarfs für Schleswig–Holstein abgeschätzt. Die Basis hierfür bildet die Aufnahme regionaler Verbraucher, deren Nachfrage, abhängig von der Entwicklung der technologischen und politischen Randbedingungen, in drei Szenarien und durch Bedarfszentren dargestellt wird.

1.1 Klassifizierung von Wasserstoff

1.1.1 Farben zur Definition der CO_2–Emissionen

Das Element Wasserstoff ist farblos. Trotzdem existieren verschiedene Bezeichnungen wie grüner, grauer, blauer und türkiser Wasserstoff . Sie beziehen sich auf die unterschiedlichen Erzeugungsarten des Wasserstoffs. Die häufig verwendeten Farbbezeichnungen und ihre Zuweisung zu typischen Erzeugungsverfahren werden im Folgenden beschrieben.

Grauer Wasserstoff wird mittels fossiler Energieträger hergestellt. In Deutschland wird meist die Dampfreformierung eingesetzt, bei der Erdgas unter Einfluss von Wasserdampf und Wärme in Wasserstoff und CO_2 umgewandelt wird. Auch Wasserstoff aus der Elektrolyse mit dem aktuellen deutschen Strommix wird wegen hoher CO_2–Emissionen als grau (bzw. anthrazitfarben) bezeichnet. Ergänzung: Je nach Definition wird mit Kohle erzeugter Wasserstoff auch als brauner Wasserstoff beschrieben. Wasserstoff wird oft der Farbe Rot oder Pink zugeordnet, wenn er mit Strom aus Kernenergie erzeugt wird.

Nebenprodukt–Wasserstoff entsteht neben den gewünschten Zielprodukten in der chemischen und petrochemischen Industrie bei bestimmten Prozessen, z. B. bei der Chloralkali–Elektrolyse oder der Reformierung von Rohöl. Nebenprodukt–Wasserstoff wird aktuell je nach Definition entweder keiner Farbe oder der Farbe Weiß zugeordnet. [2]

Blauer Wasserstoff ist in Bezug auf den Einsatz der Primärenergie mit der Herstellung von grauem Wasserstoff gleichzusetzen. Jedoch wird das frei gewordene CO_2 mithilfe der CCS–Technik (Carbon Capture Storage) abgetrennt und unterirdisch gespeichert oder in der Industrie weiterverarbeitet. Dadurch wird der Wasserstoff bilanziell als CO_2–neutral angesehen.

Türkiser Wasserstoff wird durch Methanpyrolyse erzeugt, bei der Methan in einem thermochemischen Verfahren in festen Kohlenstoff und Wasserstoff aufgetrennt wird. Wenn die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus regenerativen Energieträgern bereitgestellt wird, liegt bilanziell ein CO_2–neutrales Verfahren vor.

Grüner Wasserstoff ist ausschließlich aus regenerativen Energieträgern erzeugter Wasserstoff, typischerweise per Wasserelektrolyse. Weitere Möglichkeiten stellen die Vergasung und Vergärung von Biomasse sowie die Reformierung von Biogas dar. Die genannten Verfahren gelten als weitestgehend CO_2–frei. [2]

1.1.2 Reinheitsgrade in den Sektoren

Verunreinigungen können in der gesamten Wertschöpfungskette auftreten. Wasserstoff erfordert in Abhängigkeit der Anwendungen innerhalb der Sektoren verschiedene Reinheitsgrade.

Für die Kennzeichnung der Reinheit des Wasserstoffs existieren zwei Systeme:

1. Zahlencode bei Industriegasen

   In der Industrie wird eine Nomenklatur verwendet, die auf einer Dezimalzahl basiert und den Reinheitsgrad des Wasserstoffs in Prozent darstellt. Die erste Ziffer steht für die Anzahl der Ziffer 9 in der Prozentzahl. Die zweite Ziffer definiert die erste von der Neun abweichende Dezimalstelle der Prozentzahl. Eine Wasserstoffreinheit von 3.5 spiegelt somit einen Anteil an reinem Wasserstoff von $\geqslant$ 99,95% und somit Verunreinigungen von <0,05% wider. Wasserstoff 7.0 steht entsprechend für eine Wasserstoffreinheit $\geqslant$ 99,99999 %.

2. Bezeichnung nach DIN EN 17124 für den Einsatz in Brennstoffzellen

   In der Norm DIN EN 17124 werden Grenzwerte für bestimmte Verunreinigungen für den Einsatz in PEM–Brennstoffzellen festgelegt. Die in der Norm geforderte Qualität könnte auch in die Reinheit 3.7 übersetzt werden, jedoch ist hierbei zu berücksichtigen, dass die Norm spezifische Grenzwerte für weitere bestimmte Substanzen vorgibt. Somit entspricht ein der DIN entsprechender Wasserstoff dem Reinheitsgrad 3.7. Umgekehrt müssen aber die Verunreinigungen der jeweiligen Stoffe innerhalb der definierten Grenzen der DIN liegen.

Die notwendige Reinheit von Wasserstoff und die damit einhergehende Spezifikation hängt stark von der Anwendung ab (vgl. Abbildung 1–1). In der Industrie erfordern verschiedene Anwendungsprozesse einen unterschiedlichen Reinheitsgrad. Während zum Beispiel für den Prozess der Hydrierung in der Erdölraffination lediglich eine Reinheit von Wasserstoff der Qualität 3.0 gefordert wird, ist bei der Halbleiterherstellung eine Reinheit von Wasserstoff bis zu der Qualität 7.0 üblich.

Die Wasserstoffreinheit variiert in Abhängigkeit der Wasserstofferzeugungsverfahren. Die Produktionsverfahren weisen unterschiedliche Reinheitsgrade auf. Durch Reinigungsverfahren wie die Druckwechseladsorption kann die Reinheit angehoben werden [3].

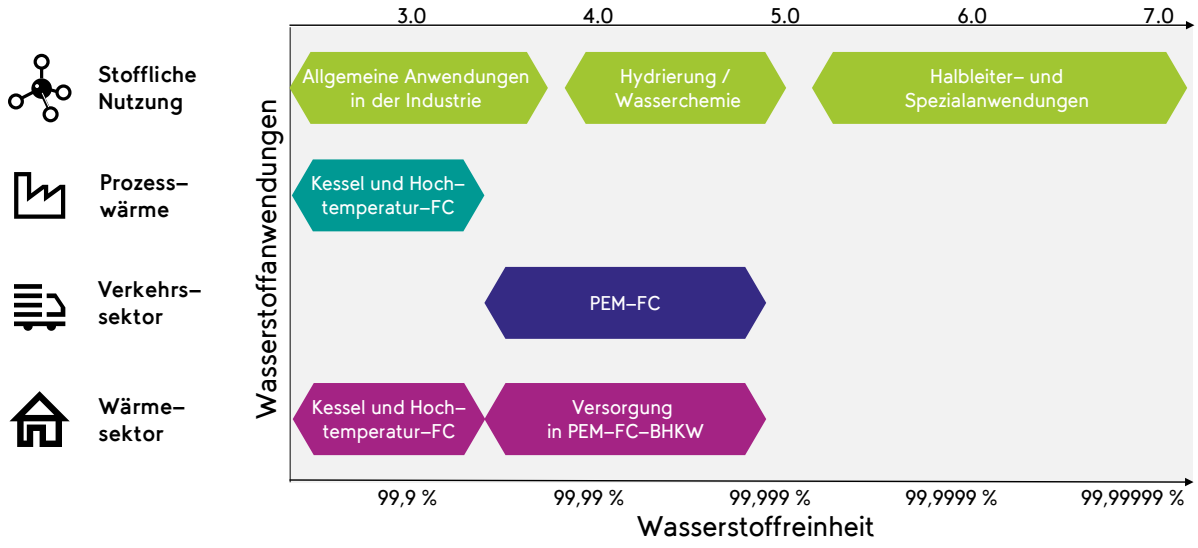


Abbildung 1–1: Wasserstoffreinheit für verschiedene Anwendungen

1.2 Anwendungsfelder für Wasserstoff

Wasserstoff bietet das Potenzial für eine Dekarbonisierung der Sektoren Industrie, Wärme sowie Verkehr. Prozesswärme wird in diesem Gutachten dem Industriesektor zugeteilt, sodass der Wärmesektor die Raumwärme im Gebäudesektor umfasst. Die Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff in den Sektoren unterscheiden sich heute im Grad der Technologiereife stark. Während beispielsweise im Industriesektor jahrzehntelange Erfahrung im Umgang mit Wasserstoff vorhanden ist und im Verkehrssektor mit dem Einsatz von PKW, Bussen und Zügen bereits Fahrzeuge auf der Straße unterwegs sind, ist der Einsatz von reinem Wasserstoff im Wärmesektor weitestgehend Neuland. Dadurch sehen sich die Akteure in den jeweiligen Sektoren mit unterschiedlichen Herausforderungen konfrontiert. Dieses Kapitel gibt eine Übersicht über die verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff. Weiterhin werden erste Aktivitäten mit der Integration von CO_2–neutralem Wasserstoff in das Energiesystem in Schleswig–Holstein und Hamburg vorgestellt. Die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Wasserstoffanwendungen wird in Kapitel 1.6.1 thematisiert.

In Abbildung 1–2werden die Anwendungsbereiche für Wasserstoff innerhalb der einzelnen Energiesektoren zusammenfassend abgebildet.

Abbildung 1–2: Anwendungsbereiche von Wasserstoff innerhalb der Energiesektoren

1.2.1 Wasserstoff im Industriesektor

Im Industriesektor wird zwischen der stofflichen Nutzung und der energetischen Nutzung von Wasserstoff differenziert. Typische konventionelle Anwendungsbereiche für eine stoffliche Nutzung von Wasserstoff stellen Raffinerien und die chemische Industrie dar. Hier werden schon heute jährlich tausende von Tonnen an Wasserstoff genutzt. Weiterhin sind neue auf Wasserstoff basierende Verfahren zur Einsparung von Treibhausgasemissionen entwickelt worden, beispielsweise in der Stahlindustrie [4]. Energetisch kann Wasserstoff als Substitut von fossilen Kraftstoffen wie Kohle, Öl oder Erdgas zur Erzeugung von Prozesswärme genutzt werden.

1.2.1.1 Stoffliche Nutzung in Raffinerien und Ammoniakproduktionsanlagen

Raffinerien nutzen Wasserstoff zur Aufbereitung und Aufwertung von Kohlenwasserstoffen und zur Herstellung von Treibstoffen wie Benzin oder Diesel. Wasserstoff wird hierbei in Verfahren zur Auftrennung langkettiger Kohlenwasserstoffe, für den Reinigungsprozess des Rohöls von Schwermetallen und Schwefel und zur Hydrierung von Aldehyden zu Alkoholen verwendet. Zudem findet Wasserstoff in der Ammoniak– und Methanol–Herstellung als Grundstoff Anwendung [4]. In Deutschland liegt der jährliche Wasserstoffbedarf bei 460 kt für die Ammoniak– und bei 200 kt für die Methanolsynthese [5].

In Schleswig–Holstein und Hamburg wird an den Standorten der Heide Raffinerie und der Holborn Europa & Nynas Raffinerie Hamburg sowie in Brunsbüttel bei der Yara GmbH & Co. KG seit Jahrzehnten „grauer" Wasserstoff aus Erdgasreformierung in Industrieprozessen verwendet [6]. Zukünftig ist eine Substitution des grauen Wasserstoffs durch den Einsatz von CO_2–neutralem Wasserstoff denkbar.

Im Rahmen verschiedener Projekte wird der Einsatz von CO_2–neutralem Wasserstoff geplant:

Westküste100

Die Raffinerie Heide ist Projektpartner im Reallabor Westküste100, einem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ausgerufenen Ideenwettbewerb zur Förderung und Beschleunigung des Technologie– und Innovationstransfers von der Forschung in die Praxis. Ein bedeutender Anteil der in Schleswig–Holstein verbrauchten konventionellen Treibstoffe wird in der Raffinerie Heide hergestellt. Zukünftig soll der Teil des Wasserstoffs, der heute mit Erdgas hergestellt wird, durch einen 30 MW Elektrolyseur auf dem Werksgelände produziert werden. Langfristig ist der Aufbau von bis zu 700 MW Elektrolyseleistung angedacht. Der Wasserstoff soll aus Offshore–Windenergieanlagen produziert werden und die dabei entstehende Abwärme genutzt werden. Im Anschluss soll der Wasserstoff sowohl für die Produktion klimafreundlicher Treibstoffe für Flugzeuge genutzt als auch in Gasnetze eingespeist werden [7].

KEROSyN100

Weiterhin ist die Raffinerie Heide in das Projekt KEROSyN100 involviert. Die erste Projektphase umfasst die Konzeptionierung und simulationsbasierte Auslegung der notwendigen Komponenten zur Herstellung synthetischer strombasierter Kraftstoffe für den Flugverkehr [8]. Neben der Raffinerie Heide ist auch am Standort der Holborn Europa & Nynas Raffinerie Hamburg der stoffliche Einsatz von CO_2–neutralem Wasserstoff zur Herstellung oder Veredelung von Treibstoffen möglich [9].

Wasserstoff bildet neben aus der Luft entnommenem Stickstoff den Grundstoff für das Haber–Bosch–Verfahren zur Ammoniakproduktion. Am Produktionsstandort des norwegischen Unternehmens Yara im ChemCoast Park Brunsbüttel ist durch den Einsatz von CO_2–neutralem Wasserstoff ein prozessbedingtes Emissionsreduktionspotenzial von über einer Tonne CO_2 pro Tonne Ammoniak möglich [4]. Yara Brunsbüttel verfügt über die weltweit größte AdBlue–Anlage zur Produktion von Harnstoff aus Ammoniak [10].

1.2.1.2 Stoffliche Nutzung bei der Stahlherstellung

Eine weitere stoffliche Nutzungsmöglichkeit von Wasserstoff ergibt sich bei der Umstellung der Stahlproduktion auf eine Direktreduktion mit Wasserstoff. Heutzutage wird hauptsächlich (2016: 70 % [4]) die sogenannte Hochofen–Konverter–Route zur Produktion von Stahl verwendet, bei der ca. 1,7 t_{CO2}/t_{Stahl} emittiert werden [11]. Hierbei wird durch das Herauslösen des Eisenanteils aus Eisenerz unter Einsatz von Temperaturen bis zu 2.200 °C und des Reduktionsmittelts Koks Primärstahl hergestellt. Die Direktumstellung auf Wasserstoff betrifft die Substitution des Reduktionsmittel Koks durch Wasserstoff. Prozessbedingte Emissionen können somit vermieden werden. Bei einem Einsatz von CO_2–neutralem Wasserstoff und Biomethan als Kohlenstoffquelle ist eine CO_2–Emissionsreduktion um 97 % realisierbar. Als Übergangslösung und erster Schritt zur Emissionsreduktion kann Erdgas als Reduktionsmittel eingesetzt werden [4].

Direktreduktion mit Wasserstoff

Das Unternehmen ArcelorMittal in Hamburg betreibt als einziges Werk in Westeuropa eine Direktreduktionsanlage zur Reduktion von Eisenerz. Aktuell wird Erdgas als Reduktionsmittel genutzt, das Unternehmen plant aber die Errichtung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff–Direktreduktion. Zu Beginn soll die Herstellung von Eisenschwamm mit grauem Wasserstoff erfolgen, perspektivisch wird bei einer ausreichenden Produktionsmenge von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff eine Umstellung auf CO_2–neutralen Wasserstoff angestrebt. [12] Der Start der Demonstrationsanlage mit einer Kapazität von ca. 100.000 t H_2 pro Jahr ist im Jahr 2023 geplant [4].

1.2.1.3 Wasserstoff zur Erzeugung von Prozesswärme

Prozesswärme beschreibt die Wärme, die zur Herstellung, Weiterverarbeitung oder Veredelung von Produkten genutzt wird [13]. Während in der Nahrungsmittelindustrie, der Grundstoffverarbeitung und im Kraftfahrzeug– und Maschinenbau Temperaturen von bis zu 500 °C erforderlich sind, werden in der Metallerzeugung und –bearbeitung, der Glas– und Keramikindustrie und bei der Verarbeitung von Steinen und Erden Temperaturniveaus von bis zu 3.000 °C benötigt. [14] Der Anteil der Prozesswärme mit einem Temperaturniveau über 500 °C liegt bei etwa 65 % [15]. Aktuell wird der Bedarf an Prozesswärme zu ca. 6 % aus erneuerbaren Energieträgern gedeckt. Für die Dekarbonisierung der Prozesswärme ist der Einsatz verschiedener erneuerbarer Energieträger möglich. Solarthermie und Geothermie erreichen maximal ein Temperaturniveau von bis zu 250 °C. Allerdings ist die Geothermie stark von den geologischen Rahmenbedingungen abhängig. Schleswig–Holstein verfügt hier über bestehende geologische Voraussetzungen für eine hydrothermale Nutzung von Thermalwasser in großen Tiefen von über 1.000 m [16]. Prozesswärme auf einem höheren Temperaturniveau kann durch Biomasse, synthetische Energieträger wie Wasserstoff und Methan oder Elektrizität gedeckt werden [14]. Die Bereitstellung von Wärme auf hohen Temperaturniveaus ist durch Heizkessel, BHKW oder auch durch Hochtemperatur–Brennstoffzellen, die Wärme auf einem Temperaturniveau von bis zu 700 °C erzeugen, möglich [17].

Aktuell wird Wasserstoff zur Erzeugung von Prozesswärme kaum eingesetzt. Zur punktuellen Dekarbonisierung von Industrieprozessen im Nieder– und Mitteltemperaturbereich finden vorrangig Verfahren wie Power–to–Heat oder Wärmepumpen Anwendung. Mit sinkenden Wasserstoffkosten und einem höheren Grad der Sektorenkopplung kann allerdings der Einsatz von Wasserstoff – insbesondere zur Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme – an Bedeutung gewinnen.

1.2.2 Wasserstoff im Verkehrssektor

Aus heutiger Sicht ist noch offen, welche Rolle Wasserstoff langfristig im Verkehrssektor einnehmen wird. Dessen Potenziale im Verkehrssektor sowie entsprechende Handlungsfelder für das Land Schleswig–Holstein werden im Gutachten „Mobilität– und Förderrichtlinie" detailliert beleuchtet.

1.2.2.1 Wasserstoff als Kraftstoff in der Mobilität

In den Verkehrsanwendungen kommen heutzutage überwiegend konventionelle Verbrennungsmotoren zum Einsatz, die mit Kraftstoffen wie Diesel, Benzin oder für Flugzeuge Kerosin betrieben werden. Seit einigen Jahren gewinnt das umweltfreundlichere rein batterie–elektrisch betriebene Fahrzeug stetig mehr an Marktanteilen.

Aber auch die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff stellt einen wichtigen Pfad hin zu einer klimafreundlichen Mobilität dar. Durch die Verwendung von CO_2–neutral produziertem Wasserstoff können lokale Emissionen vermieden und signifikante Einsparungen in der gesamten CO_2–Emissionsbilanz des Verkehrssektors erzielt werden.

Auch wenn prinzipiell eine Verbrennung von Wasserstoffgas, äquivalent zu der Verbrennung konventioneller Energieträger möglich ist, wird heutzutage in den meisten Verkehrsanwendungen die Brennstoffzelle als Antriebsvariante gegenüber Wasserstoffverbrennungsmotoren priorisiert, da die Brennstoffzelle einen höheren Wirkungsgrad aufweist als ein Wasserstoffverbrennungsmotor [18]. Eine Brennstoffzelle wandelt unter der kontinuierlichen Zuführung eines Brennstoffes und Luft chemische Energie in elektrische Energie um. Derzeitig sind auf dem Markt verschiedene Brennstoffzellentechnologien verfügbar, welche unterschiedliche Charakteristika aufweisen. Für die Anforderungen der meisten Einsatzbereiche im Verkehrsbereich weist die Polymer–Elektrolyt–Membran–(PEM–)Brennstoffzelle durch ihre hohe Leistungsdichte für einen kompakten Aufbau, gut beherrschbare Betriebstemperaturen (ca. 80 °C) und ihr dynamisches Lastverhalten entscheidende Vorteile gegenüber den anderen Brennstoffzellentechnologien auf.

In dieser wird aus gasförmigem Wasserstoff unter der Zuführung von Sauerstoff elektrische Spannung, mit den Nebenprodukten Wasser und Abwärme, für den Fahrzeugantrieb generiert

Im Vergleich zu der rein batterie–elektrischen Antriebsvariante, wird die gesamte Antriebsenergie bei der Wasserstofftechnologie nicht in einer Batterie, sondern in den Speichertanks des jeweiligen Fahrzeuges gespeichert. Dies ermöglicht längere Fahrtstrecken und gleichzeitig eine geringere Einbuße in der Nutzlast. Somit ist der direkte Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff insbesondere für schwere Fahrzeuge mit hohen Reichweitenanforderungen vorteilhaft. Zusätzlich bietet Wasserstoff gewohnte Betankungszeiten und eine bekannte Tankprozedur, sodass dem Endkunden weiterhin eine gewohnte Flexibilität gegeben werden kann. Allerdings sind dem Wasserstoff im Verkehrssektor auch Grenzen gesetzt. Mit anspruchsvolleren Anforderungen, wie sie beispielsweise in der Luft– und Schifffahrt gegeben sind, muss auf synthetische Kraftstoffe, mit erhöhter Energiedichte zurückgegriffen werden. In deren Herstellung wie beispielsweise synthetischem Kerosin findet der Wasserstoff jedoch als Basisstoff Verwendung. [19, 20]

Während die Marktdurchdringung im straßen– und schienengebundenen Verkehrssektor durch Massenproduktion und steigende Lernkurven vorangetrieben wird, sind im Luft– und Schiffsverkehr noch technologische Entwicklungen erforderlich. Erste PKW sind bereits serienmäßig zu erhalten (Toyota Mirai, Hyundai Nexo) und auch Stadtbusse (Solaris, Van Hool), Personennahverkehrszüge (Alstom) und leichte und sowie schwere Nutzfahrzeuge (Hyundai, Nikola) werden von einigen Herstellern angeboten. Eine detaillierte Übersicht über die Hersteller am Markt wurde im Gutachten „Wasserstoffmobilität und Förderrichtlinien" erarbeitet. Pilot– und Demonstrationsprojekte zu Schiffen und Kurzstreckenflugzeugen befinden sich derzeit in der Planungs– oder Durchführungsphase. [20]

Aktuell laufende Projekt im Verkehrssektor sind z.B.:

eFARM

Mit dem eFarm–Projekt treibt die GP Joule die regionale Wasserstofferzeugung und – nutzung im Kreis Nordfriesland voran. In dem Verbundprojekt wird eine H_2–Versorgung von der Erzeugung über die Verarbeitung bis hin zum Einsatz im Verkehrssektor realisiert. Dabei wird der Wasserstoff zu 100 % aus regionalem Windstrom erzeugt. An insgesamt fünf Produktionsstandorten werden H_2–Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 1,125 MW installiert werden. Für die Abnahme des Wasserstoffs sind zwei Brennstoffzellenbusse für den Linienbusverkehr sowie 30 Brennstoffzellen–PKW vorgesehen. Hierfür wird in den Städten Husum und Niebüll jeweils eine Wasserstoff–Tankstelle errichtet. [21] Die Wasserstofftankstelle in Niebüll und in Husum befinden sich im November 2020 in der Inbetriebnahme bzw. im Probebetrieb. Die Beschaffung der Brennstoffzellenbusse ist bereits erfolgt. Die H_2–Erzeugungsanlage in Bosbüll wurde im Juli 2020 eingeweiht.

H_2–Güterverkehr Neumünster

In Neumünster haben sich zehn Unternehmen zum Ziel gesetzt, den regionalen Güterverkehr auf Wasserstoff umzustellen. Im Rahmen eines Pilotprojektes wollen die Projektpartner die gesamte Wertschöpfungskette von der Produktion über die Logistik bis hin zur Tankstelleninfrastruktur mittels Wasserstoff dekarbonisieren. Mit Investitionen von rund 16 Millionen Euro bis 2023 soll unter anderem eine Wasserstoff–Tankstelle in Neumünster entstehen. Für den Projektbeginn stehen ca. 20 Brennstoffzellen–LKW zur Verfügung, durch die sich zukünftig mehr als 1.500 Tonnen Kohlenstoffdioxid pro Jahr einsparen lassen. [22]

Hamburger Hochbahn

Bereits seit vielen Jahren erprobt die HOCHBAHN in Hamburg die Wasserstofftechnologie in ihrem Linienbusbetrieb. Zuletzt wurden ab 2014 wasserstoffbetriebene Busse auf der Linie 109 getestet. Aktuell sind zwei Batteriebusse mit Brennstoffzelle zur Reichweitenverlängerung im regulären Linienbetrieb im Einsatz. Im August dieses Jahres hat das Unternehmen eine Ausschreibung über die Anschaffung von bis zu weiteren 50 Brennstoffzellenbussen gestartet. Die ausgeschriebenen Solo– und Gelenkbusse sollen zwischen den Jahren 2021 und 2025 geliefert werden. [23]

1.2.3 Wasserstoff im Wärmesektor

Die Endenergienachfrage im Wärmesektor betrifft hauptsächlich Raumwärme in Gebäuden. Der Wärmebedarf wird heute überwiegend durch die Energieträger Erdgas und Öl gedeckt. Für den Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor kann dieser entweder direkt genutzt oder in das bestehende Erdgasnetz beigemischt werden. Die Quoten für die Beimischung in aktuelle Gasnetze sind durch Regelwerke noch auf 1–10 Vol.–% begrenzt, je nach Restriktionen der Gasnetzbetreiber oder Endanwender. Aus technischer Sicht sind deutlich höhere Beimischquoten denkbar. So schlägt der DVGW eine Weiterentwicklung der Gasinfrastruktur für Quoten bis zu 20 % vor. [11]

Wasserstoff kann zudem für die Herstellung von synthetischem Methan verwendet werden, welches ohne Umstellung im heutigen Gasnetz sowie in Endanwendungen genutzt werden und kann dadurch im zukünftigen Energiesystem für Wärmeanwendungen eine Rolle spielen. Für die Herstellung von synthetischem Methan sind durch die Umwandlungsverluste der Elektrolyse und Methanisierung allerdings große Energiemengen sowie ergiebige CO_2–Quellen erforderlich. Es ist daher davon auszugehen, dass dieses CO_2–neutrale Gas in wind– und sonnenreichen Regionen günstiger produziert werden kann und der überwiegende Teil aus dem Ausland importiert werden wird [24].

1.2.3.1 Wasserstoff in Blockheizkraftwerken

Blockheizkraftwerke (BHKW) sind dezentrale Erzeugungseinheiten, die das Prinzip der Kraft–Wärme–Kopplung (KWK) nutzen und zeitgleich elektrische Energie sowie Nutzwärme produzieren. Überwiegend werden Verbrennungskraftmaschinen eingesetzt, die über einen Generator Strom generieren. Die Abwärme aus dem Verbrennungsprozess wird über einen Wasserkreislauf ausgekoppelt und als Prozesswärme, Raumwärme oder zur Trinkwassererwärmung nutzbar gemacht. Konventionelle BHKWs zeichnen sich durch einen hohen Gesamtwirkungsgrad von über 90 % aus und wandeln die eingesetzte Primärenergie zu ca. 30 % in Strom und 60 % in Wärme um. Die Verbrennungskraftmaschine kann auch durch eine Brennstoffzelle ersetzt werden. Durch die chemische Umwandlung in einer Brennstoffzelle werden direkte Emissionen des BHKW vermieden, da kein Verbrennungsprozess bei der Stromgenerierung stattfindet. Der Wirkungsgrad bei der Anwendung von Wasserstoff in einem Brennstoffzellen–BHKW beträgt ebenfalls etwa 90 %. [25] Dabei ist der elektrische Wirkungsgrad mit etwa 50 % deutlich höher als in konventionellen BHKWs [26].

BHKWs werden heutzutage mit fossilen Energieträgern wie beispielsweise Erdgas oder regenerativen Energieträgern, beispielsweise Biogas, betrieben. Eine Reduktion der Emissionen kann durch einen höheren Anteil an regenerativen Kraftstoffen wie Wasserstoff und synthetischem Methan erreicht werden. In diesem Gutachten werden grundsätzlich nur Anlagen für eine Umstellung auf Wasserstoff betrachtet, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden und eine Mindestleistung von 100 kW aufweisen. Werden mehrere BHKWs in unmittelbarer räumlicher Nähe auf reinen Wasserstoff umgestellt, ist die Versorgung über den Betrieb einer Wasserstoffpipeline denkbar.

Nach dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur sind im Bundesland Schleswig–Holstein 420 MW BHKW–Leistung installiert [27]. Knapp 80 % der installierten BHKW–Leistung werden laut Marktstammdatenregister mit Biogas betrieben. Eine hypothetische Umstellung der zurzeit mit Erdgas betriebenen BHKWs auf erneuerbare Energieträger wie Wasserstoff kommt somit für eine Leistung von etwa 64 MW infrage. Durch einen Ersatz des Erdgases könnten jährlich CO_2–Einsparungen von bis zu 170.000 Tonnen erreicht werden.

Die Bereitstellung von Raumwärme durch BHKW deckt nur einen geringen Anteil des gesamten Raumwärmebedarfs in Schleswig–Holstein ab. Besonderes Potenzial für eine Umstellung auf Wasserstoff ist an Standorten vorhanden, an denen viele BHKWs auf engem Raum existieren. Dort kann perspektivisch ein Wasserstoffnetz, an welches die Anlagen angeschlossen sind und von welchem sie kontinuierlich beliefert werden, attraktiv sein. Ein Beispiel hierfür ist die Stadt Norderstedt. Im Netzgebiet der Stadt wurden 13 große KWK–Anlagen mit insgesamt etwa 18 MW Leistung installiert, die in ein Fernwärmenetz einspeisen. Dieses soll zudem mit weiteren Anlagen ausgebaut werden. Alle BHKWs im Stadtgebiet werden heute noch mit Erdgas betrieben, langfristig ist ein Umstieg auf regenerative Energieträger geplant. Es besteht die Möglichkeit, Wasserstoff regional zu erzeugen und über kurze Transportnetze direkt zu den BHKWs zu leiten. [28]

Anwendungsbeispiele in Schleswig–Holstein und Hamburg sind:

Quarree100

Ein Praxisbeispiel, wie die Einbindung von CO_2–freiem Wasserstoff erfolgen kann, liefert das Projekt Quarree100 in Heide. Hier soll das Stadtquartier Rüsdorfer Kamp ausschließlich aus erneuerbaren Energien versorgt werden. Ziel des Projektes ist es, die Balance zwischen Versorgungssicherheit und Effizienz bei 100 % EE–Strom zu erforschen und auf andere Regionen zu übertragen. Ein zentraler Punkt ist die Flexibilisierung der Energiebereitstellung durch die Speicherung von überschüssigem Windstrom in Form von Wasserstoff mit der Möglichkeit, diesen in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr zu nutzen. Hierzu sollen Vernetzungsstrukturen aufgebaut werden, um Wasserstoff entweder direkt per

Wasserstoffpipeline oder als Beimischung im Erdgas zur Verfügung zu stellen. Im Gesamtprojekt ENTREE100 (inkl. Westküste100) wird zusammen mit der Raffinerie Heide die grüne Wasserstofferzeugung und die Versorgung des Quartiers vorangetrieben. [29]

mySMARTLife

Im Rahmen des EU–Projektes mySMARTLife wird in Hamburg–Bergedorf die Integration von Wasserstoff in den Wärmesektor erprobt. Dabei werden 273 Wohnungen des Stadtgebiets von zwei BHKWs sowie zwei Heizkesseln mit Wärme versorgt, die als Energieträger Erdgas verwenden. Die Innovation liegt hier in der variablen Beimischung von Wasserstoff in den Gasleitungen zu den Wärmeerzeugern, wobei diese mit bis zu 30 Vol.-% deutlich höher liegen soll als bisher üblich. Der genutzte Wasserstoff soll durch Wasserelektrolyse aus EE–Strom erzeugt werden. Durch die Verdrängung eines Anteils an Erdgas durch emissionsfreien Wasserstoff wird CO_2 eingespart. Darüber hinaus zeigt das Projekt die Vorteile einer Verknüpfung des Strom– und Wärmesektors auf. [30, 31]

1.2.3.2 Ersatzstromversorgung (ESV) mit Wasserstoff

Notstromaggregate bzw. Ersatzstromversorgungen (ESV) sind essenziell zum Schutz hochsensibler und kritischer technischer Systeme vor kurzzeitigen oder längerfristigen Ausfällen der primären Stromversorgung über das Versorgungsnetz. Heutzutage werden standardmäßig Bleiakkumulatoren und Dieselgeneratoren als Backup oder Ersatz für das Netz verwendet. Durch den Ersatz eines Dieselgenerators durch eine Brennstoffzelle ist eine umweltfreundliche ESV–Anlage realisierbar. Eine Reihe günstiger Eigenschaften macht Brennstoffzellen sehr attraktiv für den Einsatz in ESV:

- Schnelles und sicheres Anlaufen bei Stromnetzausfall
- Niedriger Betreuungs– und Wartungsaufwand
- Geringe Alterungstendenz im Standby
- Modulierbarkeit der Leistung über einen weiten Bereich bei gleichbleibend hohem Wirkungsgrad
- Keine Degradation von Brennstoffen
- Lange Überbrückungszeiten

Vor allem bei hohen Verfügbarkeits– und Umweltanforderungen kann die Brennstoffzellentechnik ihre technologischen Stärken ausspielen.

In mehreren durch das NIP geförderten Projekten konnten inzwischen Eignung und Alltagstauglichkeit bewiesen werden. Das clean power net (CPN) hat 2018 einen Planungsleitfaden herausgegeben, der praktisch dabei unterstützen soll, die innovative Brennstoffzellentechnik bei künftigen ESV–Vorhaben verstärkt zu berücksichtigen und damit zur Erreichung von Umwelt und Klimazielen beizutragen.

1.3 SWOT–Analyse der Energiesektoren

Im Rahmen der gutachtlichen Betrachtung sind in Bezug auf die drei Sektoren „Industrie", „Verkehrssektor" und „Wärmesektor" aktuelle vorteilhafte Merkmale (Stärken) und nachteilige Faktoren (Schwächen) Schleswig–Holsteins und Hamburgs analysiert worden. Hinsichtlich einer potenziellen Umstellung auf Wasserstoff in den einzelnen Sektoren, sind als Vorteil die bereits laufenden Projekte (siehe vorheriger Kapitel) zu nennen. Darüber hinaus verfügen regionale Unternehmen über die entsprechende Expertise. Der Industriesektor verfügt sogar teilweise über die Expertise im direkten Umgang mit Wasserstoff. In z.B. Raffinerieprozessen findet der Wasserstoff schon heute täglich Anwendung. Auf der anderen Seite fehlen u.a. zurzeit noch Praxiserfahrungen, beispielsweise in der direkten Nutzung von Wasserstoff im Wärmesektor. Ferner sind bisher noch konkrete politische Signale, in Form von finanzieller Unterstützung oder anderen Marktanreizprogrammen, ausgeblieben, sodass die Handlungsakzeptanz entsprechender Akteure noch verhalten ausfällt.

Neben den bundeslandspezifischen Stärken und Schwächen sind auch externe Faktoren betrachtet worden, die als Chance genutzt werden können oder ein Risiko für die Umstellung auf Wasserstoff darstellen. So kann beispielsweise durch lokal produzierten Wasserstoff die Import–Abhängigkeit fossiler Energieträger in allen Sektoren vermindert und gleichzeitig die lokale Wertschöpfung gesteigert werden. Des Weiteren bietet die kürzlich veröffentlichte nationale Wasserstoffstrategie Rückenwind für die Einführung von Wasserstoff sowie erforderliche finanzielle Anreize. Demgegenüber stellen die kostengünstigeren konventionellen Energieträger und weitere CO_2–arme Alternativen den Wasserstoff vor Herausforderungen hinsichtlich der Wettbewerbsfähigkeit. Auch unklare regulatorische Rahmenbedingungen hemmen die Investitionen in den jeweiligen Sektoren. Darüber hinaus kann sich zwischen den Sektoren ein gewisser Nutzungskonflikt bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff entwickeln.

Aufbauend auf den Stärken (engl. strengths, kurz S) und Schwächen (engl. weaknesses, kurz W) des Landes Schleswig–Holstein und Hamburgs sowie den externen Chancen (engl. opportunities, kurz O) und Risiken (engl. threats, kurz T), sind Strategien für die Einführung von Wasserstoff in den einzelnen Sektoren entwickelt worden. Abgeleitet aus den Erkenntnissen der SWOT–Analyse können regionale Herausforderungen und Handlungsspielräume abgeleitet sowie letztendlich Handlungsempfehlungen ausgesprochen werden. In Tabelle 1–1 und Tabelle 1–2 sind die zentralen Aussagen der SWOT–Analyse zusammengefasst. Eine ausführliche Darstellung der Analyseergebnisse sowie eine Erläuterung der allgemeinen SWOT–Methodik befindet sich im Anhang A.

Tabelle 1–1: Zentrale Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken für den Einsatz von Wasserstoff in den Sektoren Industrie, Verkehr und Wärme

Stärken (S)	Schwächen (W)
• **H_2–Infrastruktur und Expertise im Umgang vorhanden**: Tägliche H_2–Anwendung als Ausgangsstoff und Prozessgas in der Industrie, z.B. in Raffinerieprozessen (z.B. Raffinerie Heide) [32] • **Vorhandene Infrastrukturen zur Verteilung (Import, Export)** von H_2 oder H_2–basierenden synthetischen Kraftstoffen (Häfen, Partner): z.B. Hamburger Hafen, Lübecker Hafen [33] • **Ambitionierte Wasserstoffprojekte** im Straßenverkehr wie eFarm oder Norddeutsches Reallabor. [34, 35] Projekte Westküste 100 und KEROSyN100 zur Produktion klimafreundlicher Kraftstoffe, z.B. für Schiffs– und Flugverkehr. [7, 8] • Bedeutende Betreiber kommunaler Gas–Infrastruktur (z.B. Schleswig–Holstein Netz AG) mit **großskaligen Pilotprojekten** (Test in Klanxbüll: 10 % H_2 im Gasnetz seien realisierbar) [36]**Standorte mit Potenzialen zur Abwärmenutzung** von Elektrolyseanlagen (z.B. am Industriepark Brunsbüttel) [37]**Standorte mit Potenzialen zur Abwärmenutzung** von Elektrolyseanlagen (z.B. am Industriepark Brunsbüttel) [168]	• **Finanzierung**: Initiative der Politik, konkrete Förderprogramme und Marktanreize zur Umrüstung vieler Bereiche fehlen noch [4] • **Nicht flächendeckende öffentliche Wasserstoff–Infrastruktur** (erst 2 Tankstelle in SH, 3 in Umsetzung) [38] hemmt Individual– und Wirtschaftsverkehr auf H_2–Basis • **Beimischung** von H_2 aktuell vielerorts **nur bis 2 % zulässig** (trotz höheren Potenzialen) [131]
Chancen (O)	**Risiken (T)**
• Abhängigkeit vom Import fossiler Energieträger kann vermindert werden, **Steigerung der lokalen Wertschöpfung** durch regional erzeugten Wasserstoff [39] • **Großabnehmer** (z.B. Speditionen, Busbetriebe) **bieten Planungssicherheit** für Erzeugung und Infrastrukturausbau • **Großskalige Speichermöglichkeiten** (Kavernen–speicher) zur saisonalen Speicherung vorhanden, potenziell auch für Wasserstoff nutzbar [57]	• **Unklare regulatorische Rahmenbedingungen** sind Investitionshemmnisse [4] • **Wasserstoffpreis liegt deutlich über** dem Diesel–/Benzin–/Kerosin–/Gas– und Strompreis • **Fehlende Hersteller–Initiative**, Produktreife/Markteintritts–Stadium einiger Fahrzeuge noch nicht erreicht, z.T. noch keine Serienproduktion von Fahrzeugen. Dadurch ist die **Marktverfügbarkeit geringer als Nachfrage** (z.B. bei Bussen und Nutzfahrzeugen)

Tabelle 1–2: Zentrale Strategien für den Einsatz von Wasserstoff in den Sektoren Verkehr, Industrie und Wärme

	Stärken (S)	Schwächen i.S. von Nachholbedarf (W)
Chancen (O)	Strategieansatz „Ausbauen" • **Bedarfspotenziale der Industrie nutzen,** um die Nutzung von (regionalem) grünem Wasserstoff voranzutreiben und notwendige Infrastrukturen auszubauen • **Forschungsprojekte unterstützen** und initiieren (wie z.B. Westküste 100 und Norddeutsches Reallabor)	Strategieansatz „Aufholen" • **Politische Anreize schaffen**, durch z.B. Förderungen und Marktanreizprogramme für H_2–Infrastruktur • **CO_2–Bepreisung für** konventioneller Kraftstoffe und Erdgas im Wärmesektor • Mit **politischen Anreizen** für eine erhöhte Nachfrage nach grünem Wasserstoff sorgen und somit die industrielle Umstellung vorantreiben und neue Industrieprozesse zu initiieren
Risiken (T)	Strategieansatz „Absichern" • **Kompetente Partner aus der Region bündeln** und gemeinsam die H_2–Bereitstellung vorantreiben • **Industrie unterstützen** bei der Dekarbonisierung der Produktionsprozesse mit Wasserstofftechnologie durch Politik, Verbandsarbeit und Nutzung der NWS • **Strategien** (zusammen mit lokalen Gasnetzbetreibern) festlegen, **mittelfristig vorhandene Infrastrukturen umwidmen** (Gasspeicher, Gasnetz)	Strategieansatz „Vermeiden" • Durch **politische Bekenntnisse, Vernetzungen und Kooperationen** die Umstellung auf grünen Wasserstoff attraktiver gestalten und so zu späte Initiativen der Industrie vermeiden • **H_2–Infrastrukturaufbau unterstützen**, damit durch andere Technologien nicht einseitig Fakten geschaffen werden (z.B. Oberleitungen auf Autobahnen, Hochlauf CNG–LKW) • **Pilotprojekte für Brennstoffzellen–KWK** und Kooperationen initiieren (in NDWS als „künftige Einsatzmöglichkeit" für H_2 explizit ausgewiesen)

1.4 Entwicklung der Wasserstoffbedarfe

Nach Betrachtung der Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff folgt in diesem Kapitel eine sektorenspezifische Abschätzung des Potenzials für den Einsatz von Wasserstoff in den Sektoren Industrie, Verkehr und Wärme. Es werden drei Marktdurchdringungsszenarien entwickelt: ein konservatives Szenario, ein Basis–Szenario und ein progressives Szenario. Die zugrundeliegenden Parameter sowie die Methodik der Szenarienentwicklung sind im Anhang B aufgeführt.

Szenarienentwicklung und Rahmenparameter

Mögliche Einflüsse auf die Entwicklung der Szenarien sind aktuelle Rahmenbedingungen sowie potenzielle zukünftige Entwicklungen. Tabelle 1–3 ermöglicht die Einordnung der Szenarien anhand von regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen.

Das konservative Szenario wird durch die aktuellen Rahmenbedingungen beschrieben. Grundlage bilden gegenwärtig festgelegte Parameter wie beispielsweise ein weiteres Fortbestehen der EEG–Umlage für die Wasserstoffproduktion per Elektrolyse oder der im Klimaschutzprogramm determinierte minimale CO_2–Preis.

Im Basis–Szenario werden aktuelle zur Disposition stehende Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen berücksichtigt. Dies umfasst beispielsweise den Wegfall der EEG–Umlage, wie in der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung angestrebt. Weitere Aspekte sind die stetige Verringerung des Flottenemissionsgrenzwertes für leichte Nutzfahrzeuge und PKW, sowie eine Ausweitung von Umweltzonen in den Innenstädten.

Das progressive Szenario umfasst weitreichendere politische und marktregulierende Rahmenbedingungen. Hier wird von einem wesentlich höheren CO_2–Preis ausgegangen. Weiterhin werden neben der zum Teil bereits existierenden Kauf–Bezuschussung Marktanreize für Brennstoffzellen–Fahrzeuge miteinbezogen wie beispielsweise eine Betriebskostenbezuschussung oder Steuerentlastungen durch die Befreiung von der KFZ–Steuer und der Mehrwertsteuer. Im Industriesektor sind beispielsweise Umlagen oder Steuern auf Endprodukte denkbar, um CO_2–arme/ CO_2–freie Produkte entsprechend ihrer Klimaverträglichkeit zu bevorteilen.

Rechtliche Spielräume zur Unterstützung des Hochlaufs

Eine rechtliche Bewertung der Möglichkeiten von den Markthochlauf von Wasserstoff stützender, regulatorischer Maßnahmen im Bereich der Wasserstoffnetze und der Wasserstofferzeugung finden sich in den nachfolgenden Kapiteln 8 und 9. Weitere mögliche rechtliche Maßnahmen hinsichtlich der Förderung von Wasserstoffanwendungen, insbesondere im Verkehrssektor, sind in Kapitel 0 dargestellt.

Tabelle 1–3: Mögliche Einflüsse auf die Entwicklung der Wasserstoffbedarfe in den Szenarien

	Mögliche Einflüsse auf H_2–Technologie	Konservatives Szenario Schwache Entwicklung	Basis Szenario Erwartete Entwicklung	Progressives Szenario Starke Entwicklung
Wirtschaftliche Einflüsse	**Marktentwicklung**	H_2– und BZ–Technologien bleiben eher Nischenprodukte	H_2– und BZ–Technologien entwickeln sich wie erwartet	Weltweiter Durchbruch der H_2– und BZ–Technologien
	Kostenentwicklung	H_2–Technologien ab ca. 2040 wettbewerbsfähig zu meisten CO_2–armen Konkurrenztechnologien	H_2–Technologien ab ca. 2030 wettbewerbsfähig zu meisten CO_2–armen Konkurrenztechnologien	H_2–Technologien ab ca. 2025 wettbewerbsfähig zu meisten CO_2–armen Konkurrenztechnologien
	Wasserstoffkosten	Wasserstoffkosten bleiben auf hohem Niveau oder sinken nur gering	Wasserstoffkosten sinken wie erwartet stetig	Wasserstoffkosten sinken stärker als erwartet
Wirtschaftspolitische Einflüsse	**Förderung von Anwendungen**	Keine oder geringe Marktanreize für H_2–Technologien	Geplante Investitionszuschüsse für H_2–Technologien	Weitere Investitions–zuschüsse, ggf. Steuererlassungen oder Betriebskostenzuschuss
	CO_2–Bepreisung	Steigerung auf 35 €/t bis 2026 (vgl. Klimaschutzprogramm [40]) [41]	Steigerung auf 60 €/t bis 2026 (vgl. Klimaschutzprogramm [40])[41]	Einführung eines ambitionierteren CO_2–Preises, Klima–Umlage/ CO_2–Preise auf Endprodukte
	Europäischer Zertifikate–Handel (ETS)	Keine Anpassungen	gesteigerte Verknappung der CO_2–Zertifikate	deutlich gesteigerte Verknappung der CO_2–Zertifikate
Regulatorische Einflüsse	**Quotenregelung für Kraftstoffe (FQD)**	6 % THG–Minderung jährlich bis 2030 [42]	6 % THG–Minderung jährlich bis 2030 [42]	sukzessive Erhöhung auf 16 % THG–Minderung jährlich bis 2030 [43]
	CO_2–Flottenemissions–grenzwerte	Aktuelle Vorgaben: 37,5% Reduktion bis 2030 bei PKW	Diskutierte Vorgaben: 50% Reduktion bis 2030 bei PKW [44]	ambitionierte Verringerung und Einführung von Bevorteilung von H_2–Fahrzeugen
	Clean Vehicle Directive	Lockere Umsetzung der CVD in nationales Recht	Strenge Umsetzung der CVD in nationales Recht zur Erreichung der geforderten Quoten	Ambitionierte Umsetzung der CVD in nationales Recht zur Überschreitung der geforderten Quoten
	Umweltauflagen	Aktuelle Umweltzonen und Fahrverbotszonen bleiben bestehen	Weitere Ausbreitung von Umweltzonen und Fahrverbotszonen in Innenstädten	Einführung von Zero–Emission–Zonen
	Verbot von fossilen Kraftstoffen	keine Einführung eines Verbots auf Verbrennerfahrzeuge	Späte Einführung eines Verbots auf Verbrennerfahrzeuge	Frühe Einführung eines Verbots auf Verbrennerfahrzeuge

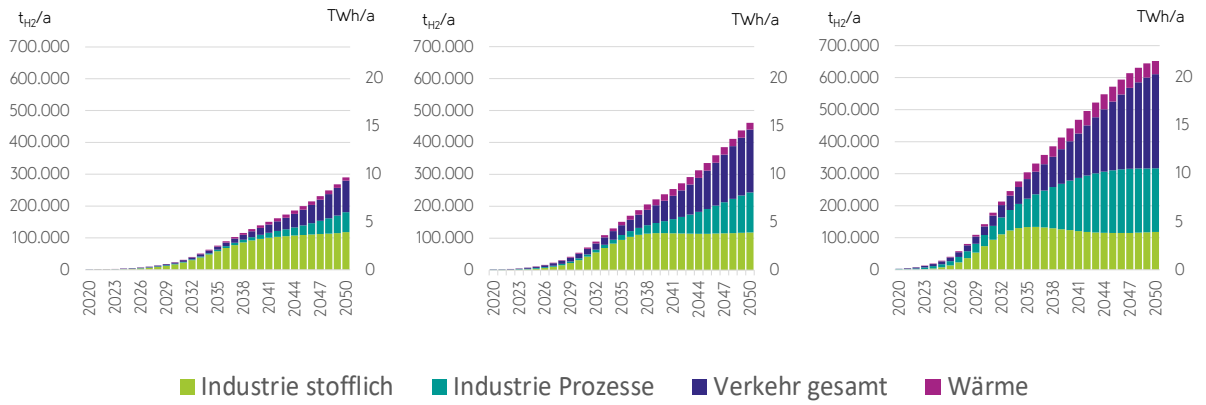


Abbildung 1–3: Entwicklung der Potenziale für die verschiedenen Sektoren bis 2050. Szenarien nach [45] und eigener Annahmen. Fahrzeugdaten von [46] und [47]

Die Entwicklung der Bedarfe für CO_2–freien Wasserstoff in Schleswig–Holstein und Hamburg, in den drei Szenarien bis 2050, ist in Abbildung 1–3 dargestellt. Im konservativen Szenario werden bis 2050 etwa 300.000 t bzw. 10 TWh Wasserstoff benötigt. Den größten Anteil hierbei hat der Wasserstoff zur stofflichen Nutzung. Die heute schon genutzten Mengen an grauem Wasserstoff werden bis 2040 sukzessive durch CO_2–freien Wasserstoff ersetzt, ab 2040 bleibt der Bedarf im Bereich der stofflichen Nutzung nahezu konstant. Zudem werden weitere Prozesse, z. B. in der Stahlindustrie, von Erdgas und Kohle auf Wasserstoff umgestellt. Der stoffliche Einsatz von CO_2–freiem Wasserstoff ist also auch bei einer generell geringen Marktdurchdringung von Wasserstofftechnologien erforderlich und bei den relevanten in Schleswig–Holstein und Hamburg ansässigen Unternehmen langfristig zwangsläufig anzusehen.

Im Basis–Szenario steigt der Bedarf über alle Sektoren auf etwa 450.000 t bzw. 15 TWh Wasserstoff an. Hier nehmen neben der stofflichen Nutzung auch die Erzeugung von Prozesswärme im Industriesektor und insbesondere die Nachfrage im Verkehrssektor relevante Anteile am Gesamtbedarf ein.

Das progressive Szenario führt zu etwa 650.000 t bzw. 22 TWh Wasserstoffbedarf im Jahr 2050. Durch eine starke Marktdurchdringung von Wasserstofffahrzeugen nimmt der Verkehrssektor den größten Anteil ein. Im Industriesektor werden für die stoffliche Nutzung und für die Prozesswärme hohe Mengen an Wasserstoff eingesetzt. Der Wärmesektor nutzt in allen drei Szenarien aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (vgl. Kapitel 1.6) nur zu geringen Teilen Wasserstoff direkt [48]. Zwar werden erneuerbare Gase wie bspw. synthetisches Methan insbesondere in bestehenden Gasnetzen weiterhin eine Rolle spielen, der Bedarf von CO_2–freiem, synthetischem Methan wird allerdings aus Kostengründen über den Import gedeckt [24].

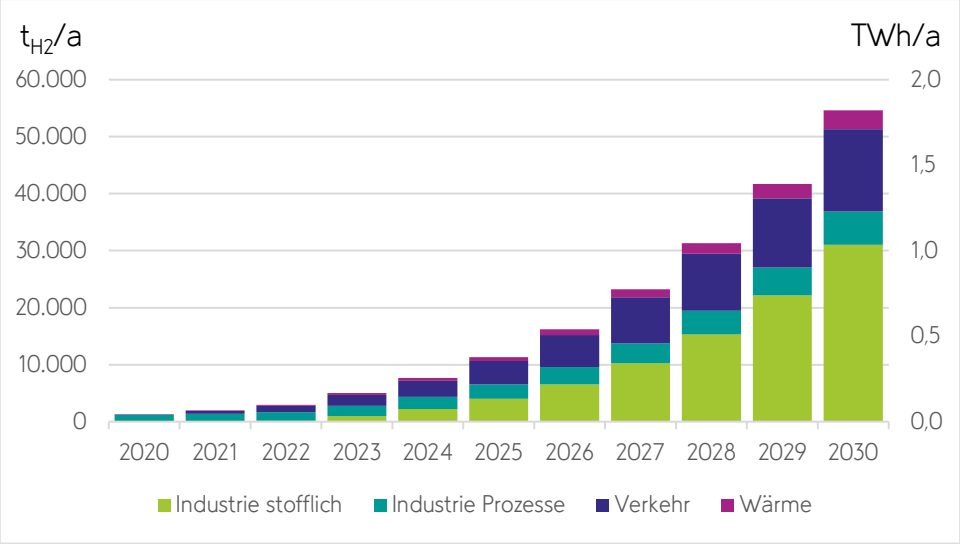


Abbildung 1–4: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs für Schleswig–Holstein und Hamburg im Basis–Szenario bis 2030. Szenarien nach [45] und eigenen Annahmen. Fahrzeugdaten [46], [47]

Abbildung 1–4 zeigt die Entwicklung des Bedarfs an CO_2–freiem Wasserstoff bis 2030. Insgesamt werden etwa 55.000 t bzw. 1,9 TWh Wasserstoff nachgefragt. Die größten Anteile liegen in der Industrie und im Verkehrssektor. Ausgehend von dem Ausbauziel der Nationalen Wasserstoffstrategie im Jahr 2030 mit 5 GW Elektrolyseleistung werden deutschlandweit ca. 14 TWh grüner Wasserstoff produziert. Um den Wasserstoffbedarf in Schleswig–Holstein und Hamburg zu decken, wäre somit ca. 13,5 % der angestrebten Wasserstoffproduktionsmenge erforderlich.

Gut die Hälfte der Nachfrage entsteht über die stoffliche Nutzung in Raffinerien, Chemie– und Stahl–Unternehmen. Diese wird hauptsächlich wird durch die in Kapitel 1.2 beschriebenen Projekte und Unternehmen generiert. Im Verkehrssektor treiben bis 2030 insbesondere Busse sowie kommunale Fahrzeugflotten und schwere Nutzfahrzeuge wie LKW und Sattelzugmaschinen die Nachfrage. Die Clean Vehicle Directive führt zu einem Handlungsdruck zur Umstellung auf emissionsfreie Fahrzeuge im ÖPNV und in kommunalen Flotten. Im Gegensatz zum PKW, bei dem es zahlreiche Alternative durch batterieelektrische Fahrzeuge gibt, existiert im ÖPNV bei der Umstellung von Bussen weniger Handlungsspielraum. Eine Voraussetzung hierfür ist – neben der Bereitstellung von günstigem Wasserstoff – die Schaffung einer entsprechenden Betankungsinfrastruktur. Diese legt auch die Grundlage für einen Markthochlauf von Wasserstoff–PKW, der sehr zerklüftet und schwer zu beeinflussen ist. Eine umfassende Erklärung kann dem zeitgleich erstellten Partnergutachten „Wasserstoffmobilität und Förderrichtlinien Schleswig–Holstein" entnommen werden.

Die räumliche Verteilung der Wasserstoffbedarfe in Schleswig–Holstein und Hamburg wird im folgenden Kapitel dargestellt.

1.5 Bedarfszentren

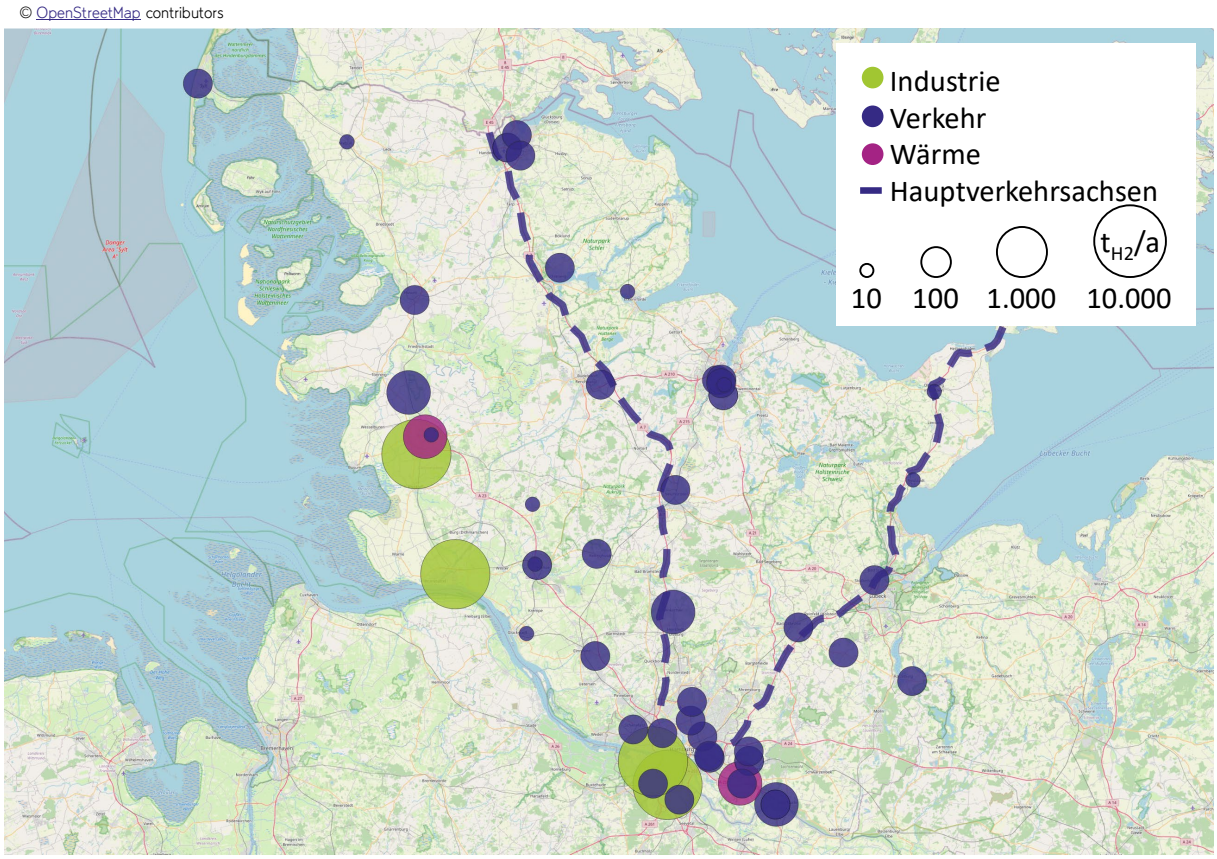


Abbildung 1–5: Primäre Bedarfszentren in den Sektoren Industrie, Verkehr und Wärme bis 2030

Die Bedarfszentren in Schleswig–Holstein und Hamburg sind in Abbildung 1–5 dargestellt. Die Methodik zur Definition der Bedarfszentren ist im Anhang B aufgeführt.

Bedarfszentren in der Industrie sind räumlich stark abgegrenzt und weisen eine hohe Abnahmemenge auf. Sie nutzen Wasserstoff zur Herstellung weiterer Produkte:

- Die Raffinerie Heide sowie die Holborn Europa und Nynas Raffinerien in Hamburg stellen mithilfe von Wasserstoff verschiedene Rohölprodukte her. Ein Teil des erforderlichen Wasserstoffs fällt in der Raffinerie als Beiprodukt an. Zusätzlich wird Wasserstoff im Steamreforming hergestellt. Dieser CO_2–behaftete Wasserstoff kann ohne Prozessumstellung durch CO_2–freien Wasserstoff substituiert werden. So soll z. B. im Projekt Westküste100 grauer durch grünen Wasserstoff ersetzt werden.
- Am Produktionsstandort des norwegischen Unternehmens Yara im ChemCoast Park Brunsbüttel wird Wasserstoff zur Produktion von AdBlue eingesetzt.
- Das Stahlunternehmen ArcelorMittal in Hamburg plant den Einsatz einer Wasserstoff–Direktreduktionsanlage zur Herstellung von Eisenschwamm [3].

Im Verkehrssektor liegen Bedarfszentren insbesondere bei Flottenbetreibern in und um Ballungszentren. Diese finden sich sowohl bei Verkehrsunternehmen und Stadtwerken, die Bus– und Abfallsammelfahrzeugflotten betreiben, als auch bei Logistikzentren, die Brennstoffzellen–LKW und Sattelzugmaschinen einsetzen. Zudem kann der Einsatz von Wasserstoffzügen im SPNV in den betreffenden Betankungsorten zu einem relevanten und planbaren Bedarf führen. Der Bedarf für private PKW nimmt aufgrund des späten Markthochlaufs bis 2030 noch eine untergeordnete Rolle ein.

Zudem entsteht ein Bedarf im Wärmesektor durch die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz in den Demonstrationsprojekten QUAREE100 und mySMARTLife. Weitere konkrete Anwendungen im Wärmesektor sind aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen aktuell nicht abzusehen, können aber durch weitere Forschungs– und Demonstrationsprojekte entstehen. Die Wirtschaftlichkeit wird in Kapitel 1.6 betrachtet.

Die Entwicklung der Wasserstofftechnologien innerhalb der Sektoren hängt von verschiedenen Rahmenbedingungen ab. Ausschlaggebend für den langfristigen Markterfolg wird in vielen Fällen die Wirtschaftlichkeit bzw. die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber konventionellen sowie CO_2–armen und –freien Technologien sein.

1.6 Konkurrenz Energieträger & Kraftstoffe

Abbildung 1–6 stellt die Break–Even–Kosten von Wasserstoff dar, unter denen ein wettbewerbsfähiger Betrieb auf Basis von Wasserstoff realisiert werden kann. Ausgehend von den Kosten konventioneller Energieträger und den möglichen CO_2–Kosten werden die Kosten von Wasserstoff ermittelt, die eine Wettbewerbsfähigkeit innerhalb der verschiedenen Sektoren ermöglichen.

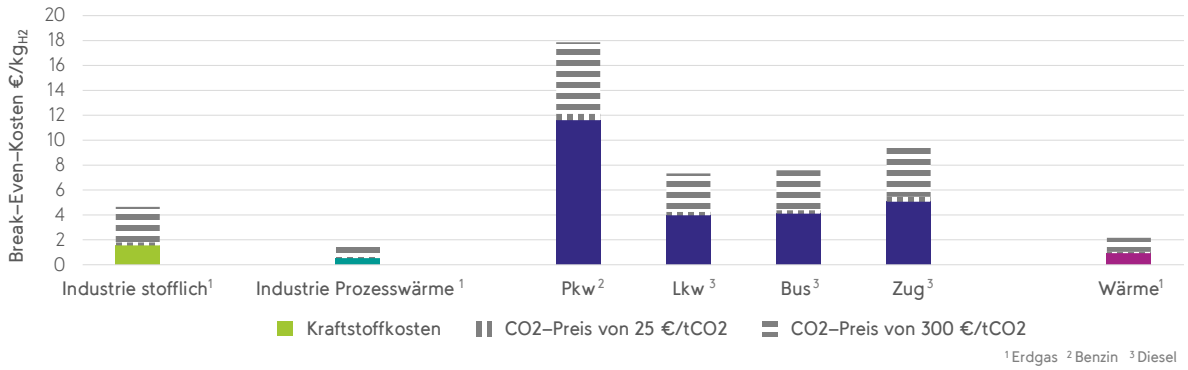


Abbildung 1–6: Break–Even–Kosten von Wasserstoff im Vergleich zu konventionellen Energieträgern

Im Verkehrssektor werden als Referenzkosten die Energiekosten an der Tankstelle betrachtet. Für den Betrieb von Bussen, LKW und Zügen wird sich auf konventionellen Diesel bezogen, und für den Betrieb von PKWs auf Benzin. Die Break–Even–Kosten des PKW liegen bei nahezu 12 €/kg, da für die Berechnung die aktuellen Kraftstoffpreise von Benzin zugrunde gelegt wurden. Aktuell kostet Wasserstoff an öffentlichen Tankstellen 9,5 €/kg. Bei der stofflichen Nutzung von Wasserstoff wird als Referenzenergieträger grauer Wasserstoff aus Dampfreformierung verwendet. Als Referenztechnologie bei der Bereitstellung von Prozesswärme und Raumwärme wird Erdgas angenommen (nachfolgend wird Erdgas auch als Kraftstoff bezeichnet).

Die aktuellen CO_2–Kosten entsprechen dem im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung festgelegten 25 €/tCO_2. Perspektivisch werden CO_2–Kosten von 300 €/tCO_2 angenommen [45]. Die Abbildung verdeutlicht den großen Einfluss des CO_2–Preises auf die Betriebskosten der Fahrzeuge.

In Abbildung 1–7 sind die Break–Even–Kosten von Wasserstoff gegenüber vergleichbaren CO_2–armen Technologien dargestellt. Die CO_2–armen Konkurrenztechnologien unterscheiden sich in Abhängigkeit der einzelnen Anwendungsmöglichkeiten. Bei einer stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Industrie wird als Konkurrenztechnologie blauer Wasserstoff aus Dampfreformierung mit CCS–Abscheidung betrachtet. Die Konkurrenztechnologie für Prozesswärme bis zu einem Temperaturniveau von 100 °C in der Industrie und im Gebäudewärmebereich sind Wärmepumpen. Ab einem höheren Temperaturniveau wird Biogas als Konkurrenztechnologie betrachtet. Im Verkehrssektor werden batterieelektrisch–betriebene Fahrzeuge als Konkurrenztechnologie verwendet. In der Abbildung 1–7 sind lediglich die Kosten für Kraftstoffe dargestellt, Investitions–, Infrastrukturkosten und weitere Kosten, die beispielsweise durch eine zusätzliche Beschaffung von Fahrzeugen durch geringere Reichweiten bei LKW, Bussen und Zügen anfallen, sind hier nicht inkludiert. Bei einer stofflichen Anwendung ist die Infrastruktur weitestgehend vorhanden und muss somit nicht separat ausgewiesen werden.

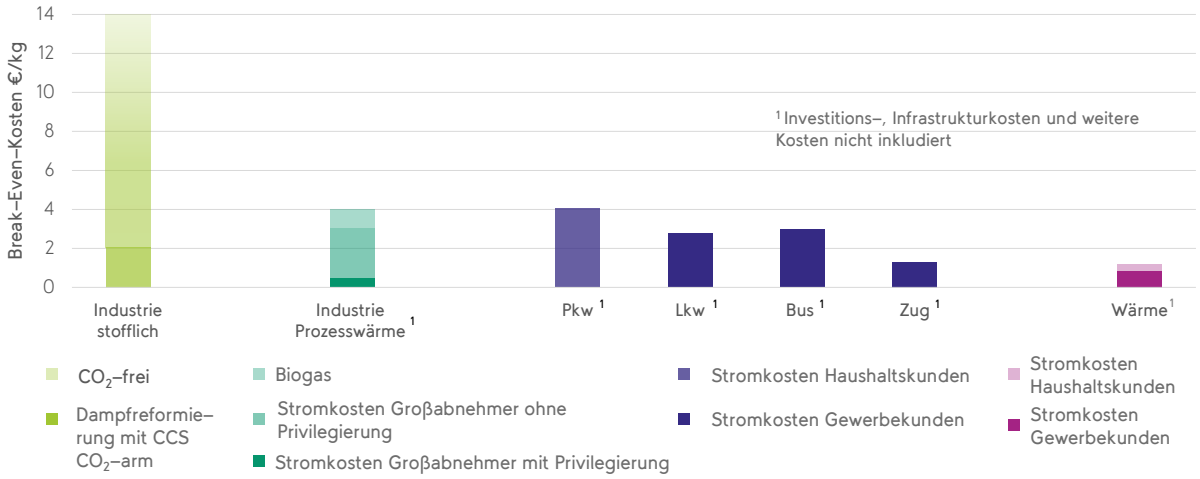


Abbildung 1–7: Break–Even–Kosten von Wasserstoff im Vergleich zu CO_2–armen Energieträgern

Im Bereich der stofflichen Nutzung ist abgesehen von einer stofflichen Nutzung in der Stahlherstellung, bei der auch Verfahren mit reiner Stromnutzung denkbar sind, die einzige CO_2–arme Alternative die Nutzung von blauem Wasserstoff aus Dampfreformierung. Wird eine vollständige Dekarbonisierung angestrebt, ist der Einsatz von grünem Wasserstoff unabdingbar. Da keine CO_2–freie Alternative zum Einsatz von grünem Wasserstoff existiert, kann bei der stofflichen Nutzung, im Gegensatz zum Einsatz in anderen Sektoren, kein Referenzpreis angegeben werden.

Im Bereich der Prozesswärme sowie im Bereich der Gebäudewärme verdeutlichen die geringen Kraftstoffkosten, dass im Normalfall die direkte Nutzung von Strom in Wärmepumpen kosteneffizienter ist und nach Möglichkeit umgesetzt werden sollte. Abhängig von den Infrastrukturkosten und dem Einsatzgebiet, z.B. in Bestandsgebäuden kann auch eine Wärmeversorgung auf Grundlage von Brennstoffzellen sinnvoll sein. Dies ist von den Kosten für die Umstellung des Energiesystems abhängig.

Hinsichtlich der Treibstoffkosten für PKW ist ein breites Spektrum an Alternativen vorhanden. Die Kosten für das Laden an öffentlichen Ladesäulen übersteigen teilweise die Kosten für konventionelle Treibstoffe wie Benzin und Diesel. Wasserstoff ist im Hinblick darauf mit den festgelegten 9,50 €/kg Wasserstoff an der Tankstelle hinsichtlich der Treibstoffkosten wettbewerbsfähig. Werden batteriebetriebene PKW zuhause geladen, liegen die Break–Even–Kosten für Wasserstoff bei ca. 4 €/kg. Werden die Investitionskosten für die Fahrzeuge mitberücksichtigt, erreichen batterieelektrische PKW aktuell eine höhere Wirtschaftlichkeit als Brennstoffzellenfahrzeuge. Allerdings sind batterieelektrische Fahrzeuge nicht für alle Nutzungsanforderungen (beispielsweise Ladezeit und Reichweite) geeignet. Verkehrsbetriebe im ÖPNV beziehen aufgrund von Steuererleichterungen Kraftstoffe zu geringeren Preisen.

1.6.1 Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff

Abbildung 1–8 stellt die relevanten Anwendungsbereiche von Wasserstoff in den zuvor betrachteten Sektoren dar. In diesen Bereichen ist Wasserstoff unterschiedlich stark verbreitet. Während Wasserstoff in der Industrie seit Jahrzehnten im großen Maßstab Anwendung findet, stecken andere Anwendungen noch in der technischen Entwicklung.

In Abbildung 1–8 werden die Anwendungsmöglichkeiten aus Abbildung 1–2 im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit von CO_2–armem Wasserstoff gegenüber konventionellen Technologien und alternativen CO_2–armen Technologien eingeordnet. Auf der X–Achse ist dargestellt, ob eine Anwendungsmöglichkeit weniger wettbewerbsfähig oder wettbewerbsfähiger ist als konventionelle Technologien und auf der Y–Achse, ob Wasserstoff die wettbewerbsfähigste CO_2–arme Lösung darstellt.

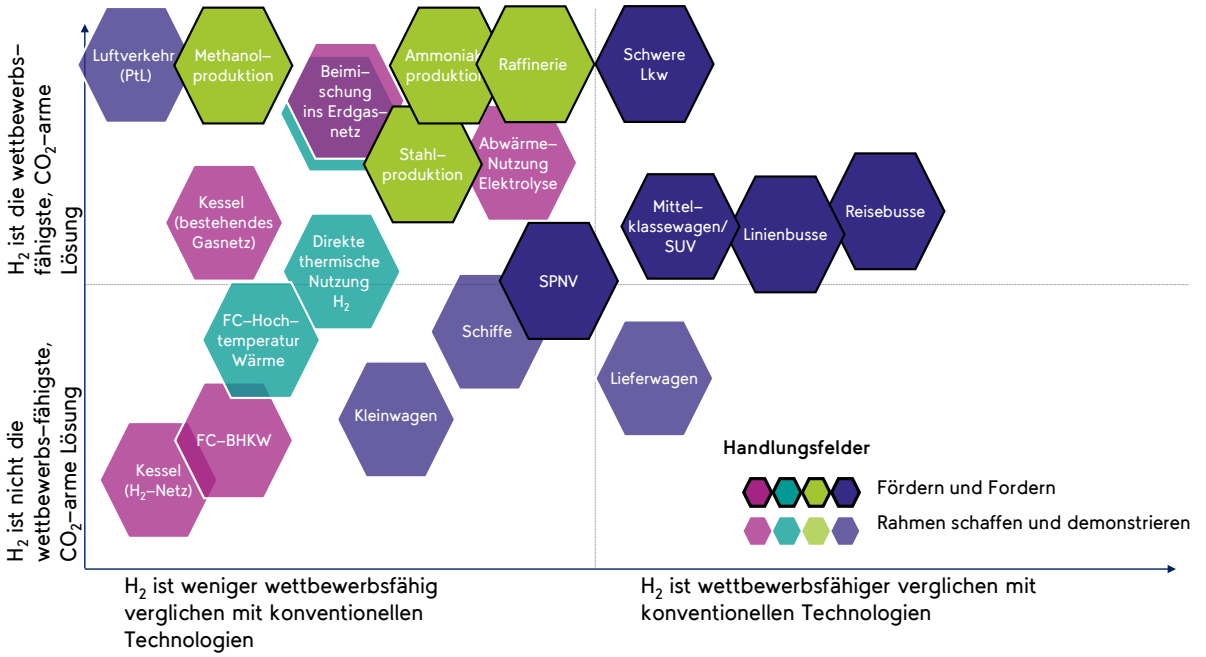


Abbildung 1–8: Bewertung der Wettbewerbsfähigkeit der Anwendungen von Wasserstoff gegenüber konventionellen und CO_2–armen Technologien nach [34]

Anhand der Analyse der Wettbewerbsfähigkeit und der Rahmenbedingungen werden für die Anwendungsmöglichkeiten in Abbildung 1–8 zwei Handlungsfelder identifiziert. Diese beschreiben die nächsten Schritte, die für eine Etablierung der Technologie erforderlich sind.

- Das Handlungsfeld **Fordern und Fördern** zielt auf Anwendungen ab, die bereits Marktreife besitzen. Hemmnisse dieser Anwendungsbereiche stellen die fehlende Wettbewerbsfähigkeit und im Verkehrssektor den Ausbau der Infrastruktur dar. Um diese Anwendungen im Markt zu etablieren, sind verschiedene Maßnahmen zu ergreifen, um den Absatzmarkt zu steigern.
- Das Handlungsfeld **Rahmen schaffen und demonstrieren** beschreibt Anwendungen, bei denen noch Anpassungen in der Regulatorik notwendig sind. Diese Anwendungen erfordern weitere rechtliche Anpassungen für eine langfristige Planungssicherheit. Zu diesem Handlungsfeld zählt auch der Betrieb von Demonstrations– und Pilotanlagen.

Die konkreten Schlussfolgerungen und Handlungsplattformen, die sich aus den Handlungsfeldern ergeben, werden in Kapitel III beschrieben. Eine Betrachtung der Herausforderungen und Handlungsspielräume in den Sektoren findet im Folgenden statt.

Verkehrssektor

Im Verkehrssektor wird Wasserstoff bereits eingesetzt, perspektivisch sind vereinzelte Anwendungen im Verkehrssektor die wettbewerbsfähigste Lösung im Hinblick auf die Einsparung von CO_2. Bei entsprechenden Rahmenbedingungen (z. B. Skaleneffekte und CO_2–Preis) haben insbesondere LKW, Linien– und Reisebusse als Fahrzeuge mit hohen Reichweiten das Potenzial, wettbewerbsfähiger als konventionelle Technologien zu werden. Die Wettbewerbsfähigkeit von Regionalzügen mit Personenverkehr sind stark von den lokalen Gegebenheiten und den Linienreichweiten abhängig. Gleiches gilt für den innerstädtischen Lieferverkehr, der ebenfalls mit rein batterieelektrischen Fahrzeugen konkurriert. Wasserstoffbetriebene Kleinwagen im Stadtverkehr sind weniger wettbewerbsfähig als Batteriefahrzeuge, da hier eine direkte Nutzung von Strom effizienter und somit wirtschaftlicher ist. In diesem Segment kann zudem mit den aktuellen Preisen nicht mit konventionellen Technologien konkurriert werden.

Im Luftverkehr ist die Produktion von synthetischen Kraftstoffen auf Wasserstoffbasis die einzige und somit die wettbewerbsfähigste Lösung. Allerdings ist auch hier eine deutliche Kostenerhöhung im Vergleich zu einem Einsatz von Kerosin zu erwarten. Wie bereits in Kapitel 1.2 erwähnt, werden derzeit schon verschiedene Projekte zur Herstellung von synthetischem Kerosin durchgeführt und somit erste Erfahrungen in Pilotprojekten gesammelt.

Im Schiffsverkehr stellen batterieelektrisch betriebene Fähren und mit Biodiesel betriebene Schiffe Konkurrenztechnologien für Wasserstoff dar. Für die Bewertung der Treibstoffe sind spezifische Analysen für die konkreten Anwendungsfälle durchzuführen. Wenn eine Elektrifizierung nicht möglich ist, weist Wasserstoff gegenüber Power–to–Liquid–Kraftstoffen und Verbrennungsmotoren eine höhere Effizienz auf. [49]

Die Handlungsfelder im Verkehrssektor sind stark von der Fahrzeugkategorie abhängig. Während im Bereich des Straßenverkehrs hauptsächlich die Infrastruktur und die Wirtschaftlichkeit als Hemmnisse vorhanden sind, sind in der Schiff– und Luftfahrt noch regulatorische Anpassungen erforderlich.

Stoffliche Nutzung in der Industrie

Da eine Substitution von Wasserstoff bei einer stofflichen Nutzung nicht möglich ist, stellt der Einsatz von CO_2–freiem Wasserstoff die einzige und somit die wettbewerbsfähigste Lösung zur Dekarbonisierung in Raffinieren sowie bei der Methanol– und Ammoniakproduktion dar. Allerdings sind die Anwendungen unter aktuellen Rahmenbedingungen weniger wettbewerbsfähig als die konventionelle Herstellung von grauem Wasserstoff über Dampfreformierung, da grüner Wasserstoff zurzeit noch wesentlich teurer als grauer Wasserstoff ist.

Die stoffliche Wasserstoffnutzung ist lange erprobt und die notwendige Infrastruktur bereits vorhanden. Folglich sind für die Dekarbonisierung bei einer stofflichen Nutzung innerhalb der Industrie Geschäftsmodelle zu entwickeln, die den Einsatz von CO_2–armen und CO_2–freiem Wasserstoff begünstigen bei gleichzeitigem Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit.

Durch lange Anlagenlaufzeiten im Industriesektor ist bei dem Ziel einer klimaneutralen Industrie bis 2050 bereits aktuell ein hoher Handlungsdruck vorhanden, um „Stranded Assets" zu vermeiden. Dies spielt insbesondere bei der Umstellung der Stahlindustrie in Hamburg eine Rolle, in welcher die Anlagenlaufzeit eines Hochofens ca. 50 Jahre beträgt. Eine Umstellung auf Wasserstoff zur Produktion von Stahl ist technisch bereits realisierbar. [12] Durch das hohe Potenzial im Bereich der stofflichen Nutzung in der Chemieindustrie in Schleswig–Holstein und in der Stahlindustrie in Hamburg kann durch

eine strategische Entscheidung zur Substitution von grauem Wasserstoff durch grünen Wasserstoff eine große Hebelwirkung erzielt werden. Allerdings führt die Dekarbonisierung zu einer starken Zunahme der Erzeugungskosten. Um eine Verlagerung der Stahlindustrie in Länder ohne Emissionshandel zu verhindern und um international wettbewerbsfähig zu bleiben, ist eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich. Um eine Prozessumstellung zu fördern, sind wirtschaftliche Anreize zu schaffen. [12]

Die Industrie kann einen wichtigen Beitrag dazu leisten, die Investitionskosten für Elektrolyseanlagen zu senken, indem diese im ersten Schritt z.B. in oder bei Raffinerien installiert werden. Aufgrund der hohen Abnahmepotenziale bei der stofflichen Nutzung von CO_2–freiem Wasserstoff im Industriesektor können signifikante Skaleneffekte bei Elektrolyseuren erreicht werden. Durch den Aufbau dieser großskaligen Elektrolyseanlagen können Lernkurven bei der Herstellung und dem Einsatz durchlaufen werden, um Effizienzsteigerungen und Kostensenkungspotenziale zu erschließen.

Prozesswärme in der Industrie

Es existieren aktuell kaum Projekte zur Erzeugung von Prozesswärme durch Wasserstoff. Im Niedertemperaturwärmebereich ist der Einsatz anderer CO_2–armer Technologien wie Power–to–Heat (beispielsweise Wärmepumpen) mit höheren Wirkungsgraden effizienter und somit dem Einsatz von Wasserstoff vorzuziehen. Der Einsatz von Wasserstoff wird erst ab einem Temperaturniveau interessant, das beispielsweise durch Wärmepumpen nicht mehr abgedeckt werden kann. Die Verwendung von Biomasse ist eine Option für die Bereitstellung von Mittel– und Hochtemperaturwärme. Der Einsatz von Biomasse kann jedoch in mehreren Regionen mit Versorgungsengpässen konfrontiert sein. Ein wirtschaftlicher Einsatz von Wasserstoff zur Prozesswärmeerzeugung erfordert eine starke Degression der aktuellen Wasserstoffkosten. [50]

Ein Vorteil von Wasserstoff gegenüber Power–to–Heat–Anwendungen kann die Entkopplung von Stromproduktion und Strombedarf darstellen. Durch die Erzeugung von synthetischem Methan und dem Einsatz der synthetischen Kraftstoffe oder reinem Wasserstoff in Turbinen oder Brennstoffzellen ist die Wärmeproduktion zeitlich unabhängig von der Stromproduktion.

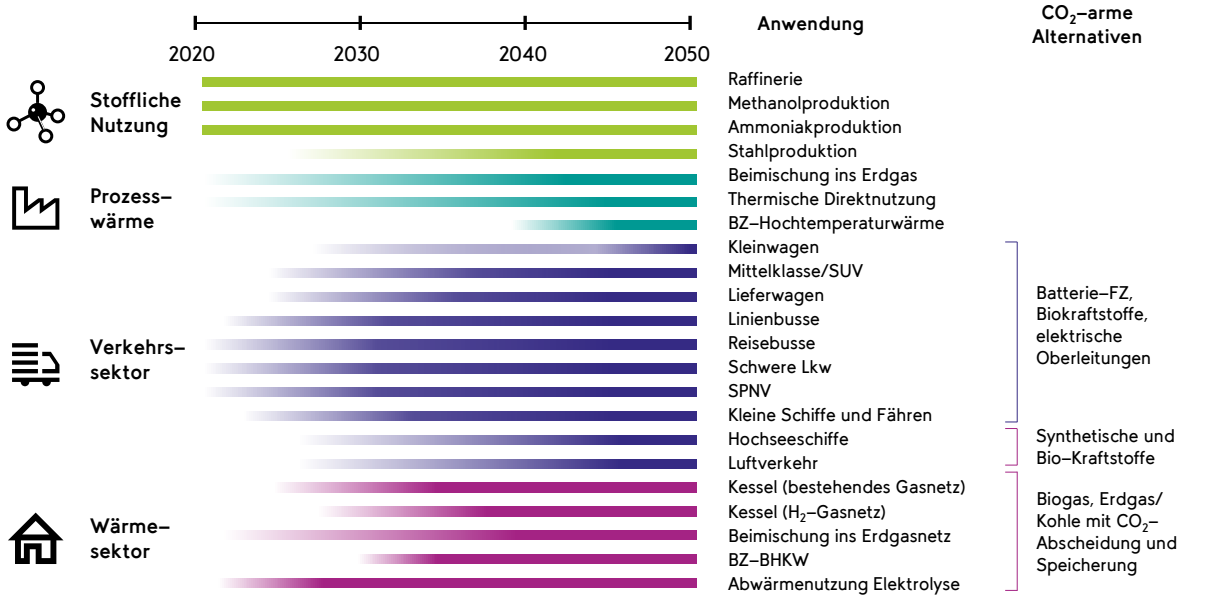
Wärmesektor

Eine Dekarbonisierung des Wärmesektors mit erneuerbaren Gasen kann durch synthetisches Methan oder auch durch Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz erfolgen, das sogenannte Blending. Insbesondere im Gebäudebereich ist die Dekarbonisierung mit Wasserstoff gegenüber den konventionellen und CO_2–armen Technologien wie Wärmepumpen unter aktuellen Rahmenbedingungen allerdings nicht wettbewerbsfähig. Brennstoffzellen–BHKW oder H_2–Kessel stellen unter Berücksichtigung des Erfordernisses eines neuen H_2–Netzes weniger wettbewerbsfähige Varianten im Vergleich zu anderen CO_2–armen Technologien dar.

Wasserstoff sollte im Wärmesektor nur dann eingesetzt werden, wenn die anderen Technologien nicht sinnvoll eingesetzt werden können. Aufgrund der höheren Effizienz von Wärmepumpen ist der direkte Einsatz von Strom dem Betrieb von Wasserstoff grundsätzlich vorzuziehen. Allerdings ist der Einbau von Wärmepumpen in Bestandsgebäude aufgrund der notwendigen Umstellung des gesamten Heizsystems sehr kostenintensiv. Wenn die H_2–Gestehungskosten ca. 4,5 €/kg unterschreiten, werden die Umstellungskosten des Heizungssystems auf Wärmepumpen kompensiert. Ein Gleichgewicht einer mit Wasserstoff betriebenen Heizung und dem Neubau von Gebäuden mit Wärmepumpe oder einem Beheizungssystem auf Grundlage von Biomethan wird bei ca. 2,5 €/kg prognostiziert [50]. Die Entwicklung in diesem Bereich ist somit stark von der Kostenentwicklung und der Verfügbarkeit von Wasserstoff abhängig. Hierbei spielen insbesondere die Importmöglichkeiten und Kosten von CO_2–armem Wasserstoff eine große Rolle, da Deutschland und Schleswig–Holstein begrenzte Flächen für

die Produktion von erneuerbarem Strom und somit auch zur Produktion von CO_2–armem Wasserstoff aufweisen.

Die Anwendungsformen im Gebäudebereich sind ebenfalls dem Handlungsfeld „Rahmen schaffen und demonstrieren" zuzuordnen. Neben Demonstrationsprojekten zur Validierung der technischen



Machbarkeit sind Anhebungen der heute gängigen Beimischungsquoten empfehlenswert. Weiterhin sind die H_2–Gestehungskosten im Vergleich zu Erdgas sehr hoch. Hier kann ein CO_2–Preis von mehreren hundert Euro für Kostenparität sorgen.

Abbildung 1–9: Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff gegenüber CO_2–armen Alternativen nach [50]

In Abbildung 1–9 wird die zeitliche Entwicklung der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoff–anwendungen für verschiedene Anwendungsmöglichkeiten innerhalb der Sektoren Transport und Mobilität, Industrie und Wärme und Strom für Industrie und Gebäude dargestellt. Die Abbildung 1–9 definiert den Begriff der Wettbewerbsfähigkeit explizit im Vergleich mit CO_2–armen Alternativtechnologien in den jeweiligen Sektoren. Hierbei handelt es sich oftmals nicht um die aktuell standardmäßig genutzte Technologie. Teilweise existiert in den Kategorien keine CO_2–arme Alternativtechnologie zur Nutzung von grünem Wasserstoff. In diesen Fällen ist eine Wettbewerbs–fähigkeit der Nutzung von grünem Wasserstoff in den Kategorien, mangels Alternativen, als bereits heute gegeben definiert. Dieses Fehlen von Alternativtechnologien trifft bspw. im Industriesektor, bei einer stofflichen Nutzung von Wasserstoff bei der Ammoniak– und Methanol–Herstellung sowie in Raffinerien zu. Bei einer wirtschaftlich konkurrenzfähigen Erzeugung von CO_2–freiem Wasserstoff kann ein großes Potenzial zur Einsparung von CO_2–Emissionen gehoben werden. In der Stahlherstellung hängt die Wirtschaftlichkeit stark von den weiteren Schritten hinsichtlich der Rahmenbedingungen ab.

1.7 Leicht zu hebende Potenziale

Abschließend werden verschiedene leicht zu hebende Potenziale der einzelnen Sektoren betrachtet, die zu einem Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur beitragen können. Hierzu zählen im Verkehrssektor insbesondere die Fahrzeugsegmente Züge, Busse und Abfallsammelfahrzeuge. Diese Technologien sind durch eine Infrastruktur charakterisiert, die leicht planbar ist, da feste Streckenabschnitte befahren werden. Vorteilhaft ist zudem, dass die Segmente unter einem hohen politischen Einfluss stehen und dadurch ein gesicherter Absatzmarkt der Fahrzeuge über regulatorische Rahmenbedingungen etabliert werden kann. Weiterhin weisen diese Fahrzeuge einen hohen Wasserstoffumsatz auf und können somit gegebenenfalls zu einer verstärkten Auslastung der Transportinfrastruktur beitragen.

In weiteren Bereichen des Verkehrssektors, bei denen sich die Planung der Betankungsinfrastruktur aufgrund von festgelegten Fahrstrecken komplexer gestaltet, sind noch grundlegende Rahmenbedingungen zu etablieren, um eine Einführung der Brennstoffzellenfahrzeugen und somit den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zu fördern.

Im Industriebereich ist eine Substitution des bislang eingesetzten grauen Wasserstoffs anzustreben, da die Infrastruktur bereits vorhanden ist. Weiterhin ist im Industriesektor an einzelnen zentralen Standorten ein hoher Wasserstoffbedarf vorhanden, der die notwendigen Skaleneffekte für Kostenreduktionen für die Wasserstofftechnologie generiert. In einzelnen Projekten im Industriesektor werden von Unternehmen bereits Projekte zur Dekarbonisierung durchgeführt, wie beispielsweise in der Raffinerie Heide. In weiteren Bereichen, in denen neue Prozesse zu Dekarbonisierung entwickelt wurden, sind weitergehende Rahmenbedingungen zu definieren. Dies betrifft unter anderem die Stahlindustrie in Hamburg, bei der über eine Direktreduktion mit Wasserstoff bereits ein CO_2–emissionsarmes Verfahren vorhanden ist. Eine Umstellung der Stahlproduktion erfolgt jedoch, wenn wirtschaftliche Anreize gesetzt werden und eine Stahlproduktion unter international wettbewerbsfähigen Rahmenbedingungen umgesetzt werden kann.

In der Stahlproduktion stellt die Umstellung der Hochofenroute auf Wasserstoff den effizientesten alternativen Prozess dar und führt zu einer hohen Reduktion an CO_2–Emissionen. Die Substitution von grauem Wasserstoff aus Dampfreformierung durch grünen Wasserstoff ist die effizienteste Anwendungsart, bei der mittelfristig die höchste Einsparung von CO_2–Emissionen erreicht werden kann. [49]

Der Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor ist dann sinnvoll, wenn eine Direktnutzung von Strom nicht wirtschaftlich ist. In Anwendungen, in denen keine Wärmeerzeugung über Elektrodenkessel und Großwärmepumpen bereitgestellt werden kann, ist der Einsatz von Wasserstoff zur zentralen Wärmeerzeugung geeignet. Hier besteht jedoch die Konkurrenz zu einer Wärmeerzeugung aus Biomasse oder synthetischem Methan. [49] Weiterhin ist die Abwärmenutzung von Elektrolyseuren zur partiellen oder ganzheitlichen Versorgung von Quartieren anzustreben. Insbesondere im Wärmesektor ist eine Anpassung der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen noch erforderlich. Dies umfasst in einem ersten Schritt beispielsweise die Überarbeitung von Richtlinien zur Erhöhung der Wasserstoff–Beimischungsquote in Erdgasnetze.

1.8 Zusammenfassung

- Schleswig–Holstein bietet sehr gute Voraussetzungen für die Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff. Insbesondere die strategische Lage, die Speichermöglichkeiten und die vorhandene Importinfrastruktur prädestinieren das Land als Wasserstoff–Hub für Deutschland.
- Im Jahr 2030 werden in Schleswig–Holstein ca. 1,8 TWh CO_2–neutraler Wasserstoff nachgefragt.
- Das mittelfristige größte Bedarfspotenzial für CO_2–neutralen Wasserstoff bietet die Substitution von grauem Wasserstoff zur stofflichen Nutzung in der Industrie. Hier gibt es z.T. keine anderen CO_2–neutralen Alternativen zu Wasserstoff.
- Im Verkehrssektor kann Wasserstoff zeitnah insbesondere im Betrieb von kommunalen Flotten und im Straßengüterfernverkehr eingesetzt werden. Der Bedarf im Individualverkehr setzt ab dem Jahr 2030 verstärkt ein.
- Durch den Aufbau einer gemeinsamen flächendeckenden Tankstelleninfrastruktur für den Individualverkehr und öffentliche bzw. private Flotten können Synergieeffekte und Kostenreduktionspotenziale genutzt sowie die Akzeptanz der Wasserstoffmobilität gesteigert werden.
- Anwendungen zur Bereitstellung von Gebäude– und Prozesswärme im großen Maßstab gewinnen erst ab 2030 an Relevanz.
- Bis 2030 werden die Bedarfszentren somit v.a. durch die Industrie– und Chemieparks, sowie durch Tankstellen bei kommunalen Verkehrsbetrieben und an Logistikachsen bestimmt.
- Für die Nutzung von CO_2–neutralem Wasserstoff in den Sektoren ergeben sich unterschiedliche Handlungsfelder: Die stoffliche Nutzung und die Nutzung als Treibstoff im Verkehr sollte gefordert und gefördert werden. Für den Einsatz zur Erzeugung von Prozess– und Raumwärme sollten der regulatorische und wirtschaftliche Rahmen geschaffen und Demonstrationsprojekte unterstützt werden.
- Mit steigendem CO_2–Preis werden Wasserstoffanwendungen gegenüber konventionellen Kraftstoffen wettbewerbsfähiger. Für eine Kostenparität sind je nach Anwendung mehrere hundert €/tCO_2 erforderlich. Im Verkehrssektor wird die Preisparität als erstes erreicht.
- Eine ambitionierte Umsetzung der RED II und der Clean Vehicle Directive schafft Anreize für Raffinieren und den Verkehrssektor, frühzeitig auf emissionsfreie Kraftstoffe zu setzen.

2 Standortfaktoren der Wasserstofferzeugung

Der Standort eines Elektrolyseurs beeinflusst den Strombezug, die Transport– und Speicherkosten, mögliche Umsatzströme und damit die Kostenstruktur der Wasserstofferzeugung. Abhängig vom Zielmarkt für den Wasserstoffabsatz und der Anlagengröße sind die Standortfaktoren unterschiedlich zu gewichten und zu optimieren. In diesem Kapitel wird ein Ausblick gegeben, wie sich die Relevanz der Standortfaktoren in Zukunft entwickeln wird.

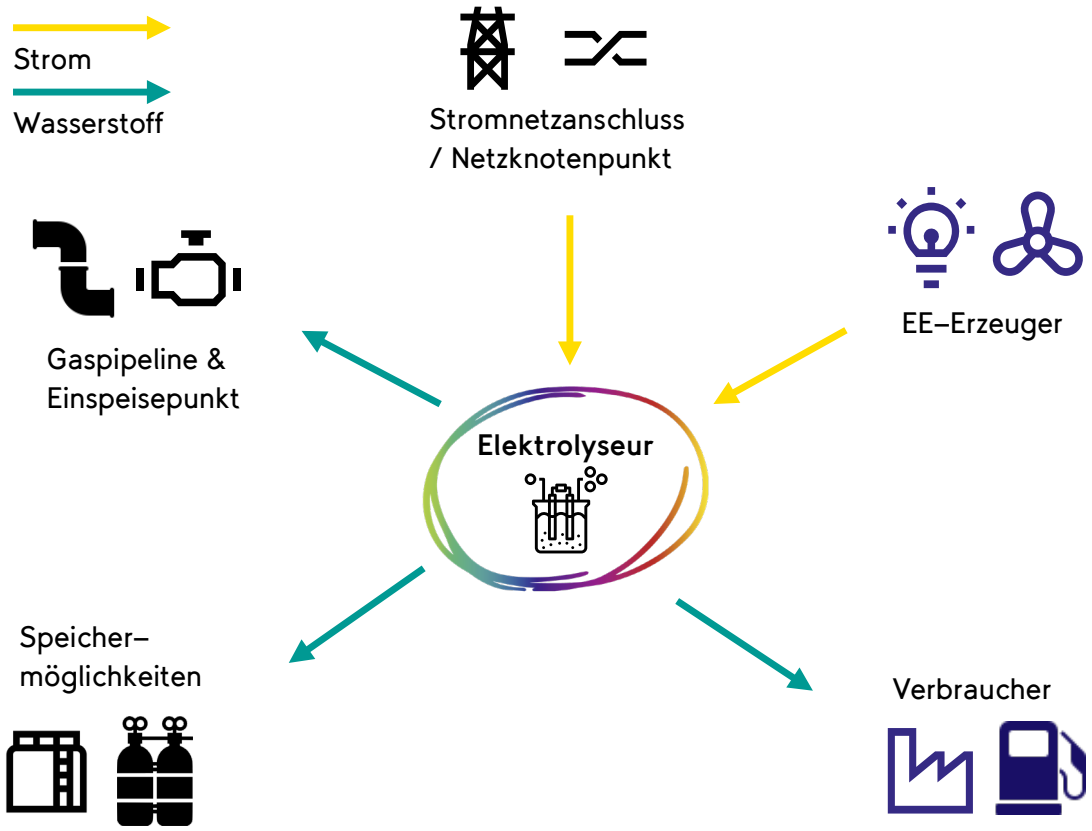


Abbildung 2–1: Übersicht relevanter Standortfaktoren für eine Power–to–Gas Anlage; blau markiert die Hauptfaktoren

Hauptfaktoren

Die zwei Hauptfaktoren für die Standortauswahl eines Elektrolyseurs sind die **Nähe zu Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien** und die **Nähe zu (Groß–)Verbrauchern**. Diese beiden Faktoren verhalten sich oft gegenläufig zueinander und zeigen eine Ambivalenz der Anforderungen an die Standortfindung.

Der Strompreis hat einen großen Einfluss auf die H_2–Gestehungskosten (vgl. Kapitel 2.2). Gemäß der aktuellen Regulierung werden Elektrolyseure, welche am öffentlichen Stromnetz angeschlossen sind, als Letztverbraucher im Stromnetz eingestuft und müssen daher in der Regel alle Abgaben & Umlagen auf den Strompreis zahlen[1], welche für gewerbliche Stromverbraucher bis zu 50 % der Stromkosten ausmachen können. Eine Reduktion der Abgaben & Umlagen ist nur für stromintensive, produzierende Unternehmen möglich.
Einen Sonderfall stellen Elektrolyseure dar, welche im sogenannten Modell der Eigenversorgung mit Strom versorgt werden. In diesem Fall können die Anlagen von den regulären Abgaben & Umlagen

[1] Eine Befreiung von Netzentgelten für 20 Jahre ist möglich

befreit sein (vgl. Kapitel 3.1.1). Für die Eigenversorgung muss jedoch eine Anbindung des Elektrolyseurs zur Stromquelle über eine Direktleitung bestehen und die unmittelbare Nähe des Elektrolyseurs zur Stromquelle gewährleistet sein (vgl. Kapitel 9). Da im Moment allein durch die Eigenversorgung attraktive Strompreise für die Produktion von grünem Wasserstoff erzielt werden können, ist die Relevanz der Nähe zu erneuerbaren Energieanlagen im Moment sehr hoch.

Im Zuge der Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie wird jedoch die Entlastung der Elektrolyseure von Abgaben & Umlagen, insbesondere von der EEG–Umlage diskutiert. Werden also in Zukunft Elektrolyseure mit Netzanschluss von Abgaben & Umlagen befreit, können diese an Orten mit ausreichend Kapazität im öffentlichen Stromnetz aufgestellt werden und die Bedeutung der unmittelbaren **Nähe zu erneuerbare Energieanlagen** nimmt ab. Grundsätzlich bleibt aber der Transport großer Strommengen über große Distanzen selbst bei gutem Netzausbau ungünstig für das Gesamtnetz und ein Flaschenhals der Energiewende. Elektrolyseure werden deshalb auch in Zukunft in Regionen mit hohem Aufkommen an erneuerbaren Energien, wie es im Norden Deutschlands der Fall ist, stehen.

Die letztgenannte Anforderung steht jedoch, zumindest teilweise, im Gegensatz zu der Anforderung die **Nähe zu Verbrauchern** zu optimieren. Aktuell ist der Transport von Wasserstoff in großen Mengen sehr kostenintensiv, daher ist die Nähe zu Verbrauchern ein Standortfaktor mit hoher Relevanz. Die Nachfrage der Industrie ist gut vorhersehbar und ermöglicht die sichere Abnahme großer Mengen, was zu Skalierungseffekten der Produktionsanlagen beiträgt. Zugleich steht der industrielle Verbrauch von grünem Wasserstoff unter einem hohen Preisdruck durch die direkte Konkurrenz mit günstigem konventionellem, also grauem Wasserstoff. Die nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht jedoch die industrielle stoffliche Verwendung als eines der ersten großen Einsatzfelder für grünen Wasserstoff und wichtig für den Erfolg der Energiewende. Wird die Verwendung von grünem Wasserstoff in der Industrie entsprechend den Zielvorstellungen der Bundesregierung incentiviert entsteht dort ein großer Bedarf. Im Hochlauf der nächsten 10–15 Jahre werden große Elektrolyseure daher bevorzugt in der Nähe von großen industriellen Verbrauchern errichtet, oder sogar direkt auf dem Betriebshof stehen.
Der Aufbau eines Wasserstoffnetzes wird sich vor allem entlang der Industriezentren entwickeln und diese mit Erzeugungs– und Importstrukturen im Norden Deutschlands verbinden. Große Verbraucher werden innerhalb der nächsten 10–15 Jahre einen Anschluss an dieses Wasserstoffnetz suchen. Das heißt mit fortschreitendem Ausbau der Gasinfrastruktur wird die Nähe zu Verbrauchern an Relevanz verlieren.
Bedarfe dezentraler Verbraucher, wie z.B. Wasserstofftankstellen, werden geclustert und können in einem Umkreis von 100 km gut über Trailer bedient werden. Eine unmittelbare Nähe der Elektrolyseure zu dezentralen Verbrauchern ist daher nicht notwendig.

Co–Faktoren

Co–Faktoren für die Standortauswahl für Elektrolyseure sind die Nähe zu (H_2–)Gasinfrastruktur, die Nähe zu Netzknotenpunkten und die Nähe zu Speichermöglichkeiten.

Der Anschluss von Elektrolyseuren an bestehende Gasnetze ermöglicht die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz. Damit würde das Gasnetz zumindest teilweise dekarbonisiert und ein sicherer Absatzmarkt für grünen Wasserstoff geschaffen. Aufgrund des günstigen Erdgaspreise ist dieses Absatzmodell momentan allerdings nicht wirtschaftlich. Nichtsdestotrotz hat die **Nähe zu bestehender Gasinfrastruktur** insbesondere für große Elektrolyseure eine strategische Relevanz. Da sich ein Pipelinenetz für reinen Wasserstoff voraussichtlich entlang des existierenden Gasnetzeses entwickeln wird, können Anlagen in der Nähe des Gasnetzes in Zukunft leichter an ein Wasserstoffnetz angeschlossen werden. Neben den Einsparungen in Transport– und Lagerkosten dient ein Anschluss an das Wasserstoffnetz auch der Anbindung an Salzkavernen als Langzeitspeicher. Das heißt die

Relevanz der Nähe zur Gasinfrastruktur wird in Zukunft mit zunehmender Wasserstoff–Produktionsmenge steigen.

Um das Zuleitungsnetz zu entlasten, bietet sich der Anschluss eines Elektrolyseurs in der **Nähe zu Netzknotenpunkten** an. Strom aus erneuerbaren Energien wird vor allem an den Knotenpunkten der Hoch– und Mittelspannungsebene (110 kV & 220 kV) gesammelt, da hier große Windenergieanlagen (WEA) und PV–Anlagen einspeisen. Ein Anschluss an diese Spannungsebene bietet außerdem ausreichend Kapazität, um die weitere Skalierung eines Elektrolysestandortes zu ermöglichen.
Elektrolyseure können netzdienlich betrieben werden, das heißt durch eine flexible Fahrweise können sie den Verbrauch an die vorherrschende Erzeugungssituation anpassen und so zur Netzstabilität beitragen. Diese Eigenschaft wird mit zunehmendem Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien wichtiger. Aufgrund der niedrigen Preise am Regelenergiemarkt und der Abschwächung von Preisschwankungen durch Abgaben & Umlagen gibt es zurzeit jedoch kaum finanzielle Anreize für einen flexiblen, an der EE–Erzeugung orientierten Betrieb.

Grundsätzlich wird die Nähe zur Gasnetzinfrastruktur als auch die Nähe zu Netzknotenpunkten, wichtiger mit zunehmender Elektrolysekapazität. Für Elektrolyseure mit geringerer Kapazität sind diese Standortfaktoren nur bedingt relevant, weil nur geringe Strommengen verbraucht werden und der Wasserstoff meist regional abgesetzt wird.

Zur Speicherung großer Mengen an Wasserstoff über mehrere Wochen sind Salzkavernen die attraktivste Option. Deren Nutzung ist für Speicherdauern über 60 Tage und einen Wasserstoffbedarf von ca. 30–60 Tonnen pro Tag sinnvoll (vgl. Kapitel 4.1). Während des Hochlaufs der Wasserstoffnachfrage können kleinere dezentrale Speicher am Ort der Erzeugung oder beim Verbraucher den Speicherbedarf abdecken. Deshalb kann die **Nähe zu Speichermöglichkeiten** als Nähe zu potenziellen Salzkavernen interpretiert werden.
Große Speichermöglichkeiten werden bei zunehmender saisonaler Abnahme (z.B. durch Wärmeversorgung) und zum Aufbau von Importkapazitäten wichtig. Für eine sichere Versorgung sind Kavernenspeicher unvermeidlich, welche zukünftig an das Wasserstoffnetz angeschlossen werden. Eine unmittelbare Nähe der Wasserstofferzeuger zu den Speichern ist daher nicht unbedingt nötig. Das heißt der Faktor Nähe zu Speichermöglichkeiten ist aktuell nur mäßig relevant und steigt in Zukunft leicht.

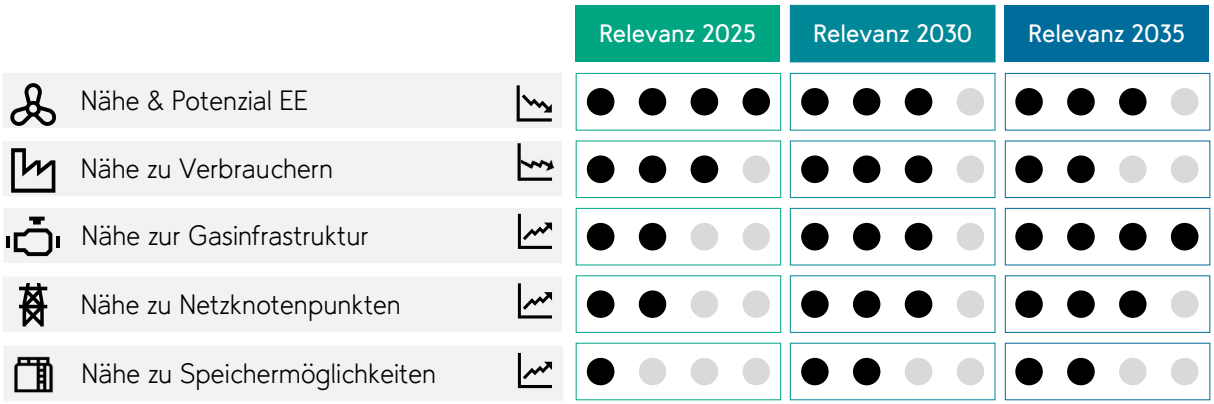


Abbildung 2–2: Entwicklung der Relevanz der einzelnen Standortfaktoren für die Wasserelektrolyse.

Die Standortwahl von Elektrolyseuren ist stark davon abhängig, ob der Wasserstoff regional oder überregional vertrieben werden soll und wie groß die Elektrolysekapazität der Anlagen sind. Für regionale Elektrolyseanlagen mit kleinerer Kapazität ist die Nähe zu erneuerbaren Energieerzeugern und die Nähe zu Verbrauchern sehr relevant. Für Elektrolyseure mit großer Kapazität und einem überregionalen Wasserstoff Vermarktungsmodell sind die Standortfaktoren Nähe zur Gasinfrastruktur und Nähe zu Netzknotenpunkte besonders relevant.

Die Standortfaktoren Nähe zu erneuerbaren Energieerzeugern und Nähe zu Verbrauchern werden mit dem zunehmendem Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur kontinuierlich an Gewicht verlieren, bleiben jedoch weiterhin relevant (vgl. Abbildung 2–2). Hierbei ist eine Ambivalenz zu erkennen, da die Erzeuger erneuerbarer Energien eher im Norden und die verbrauchende Industrie eher im Westen und Süden Deutschlands angesiedelt sind. Die Relevanz der Faktoren Nähe zu Netzknotenpunkten und Nähe zu Speichermöglichkeiten wird leicht zunehmen, wobei vor allem letzterer strategisch wichtig wird.

2.1 Ausprägung der Faktoren in Schleswig–Holstein

Im Folgenden werden die Ausgangsbedingungen Schleswig–Holsteins mit denen im deutschen Durchschnitt verglichen. Hinzu werden qualitative Abschätzung zu der lokalen Ausprägung der Standortfaktoren im Zeitraum von heute bis etwa 2025 getroffen. Abschließend wird kombinierend die allgemeine Relevanz mit der lokalen Ausprägung verknüpft, um abschließend bestimmen zu können, wie gut die Bedingungen für den Ausbau von Elektrolyseanlagen in Schleswig–Holstein sind. Als Vergleichspunkte dienen die im vorangegangenen Kapitel erläuterten Standortfaktoren.

Nähe zu erneuerbaren Energien & Ausbaupotenzial ★★★★

Bezogen auf die Gesamtmenge der lokalen Energieerzeugung hat Schleswig–Holstein den höchsten Anteil an erneuerbaren Energien in ganz Deutschland. Aufgrund der hohen Volllaststunden für Windenergieanlagen ist Windstrom aus Schleswig–Holstein vergleichsweise günstig. Nach aktuellen Schätzungen wird die Gesamtregion Schleswig–Holstein und Hamburg heute schon bilanziell zu 100 % mit erneuerbaren Energien versorgt. Werden die Ausbaupläne des Landes umgesetzt, so steigt der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch der Gesamtregion bis 2025 auf 110–130 %. Laut Klimaaktionsplan 2030 soll im gleichen Zeitraum in Deutschland der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei etwa 45 % liegen, im Jahr 2030 bei 65 %. Über die aktuellen Ziele hinaus hat Schleswig–Holstein weiterhin großes Potenzial für den Ausbau der erneuerbaren Energien sowohl an Land als auch auf See. Zwischen 2025 und 2030 wird die Kapazität der erneuerbaren Energien in Schleswig–Holstein voraussichtlich von 15 GW auf 18 GW ansteigen. Einen maßgeblichen Anteil nehmen dabei Onshore–WEA ein, welche im Vergleich zu Photovoltaikanlagen, höhere Volllaststunden aufweisen und damit vorteilhafte Eigenschaften zur Kopplung mit Elektrolyseuren haben.
Neben dem Export des Stroms aus erneuerbaren Energien, könnte ein Teil für die Herstellung von Wasserstoff genutzt werden. Zudem ist die Produktion von Wasserstoff eine Option, um WEA weiter zu betreiben, welche aus der EEG–Förderung fallen.

Auf Grundlage der beschriebenen Alleinstellungsmerkmale Schleswig–Holsteins im Bereich erneuerbare Energien und deren Ausbaupotenzial wird die Ausprägung dieses Faktors für das Jahr 2025 mit vier Sternen bewertet.

Nähe zu Großverbrauchern ★★☆☆

Zu den zukünftigen Großverbrauchern von grünem Wasserstoff zählen die (petro–)chemische und Düngemittel–Industrie, welche auch heute schon Wasserstoff aus konventionellen Quellen verbrauchen, und die Stahlindustrie. Zunächst werden auch Raffinerien große Mengen Wasserstoff zur Reduktion der Treibhausgasintensität konventioneller Kraftstoffe benötigen. Diese Nachfrage wird jedoch mit sinkender Treibstoffnachfrage langfristig abnehmen.
Große industrielle H_2–Nachfrage wird vor allem in West– und Süddeutschland erwartet. Mit der Raffinerie Heide GmbH und dem Düngemittelproduzenten Yara GmbH & Co. KG sowie weiteren industriellen Verbrauchern in Hamburg sind jedoch einige potenzielle Großabnehmer für grünen Wasserstoff aus Schleswig–Holstein vorhanden, welche den Hochlauf durch eine konstante Nachfrage stützen können (vgl. Kapitel 1.2.1).

Durch die, im Vergleich mit anderen Bundesländern, relativ geringe Erwartung zur Entwicklung der industriellen Nachfrage nach Wasserstoff, wird die Ausprägung dieses Faktors für das Jahr 2025 mit 2 Sternen bewertet.

Nähe zu (H_2–)Gasinfrastruktur ★★★☆

Dedizierte Wasserstoffpipelines werden große Verbrauchszentren und Importhubs miteinander verbinden. Laut den Plänen der europäischen Fernleitungsgasnetzbetreiber wird ein europäisches Wasserstoffnetz ab 2030 von den Niederlanden und dem Norden Deutschlands aus entwickelt und schon früh die Region Hamburg anschließen. Ab 2035 soll dann eine Wasserstoffpipeline Schleswig–Holstein von Norden nach Süden durchlaufen und Dänemark mit Deutschland verbinden [51]. Zudem ist der Hafen Brunsbüttel für den Aufbau eins Import–Hubs für Wasserstoff per Schiff eine Option, deren Realisierung auch zu einem verstärkten Ausbau des Wasserstoffnetzes in der Region führen würde. Neben den internationalen Plänen gibt es in Schleswig–Holstein selbst im Zuge des Reallabor „Westküste100" die Absicht großen Verbraucher an der Westküste durch eine dedizierte Pipeline miteinander zu verbinden.

Unter den genannten Voraussetzungen wäre Schleswig–Holstein schon früh an eine internationale Wasserstoffinfrastruktur angebunden und könnte im Land erzeugten Wasserstoff an weitere Verbraucher absetzen, bzw. von Wasserstoffimporten profitieren, deshalb wird diese Ausprägung für das Jahr 2025 mit 3 Sternen bewertet.

Nähe zu Netzknotenpunkten ★★☆☆

Die Bedingungen für den Zugang zu Netzknotenpunkten sind in Schleswig–Holstein ähnlich wie im deutschen Durchschnitt. Das Mittelspannungsnetz ist in Schleswig–Holstein bereits gut ausgebaut und es sind ausreichend Netzknoten vorhanden, die eine direkte Ankopplung von Elektrolyseuren ermöglichen.

Im Vergleich zum deutschen Durchschnitt sind die Bedingungen nicht fortschrittlicher oder bieten außergewöhnliche Wettbewerbsvorteile, weshalb die Ausprägung mit 2 Sternen bewertet wird.

Nähe zu Speichermöglichkeiten ★★☆☆

Für eine sichere Wasserstoffversorgung spielt neben einem durchgängigen Wasserstoffnetz langfristig auch die Einbindung von großvolumigen Wasserstoffspeichern in Form von Salzkavernen eine große Rolle. Die Mehrzahl der aktiven Salzkavernen befindet sich zwar in Niedersachsen, allerdings existieren auch in auch in Schleswig–Holstein bereits zwei Standorte an denen Salzkavernen als Energiespeicher genutzt werden. Neben den bereits existierenden Speichern finden sich in Schleswig–Holstein vorteilhafte geologische Bedingungen für den Bau weiterer Salzkavernen in tiefen Salzstöcken.

Damit ist die Nähe zu potenziellen Speichermöglichkeiten in Schleswig–Holstein deutlich besser als im deutschen Durchschnitt und es werden keine großen Entfernungen zu den Speicherstätten erwartet. Die Ausprägung dieses Faktors wird mit 3 Sternen für das Jahr 2025 bewertet.

Ausprägung Faktoren in SH		Relevanz 2025	Relevanz 2035	Handlungsbedarf
Nähe & Potenzial EE	★★★★	●●●●	●●●○	Fokus
Nähe zu Verbrauchern	★★☆☆	●●●○	●●○○	wenig
Nähe zu Gasinfrastruktur	★★★☆	●●○○	●●●●	Fokus
Nähe zu Netzknotenpunkten	★★☆☆	●●○○	●●●○	wenig
Nähe zu Speichermöglichkeiten	★★★☆	●○○○	●●○○	wenig

Abbildung 2–3: Ausprägung, Relevanz und Handlungsbedarf bezüglich der Standortfaktoren in Schleswig–Holstein.

Der Überblick zur Ausprägung der Standortfaktoren in Schleswig–Holstein in Abbildung 2–3 zeigt, dass besonders gute Standortbedingungen bezüglich der Nähe zu und des Ausbaupotenzials von erneuerbaren Energien vorliegen, deren Relevanz als besonders hoch eingeschätzt wird. Außerdem besteht die Möglichkeit eines zeitnahen Anschlusses an eine internationale H_2–Gasinfrastruktur durch das European Hydrogen Backbone und ein großes Potenzial für den Ausbau von Salzkavernen zur Speicherung von grünem Wasserstoff. Alle drei genannten Faktoren nehmen in Zukunft leicht an Relevanz zu und sollten im Hinblick auf die zukünftige Beibehaltung der vorteilhaften Ausgangsposition durch entsprechende Maßnahmen gefördert und ausgebaut werden. Hierbei ist insbesondere der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien zu nennen. Der Ausbau von Salzkavernen zu Wasserstoffspeichern spielt zunächst im Hochlauf keine große Rolle, sollte jedoch zeitnah untersucht und vorbereitet werden.

Entsprechend den aktuellen Ansprüchen an die Wasserstofferzeugung lässt sich aus der Analyse schließen, dass Schleswig–Holstein eine vorteilhaftere Ausgangsposition für die Erzeugung von Wasserstoff als viele andere Bundesländer hat. Aufgrund des hohen Anteils an erneuerbaren Energien in Schleswig–Holstein gilt dies auch im Vergleich zu den Bundesländern, in denen sich die großen Verbrauchszentren verorten lassen.

2.2 Zusammenfassung

- Hauptfaktoren der Standortwahl von Elektrolyseuren:
    - Nähe und Ausbaupotenzial von EE–Erzeugern verhindert zum einen Engpässe im Stromtransport und bietet ausreichend Potenzial zur Skalierung der Elektrolyse. SH hat vorteilhafte Bedingungen zur Produktion von relativ günstigem Strom aus WEA und gleichzeitig ein großes Ausbaupotenzial sowohl an Land als auch auf See.
    - Nähe zu (Groß–)Verbrauchern verringert die Transportkosten und sichert die Abnahme des Wassertstoffs.
      Die Erwartung zur Entwicklung der industriellen Nachfrage in SH ist im Vergleich mit anderen Bundesländern gering, aber dennoch vorhanden und wird durch innovative Industrieunternehmen der Region gestützt.
- Co–Faktoren der Standortwahl von Elektrolyseuren:
    - Nähe zur bestehenden Gasinfrastruktur und zukünftigen H_2–Infrastruktur
      Der Hafen Brunsbüttel wird als eine Option zum Aufbau von Importkapazitäten gesehen. Zudem hat SH die Aussichten zeitnah an das European Hydrogen Backbone angeschlossen zu werden, wodurch sich weitere Import– und Transportmöglichkeiten ergeben.
    - Nähe zu Strom–Netzknotenpunkten wird in SH als durchschnittlich bewertet.
    - Nähe zu großskaligen Speichermöglichkeiten für Wasserstoff (Kavernenspeicher)
      In SH existieren vorteilhafte Bedingungen für den Bau von Kavernenspeichern in tiefen Salzstöcken zur großskaligen Speicherung von Wasserstoff
- Im Hochlauf der nächsten 5–10 Jahre werden Elektrolyseure bevorzugt in der Nähe von großen industriellen Verbrauchern errichtet. Mit fortschreitendem Ausbau der Gasinfrastruktur wird die Nähe zu Verbrauchern an Relevanz verlieren.
- Durch den hohen Anteil an erneuerbaren Energien hat SH eine vorteilhaftere Ausgangsposition für die Erzeugung von Wasserstoff als viele andere Bundesländer

3 Wasserstofferzeugung in Schleswig–Holstein

Traditionell wird Wasserstoff in der Industrie in großen Mengen durch Dampfreformierung aus Erdgas oder Erdöl gewonnen. Wird hierbei CO_2 frei, spricht man von grauem Wasserstoff. Blauer Wasserstoff wird ebenfalls aus Kohlenwasserstoffen gewonnen, wobei das entstehende CO_2 jedoch nachfolgend abgeschieden und weiterverwendet oder gespeichert wird und so weniger Klimawirkung hat. Mittlerweile wird auch die Erzeugung von türkisem Wasserstoff durch Methanpyrolyse diskutiert, wobei hier der Kohlenstoff in fester Form ausfällt und weiterverwendet werden kann. Diese Technologie befindet sich allerdings noch in einem vorindustriellen Stadium (vgl. Kapitel 1.1.1).

Die aufgeführten Optionen zur Herstellung von nachhaltigem Wasserstoff auf Basis von Kohlenwasserstoffen bedürfen des Aufbaus großer industrieller Anlagen und Infrastrukturen für das Carbon Capture & Storage (CCS), also zur Abscheidung, dem Transport und der Speicherung von CO_2. Dabei wird blauer oder türkiser Wasserstoff in der europäischen und deutschen Wasserstoffstrategie eher als Übergangslösung zur Deckung der Wasserstoffnachfrage während der Umstellungszeit gesehen. Es ist daher fraglich, ob sich die Investitionen in den Aufbau einer CCS–Infrastruktur rentieren bevor die Technologie durch großskalige Elektrolyseure ersetzt werden kann.

Dieses Gutachten fokussiert sich auf die Erzeugung von Wasserstoff durch das Wasser–elektrolyseverfahren (nachfolgend Elektrolyse), wobei insbesondere Optionen untersucht werden, mit denen Wasserstoff nachweislich grün, also emissionsfrei, hergestellt werden kann. In den nachfolgenden Kapiteln werden Einflussfaktoren auf die H_2–Gestehungskosten dargestellt und die durchschnittlich erreichbaren H_2–Gestehungskosten für unterschiedliche Strombezugsoptionen analysiert. Die folgende Detailbetrachtung von zwei Szenarien der attraktivsten Strombezugsoptionen gibt Anhaltspunkte zur Quantifizierung des Potenzials zur Wasserstofferzeugung in Schleswig–Holstein.

In einer Elektrolyse wird Wasser durch eine angelengte elektrische Spannung in Wasserstoff und Sauerstoff aufgetrennt. Die dabei anfallenden Emissionen werden durch die Erzeugung des verwendeten Stroms bestimmt. Durch Strom aus erneuerbaren Energien lässt sich also nachhaltiger Wasserstoff gewinnen und elektrische Energie speichern.

Einflussfaktoren der H_2–Gestehungskosten

Die H_2–Gestehungskosten berechnen sich aus den Investitionskosten (Capex) und den Betriebskosten (Opex) der Wasserelektrolyse. Der Capex–Anteil wird durch die Höhe der Investitionskosten der Anlage aber auch durch die erzielbaren Volllaststunden und die Lebensdauer des Elektrolyseurs bestimmt. Der Opex–Anteil wird durch den Bezug von Strom und Wasser, durch die Wartungskosten sowie durch den Wirkungsgrad der Anlage bestimmt.

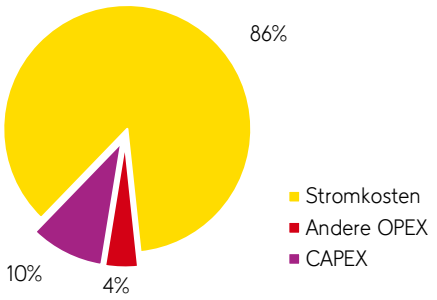


Abbildung 3–1: Momentaufnahme einer typischen Kostenverteilung der H_2–Gestehungskosten
Eigene Berechnung: Elektrolyse bei 4000 VLS, Stromkosten ohne Befreiung von Abgaben & Umlagen; CAPEX 750 €/kW, OPEX 4 % CAPEX, Wirkungsgrad EL 63 %, Nutzungsdauer 22 a, Zinssatz 7 %; Strombezugskosten 6,4 €/kWh, Stromnebenkosten 8,8 €/kWh

Die Stromkosten machen typischerweise den größten Anteil der Gestehungskosten für Wasserstoff aus (vgl. Abbildung 3–1). Daneben sind auch die Volllaststunden des Elektrolyseurs ein wesentlicher Einflussfaktor der H_2–Gestehungskosten. Beide Parameter werden durch die Wahl der Strombezugsoption bestimmt, welche damit einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs hat. Die folgende Analyse der Wasserstofferzeugung fokussiert deshalb auf die unterschiedlichen Strombezugsoptionen für Elektrolyseure.

3.1 Strombezugsoptionen für Elektrolyseure

Nach aktuellen Schätzungen kann der Strombedarf in Schleswig–Holstein und Hamburg heute schon bilanziell zu 100 % mit erneuerbaren Energien gedeckt werden [52]. Den größten Anteil an der Erzeugung von grünem Strom haben allen voran die Onshore–Windenergieanlagen, gefolgt von Solaranlagen und den Offshore–Windenergieanlagen. Tabelle 3–1 zeigt eine Übersicht der installierten Leistung an erneuerbaren Energien und der voraussichtlichen Entwicklung sowie der typischen Volllaststunden für neue Anlagen in Schleswig–Holstein.

Tabelle 3–1: Ausbau der erneuerbaren Energien in Schleswig–Holstein [52–54]

EE–Anlagen [GW]	2020	2025*	2030**	typische VLS
Wind Onshore	7,4	10	12,3	2500–3300
Wind Offshore	1,8	2,1	2,5	3200–3600
Photovoltaik	1,9	2,4	2,9	900–1000
Biomasse	0,4	0,4	0,4	–
Sonstige EE	0,2	0,2	0,2	–
Summe	11,7	15,1	18,3	–

*Ableitung aus dem Energiewende– und Klimaschutzbericht 2019
**NEP Szenario C2030

Aus der Tabelle 3–1 wird ersichtlich, dass Windenergieanlagen zum einen den größten Anteil der installierten Leistung erneuerbarer Energien ausmachen und zum anderen auch die höchsten Volllaststunden im Vergleich zu Photovoltaik–Anlagen aufweisen. Zudem steht Strom aus Photovoltaikanlagen ausschließlich tagsüber zur Verfügung, was den kontinuierlichen Betrieb einer Elektrolyse erschwert. Um eine hohe Auslastung der Elektrolyseure zu erreichen werden im folgenden Windenergieanlagen bzw. das allgemeine Elektrizitätsnetz als mögliche Quellen für die Stromversorgung betrachtet.

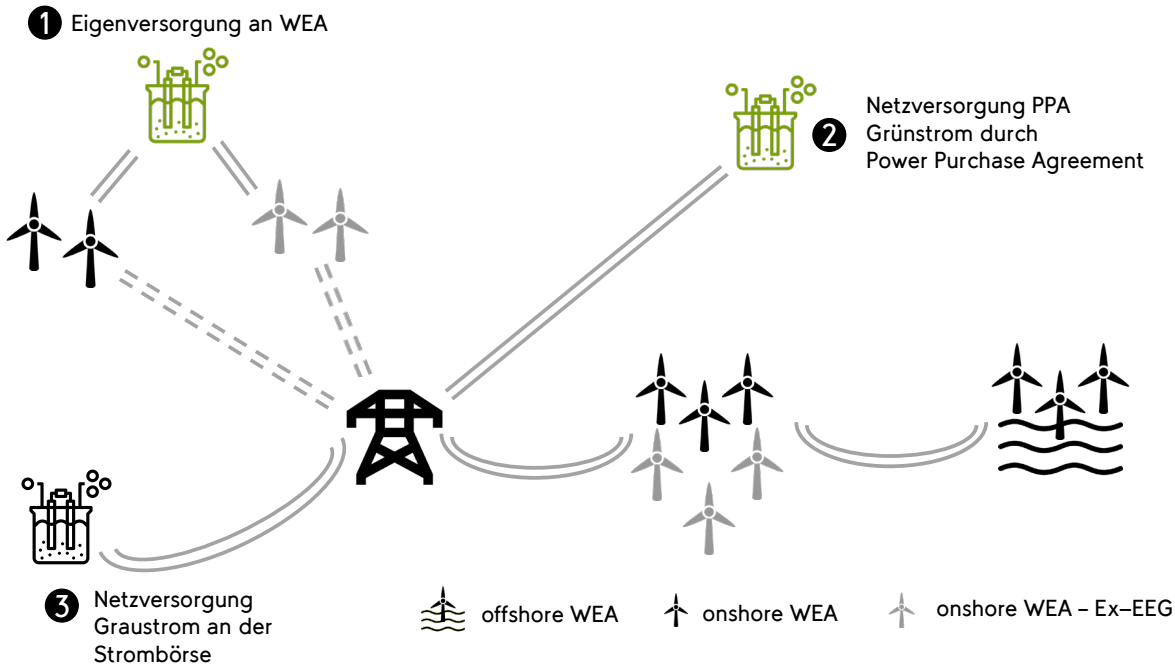


Abbildung 3–2: Strombezugsoptionen für die Versorgung von Elektrolyseuren in Schleswig–Holstein

Die in Abbildung 3–2 gezeigten Strombezugsoptionen für Elektrolyseure unterscheiden sich im Hinblick auf die technische und vertragliche Umsetzung der Stromlieferung. In Option 1, der Eigenversorgung, ist der Elektrolyseur über eine Direktleitung mit dem Stromerzeuger verbunden. Dabei hat der Elektrolyseur keine Verbindung zum öffentlichen Stromnetz und kann demzufolge nur den Strom beziehen, welcher durch die direkt angebundene Anlage erzeugt wird (vgl. Kapitel 9.2.4).

Die Optionen 2 und 3, Netzversorgung mit Power Purchase Agreements bzw. Netzversorgung mit Stromeinkauf über die Strombörse unterscheiden sich lediglich in der vertraglichen Ausgestaltung des Strombezugs. In beiden Fällen ist der Elektrolyseur an das öffentliche Stromnetz angebunden.

Wird Strom regulär an der Strombörse erworben, so kann kein Grünstrombezug sichergestellt werden. Zum Vergleich, im Jahr 2019 lieferten die erneuerbaren Energien im deutschen Strommix lediglich einen Anteil von 46 % am Stromverbrauch. Zudem verliert EEG–geförderter „grüner" Strom nach dem Doppelvermarktungsverbot des EEG seine Grünstromeigenschaft. Daher kann selbst durch einen Vertrag mit einem Ökostromanbieter kein Grünstromnachweis geführt und für den produzierten Wasserstoff ein Nachweis der Nachhaltigkeit nicht sichergestellt werden. Mit zugekauften ausländischen Grünstromzertifikaten kann auch EEG–geförderter Strom zwar theoretisch wieder grün gestellt werden, jedoch ist dieses Vorgehen langfristig nicht skalierbar und steht dem Streben nach regionaler Stromverwendung entgegen. Um Herkunftsnachweise von nachhaltigem Strom für die Wasserstofferzeugung und den –vertrieb verwenden zu können, kommen aktuell ausschließlich Erzeuger außerhalb der EEG–Förderung in Frage.

3.1.1 Strombezugskosten

Abbildung 3–3 zeigt die Strombezugskosten für Elektrolyseure unter Betrachtung verschiedener Energieerzeuger und nach grundsätzlichen Bezugsoptionen gruppiert. Es wird davon ausgegangen, dass Elektrolyseure nach § 118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre vom Netzentgelt befreit sind. Eine Übersicht der Stromkosten und Annahmen zu Abgaben & Umlagen sind im Anhang D & E tabellarisch aufgeführt.

Folgende Bestandteile bestimmen die resultierenden Strombezugskosten:

- Stromgestehungskosten
- EEG–Umlage
- Stromsteuer
- Netzentgelte (i.d.R. sind Elektrolyseure für 20 Jahre befreit)
- netzentgeltgekoppelte Abgaben

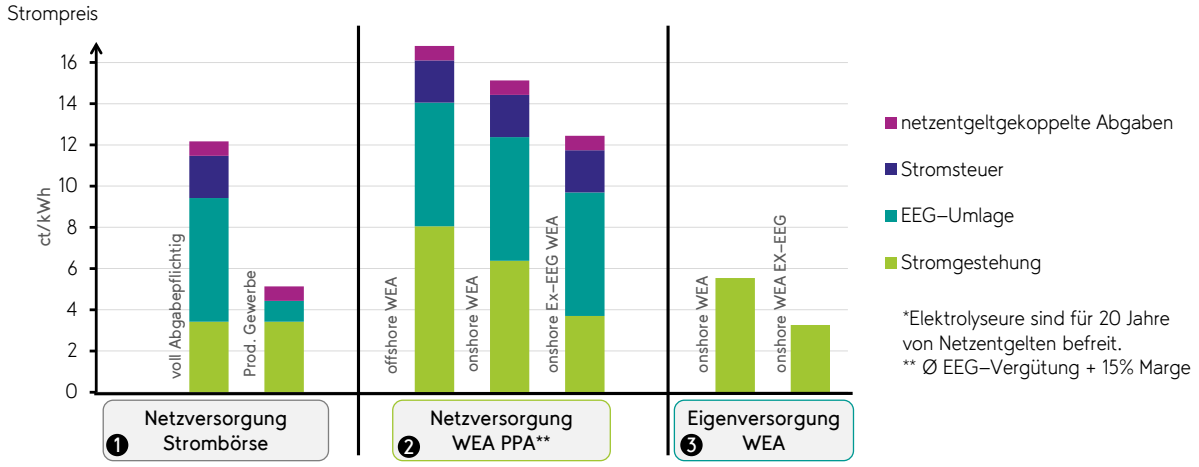


Abbildung 3–3: Strombezugskosten für Elektrolyseure unter heutiger Regulierung

Unter heutiger Regulierung werden Elektrolyseure als Letztverbraucher eingestuft, daher fallen für den Strombezug in der Regel alle Abgaben und Umlagen an. Besondere Ausnahmetatbestände können für das produzierende & stromintensive Gewerbe gelten, welche in der Regel von einem Entfall der Stromsteuer und einer starken Reduzierung der EEG–Umlage profitieren. (vgl. Kapitel 9)

Stromversorgung über das Netz der allgemeinen Versorgung und Einkauf über Strombörse

Für die Berechnung der Strombezugspreise durch die Stromversorgung über das allgemeine Netz in Zusammenhang mit dem Einkauf über die Strombörse (kurz: Netzversorgung Strombörse) wurde der durchschnittliche Marktpreis am EPEX–Spotmarkt 2019 herangezogen. Der Großhandelspreis, für einen Strombezug von 6000 h, lag 2019 bei durchschnittlich 3,4 ct/kWh [55]. Es ist davon auszugehen, dass diese Strompreise nur von industriellen Großverbrauchern im Einkauf erreicht werden können. Für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz fallen i.d.R. alle Abgaben und Umlagen an. Somit wird ein Strombezugspreis von durchschnittlich 12,2 ct/kWh erreicht.
Der Fall „Prod. Gewerbe" in Abbildung 3–3 zeigt den möglichen Strombezugspreis für Unternehmen die dem stromintensiven & produzierenden Gewerbe zugeordnet werden können. In diesem Fall wird von einem kompletten Entfall der Stromsteuer für die Elektrolyse nach § 9a StromStG und einer Reduktion der EEG–Umlage nach §§ 63ff. EEG angenommen, was einen reduzierten durchschnittlichen Strompreis von 5,14 ct/kWh ermöglicht. Für die Einstufung als produzierendes Gewerbe muss das Unternehmen nach § 2 StromStG dem Bergabbau, verarbeitendes Gewerbe, die Energie– und Wasserversorgung oder dem Baugewerbe zugeordnet sein. Zusätzlich kann für stromkostenintensive Unternehmen die EEG–Umlage nach §§ 63ff. EEG auf 1,02 ct/kWh reduziert werden, wofür allerdings die Stromkosten des Unternehmens mindestens 14 % des Umsatzes ausmachen müssen. Nach den genannten Anforderungen ist eine Reduzierung der Stromkosten für Elektrolyseure nur zu erreichen, falls die Anlage direkt einem Unternehmen zugeordnet werden kann, welches als produzierendes & stromintensives Gewerbe bereits besondere Befreiungstatbestände für den Strombezug genießt. (vgl. Kapitel 9)

Befreiungstatbestände müssen immer im Einzelfall und auf Antrag geprüft werden, es ist jedoch davon auszugehen, dass neu gegründete Gesellschaften zum Zweck des Betriebs von Elektrolyseuren nicht unter die Befreiungstatbestände für produzierende & stromintensive Gewerbe fallen.

Netzversorgung über PPAs mit Betreibern von Windenergieanlagen

Grundsätzlich könnte der Elektrolysebetreiber Strom an der Strombörse einkaufen, bzw. über konventionelle Stromverträge die Elektrolyse mit Netzstrom betreiben. Aufgrund des aktuellen Strommix mit einem Anteil von 50–60 % konventioneller Stromerzeugung ist der damit produzierte Wasserstoff allerdings nicht als grün anzusehen.

Es wird daher grundsätzlich unterstellt, dass der Betreiber der Elektrolyse ein Interesse daran hat nachweislich grünen Strom einzukaufen und bereit ist hierfür einen Aufpreis zu zahlen.

Nachfolgend wird davon ausgegangen, dass ein nachweislich klimaneutraler Strombezug über das Stromnetz nur durch Power Purchase Agreements (PPA) zu realisieren ist. Power Purchase Agreements sind direkte Stromlieferverträge zwischen dem Energieerzeuger und den Stromabnehmern. Der Energieerzeuger kann hierbei die Konditionen der Stromlieferung direkt mit dem Verbraucher aushandeln. Für den WEA–Betreiber stellen Direktverträge damit eine Alternative zum Bezug der Förderung über das EEG–Regime dar, wobei Zertifikate für eine nachhaltige Stromerzeugung direkt mitgeführt werden können. Daher werden PPAs heute vor allem von Großverbrauchern genutzt, um ihren Strombezug nachweislich „grün zu stellen" und ihre Ökobilanz zu verbessern. Mit weiter sinkenden Kosten der erneuerbaren Energien und steigenden Anforderungen an die Treibhausgasneutralität von Unternehmen werden Direktverträge in Zukunft an Bedeutung gewinnen [56].

Im Gegensatz zu ungeförderten Direktvermarktungsverträgen kann mit einem PPA der Stromverkaufspreis langfristig abgesichert werden. Dies ist gerade für Windenergieanlagen interessant, welche nach 20 Jahren aus der EEG–Förderung fallen (nachfolgend kurz Ex–EEG Anlagen) und mit PPAs deren Weiterbetrieb sichern können. Für Betreiber neuer Windenergieanlagen kann der Abschluss von PPAs unter anderem aus zwei Gründen interessant sein. Zum einen kann durch den Wegfall der Teilnahme an Ausschreibungen das Projektrisiko reduziert werden und zum anderen kann eine höhere Vergütung des Stroms im Vergleich zur EEG–Vergütung erreicht werden, insofern sich Verbraucher und Versorger darauf einigen.

Um der Konkurrenz eines PPA gegenüber der EEG–Vergütung gerecht zu werden, wurden für die Stromgestehungskosten der Windenergieanlagen in der Bezugsoption Netzversorgung über PPAs (kurz: Netzversorgung WEA PPA) 15 % Marge einberechnet.

Offshore–Windenergieanlagen bekommen im EEG–Förderregime den Netzanschluss gestellt und können deshalb in Ausschreibungen im EEG–Regime Stromgestehungskosten exklusive des Anteiles der Netzanschlusskosten anbieten. Für die Betrachtung der Nutzung von Offshore–Windenergie durch eine Elektrolyse an Land wurden hier jedoch die LCOE (Levelized Cost of Energy) inklusive den Netzanschlusskosten, für einen Windpark mit mittlerer Entfernung zur Küste, angenommen [57]. Auf den LCOE wurde ebenfalls eine Marge von 15 % aufgeschlagen, was in einem Strombezugspreis von knapp 16,8 ct/kWh resultiert.

Neue **Onshore–Windenergieanlagen** erreichen in Norddeutschland ca. 2500–3300 Volllaststunden und damit einen LCOE von ca. 5 ct/kWh [54]. Diese Anlagen stehen für den Abschluss von PPAs allerdings in direkter Konkurrenz zur Förderung über die EEG–Vergütung. Deshalb wurde als Berechnungsgrundlage für die Strombezugskosten die durchschnittliche gewichtete EEG–Vergütung seit 2017 von 5,7 ct/kWh zu Grunde gelegt und mit einer erwarteten Degression des LCOE von ca. 0,8 % pro Jahr fortgeschrieben. Mit 15 % Marge sowie Abgaben & Umlagen ergeben sich Strombezugskosten von durchschnittlich 15,1 ct/kWh.

Für **Onshore–Ex–EEG–Windenergieanlagen** wurde angenommen, dass die Anlagen bereits abgeschrieben sind. Somit berechnen sich die Stromgestehungskosten durch die verbleibenden Betriebskosten zu ca. 3,3 ct/kWh [58]. Inklusive einer Marge von 15 % und Abgaben & Umlagen ergeben sich Strombezugskosten von durchschnittlich 12,6 ct/kWh.

Eigenversorgung

Eine vollständige Befreiung von jeglichen Abgaben und Umlagen ist unter der aktuellen Gesetzeslage ausschließlich durch Eigenversorgung des Elektrolyseurs mit erneuerbaren Energien möglich. Durch den Wegfall der Abgaben & Umlagen können sehr günstige Strombezugskosten realisiert werden. Für neue Windenergieanlagen wird 5,5 ct/kWh [54], für Ex–EEG Anlagen werden 3,3 ct/kWh angenommen. Hierzu müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- (Fall 1) Anbindung des Elektrolyseurs über eine direkte Stromleitung von der WEA und Inselbetrieb der WEA
- (Fall 2) vollständige Eigenversorgung mit Strom aus EE und keine EEG–Förderung des eingespeisten Stroms bei Netzanbindung der WEA

  Und in beiden Fällen:

- Betreiberidentität der WEA und des Elektrolyseurs (Pachtverträge zulässig)
- Unmittelbarer räumlicher Zusammenhang zwischen WEA und Elektrolyseur

Anhang E zeigt die hier betrachteten möglichen Befreiungstatbestände in einer Übersichtstabelle, Details und weitere Fälle finden sich im Rechtsteil zur Abgabenlast (vgl. Kapitel 9).

3.1.2 Strombezugskosten bei Entfallen der EEG–Umlage für Elektrolyseure mit PPAs

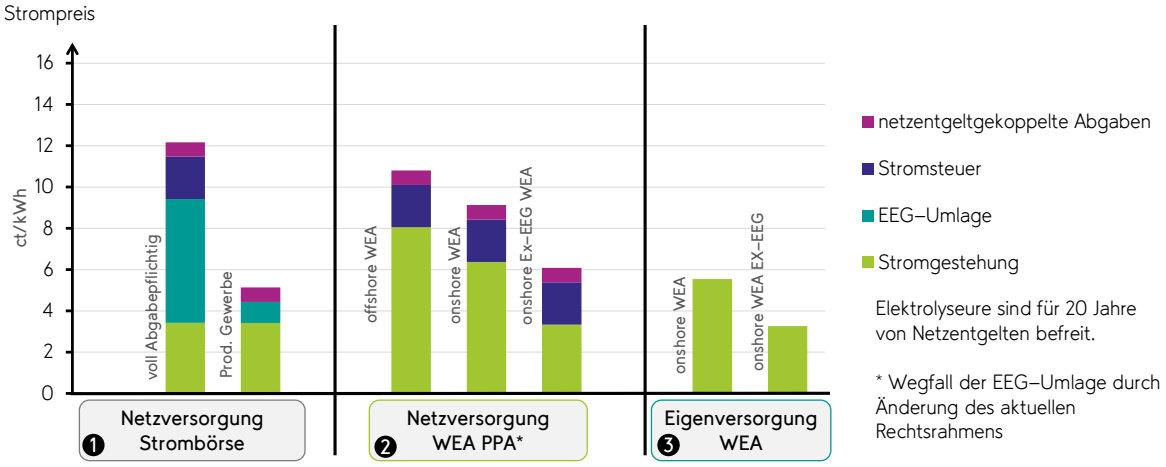


Abbildung 3–4: Strombezugskosten bei Entfallen der EEG–Umlage für Elektrolyseure mit PPAs

Die Befreiung von Abgaben & Umlagen ist heute nur in Ausnahmefällen und unter Einhaltung besonderer Anforderungen möglich, welche keinen großflächigen Roll–Out der Wasserstofferzeugung erlauben. Zu diesem Schluss kommt auch die Bundesregierung in der nationalen Wasserstoffstrategie und strebt deshalb zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Sektorenkopplung eine Befreiung der Elektrolyse von Abgaben & Umlagen, insbesondere der EEG–Umlage an [59]. Hierfür müsste das Erneuerbare–Energien–Gesetz angepasst werden.

In der weiteren Analyse wird die Wasserstofferzeugung für den Strombezug durch PPAs von erneuerbaren Energien Anlagen auch bei Wegfall der EEG–Umlage betrachtet. Unter Beibehalten der Stromsteuer, kann allein durch den Wegfall der EEG–Umlage der Strombezugspreis um bis zu 40 % reduziert werden (vgl. Abbildung 3–3 mit

Abbildung 3–4).

Die Ausweitung der heute gültigen Befreiungstatbestände für das produzierende & stromintensive Gewerbe auf Elektrolyseure wäre eine weitere Möglichkeit die Strombezugskosten für Elektrolyseure stark zu senken. Hierfür müsste allerdings nicht nur das Erneuerbare–Energien–Gesetz, sondern auch das Stromsteuergesetz angepasst werden, was die Umsetzung gegebenenfalls schwieriger gestaltet. (vgl. Kapitel 9)

3.1.3 Ungenutzte Potenziale erneuerbarer Energien

In Zeiten zu denen erneuerbare Energien (kurz: EE) viel Strom in das Stromnetz einspeisen, kann es zu Einspeisemanagement oder zu einem Überangebot an der Strombörse kommen, was dazu führt, dass das EE–Potenzial zu gewissen Zeitpunkten nicht vollständig ausgeschöpft wird. Dieses ungenutzte EE–Potenzial wird im allgemeinen Sprachgebrauch oftmals als „Überschussstrom" bezeichnet.
Die Stromaufnahme von Elektrolyseuren, insbesondere bei PEM–Elektrolyseuren kann durch eine Verschiebung des Leistungspunktes flexibel gesteuert werden. Grundsätzlich können Elektrolyseure dadurch der Erzeugungsleistung von fluktuierenden erneuerbaren Energien folgen. Aus diesem Grund stellt sich die Frage, welche Rolle ungenutzte Potenziale erneuerbarer Energien bei der Wasserstoffproduktion spielen. Bei der Analyse muss zwischen marktbasierten und netzbezogenen Stromüberschüssen differenziert werden [60].

Marktbasierte Stromüberschüsse

Strommengen, welche zwar erzeugt, aber aufgrund eines Stromüberangebots nicht durch die üblichen Verbraucher in entsprechender Größenordnung und zeitlicher Überdeckung nachgefragt werden, können als „marktbasierte Stromüberschüsse" bezeichnet werden. Dieser „Überhang" entsteht z.B. durch den Einspeisevorrang erneuerbarer Energien und der Trägheit bzgl. der Leistungsregelung konventioneller Kraftwerke. Werden diese Überschüsse nicht durch lastflexible Stromverbraucher kompensiert, können die Preise am Strommarkt bis ins Negative fallen.

In den letzten 10 Jahren ist die Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen stetig gestiegen und lag 2019 bei 211 Stunden [61]. Ohne geeignete Maßnahmen wird durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien das Aufkommen an negativen Strompreisen an der Strombörse tendenziell weiter steigen. Um dem entgegen zu wirken, muss sich zum einen die Angebotsseite anpassen, zum Beispiel durch flexiblere, aber steuerbare Erzeugungsanlagen und zum anderen muss sich die Nachfrageseite noch besser an die Schwankungen der Einspeisung von erneuerbaren Energien anpassen lassen.

Günstige und negative Strompreise legen die Nutzung von Elektrolyseuren zur Wandlung und/oder Speicherung der Energie nahe. Eine aktuelle Modellierung des Strommarktes in 2030 zeigt jedoch, dass selbst mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, Elektrolyseure durch den reinen Betrieb mit marktbasiertem Überschussstrom nur durchschnittlich 500 Volllaststunden erreichen würden, was für eine wirtschaftliche Produktion von Wasserstoff selbst mit negativen Strompreisen eine zu geringe Auslastung darstellt [62].

Ein Vergleich der Nutzung von am Markt verfügbarem Überschussstrom durch verschiedene Sektorenkopplungstechnologien durch Drünert et. al zeigt, dass zum Zweck der Ausnutzung von Überschussstrom eher Power–to–Heat Anlagen gebaut werden, da diese geringere Investitionskosten im Vergleich zu Elektrolyseuren aufweisen. Fallen staatliche Abgaben & Umlagen für die

Anlagenbetreiber weg, so lohnt sich der Einsatz von Power–to–Heat Anlagen bereits ab ca. 325 Betriebsstunden pro Jahr [63].

Demnach sollte die Nutzung von negativen und günstigen Strompreisen nicht als Hauptzweck einer Elektrolyseanlage betrachtet werden. Falls eine Anlage jedoch Strom über das öffentliche Netz bezieht und durch einen entsprechenden Stromeinkauf an den Preisschwankungen an der Strombörse partizipieren kann, so reduzieren Zeiten mit Überschussstrom den durchschnittlichen Strom–bezugspreis.

Netzbezogene Stromüberschüsse

Um eine Überlastung der Netze zu verhindern, werden Strommengen, die aufgrund von fehlenden Übertragungskapazitäten nicht in das Stromnetz eingespeist werden können, durch den Übertragungsnetzbetreiber abgeregelt. Dieses Abregeln von Energieerzeugern bezeichnet man als Einspeisemanagement.

Nach Angaben der Bundesnetzagentur wurden 2019 in Schleswig–Holstein 3.351 GWh Onshore–Windenergie und 399 GWh Offshore–Windenergie im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt. Dabei sind Engpässe im Höchstspannungsnetz für 92 % der Abregelung verantwortlich. Der Schwerpunkt der Abregelungen lag an der Westküste im Bereich Dithmarschen, zwischen Büsum und Tönning sowie im Norden insbesondere in der Region um Flensburg. Aus den Abregelungen der Windenenergieanlagen resultierte ein Entschädigungsanspruch in Höhe von ca. 380 Millionen Euro für die Anlagenbetreiber [64].

In Zukunft ist zu erwarten, dass mit zunehmendem Ausbau des Höchstspannungsnetzes das Aufkommen netzbedingter Abregelungen sinkt. Der Ausbau der 3 Netzachsen in Schleswig–Holstein „Westküste", „Mittelachse" und „Ostküste" bis 2023 (geplant) wird voraussichtlich für einen besseren Abtransport des landesweiten Aufkommens an Windenergie sorgen. Der Rückgang der Abregelungsmaßnahmen hängt jedoch auch stark vom weiteren Netzausbau südlich der Elbe ab. Da die Maßnahmen des Einspeisemanagement – durch eine vorhanden „Vermaschung" der Stromnetze – in der Regel in der Nähe der Netzengpässe vorgenommen werden, wird sich der Ort der Abregelung weiter in den Süden verlagern. Voraussichtlich wird Schleswig–Holstein mit der Fertigstellung der Nord–Süd Achsen ein reduziertes, bis maximal gleichbleibendes Aufkommen an abgeregelter EE–Strommenge haben [64].

Damit Netzengpässe verhindert werden können, müssen flexible Verbraucher vor einem zu Überlastung neigenden Leitungsabschnitt angeschlossen werden. Dies könnten zum Beispiel Netzknoten mit einem hohen Aufkommen an Strom aus Windenergie–Anlagen sein. Die Lastflexibilität von Elektrolyseuren ermöglicht es, die Anlagen netzdienlich einzusetzen, um Einspeisepeaks abzufedern bzw. bei Stromunterdeckung die Netzlast zu reduzieren und so das Stromnetz zu stabilisieren.

Allerdings unterliegt die Abregelung von Erzeugungsleistung starken Schwankungen im Jahresverlauf. Im Vergleich der abgeregelten Energie in den Quartalen im Jahr 2019 wurde im windstarken 1. Quartal die 3–fache Menge Energie im Vergleich zum 2.Quartal abgeregelt [64]. Auch innerhalb eines Quartals kann es je nach Windaufkommen zu starken Schwankungen kommen. Eine Power–to–Gas Anlage die ausschließlich mit Überschussstrom betrieben werden soll, steht daher vor der Herausforderung, eine geringe jährliche Auslastung wirtschaftlich darzustellen.

Eine Möglichkeit die Auslastung der Elektrolyse zu erhöhen, wäre ein kombinierter Betrieb durch regulären Strombezug und abzuregelnder Energie durch eine flexible Fahrweise im Teillastbereich. Netzbetreiber haben derzeit allerdings keine Möglichkeit auf Elektrolyseure steuernd zuzugreifen oder den flexiblen Einsatz dem Anlagenbetreiber entsprechend zu vergüten, wie es z.B. aktuell für Power–to–Heat Anlagen durch einen „Redispatch–Contract" nach §13, 6a EnWG möglich ist.

Eine flexible Fahrweise des Elektrolyseurs muss deshalb durch wirtschaftliche Anreize motiviert sein. Hierbei fällt auf, dass heute schon das Flexibilitätspotenzial der Industrie von ca. 15 GW nicht vollständig ausgeschöpft werden kann, da für die Teilnahme an Flexibilitätsmärkten zu hohe Hürden bestehen und ein hoher Anteil von Abgaben & Umlagen am Strombezugspreis die Preisschwankungen verwässern. Regulatorische Änderungen im Markt– und Stromsystem sind notwendig, um die Bereitstellung von Flexibilität zu erleichtern und entsprechende Anreize durch eine Dynamisierung der Abgaben & Umlagen zu ermöglichen [65].

Käme es zu einem Anreizsystem für die flexible Fahrweise von Elektrolyseuren mit Netzstrombezug, müssten diese zu Zeiten hoher Einspeisemengen auch die Kapazität haben, weitere Last aufzunehmen. Ein einfacher Vergleich zeigt die notwendige Größenordnung an Elektrolyseleistung, um die abgeregelte Energie in Schleswig–Holstein aufnehmen zu können. Unter der Annahme, dass Überschussenergie an 6000 h im Jahr genutzt werden kann und Power–to–Gas Anlagen im Schnitt mit einer 60 %–igen Auslastung betrieben werden, müsste ca. 1,5 GW an Elektrolyseleistung installiert werden, um die in 2019 abgeregelte Energie von 3,5 TWh nutzen zu können. Die Auslastung der Elektrolyseure würden dann in Zeiten hoher Einspeisemengen von 60 % auf 100 % hochgefahren.

Zwischenfazit

Mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energien steigt auch das Vorkommen negativer Strompreise, dennoch ist allein dadurch nicht direkt ein wirtschaftlicher Betrieb von Elektrolyseuren möglich. Bei einer rein marktbasierten Entscheidung zur Nutzung von Überschussstrom würde aufgrund der niedrigeren Investitionskosten zunächst Power–to–Heat installiert werden. Nichtsdestotrotz können Elektrolyseure bei geeigneten Anreizen die Flexibilität auf der Nachfrageseite erhöhen. Hierbei ist es notwendig, die direkte Partizipation an den Preisschwankungen der Strombörse zu ermöglichen, z.B. durch eine Dynamisierung der Abgaben & Umlagen, welche bisher das Preissignal verzerren.
In Bezug auf die Verhinderung von Netzengpässen und Abregelungsmaßnahmen spielt neben den eben genannten wirtschaftlichen Aspekten noch die passende geografische Allokation der Flexibilität eine Rolle.

Aufgrund der oben erwähnten Hürden zur Nutzung von potenziell abgeregelter Energie und dem geringen Effekt negativer Strompreise für den Betrieb von Elektrolyseuren, wird deren Auswirkung auf die H_2–Gestehungskosten in diesem Gutachten nicht weiter betrachtet.

3.2 Überblick H_2–Gestehungskosten 2025

Die Anschaffungskosten eines Elektrolyseurs unterscheiden sich je nach Technologie und Leistung der Anlage. Die seit Jahren ausgereifte alkalische Elektrolyse ist bereits heute zu spezifischen Investitionskosten von unter 1000 €/kW zu erwerben. Die für einen flexiblen Betrieb weitaus besser geeignete PEM–Elektrolyse werden heute durchschnittlich 1500 €/kW aufgerufen [66].
Damit die Elektrolysetechnologie wirtschaftlich in das Energiesystem integriert werden kann, ist langfristig ein CAPEX von ca. 500 bis 700 €/kW im Technologiemix notwendig. Dieses Niveau wird selbst bei konservativer Einschätzung der Akteure, bis 2030 als plausibel angesehen und kann ohne disruptive Technologieentwicklung allein durch Hochskalieren der Produktion erreicht werden [66].

Im Folgenden werden für die Berechnung der H_2–Gestehungskosten Investitionskosten der Elektrolyseure in Höhe von 750 €/kW für 2025 bzw. 650 €/kW für das Jahr 2030 und ein Systemwirkungsgrad von 63 bzw. 64,6 % angenommen. Detaillierte Informationen zu den Parametern der Elektrolyse und der Zusammensetzung der CAPEX finden sich im Anhang F.

Für jede der in Kapitel 3.1.1 vorgestellten Strombezugsoptionen wurden die möglichen H_2–Gestehungskosten im Jahr 2025 berechnet. Abbildung 3–5 zeigt die resultierenden H_2–Gestehungskosten an der Elektrolyse, geclustert nach Energieerzeuger bzw. Strombezugsoption und dazugehörigen Volllaststunden der Elektrolyse. Zum Beispiel wurde für die Versorgung der Elektrolyse durch Onshore–Windenergieanlagen die Option des Strombezugs über das öffentliche Versorgungsnetz zum einen unter voller Abgabenlast und zum anderen unter Wegfall der EEG–Umlage betrachtet. Zusätzlich sind die H_2–Gestehungskosten für die Option der Eigenversorgung durch WEA dargestellt. Zum Vergleich wurden auch für den Strombezug über das öffentliche Netz die H_2–Gestehungskosten unter Wegfall der EEG–Umlage und unter Reduzierung der Abgaben & Umlagen für das produzierendes & stromintensives Gewerbe berechnet.

Zur Einschätzung der Wirtschaftlichkeit der H_2–Gestehung, sind in Abbildung 3–5 Referenzpreise für den Vertrieb von Wasserstoff als Kraftstoff an öffentlichen sowie an nichtöffentlichen Tankstellen, für die stoffliche Nutzung als Alternative zu grauem Wasserstoff und für die Wärmeerzeugung eingetragen. Die Referenzpreise zeigen auf, welches Kostenniveau in der Wasserstofferzeugung erreicht werden sollte, damit Wasserstoff im Vergleich zu den konventionellen Alternativen konkurrenzfähig ist. Diese Momentaufnahme berücksichtigt einen CO_2–Preis von 25 €/t.
Dargestellt sind die zu erzielenden Kosten an der Elektrolyseanlage, das heißt exklusive Distribution zum Verbraucher und Bereitstellungskosten an der Tankstelle, welche sich auf insgesamt ca. 3 €/kg H_2 belaufen[2]. Der Zielpreis für den Vertrieb des Wasserstoffs an einer öffentlichen Tankstelle für private Verbraucher von 3–4 €/kg H_2 orientiert sich am aktuellen netto Wasserstoffverkaufspreis an den Tankstellen der H2–Mobility von ca. 7,95 €/kg H_2, abzüglich der Distributions– und Bereitstellungskosten. Für die Nutzung des Wasserstoffs zum Betrieb von Bussen im öffentlichen Nahverkehr (Kraftstoff Betriebshof) orientiert sich der Zielpreis von 2–3 €/kg H_2 an den in Kapitel 1.6 ermittelten Break–Even–Kosten, wiederum um Bereitstellungskosten reduziert. Der Zielpreis für die Anwendung von Wasserstoff in der Industrie bzw. zur Wärmeerzeugung liegt bei ca. 1,5–2 €/kg H_2, was die Break–Even Kosten im Vergleich zu grauem Wasserstoff aus Erdgas oder im Falle der Wärmeerzeugung zur direkten Nutzung von Erdgas wiederspiegelt [66].

[2] Eigene Berechnung nach Transportkosten (vgl. Kapitel 4) und H_2–Tankstellenkosten (vgl. Parallelgutachten Wasserstoffmobilität und –förderrichtlinien)

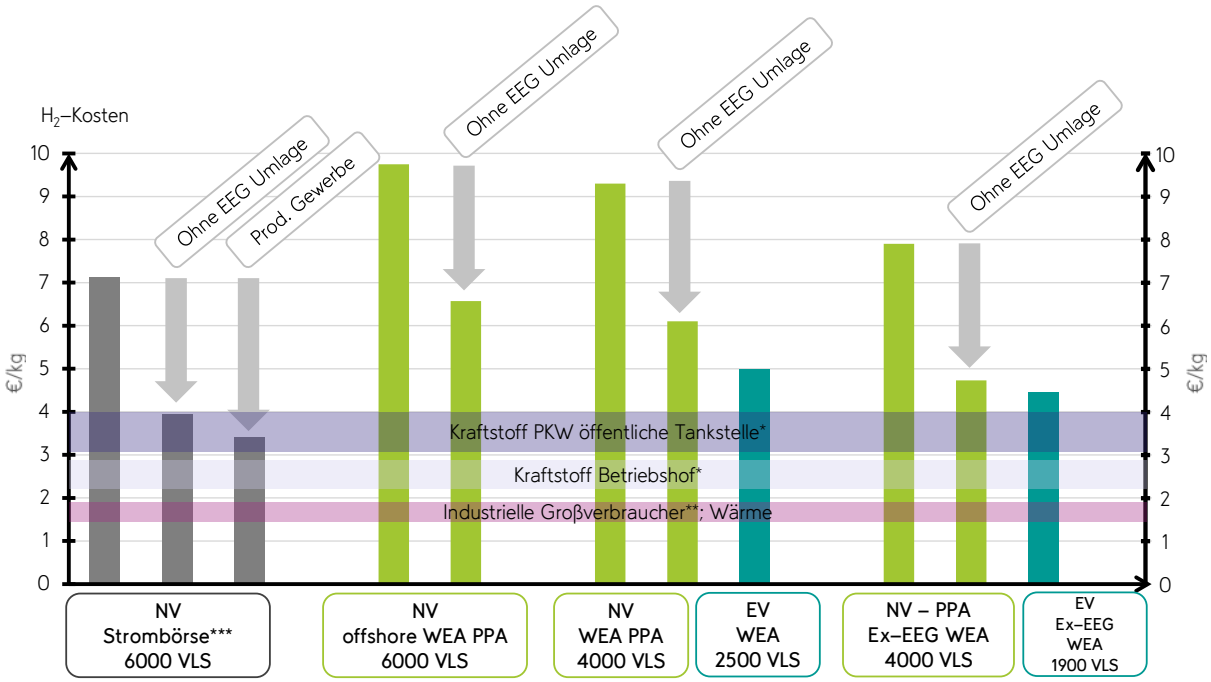


Abbildung 3–5: Überblick H_2–Gestehungskosten für 2025

Aus der vorherigen Betrachtung der Strombezugsoptionen geht hervor, dass für die Wasserelektrolyse unter heutiger Regulierung in der Regel alle Abgaben & Umlagen eines Letztverbrauchers im Stromnetz fällig werden. Dieser Referenzfall wird in Abbildung 3–5 durch den jeweils ersten Wert einer Strombezugsoption dargestellt und stellt auch die Option mit den höchsten H_2–Gestehungskosten dar.
Vergleicht man alle Optionen der Elektrolyse mit Netzanbindung so ist die günstigste Option ohne Befreiungstatbestand der Strombezug an der Strombörse in Verbindung mit einer hohen Auslastung (6000 Volllaststunden der Elektrolyse) und resultiert in durchschnittlichen Wasserstoffkosten von 7,1 €/kg H_2. Die günstigste Option zur Produktion von nachweislich grünem Wasserstoff ist die Option des Strombezugs durch PPAs mit Ex–EEG Windenergieanlagen mit durchschnittlich 7,9 €/kg H_2. Hierbei wurde eine Auslastung der Elektrolyse von 4000 Volllaststunden angenommen, was erheblich über den durchschnittlichen Volllaststunden der Windenergieanlagen im Bestand von ca. 1900–2200 h liegt. D.h. um eine Auslastung der Elektrolyse von 4000 Vollaststunden zu erreichen, müsste ein großer Teil des unteren Leistungsbandes der Stromeinspeisung verwendet werden und die Kapazität der Elektrolyse müsste entsprechend der konstant zur Verfügung stehenden Leistung ausgelegt werden. Weiterhin könnte der Strombezug aus mehreren, verteilten Windparks die konstant verfügbare Leistung absichern. Dieser Umstand gilt auch für die Option Offshore–WEA–PPAs, wofür bewusst eine sehr hohe Auslastung der Elektrolyseanlage gewählt wurde, um idealisierte Bedingungen darzustellen.

Die im Vergleich günstigste Option zur Wasserstofferzeugung ist die Nutzung der Befreiungs–tatbestände für produzierendes & stromintensives Gewerbe, wobei H_2–Gestehungskosten von 3,4 €/kg H_2 erreicht werden. Damit liegen die H_2–Gestehungskosten in einem Bereich, der für den Vertrieb an einer Tankstelle für den privaten Verbraucher wirtschaftlich wäre, aber auch der Zielpreis für den Busbetrieb (Kraftstoff Betriebshof) ist nahezu erreicht. Obwohl diese Option attraktiv erscheint wird das Erzeugungspotenzial unter dem speziellen Befreiungstatbestand nicht weiter quantifiziert, da es sich um einen Spezialfall handelt, der hohe Hürden an die Betreibergesellschaft der Elektrolyse stellt

(Siehe Kapitel 3.1.1). Des Weiteren ist nicht geklärt, ob Wasserstoff, der unter den Befreiungstat–beständen der produzierenden & stromintensiven Unternehmen erzeugt wurde, auch für Anwendungen genutzt werden darf, die außerhalb des eigentlichen Produktionszwecks des Unternehmens liegen (zum Beispiel als Treibstoff für den öffentlichen Nahverkehr). Nichtsdestotrotz bleibt die Option attraktiv für die Produktion von Wasserstoff für die Industrie, zum Beispiel zur Substitution von grauem Wasserstoff.

Im Modell der Eigenversorgung werden H_2–Gestehungskosten von 5 €/kg H_2 für Strom von neuen Onshore–Windenergieanlagen bzw. 4,45 €/kg H_2 für Strom von Ex–EEG Windenergieanlagen erreicht, die damit die günstigsten Optionen zur grünen Wasserstofferzeugung darstellen. Die H_2–Gestehungskosten liegen nur leicht über dem Zielpreis für den Vertrieb an einer öffentlichen Tankstelle.
Aus diesem Grund wird in der nachfolgenden Detailbetrachtung des Erzeugungspotenzials im ersten Szenario das Potenzial zur Wasserstofferzeugung unter Eigenversorgung in Verbindung mit Ex–EEG WEA genauer untersucht und für Schleswig–Holstein quantifiziert (vgl. Kapitel 3.4.1).

Durch den Wegfall der EEG–Umlage kann eine erhebliche Reduktion der Strombezugskosten erreicht werden (vgl. Kapitel 3.1), dies spiegelt sich in 30–45 % geringeren H_2–Gestehungskosten wider. Unter der Annahme, dass die EEG–Umlage nur für nachhaltig produzierten Strom entfällt, ist die günstigste Option der Abschluss von PPAs mit Ex–EEG Windenergieanlagen mit H_2–Gestehungskosten von ca. 4,7 €/kg H_2 gefolgt von PPAs mit neuen Onshore–Windenergieanlagen mit ca. 6,1 €/kg H_2. Der Abschluss von PPAs mit Offshore–Windenergieanlagen ist auch nach Wegfall der EEG–Umlage die teuerste Option mit ca. 6,5 €/kg H_2.

In einem zweiten Szenario der Detailbetrachtung wird das Potenzial zur Wasserstofferzeugung unter Abschluss von PPAs mit Ex–EEG WEA und mit neuen WEA kombiniert betrachtet und quantifiziert (vgl. Kapitel 3.4.2).

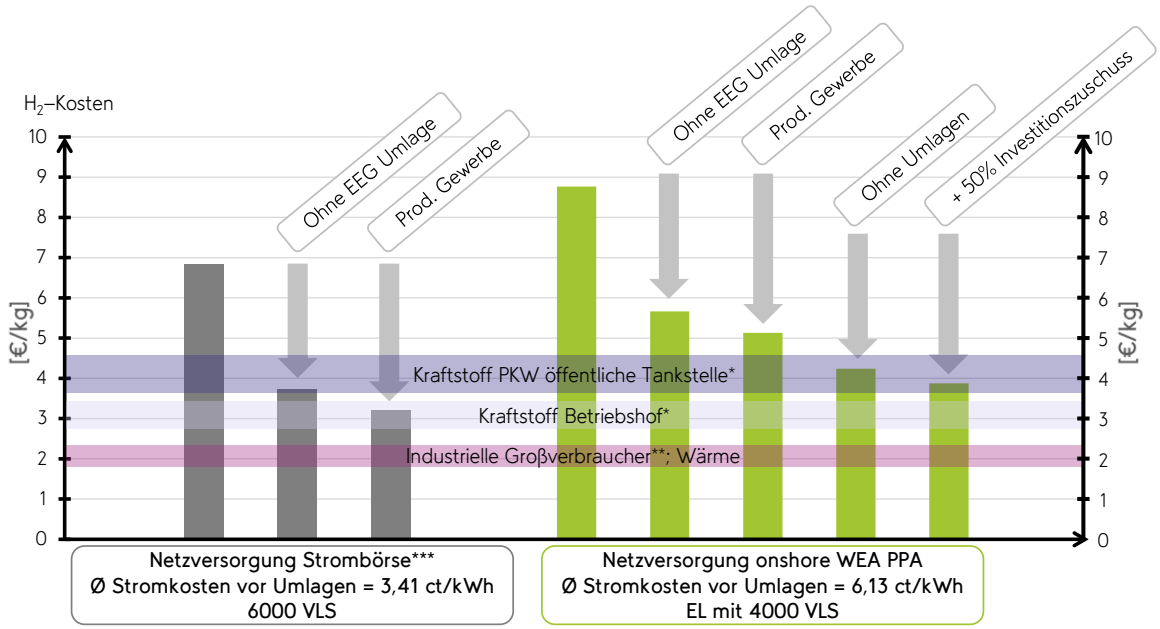
3.3 Sensitivität H_2–Gestehungskosten 2030

Es stellt sich die Frage, welche Möglichkeiten existieren, um die H_2–Gestehungskosten weiter zu reduzieren. Hierfür wurden die H_2–Gestehungskosten bei Veränderung der Parameter für den Strombezug und unter Fortentwicklung der Elektrolysetechnologie für das Jahr 2030 betrachtet. Die Parameter der Elektrolyse sind im Anhang F aufgeführt. Im Vergleich zum Jahr 2025 sinken die Investitionskosten um 13,3 % von durchschnittlich 750 €/kW auf 650 €/kW. Der Systemwirkungsgrad steigt leicht um 1,6 % auf 64,6 % und die angesetzte Lebensdauer der Anlagen wird auf 24 Jahre gesetzt.

Im Falle des Strombezugs über die Strombörse wird von einem konstanten Strompreis im Vergleich zum Jahr 2019 ausgegangen. Die LCOE der Onshore–WEA reduzieren sich leicht auf 5,33 ct/kWh und resultieren unter Einbezug von 15 % Marge in Stromgestehungskosten von 6,13 ct/kWh vor Abgaben und Umlagen.

Mit Blick auf eine stärkere Bepreisung von CO_2–Emissionen wurde der CO_2–Preis von 25 €/t CO_2 auf 65 €/t CO_2 angehoben. Dadurch liegen die Referenzpreise für den wirtschaftlichen Vertrieb des Wasserstoffs an öffentlichen Tankstellen bei etwa 3,8–4,8 €/kg H_2, also ca. 13 % höher im Vergleich zu 2025. Die Zielpreise verstehen sich exklusive Distributions– und Bereitstellungskosten an der Tankstelle.

Im Gegensatz zur vorhergehenden Betrachtung sind in Abbildung 3–6 die Strombezugsoptionen auf die Versorgung durch das öffentliche Stromnetz, zum einen unter Strombezug über die Strombörse und zum anderen unter Strombezug über Direktverträge mit Onshore–WEA, reduziert.



*exkl. Distribution und Bereitstellung an der Tankstelle (+3€); ** vgl. Dampfreformierung; *** Börsenstrompreise konstant, vgl. 2019
NV – Netzversorgung; EV – Eigenversorgung; VLS = Volllaststunden der Elektrolyse

Abbildung 3–6: Überblick H_2–Gestehungskosten 2030

Betriebsmodelle nach heutiger Regulierung

Im Vergleich der heute bereits umsetzbaren Betriebsoptionen, ist der Strombezug über die Strombörse nach wie vor die günstigste Option zur Erzeugung von Wasserstoff. Es ergeben sich H_2–Gestehungskosten von ca. 6,8 €/kg H_2 bzw. 3,2 €/kg H_2 unter den Befreiungstatbeständen für das produzierende & stromintensive Gewerbe. Wasserstoff, der über regulär bezogenen Netzstrom erzeugt wurde kann nach wie vor nicht als nachweislich grüner Wasserstoff deklariert werden, denn nach den Plänen der Bundesregierung wird der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Jahr 2030 etwa 65 % betragen. Daher ist eine Reduktion der EEG–Umlage für den klassischen Netzbezug voraussichtlich nicht relevant.

Der Strombezug über PPAs mit Onshore–WEA resultiert in H_2–Gestehungskosten von ca. 8,8 €/kg H_2 und liegt um das Doppelte über dem Zielpreis für den Wasserstoffvertrieb an öffentlichen Tankstellen.

Betriebsmodelle nach möglicher Änderung der Regulierung

Fällt die EEG–Umlage für den nachweislich grünen Strombezug über PPAs weg, so reduzieren sich die H_2–Gestehungskosten um 35 % auf 5,66 €/kg H_2 im Jahr 2030 und liegen damit 7 % unter den H_2–Gestehungskosten im Jahr 2025.

Eine Ausweitung der Regelung für produzierende & stromintensive Gewerbe auf den allgemeinen Betrieb von Elektrolyseuren würde die H_2–Gestehungskosten um 41 % gegenüber der Referenzoption (heutige Regulierung) auf 5,13 €/kg H_2 reduzieren. Eine komplette Befreiung von Abgaben & Umlagen würde H_2–Gestehungskosten von durchschnittlich 4,24 €/kg H_2 ermöglichen, was im Bereich des angesetzten Zielpreises für öffentliche Tankstellen läge. Wird neben dem Wegfall aller Abgaben & Umlagen zusätzlich ein 50 %–iger Investitionszuschuss in Bezug auf den CAPEX der Anlage angesetzt, so sinken die H_2–Gestehungskosten um weitere 9 % auf 3,87 €/kg H_2. Der relativ geringe Effekt eines Investitionszuschusses legt nahe, dass im Technologiehochlauf der Fokus der Fördermaßnahmen auf die Reduzierung der OPEX gelegt werden sollte.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die H_2–Gestehungskosten selbst unter Wegfall der EEG–Umlage den Zielpreis für den Vertrieb an öffentlichen Tankstellen nicht erreichen. Erst bei Wegfall sämtlicher Abgaben & Umlagen kommen die H_2–Gestehungskosten in eine attraktive Preisregion. Dies legt nahe, dass neben den Maßnahmen zur Reduktion der H_2–Gestehungskosten auch die Anhebung der Kosten für konventionelle Treibstoffe, z.B. über einen ansteigenden CO_2–Preis, ein wichtiges Schlüsselelement für den Hochlauf der Wasserstoffnutzung ist.

3.4 Wasserstofferzeugung im Detail

Die nachfolgenden Kapitel zeigen zwei detailliertere Szenarien zur Standortbestimmung und Quantifizierung der Wasserstoffproduktion in Schleswig–Holstein für die in der vorhergehenden Analyse ermittelten, wirtschaftlich attraktivsten Optionen.

Szenario 1 – Eigenversorgung durch Ex–EEG Anlagen

Im ersten Szenario wird das Potenzial untersucht, welches sich durch den Weiterbetrieb von Ex–EEG WEA in Verbindung mit der Produktion von Wasserstoff ergibt. Um eine möglichst reale Modellierung der Anforderungen für die Befreiungstatbestände der Eigenversorgung zu gewährleisten wurden auch die Kabelkosten für eine Direktverbindung zwischen WEA und Elektrolyseur mit berechnet. Tabelle 3–2 zeigt die wichtigsten Parameter des Szenario 1, weitere Details und Ergebnisse sind in Anhang I aufgeführt.

Tabelle 3–2: Charakterisierung Szenario 1 Eigenversorgung der EL durch Ex–EEG WEA

Charakterisierung Szenario 1 Eigenversorgung der EL durch Ex–EEG WEA	2025	2030
Nennleistung Ex–EEG WEA [MW]	372	365
Anteil der Gesamtleistung der Ex–EEG WEA in SH (bzgl. Vorranggebieten)	58%	45%
Durchschnittliche LCOE [ct/kWh]	3,34	3,24
Leistung der installierten Elektrolyseure [MW]	328	332

Szenario 2 – Netzanbindung & PPA mit WEA

Das zweite Szenario untersucht die Möglichkeiten der nachweislich grünen Wasserstoffproduktion unter Versorgung der Elektrolyse durch das allgemeine Stromnetz. Hierzu wurde eine Kombination von neuen WEA und Ex–EEG WEA betrachtet und der Abschluss von PPAs mit den WEA–Betreibern angenommen. Tabelle 3–3 zeigt die wichtigsten Parameter des Szenario 2, weitere Details und Ergebnisse sind im Anhang J aufgeführt.

Tabelle 3–3: Charakterisierung Szenario 2 Netzanbindung der EL & PPAs mit WEA

Charakterisierung Szenario 2 Netzanbindung der EL und PPAs mit WEA	2025	2030
Nennleistung Ex–EEG WEA [MW]	193	241
Anteil an der Gesamtleistung der Ex–EEG WEA in SH (bzgl. Vorranggebieten)	30%	30%
Nennleistung Onshore–WEA Zubau [MW]	260	980
Anteil am Zubau Onshore–WEA vgl. 2020	10%	20%
Durchschnittliche Strombezugskosten aller WEA [€/MWh])	8,30	8,60
Leistung der installierten Elektrolyseure [MW]	370	940

3.4.1 Szenario 1 – Eigenversorgung durch Ex–EEG Anlagen

Windenergieanlagen (WEA) erhalten im Rahmen des EEG eine Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren. Nach diesem Zeitraum besteht unter anderem die Möglichkeit der Leistungssteigerung durch Repowering oder des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen außerhalb des EEG–Regimes [58]. Der Weiterbetrieb der Anlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff kann attraktiv sein, da diese Anlagen bereits abgeschrieben sind und somit günstigere LCOE aufweisen, wodurch sich Wasserstoff zu attraktiveren Preisen produzieren lässt. In der nachfolgenden Analyse wird angenommen, dass die Ex–EEG WEA eine Restlebenserwartung von 8 Jahren Windenergieanlagen (WEA) erhalten im Rahmen des EEG eine Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren. Nach diesem Zeitraum besteht unter anderem die Möglichkeit der Leistungssteigerung durch Repowering oder des Weiterbetriebs der bestehenden Anlagen außerhalb des EEG–Regimes [58]. Der Weiterbetrieb der Anlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff kann attraktiv sein, da diese Anlagen bereits abgeschrieben sind und somit günstigere LCOE aufweisen, wodurch sich Wasserstoff zu attraktiveren Preisen produzieren lässt.
In der nachfolgenden Analyse wird angenommen, dass die Ex–EEG WEA eine Restlebenserwartung von 8 Jahren nach dem Auslaufen der 20–jährigen EEG–Förderung haben. In der Literatur sind Werte zur Restlebenserwartung von 4 bis 22 Jahre zu finden [67] [68]. Dabei weisen neuere im Vergleich zu älteren Anlagen, aufgrund leichterer Bauweise und veränderter Auslegung, eine geringere Robustheit auf. Aus diesem Grund wurde eine, im Vergleich zum Mittelwert der Restlebenserwartung geringere und damit konservativere, Annahme getroffen. Abbildung 3–7 zeigt die voraussichtliche Leistung der Ex–EEG WEA in Schleswig–Holstein (SH) für die Jahre 2020 bis 2030. Hierbei wird zwischen den Ex–EEG WEA differenziert, welche sich innerhalb oder außerhalb von Vorranggebieten[3] befinden.

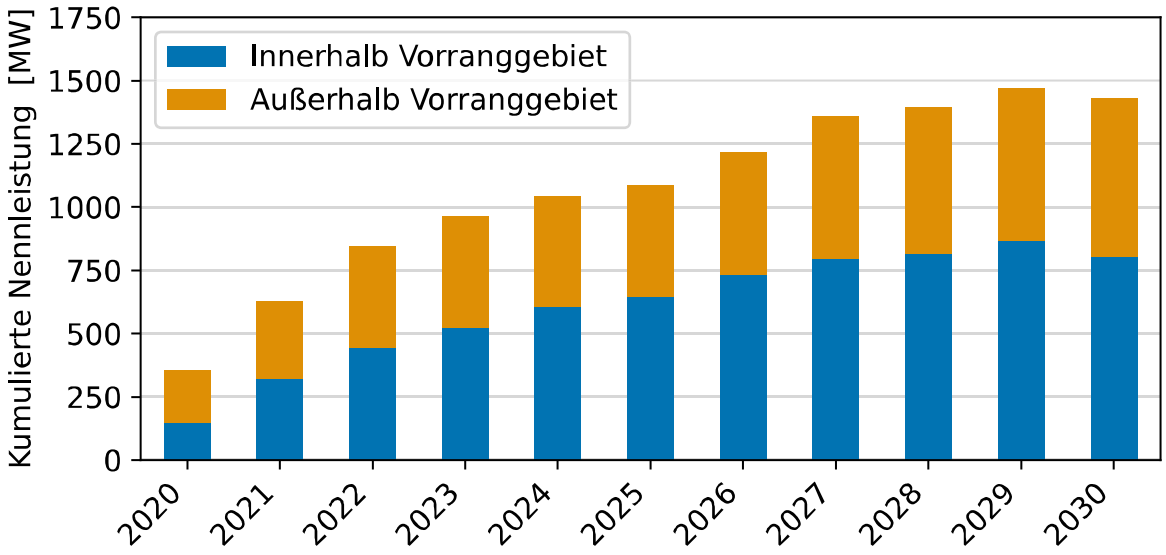


Abbildung 3–7: Darstellung der Nennleistung der Ex–EEG WEA in Schleswig–Holstein für die Jahre 2020 bis 2030

Im Falle der Ex–EEG WEA außerhalb von Vorranggebieten wird angenommen, dass diese zum Ende der EEG–Förderung zurückgebaut werden [69][69]. Somit steht für die Erzeugung von Wasserstoff, nur die Leistung der Ex–EEG WEA innerhalb von Vorranggebieten zur Verfügung. Es ergeben sich in den betrachteten Jahren 2025 und 2030 gesamte Ex–EEG WEA–Leistungen von 1085 MW bzw.

[3] Die Vorranggebiete basieren auf Daten des MELUND.

1433 MW. In Vorranggebieten steht eine Leistung von 644 MW im Jahr 2025 und 806 MW im Jahr 2030 zur Verfügung.

Um die Befreiungstatbestände hinsichtlich Abgaben & Umlagen für die Eigenversorgung der Elektrolyseure mit Strom aus Ex–EEG WEA nutzen zu können, dürfen die Elektrolyseure, gemäß heutiger Regulierung, nicht mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden sein (vgl. Kapitel 9). Aus diesem Grund wurden die H_2–Gestehungskosten einmal unter Einbezug von Kosten für die Verkabelung durch Direktleitungen und zum Vergleich einmal ohne Kabelkosten unter Nutzung des öffentlichen Stromnetzes berechnet.

Standortfaktoren und Elektrolysestandorte

Zur Festlegung der Elektrolysestandorte wurden im Auswahlprozess die wichtigsten der in Kapitel 2 aufgeführten Standortfaktoren berücksichtigt: Nähe zu Höchst– und Hochspannungs–Netzknoten, Ex–EEG WEA (EE–Leistung in Vorranggebieten), potenzielle Salzkavernenstandorte (Nähe zu potenziellen Speicherstandorten) und Nähe zum Gasfernleitungsnetz. Der Auswahlprozess ist schematisch in Abbildung 3–8 dargestellt.

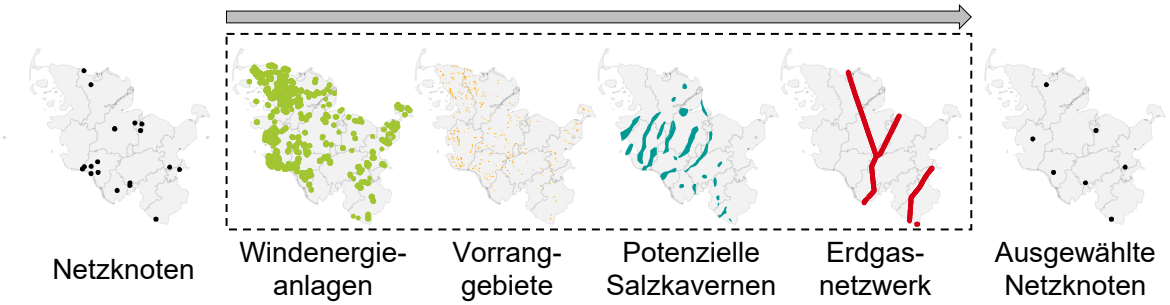


Abbildung 3–8: Schematische Darstellung des Prozesses zur Ermittlung der Elektrolysestandorte anhand von Standortfaktoren.

Als Grundlage der Standortauswahl dienen die Höchst– und Hochspannungs–Netzknoten in SH. Die Platzierung an Netzknoten bietet sich an, da Elektrolyseure neben der Nutzung von Strom aus Ex–EEG WEA potenziell auch Netzstrom beziehen könnten. Dies könnte beispielsweise zur Erhöhung der Volllaststundenzahl der Elektrolyse eingesetzt werden, wäre allerdings –in Abhängigkeit des Strommix –mit höheren CO_2–Emissionen verbunden. Für einen Elektrolysestandort wird eine vorhandene Ex–EEG WEA–Leistung innerhalb von Vorranggebieten von mindestens 1 MW vorausgesetzt. Das Gasnetz und potenzielle Salzkavernenstandorte dienen der Sicherstellung der zukünftigen Skalierbarkeit des Standorts. Durch die Nähe zum Gasnetz besteht die Möglichkeit der Einspeisung des produzierten Wasserstoffs entweder direkt als Beimischung oder im weiteren zeitlichen Verlauf, nach Pipelineumstellung oder Etablierung eines Wasserstoffnetzes entlang heutiger Gasnetztrassen, als Reinwasserstoff. Durch die Nähe zu potenziellen Salzkavernenstandorten besteht weiterhin die Möglichkeit, den Wasserstoff in unmittelbarer Nähe großskalig zu speichern. Für die hier durchgeführte Analyse müssen die gewählten Standortfaktoren im Umkreis von 25 km um den potenziellen Elektrolysestandort erfüllt sein.
Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Umsetzbarkeit des hier analysierten Szenarios „Eigenversorgung" nach heutiger Rechtslage nicht gegeben ist, da die hier angesetzte Entfernung zwischen Elektrolyseur und WEA von maximal 25 km die Anforderungen der unmittelbaren Nähe nicht erfüllt (vgl. Kapitel 9). Die Konstellation der Eigenversorgung wird dennoch gewählt, um das Kostenpotenzial für Wasserstoff aus einer zentralisierten Produktionsperspektive kombiniert mit sehr günstigen Stromgestehungskosten aus Ex–EEG Anlagen darzustellen.
Zur abschließenden Optimierung der Elektrolysestandorte werden verschiedene Kombinationen der Standorte geprüft und die Kombination mit der höchste Ex–EEG WEA–Leistung bei der geringsten

Anzahl an Standorten beibehalten. Als Elektrolysestandorte für die betrachteten Jahre 2025 und 2030 wurden die in Abbildung 3–9 dargestellt Standorte ermittelt. Eine Ausnahme bildet der Standort Heide, welcher aufgrund der dortigen Bedarfslage unabhängig von den Standortfaktoren zusätzlich aufgenommen wurde.

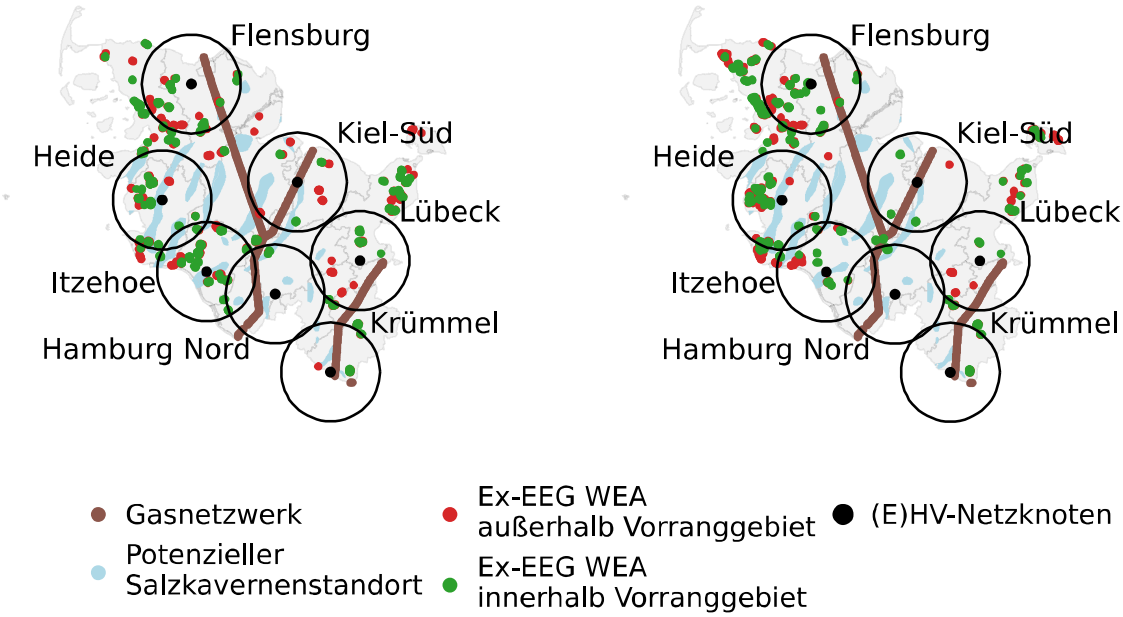


Abbildung 3–9: Ausgewählte Elektrolysestandorte und Zuordnung von Ex-EEG WEA für die Jahre 2025 (links) und 2030 (rechts)

H_2–Gestehungskosten

Die Stromgestehungskosten (engl. Levelized cost of electricity, kurz LCOE) der Ex–EGG WEA ergeben sich nach Gleichung (1). Zur Ermittlung der Betriebskosten dienen die Investitionskosten (vgl. Anhang G) als Berechnungsgrundlage. Die Betriebskosten werden mit 4% der Investitionskosten angenommen. Darüber hinaus werden die Versicherungskosten mit 0,07 ct/kWh, Nutzungsentgelte mit 0,40 ct/kWh, Weiterbetriebserlaubnis mit 0,33 ct/kWh und die Mindestrendite mit 0,75 ct/kWh angesetzt [67].

$$LCOE = \frac{Betriebskosten}{Stromerzeugung} + Versicherungskosten + Nutzungsentgelte + Weiterbetriebserlaubnis + Mindestrendite \quad (1)$$

Es ergeben sich die in Abbildung 3–10 dargestellten LCOE der Standorte. Die gewichteten LCOE im Jahr 2025 betragen 3,32 ct/kWh und im Jahr 2030 3,21 ct/kWh. Die geringeren LCOE im Jahr 2030 sind dabei auf die Zusammensetzung der Ex–EEG WEA an den Standorten zurückzuführen. Es lässt sich generell feststellen, dass die Leistungsklasse der WEA von 2025 auf 2030 im Schnitt steigt. Dies ist insbesondere am Standort Hamburg Nord der Fall, bei dem im Jahr 2025 noch Windparks mit ausschließlich 1,8 MW Anlagen und im Jahr 2030 mit ausschließlich 2,5 MW Anlagen verfügbar sind.

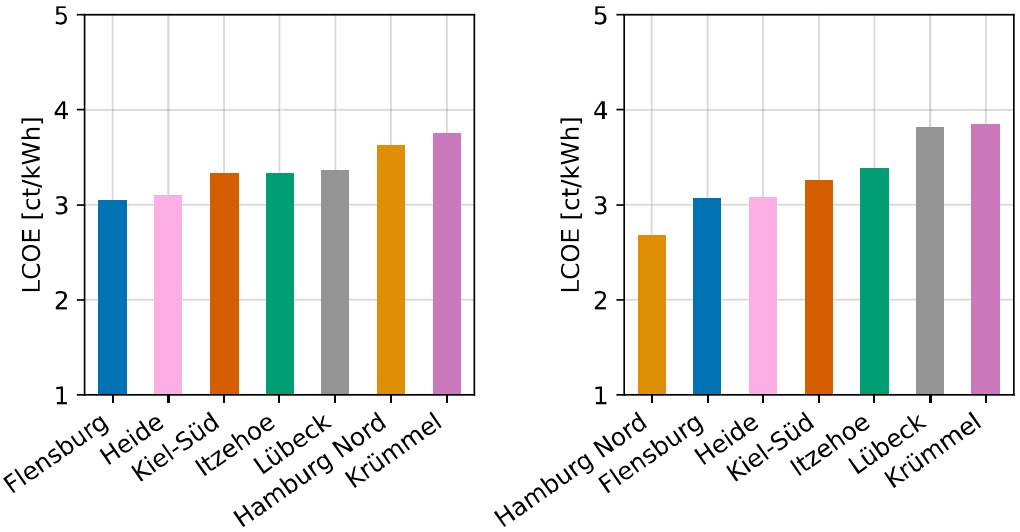


Abbildung 3–10: Stromgestehungskosten (ohne Kabelkosten) der Ex–EEG WEA je gewähltem Elektrolysestandort für die Jahre 2025 (links) und 2030 (rechts).

Auf Grundlage der Stromerzeugung und der Stromkosten, ergeben sich die in Abbildung 3–11 dargestellten H_2–Gestehungskosten in Abhängigkeit von der Dimensionierung des Elektrolyseurs. in Anlehnung an die derzeitigen regulatorischen Gegebenheiten (vgl. Kapitel 9) werden hierbei die H_2–Gestehungskosten mit und ohne Kabelkosten dargestellt. Die Berücksichtigung von Kabelkosten ist aufgrund der aktuellen regulatorischen Gegebenheiten notwendig, da anderenfalls bei Nutzung des Stromnetzes zusätzliche Entgelte für den Strombezug anfallen [70, 71]. Dabei dient die Betrachtung der Variante ohne Kabelkosten zur Gegenüberstellung und Veranschaulichung des Potenzials bei Nutzung des Stromnetzes ohne zusätzliche Entgelte und stellt somit ein idealisiertes Szenario dar.

Zur Ermittlung des H_2–Erzeugungspotenzials und der Kosten wurden die im Anhang F dargestellten Annahmen zu den Elektrolyseparametern zugrunde gelegt. Weitere Grundlagen zur Berechnung des Potenzials zur Strom– und Wasserstofferzeugung der analysierten Standorte, unter anderem das eingesetzte Wettermodell und Annahmen zu den Kabelkosten, finden sich im Anhang H.

Der Einfluss der Kabelkosten auf die H_2–Gestehungskosten des jeweiligen Standorts variiert aufgrund der Entfernungen, der Anzahl der Windparks und deren Leistung. Die Kabelkosten können zwischen 22 % und 52 % der H_2–Gestehungskosten ausmachen. Anhand des Erzeugungspotenzials des Standorts gewichtet ergibt sich, dass die Kabelkosten im Schnitt etwa zu 31 % zu den H_2–Gestehungskosten beitragen. Mit Bezug auf die Abhängigkeit der H_2–Gestehungskosten von der Dimensionierung der Elektrolyseure laut Abbildung 3–11, lässt sich der Punkt minimaler H_2–Gestehungskosten angeben. In der vorliegenden Analyse wird die Elektrolyseurkapazität für dieses Kostenminimum festgelegt. Dabei ist festzustellen, dass sich bei Berücksichtigung der Kabelkosten der minimale Kostenpunkt aufgrund der zusätzlichen Investition leicht in Richtung höherer Elektrolyseleistung verschiebt. In diesem Fall ist die Elektrolysekapazität am Punkt minimaler H_2–Kosten um 1–12 MW höher als bei Vernachlässigung der Kabelkosten.

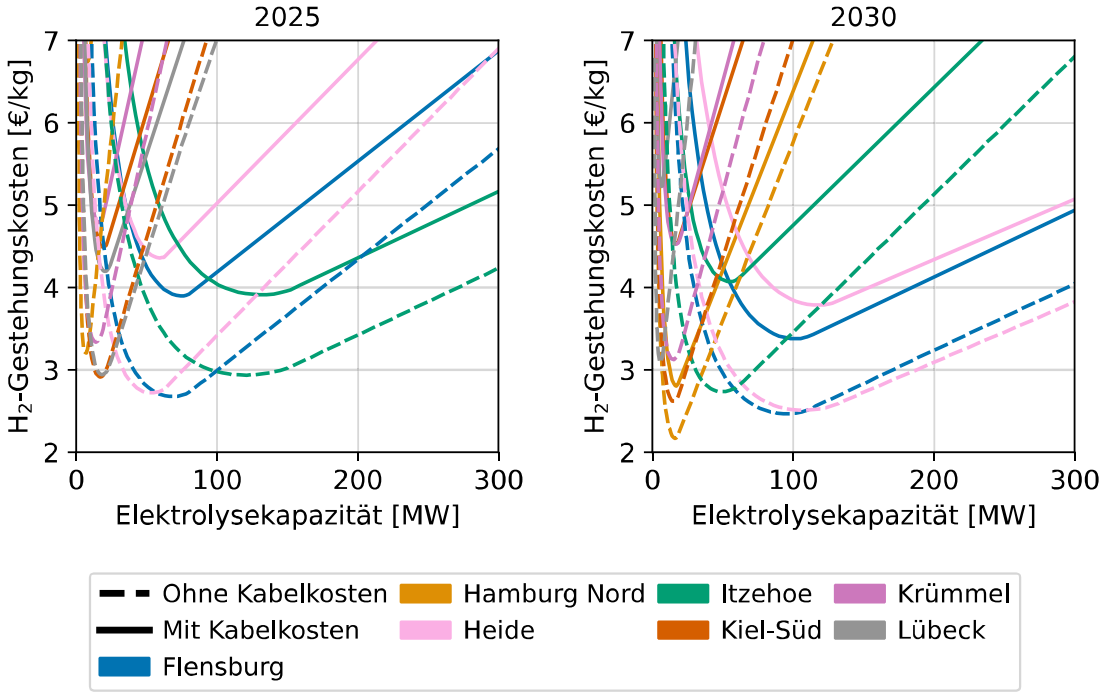


Abbildung 3–11: H_2–Gestehungskosten unter Nutzung von Ex–EEG WEA in Abhängigkeit der Elektrolyseurkapazität für die Jahre 2025 (links) und 2030 (rechts).

Anhand der durch den minimalen Kostenpunkt ermittelten Elektrolysekapazität und des Erzeugungsprofils der Ex–EEG WEA, ergeben sich die H_2–Produktionsmengen und die in Abbildung 3–12 dargestellten Merit–Order der Standorte. Dabei werden zur H_2–Produktion im Jahr 2025 1.118 bzw. 1.142 GWh Strom und im Jahr 2030 1.137 bzw. 1.155 GWh bezogen. Der jeweils höhere Strombezugswert lässt sich hierbei der Elektrolysekapazität im Fall mit Kabelkosten zuordnen, da hier aufgrund der höheren Elektrolysekapazität mehr Strom bezogen wird.

Die im Schnitt kleiner ausgelegten Elektrolyseure, bei der Betrachtung ohne Kabelkosten, spiegeln sich in der Merit–Order wider. Dabei ist auch die H_2–Produktion mit 0,7 kt/a im Jahr 2025 und 0,5 kt/a im Jahr 2030 geringfügig niedriger. Für den Fall, dass die Kabelkosten berücksichtigt werden, beträgt die kumulierte H_2–Produktion 21,5 kt im Jahr 2025. Im Jahr 2030 erhöht sich dieser Wert auf 22,3 kt/a. Unter Berücksichtigung der typischen jährlichen Fahrleistung, ist diese Menge ausreichend, um zum Beispiel jeweils ca. 201.000 PKW, 4.300 Busse, 2.900 LKW oder 1.000 Züge zu versorgen.

Den größten Anteil an der H_2–Produktion haben die Standorte Flensburg, Itzehoe und Heide. Während Itzehoe im Jahr 2025 noch den größten Anteil an der H_2–Produktion von 38 % ausmacht, beträgt dieser im Jahr 2030 nur noch 15,5 %. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Umkreis des Standortes Itzehoe etwa zwei Drittel der Ex–EEG WEA um das Jahr 2000 in Betrieb genommen wurden, die bis 2030 älter als 28 Jahre sind und damit nicht mehr betrachtet werden.
Mit der jeweils höchsten H_2–Produktion und im Vergleich niedrigen H_2–Gestehungskosten weist der Standort Flensburg eine hohe Attraktivität auf. Lediglich der Standort Hamburg–Nord ist im Jahr 2030 kostengünstiger, während er im Jahr 2025 vergleichsweise hohe H_2–Gestehungskosten aufweist. Dies ist wie bei den LCOE des Standortes auf die unterschiedlichen Windparks zurückzuführen. Besonders deutlich ist dieser Effekt bei der Betrachtung mit Kabelkosten. Zwar ist die Entfernung zwischen Elektrolyseur und den Ex–EEG WEA nahezu identisch, allerdings werden im Jahr 2025 mehr individuelle Windparks identifiziert. Da die Anbindung als Sternennetzwerk erfolgt, erhöht sich die Kabellänge um das 1,8–fache, während die Ex–EEG WEA–Leistung nur ein Drittel im Vergleich zu 2030 beträgt.

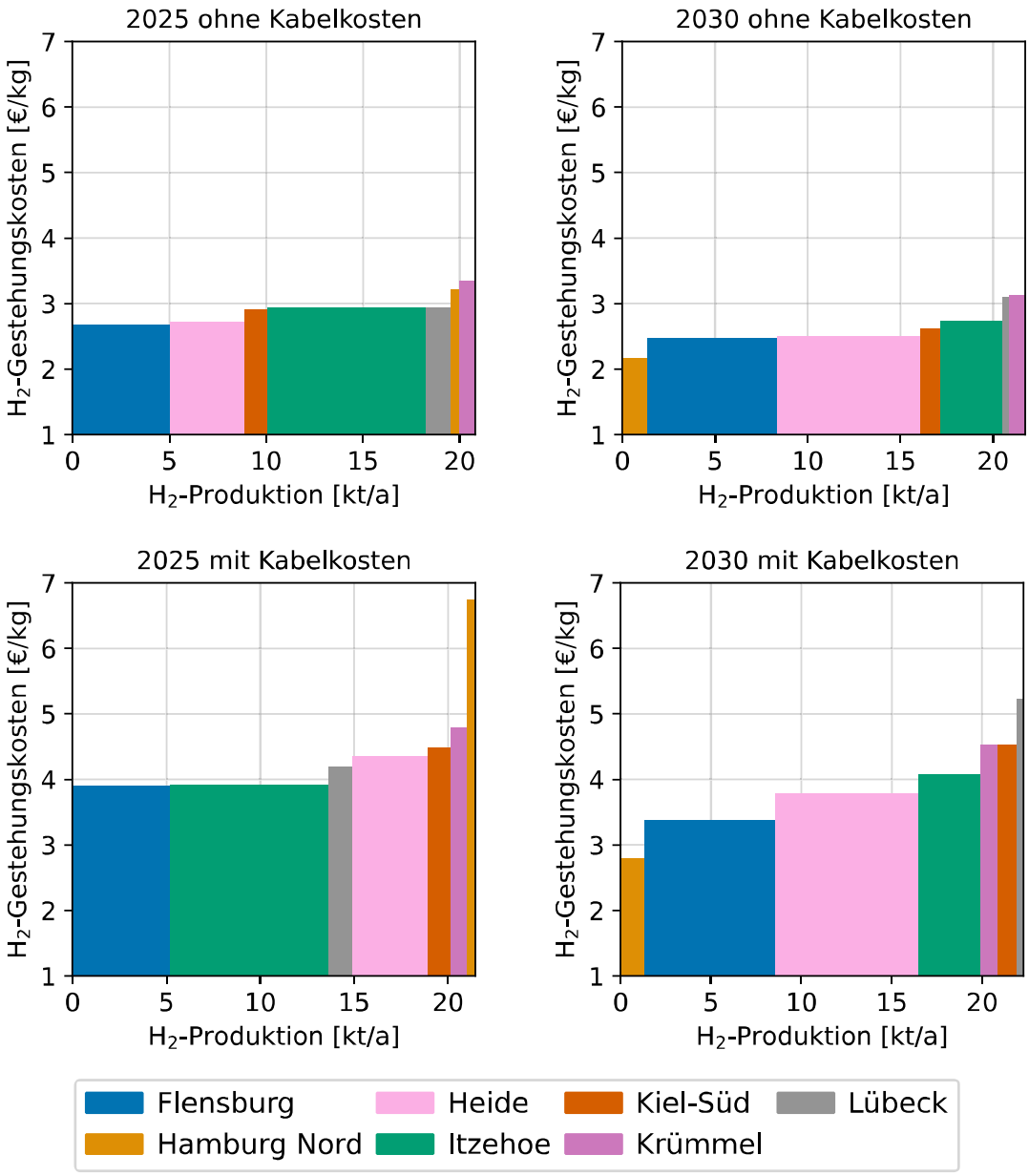


Abbildung 3–12: Merit–Order der Ex–EEG WEA Elektrolysestandorte nach H_2-Gestehungskosten, ohne Kabelkosten (oben) und mit Kabelkosten (unten) für die Jahre 2025 (links) und 2030 (rechts).

Insgesamt ergeben sich für das Szenario 1 der Eigenversorgung, bei berücksichtigten Kabelkosten, gewichtete H_2–Gestehungskosten von 4,17 €/kg im Jahr 2025 und 3,77 €/kg im Jahr 2030. Ohne Kabelkosten liegen die Kosten um 31% niedriger. Im Jahr 2025 betragen die H_2–Gestehungskosten dementsprechend 2,89 €/kg und im Jahr 2030 2,59 €/kg. Zudem weisen die H_2–Gestehungskosten der Standorte ohne Kabelkosten geringere Abweichungen zueinander auf und der Verlauf der Merit–Order fällt insgesamt flacher aus.

Zwischenfazit

Bei ausschließlicher Nutzung der Ex–EEG WEA zur Erzeugung von grünem Wasserstoff sich bis 2030 eine Elektrolyseleistung von etwa 332 MW als optimal ergeben, wodurch 22,3 kt Wasserstoff pro Jahr produziert werden können. Die H_2–Gestehungskosten liegen dabei zwischen 2,84 €/kg und 6,78 €/kg mit Kabelkosten sowie zwischen 2,21 €/kg und 3,17 €/kg ohne Kabelkosten. Die gewichteten, durchschnittlichen H_2–Gestehungskosten betragen mit Kabelkosten 4,18 €/kg im Jahr 2025 und 3,77 €/kg im Jahr 2030 sowie ohne Kabelkosten 2,90 €/kg im Jahr 2025 und 2,59 €/kg im Jahr 2030. Es lässt sich dabei feststellen, dass die Kabelkosten einen signifikanten Einfluss auf die H_2–Gestehungskosten haben.

In der Variante mit Kabelkosten liegt deren Anteil an den H_2–Gestehungskosten bei durchschnittlich 31 %, zum anderen sind deutlich stärkere Abweichungen der H_2–Gestehungskosten der Standorte zueinander erkennbar. So können die Kabelkosten einen standortspezifischen Anteil von bis zu 49 % an den H_2–Gestehungskosten haben. Mit einem Anteil von bis zu 83 % an der gesamten H_2–Produktion und niedrigen H_2–Gestehungskosten weisen die drei größten Standorte (Flensburg, Itzehoe und Heide) in allen Betrachtungsfällen die höchste Attraktivität auf. Dabei ist insbesondere der Standort Flensburg hervorzuheben, der im Jahr 2030 rund 32 % (7,2 kt) der H_2–Produktion ausmacht und in allen Betrachtungsfällen (mit Ausnahme von Hamburg Nord) die niedrigsten H_2–Gestehungskosten mit 2,86 €/kg ohne Kabelkosten und 3,77 €/kg mit Kabelkosten im Jahr 2030 aufweist.

Bei dem hier analysierten Modell der Eigenversorgung durch Ex–EEG WEA unter Betrachtung der Kabelkosten ist zu berücksichtigen, dass es sich um ein hypothetisches Szenario handelt, welches aufgrund regulatorischer Gegebenheiten entwickelt wurde. Vor allem für kleine Standorte ist es unwahrscheinlich, dass tatsächlich Kabel verlegt werden, insbesondere da die Lebensdauer der Ex–EEG Anlagen begrenzt ist und sich die Gegebenheiten der jeweiligen Standorte stark verändern können, wie zum Beispiel der Standort Hamburg Nord verdeutlicht. Zudem ist davon auszugehen, dass die Anforderung der unmittelbaren Nähe des Erzeugers zum Verbraucher, für den Befreiungstatbestand der Eigenversorgung, nicht durch eine Entfernung von 25 km erfüllt werden kann (vgl. Kapitel 9).

3.4.2 Szenario 2 – Netzanbindung & PPA mit WEA

Die in Szenario 1 vorgestellte Möglichkeit der Produktion von Wasserstoff mittels Ex–EEG WEA im Modell der Eigenversorgung setzt, unter heutiger Regulierung, den Bau von zusätzlichen Stromleitungen zur Direktverbindung von Elektrolyseuren mit den entsprechenden WEA voraus. Da der großflächige Bau neuer Stromleitungen, allein für die H_2–Produktion, bei Unternehmen und in der Bevölkerung voraussichtlich auf Unverständnis stößt, wird im folgenden Szenario 2 die Versorgung der Elektrolyseure über das öffentliche Stromnetz untersucht. Hierbei wird zusätzlicher Netzausbau für den Direktanschluss zur Eigenversorgung vermieden. Um dennoch eine Zertifizierung der Nachhaltigkeit des Wasserstoffs zu ermöglichen, wird in diesem Szenario Strom von Onshore–WEA über den Abschluss von PPAs bezogen (vgl. Kapitel 3.1). Zudem wird gemäß der Diskussion in Kapitel 3.2 der Entfall der EEG–Umlage für nachweislich grünen Strombezug der Elektrolyseure angenommen.

Stromversorgung der Elektrolyseure

Die in Kapitel 3.4.1 ermittelten Elektrolysestandorte werden für das Szenario 2 übernommen. Der Strombezug wird durch eine Kombination von neuen WEA und Ex–EEG WEA modelliert. Um dem Rückbau von WEA und anderen Weiterbetriebsoptionen gerecht zu werden, wird angenommen das lediglich 30 % der Ex–EEG WEA–Leistung innerhalb der Vorranggebiete in ganz Schleswig–Holstein (vgl. Kapitel 3.4.1) zur Verfügung steht. Ex–EEG WEA aus ganz SH werden dem nächstgelegenen Elektrolysestandort zugeordnet, dabei entfällt jedoch im Vergleich zu Szenario 1 die Restriktion der maximalen Entfernung von 25 km.

Zusätzlich wird eine Kapazität 0,26 GW im Jahr 2025 und 0,98 GW im Jahr 2030 neuer Onshore–WEA mit einbezogen. Dies entspricht 10 % bzw. 20 % des geplanten Zubaus an Onshore–WEA im Vergleich zu 2020. Die Zubaukapazitäten werden, proportional zur zugeordneten Ex–EEG WEA–Leistung, auf die Elektrolysestandorte verteilt, da eine ähnliche geografische Verteilung der Leistung neuer WEA erwartet wird.

Der LCOE der neuen Anlagen wird mit 5,54 ct/kWh für das Jahr 2025 und 5,33 ct/kWh für das Jahr 2030 angesetzt. Aufgrund der direkten Konkurrenz des Betriebs der WEA über PPAs zur EEG–Förderung, kommen zu den LCOE eine Marge von 15 % der LCOE hinzu, sowie 2,05 ct/kWh Stromsteuer und 0,7 ct/kWh netzentgeltgekoppelte Abgaben (vgl. Anhang D).

H_2–Gestehungskosten

Es ergeben sich die in Abbildung 3–13 dargestellten H_2–Gestehungskosten in Abhängigkeit von der Elektrolysekapazität je Standort. Analog zu Kapitel 3.4 wird für jeden Standort der Punkt minimaler H_2–Gestehungskosten als Auslegungspunkt des Elektrolyseurs gesetzt.

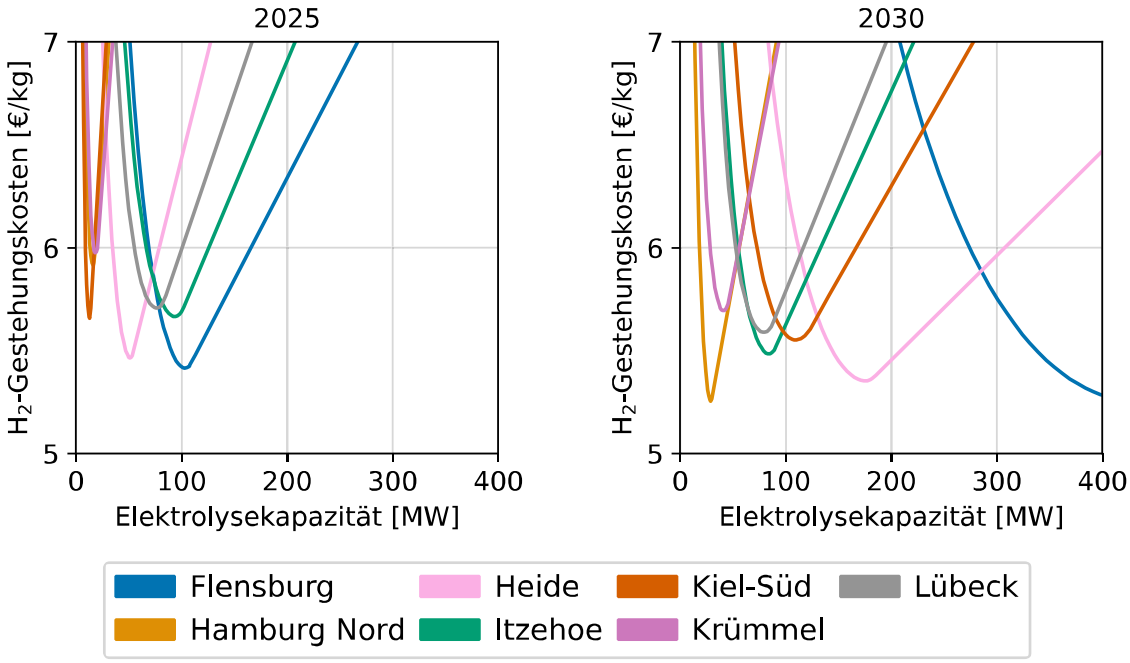


Abbildung 3–13: H_2–Gestehungskosten unter Annahme von PPA in Abhängigkeit der Elektrolyseurkapazität für die Jahre 2025 (links) und 2030 (rechts).

Im Vergleich zu den H_2–Gestehungskosten im Szenario 1 (Eigenversorgung durch EX–EEG Anlagen) lässt sich beobachten, dass die H_2–Gestehungskosten, aufgrund der höheren Strombezugspreise, im Jahr 2025 im Schnitt 40% höher und im Jahr 2030 58% höher sind (vgl. Abbildung 3–11 in Kapitel 3.4.1). Dabei ist die Abweichung der Standorte zueinander, insbesondere im Jahr 2030, deutlich geringer. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die LCOE der Zubaukapazität identisch für alle Standorte, und damit im Vergleich zu den Ex–EEG WEA vereinfacht, angenommen wird.
Die H_2–Produktion der Standorte im Jahr 2025 fällt mit 23,5 kt/a nur etwa 10 % höher gegenüber dem Szenario 1 aus. Im Jahr 2030 beträgt die H_2–Produktion, aufgrund der Nutzung einer deutlich höheren Zubaukapazität an neuen Onshore–WEA, bereits 62,3 kt/a. Die H_2–Produktion liegt damit 180 % über der H_2–Produktion im Szenario 1 im Jahr 2030 unter ausschließlicher Nutzung von Ex–EEG WEA.
Die ermittelten 62,3 kt/a im Jahr 2030 sind ausreichend um, basierend auf der durchschnittlichen Jahresfahrleistung (siehe Anhang B), beispielsweise je 423.000 PKW, 9.100 Busse, 6.000 LKW oder 2.200 Züge zu versorgen.

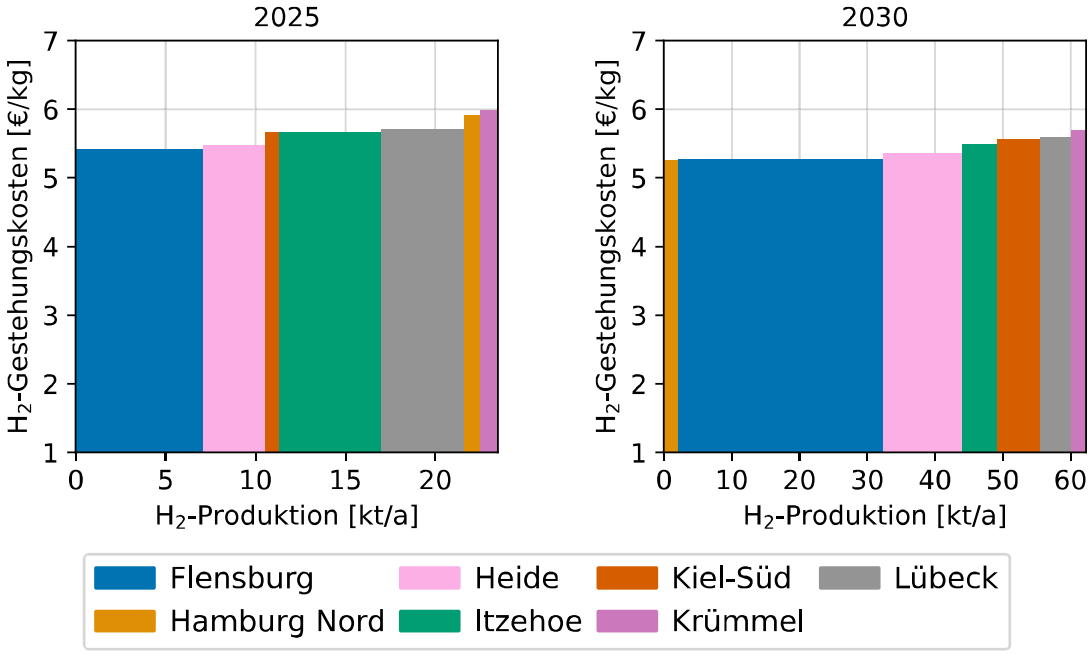


Abbildung 3–14: Merit–Order der Elektrolysestandorte nach H_2–Gestehungskosten unter Annahme von PPA in den Jahren 2025 (links) und 2030 (rechts).

In der Merit–Order der H_2–Gestehungskosten (vgl. Abbildung 3–14) sind insbesondere im Jahr 2030, sehr geringe Abweichungen der Standorte zueinander zu beobachten; zum einen, da keine standortabhängigen Kabelkosten einen Einfluss auf die H_2–Gestehungskosten haben und zum anderen, weil sich die LCOE aufgrund der vereinfachten Kostenannahme für die Zubaukapazität und somit auch die H_2–Gestehungskosten angleichen.

In der Merit–Order des Jahres 2025 haben die vier größten Standorte, Flensburg, Itzehoe, Lübeck und Heide, einen Anteil von 74 % an der gesamten H_2–Produktion, wobei der Standort Flensburg allein einen Anteil von 49 % an der H_2–Produktion aufweist. Im Vergleich zu Szenario 1 weist der Standort Lübeck hier eine deutlich höhere H_2–Produktion auf, dies ist auf die Ex–EEG WEA im Osten Schleswig–Holsteins zurückzuführen, die diesem Standort zugeordnet werden. Dadurch weist Lübeck hier einen deutlich höheren Anteil an Ex–EEG WEA Leistung auf und erhält entsprechend ebenfalls mehr Zubaukapazität zugewiesen.

Auch weist der Standort Hamburg–Nord im Jahr 2030 die niedrigsten H_2–Gestehungskosten auf, die im Jahr 2025 hingegen mit zu den höchsten gehören. Dies ist auf die bereits für Szenario 1 beschriebenen Veränderung der Anlagengröße zurückzuführen. Die gewichteten H_2 Gestehungskosten belaufen sich auf 5,73 €/kg im Jahr 2025 und auf 5,42 €/kg im Jahr 2030.

Der Standort Flensburg weist wie in Szenario 1, unter Ausnahme des Standorts Hamburg Nord, in beiden Jahren die niedrigsten H_2–Gestehungskosten auf. Die H_2–Gestehungskosten am Standort Flensburg betragen 5,57 €/kg im Jahr 2025 und 5,42 €/kg im Jahr 2030. So ist der Standort Flensburg bei Nutzung von PPAs besonders attraktiv. Dies gilt insbesondere für das Jahr 2030, da dieser Standort hier mit 30,3 kt/a eine höhere H_2–Produktion aufweist als im Jahr 2025 möglich ist.

Zwischenfazit

Im Szenario 2, unter Versorgung der Elektrolyseure über das öffentliche Stromnetz in Verbindung mit PPA, ergibt sich bei, einer gesamten Elektrolyseleistung von 371 MW für das Jahr 2025 und 942 MW für 2030, eine jährliche H_2–Produktion von 23 kt beziehungsweise 62 kt Wasserstoff. Mit durchschnittlichen Strombezugskosten von 8,3 ct/kWh in 2025 bzw. 8,6 ct/kWh im Jahr 2030, wurden gewichtete H_2–Gestehungskosten zu 5,61 €/kg (2025) und 5,37 €/kg (2030) ermittelt. Die zur Wasserstofferzeugung genutzte Strommenge beläuft sich für das Jahr 2025 auf 1,2 TWh bzw. 3,2 TWh für 2030.

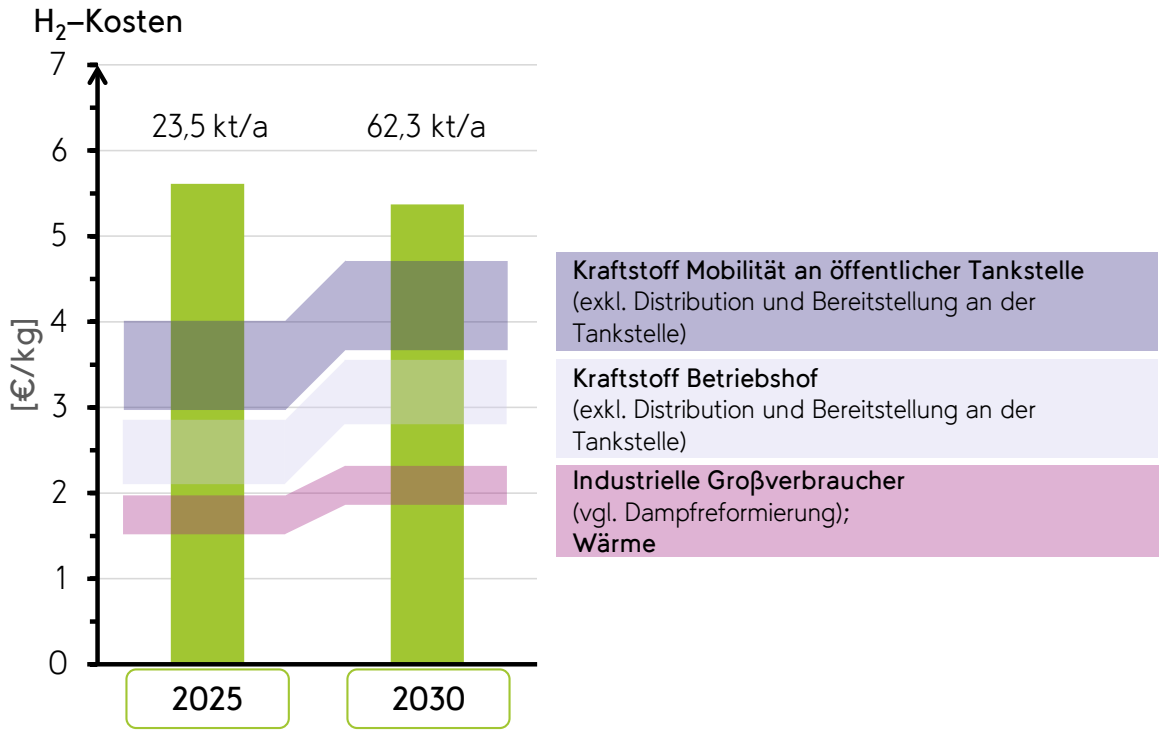


Abbildung 3–15: H_2–Gestehungskosten und –Mengen im Szenario 2 im Vergleich zu Zielpreisen
Angesetzte Entwicklung des CO_2–Preis: 25 €/t für 2025 bzw. 65 €/t für 2030

Abbildung 3–15 zeigt die gewichteten H_2–Gestehungskosten im Szenario 2 inklusive den in Kapitel 3.2 eingeführten Zielpreisen zur Abschätzung der Konkurrenzfähigkeit von Wasserstoff in unterschiedlichen Anwendungsbereichen im Vergleich zu konventionellen Alternativen. Unter Nutzung von PPAs stehen die H_2–Gestehungskosten im Jahr 2025 damit ca. 28 % über dem Zielpreis für den Vertrieb an öffentlichen Tankstellen. Aufgrund der CO_2–Preissteigerung [4] und der Weiterentwicklung der Elektrolysetechnologie nähern sich für das Jahr 2030 die Zielpreise und die H_2–Gestehungskosten an, und die Differenz zum Vertrieb an öffentlichen Tankstellen sinkt auf ca. 13 %.

Es gilt zu beachten, dass bei Abschluss eines PPA mit einem Verbraucher der Stromerzeuger zum Elektrizitäts– und Energieversorgungsunternehmen wird, was mit umfangreichen energie–wirtschaftlichen Pflichten nach EEG, EnWG, StromStG und REMIT verbunden ist. Der Aufwand zur Erfüllung der Anforderungen und Meldepflichten könnte eine Hürde für die Umsetzung von PPAs sein.

[4] Steigerung des CO_2–Preises im Emissionshandel auf 65€/t

3.5 Deckung des Bedarfs in Schleswig–Holstein

Die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in Schleswig–Holstein und Hamburg wird durch viele externe Faktoren beeinflusst, welche durch die nationale bzw. internationale Politik und der Technologie–entwicklung bestimmt werden. Die Bandbreite der Bedarfsentwicklung vergrößert sich mit dem zeitlichen Abstand der Vorhersage. Für das Jahr 2025 wird ein Bedarf zwischen 0,2 und 0,9 TWh als möglich erachtet, wobei das Basisszenario einen Bedarf von 0,4 TWh aufzeigt. In den darauffolgenden 5 Jahren ist mindestens eine Verdopplung des Bedarfs wahrscheinlich oder sogar eine Vervierfachung möglich, je nach Szenario. Die Bandbreite für das Jahr 2030 liegt zwischen 0,8 bis 4,7 TWh und das Basisszenario bei 1,8 TWh. (vgl. Kapitel 1.4)
Die starke Zunahme des Bedarfs zwischen 2025 und 2030 ergibt sich durch den starken Anstieg im Bereich der stofflichen Nutzung in der Industrie und dem Hochlauf der Nutzung im Verkehrssektor. Diese beiden Anwendungsfelder bestimmen bis 2030 größtenteils die Nachfrageentwicklung. Nachfolgend setzt die Nachfrage für Anwendungen im Bereich Industrieprozesse und Wärme ein.

Ein Vergleich des H_2–Bedarfs aus dem Basisszenarios (vgl. Kapitel 1.4) mit dem H_2–Erzeugungs–potenzial des Szenario 2 (Netzanbindung & PPA mit WEA) (vgl. Kapitel 3.4.2) soll einen Anhaltspunkt zur Abschätzung der Bedarfsdeckung geben. Obwohl das Szenario 1 (Eigenversorgung) geringere H_2–Gestehungskosten im Vergleich zu Szenario 2 aufweist, wird die Umsetzung des Szenario 2 als realistischer angesehen, da keine zusätzlichen Kabel für eine Direktverbindung zwischen Elektrolyseuren und WEA verlegt werden müssen.

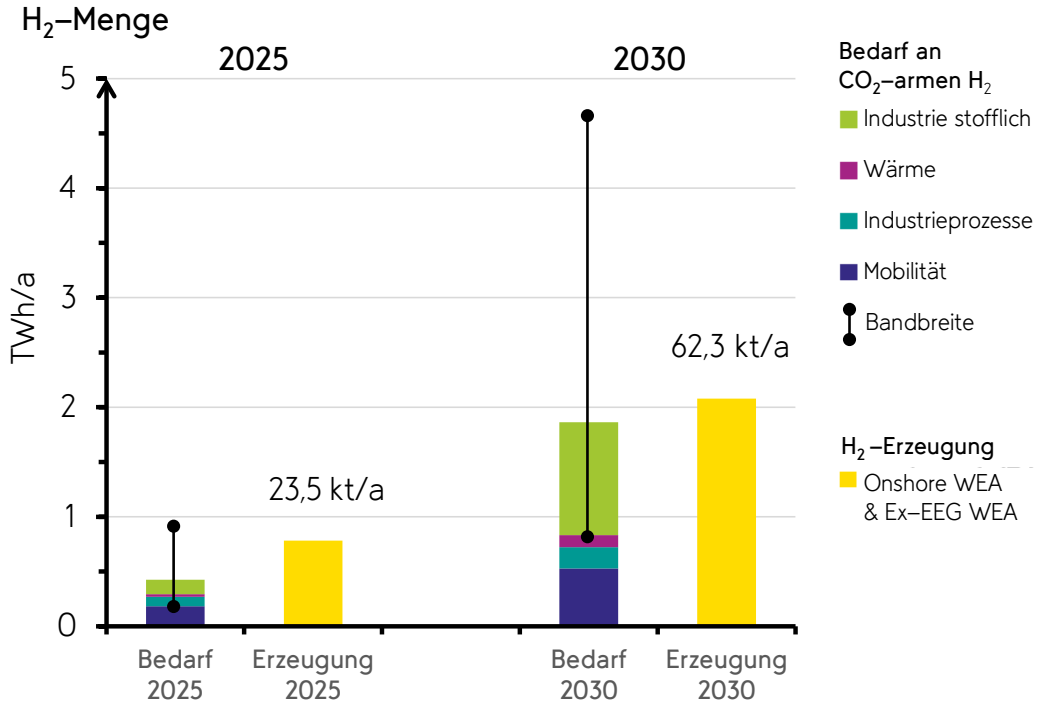


Abbildung 3–16: Vergleich der Bedarfe an CO_2–armem Wasserstoff im Basisszenario (vgl. Kapitel 1.4) mit dem H_2–Erzeugungspotenzial des Szenarios 2 (Netzanbindung & PPA mit WEA)

Abbildung 3–16 zeigt die Bedarfe im Basisszenario sowie, als Bandbreite den minimalen Bedarf des konservativen Szenarios und den maximalen Bedarf des progressiven Szenarios aus der Bedarfsanalyse (vgl. Kapitel 1.4). Demgegenüber steht das ermittelte H_2–Erzeugungspotenzial aus Szenario 2 unter Annahme des Wegfalls der EEG–Umlage für die Verwendung von nachweislich grünem Strom (vgl. Kapitel 3.4.2).

Die Ergebnisse der Modellierung des Szenario 2 können Tabelle 3–4 entnommen werden. Bei einer installierten Elektrolyseleistung von 370 MW im Jahr 2025 können ca. 0,78 TWh H_2 erzeugt werden, was den Bedarf des Basisszenarios zu 180 % deckt. Wird die Elektrolyseleistung bis 2030 auf 940 MW ausgebaut, so können ca. 7 TWh H_2 produziert werden. Dies deckt den Bedarf des Basisszenarios in 2030 zu 105 %. Hierfür werden zusätzlich zu den 30 % der in SH verfügbaren Ex–EEG WEA–Leistung, 20 % des ab 2020 installierten Zubaus an Onshore–WEA in SH für die H_2–Erzeugung einbezogen.

Tabelle 3–4:Charakteristik der H_2–Erzeugung im Szenario 2 und Deckung des Bedarfs aus dem Basisszenario der Bedarfsanalyse

Charakterisierung Szenario 2 (Netzanbindung EL & PPAs mit WEA)	2025	2030
Nennleistung Ex–EEG WEA [MW]	193	241
Anteil an der Gesamtleistung der Ex–EEG WEA in SH	30%	30%
Nennleistung Onshore–WEA Zubau [MW]	260	980
Anteil am Zubau Onshore–WEA vgl. 2020	10%	20%
Durchschnittliche Strombezugskosten (alle WEA) [€/MWh])	8,30	8,60
Leistung der installierten Elektrolyseure [MW]	370	940
Durchschnittliche Vollaststunden der Elektrolyseure	3.350	3.400
Energiebedarf für H_2–Erzeugung [GWh/a]	1.243	3.216
Anteil an der Gesamtproduktion EE–Strom in SH	3% von 37 TWh	7% von 44 TWh
H_2–Erzeugung [GWh/a]	783	2.078
Durchschnittliche H_2–Gestehungskosten [€/kg H_2]	5,61	5,37
Deckung des Bedarfs im Szenario 2 (vgl. Basisszenario der Bedarfsentwicklung)	**2025**	**2030**
H_2–Bedarf [GWh/a]	425	1.870
Bedarfsdeckung im vgl. Szenario 2	180%	110%

Bei der für das Basisszenario erwarteten Entwicklung des H_2–Bedarfs wäre die Deckung durch eine regionale Erzeugung in Schleswig–Holstein mengenmäßig möglich. Allerdings ist zur Deckung des Bedarfs im Basisszenario im Jahr 2025 eine Elektrolyseleistung in der Größenordnung von 200 MW notwendig. Die Projektierung dieser Anlagen müsste zeitnah angestoßen werden, damit die Produktionskapazität rechtzeitig zur Verfügung steht. Zum Vergleich, im Zuge des größten bereits konzipierten Projekts in Schleswig–Holstein „Westküste100", soll bis 2023 ein Elektrolyseur mit lediglich 30 MW Leistung aufgebaut und Betrieben werden, nachfolgend ist bis ca. 2027 eine Erweiterung auf 700 MW Elektrolyseleistung angedacht. In diesem Zusammenhang scheint eine Gesamtkapazität von 940 MW Elektrolyseleistung zur Deckung der Nachfrage im Jahr 2030 machbar.

Zu der Deckung des maximalen Bedarfs im progressiven Szenario müsste in 2030 bereits eine Elektrolyseleistung im Bereich von etwa 2 GW aufgebaut und mehr als 14 % der erneuerbaren Stromerzeugung in SH für die H_2–Erzeugung verwendet werden. Bei einem bundesdeutschen Ziel der

nationalen Wasserstoffstrategie von 5 GW Elektrolyseleistung in 2030 [59], läge der Bau von 2 GW Elektrolyseleistung allein in Schleswig–Holstein wahrscheinlich über dem nationalen Ausbauplan.

Wirtschaftliche Erzeugungskapazität

Die mengenmäßige Deckung des H_2–Bedarfs im Hochlauf erscheint möglich, allerdings ist die Wasserstofferzeugung in Schleswig–Holstein unter den getroffenen Annahmen selbst unter Wegfall der EEG–Umlage nicht direkt wirtschaftlich und muss gefördert werden (vgl. Kapitel 3.4).

Am nächsten liegen die H_2–Gestehungskosten dem Zielpreis für die Distribution an öffentlichen Tankstellen. Die konkrete Bedarfsentwicklung im Verkehrsbereich hängt allerdings neben dem Aufbau einer Tankstelleninfrastruktur auch von der Verfügbarkeit und den Kosten von Brennstoffzellen–Fahrzeugen ab und ist somit mit einer relativ großen Unsicherheit behaftet.

Im Gegensatz dazu sind die Prozesse für eine stoffliche Nutzung von CO_2–neutralem Wasserstoff in der Industrie bereits größtenteils vorhanden und eine Substitution des konventionell erzeugten Wasserstoffs wäre technisch leicht umzusetzen. Durch den großen Preisunterschied von grünem Wasserstoff zu konventionellen Alternativen muss jedoch gerade dieser Anwendungsfall finanziell unterstützt werden. Die Tatsache, dass der Hochlauf der stofflichen Nutzung von CO_2–neutralem Wasserstoff im Fokus der nationalen Wasserstoffstrategie steht, legt nahe, dass entsprechende Maßnahmen der Unterstützung durch die Bundesregierung zeitnah aufgelegt werden.

Welche Menge an H_2–Erzeugung in Schleswig–Holstein benötigt wird, lässt sich zwar über eine Einschätzung der Bedarfsentwicklung berechnen, die Wirtschaftlichkeit der H_2–Erzeugung und vor allem der Anwendungen ist jedoch mit großer Unsicherheit behaftet. Die Antwort auf diese Fragestellung hängt in großem Maße von den politischen Entscheidungen bezüglich der Abgabenentlastung der H_2–Erzeugungskosten (vgl. Kapitel 3.2) und den Maßnahmen zur Unterstützung des Hochlaufs auf der Bedarfsseite ab.
Hinweise auf eine sinnvolle Größenordnung der Elektrolyseleistung geben jedoch zum einen die verfügbare Menge an erneuerbarem Strom und zum anderen die Zubaurate an weiteren EE–Anlagen. Wie das obige Beispiel zeigt, müssen zur Deckung des Bedarfs im Jahr 2030 schon etwa 7 % der Stromproduktion erneuerbarer Energien aufgewendet werden. Laut der aktuellen Einschätzung wird der H_2–Bedarf im Jahrzehnt 2030–2040 die größten Steigerungsraten erfahren und um den Faktor 3–4 ansteigen. Durch eine großskalige Produktion von Wasserstoff in Schleswig–Holstein, mit dem Ziel der Deckung des Eigenbedarfs, würde schnell ein Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien von über 10 % für die Produktion von Wasserstoff in Anspruch genommen. Bei der Planung des weiteren Ausbaus von EE–Anlagen, sollte deshalb der Energiebedarf für die Sektorenkopplung verstärkt berücksichtig werden.

Zur Vermeidung von Flächenkonflikten beim Ausbau von EE–Erzeugungsleistung zur großskaligen H_2-Erzeugung und zur gesicherten Deckung der stark steigenden Bedarfe nach 2030, benötigt Schleswig–Holstein langfristig alternative Quellen für die H_2–Versorgung. Dies könnten zum einen Importe aus anderen Ländern oder die H_2–Erzeugung durch dedizierte Offshore–Windparks sein.

3.6 Zusammenfassung

- Strombezugskosten und Volllaststunden der Elektrolyse sind die wesentlichen Einflussfaktoren auf die H_2–Gestehungskosten. Dementsprechend sollten sich Maßnahmen zur Förderung der Wasserstoffproduktion auf die Reduktion der OPEX–Kosten der Elektrolyseure fokussieren.
- Unter dem heutigen Regulierungsrahmen kann eine vollständige Befreiung, des für die Elektrolyse verwendeten Stroms, von Abgaben & Umlagen nur durch die Anwendung des Befreiungstatbestandes der Eigenversorgung erfolgen. Hierfür müssen einige einschränkende standort– und betreiberbezogene Anforderungen erfüllt werden, welche die Realisierung von Projekten zur Wasserstofferzeugung erschweren.
- Wird Strom für die Wasserstoffproduktion regulär an der Börse erworben, so kann kein Grünstrombezug sichergestellt werden, damit ist die Nachhaltigkeit des produzierten Wasserstoffs nicht eindeutig nachverfolgbar. Zur Beibehaltung der Grünstromeigenschaften wird der Bezug des Stroms über Direktverträge (Power Purchase Agreements – PPA) vorgeschlagen. Der Abschluss von PPAs zum Betrieb von WEA steht allerdings in direkter Konkurrenz zur Förderung über das EEG–Regime.
- Die günstigste Möglichkeit, der untersuchten Varianten zur Erzeugung von nachweislich grünem Wasserstoff, besteht bei in Anspruchnahme der Befreiungstatbestände im Modell der Eigenversorgung der Elektrolyse mit Strom aus Ex–EEG WEA. Hierbei liegen die Wasserstoff–gestehungskosten bei ca. 4,2 – 3,7 €/kg H_2 im Jahr 2025 bzw. 2030.
- Durch Wegfall der EEG–Umlage könnte der Strombezugspreis für Elektrolyseure um bis zu 40 % reduziert werden.
- Bei einer gemeinsamen Betrachtung von Ex–EEG WEA (30 % der Kapazität in SH) und neuen WEA (10 % bzw. 20 % Zubau ab 2020), unter Abschluss von PPAs und unter Wegfall der EEG–Umlage, lassen sich durchschnittliche H_2–Gestehungskosten von 5,6 – 5,4 €/kg H_2 im Jahr 2025 bzw. 2030 erreichen. Damit liegen die durchschnittlichen H_2–Gestehungskosten im Jahr 2025 ca. 27 % bzw. in 2030 noch ca. 13 % über dem Zielpreis für den Vertrieb an öffentlichen Tankstellen.
- Durch die flexible Fahrweise von Elektrolyseuren und passender Standortwahl können Engpässe im Stromnetz und ggf. Abregelungen verhindert werden. Die Nutzung dieses, andernfalls abgeregelten EE–Potenzials ist allerdings keine Grundlage für einen wirtschaftlichen Betrieb von Elektrolyseuren, sondern eher als positiver Nebeneffekt zu betrachten.
- Zur Deckung des entstehenden H_2–Bedarfs in SH (vgl. Basisszenario) müssten schon in 2025 etwa 200 MW an Elektrolyseleistung und etwa 1 GW in 2030 aufgebaut werden. Die Wirtschaftlichkeit der H_2–Erzeugung hängt stark von den politischen Entscheidungen bezüglich der Entlastung der Produktionskosten und den Maßnahmen zur Unterstützung des Hochlaufs ab.
- Aufgrund des großen Wachstums des H_2–Bedarfs um den Faktor 3–4 im Jahrzent 2030–2040 ist es wahrscheinlich, dass SH, auch unabhängig von der Wirtschaftlichkeit der regionalen Erzeugung, langfristig alternative Quellen für die H_2–Versorgung benötigt um Flächenkonflikte beim Ausbau von EE–Erzeugungsleistung zu vermeiden und die Versorgung der Bedarfe zu sichern.

4 Transport– und Speicherinfrastruktur für Wasserstoff

Insbesondere im Vergleich zu elektrischer Energie besitzen Wasserstoff und seine Folgeprodukte verhältnismäßig guten Eigenschaften für die Speicherung und den Transport. Dieser Umstand ist einer der wesentlichen Gründe für die Bestrebungen, Wasserstoff zukünftig verstärkt als Energieträger einzusetzen. Speicherung und Transport sind folglich zentrale Bestandteile einer Wertschöpfungskette für Wasserstoff.

In diesem Kapitel werden zunächst die technologischen und ökonomischen Grundlagen der wichtigsten Speicher– und Transportoptionen für Wasserstoff beschrieben. Anschließend erfolgt auf Basis aktueller wissenschaftlicher Veröffentlichungen eine Abschätzung der Kosten, die durch Transport– und Speicherung von Wasserstoff entstehen. Aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen wird dabei zwischen der Wasserstoffdistribution innerhalb Schleswig–Holsteins einerseits und des Wasserstofftransports über lange Strecken (Im–/Export) andererseits unterschieden. Im Kontext möglicher Im– und Exportszenarien für Wasserstoff werden nachfolgend die infrastrukturellen Möglichkeiten Schleswig–Holsteins für eine Partizipation am internationalen Handel mit Wasserstoff analysiert. Abschließend werden die techno–ökonomischen Grundlagen der Umwidmung bestehender Erdgasinfrastrukturen erörtert. Im Fokus der Betrachtung steht dabei die Umwidmung von Erdgaspipelines.

4.1 Speicher–Optionen

Aktuell kommen in der Praxis für die Speicherung von Wasserstoff im Wesentlichen Gasdrucktanks sowie Flüssiggastanks zum Einsatz. Metallhydridspeicher haben sich darüber hinaus in einigen Nischenanwendungen, wie zum Beispiel in U–Booten, für die mobile Speicherung von Wasserstoff etabliert. Für die Speicherung von Wasserstoff im großen Maßstab werden derzeit neben Untertagespeichern, wie beispielsweise Salzkavernen, auch Systeme auf Basis von Ammoniak oder flüssiger organischer Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC) diskutiert.

Für die Speicherung von Energieträgern ist grundsätzlich die Energiedichte entscheidend. Wasserstoff hat verglichen mit anderen gasförmigen Energieträgern zwar eine hohe gewichtsspezifische Energiedichte, weist jedoch eine sehr geringe volumetrische Energiedichte auf. Dies hat zur Folge, dass Technologien zur Speicherung von Wasserstoff in der Regel darauf abzielen, das Volumen des Gases deutlich zu reduzieren [18]. Für die Bewertung der verschiedenen Technologien sind neben der Speicherdichte einige weitere Kennzahlen relevant. Dazu zählen die Investitionskosten für den Tank und die Peripherie sowie die Verluste, die während der Konditionierung und im Zuge der Speicherung auftreten.

Tabelle 4–1 bietet eine zusammenfassende Übersicht der zentralen Parameter der Speichertechnologien. Außerdem sind typische Anwendungsfelder für der jeweiligen Technologien aufgeführt.

Tabelle 4–1: Überblick Speichersysteme [72–74]

	Gasdruck–tanks	Flüssiggas–tanks	LOHC–Tanks	Ammoniak	Untertage–speicher
Speicherdruck	350 bar	1–10 bar	drucklos	1–10 bar	58–200 bar
Verluste	12% (Kompression)	Verflüssigung: 24–45 % Boil–Off: 0,06–3 %/d	2 % (bei Wärmenutzung) 35–40 % (ohne Wärmenutzung)	Erzeugung: 7–18 % Rücklösung: 7–18 %	3–5 %
gravimetrische Energiedichte	5–6 Massen% H_2	7,5 Massen% H_2	4–8,5 Massen% H_2	17,6 Massen% H_2	/
volumetrische Energiedichte	800–1000 kWh/m³	1.700–1.800 kWh/m³	1.500–2.150 kWh/m³	2.900–3.100 kWh/m³	350 kWh/m³
Investitions–kosten Tank	250–350 €/kg H_2	25 €/kg H_2	10 €/kg H_2	k.A.	35–65 €/kg H_2
Investitions–kosten Peripherie (bezgl. 50t/d)	Kompressor: ~ 37 Mio. €	Verflüssiger: ~ 105 Mio. €	Hydrierung– & Dehydrierung: ~ 70 Mio. € Träger.: 350–750 €/t	k.A.	Kompressor: ~ 37 Mio. €
Einsatz	Transport & Distribution, Zwischen–speicherung, mobile Anwendungen	Transport & Distribution für lange Strecken, Zwischen–speicherung	Transport & Distribution für lange Strecken, Langzeit–speicherung	Transport & Distribution' für lange Strecken, Speicherung, Zwischen–produkt chem. Industrie	Langzeit–speicherung großer Volumina

Gasdrucktanks

Mit Hilfe von Gasdrucktanks, welche sowohl für die stationäre Lagerung als auch in mobilen Anwendungen, wie zum Beispiel in Fahrzeugen, eingesetzt werden, können begrenzte Wasserstoffmengen nahezu verlustfrei gespeichert werden [18]. Das Prinzip der Wasserstoff–speicherung in Gasdrucktanks beruht auf der Komprimierung des Gases durch Erhöhung des Gasdrucks. Entsprechend wird zunächst ein Behälter benötigt, der in der Lage ist, der Druckdifferenz aus Gas– und Umgebungsdruck standzuhalten. Da klassische Gas– oder Kugeltanks aufgrund ihrer Größe nur geringe Speicherdrücke im Bereich von 10 bar ermöglichen, haben sich nicht nur für Fahrzeugtanks, sondern auch für die stationäre Speicher zylinder– bzw. röhrenförmige Behälter etabliert. Im Allgemeinen werden zylinderförmige Druckbehälter in vier verschiedene Typen (Typ I – IV) eingeteilt, die sich hinsichtlich der eingesetzten Materialien und der zulässigen Maximaldrücke unterscheiden. Kleinskalige stationäre Röhrenspeicher erreichen derzeit Maximaldrücke von bis zu 500 bar [75]. Für weitere Details zum Aufbau der verschiedenen Behältertypen wird auf [18] verwiesen.

Die Investitionskosten für Gasdrucktanks sind aufgrund der hohen Drücke und der damit einhergehenden Materialanforderungen relativ hoch. Für stationäre Röhrenspeicher mit einem Maximaldruck von 350 bar finden sich in der Literatur Werte zwischen 250 [76] und 350 € pro kg Wasserstoff [77]. Die volumetrischen Energiedichten solcher Röhrenspeicher liegen zwischen 800 und 1000 kWh/m³ [78]. Die Kosten für Fahrzeugtanks mit zulässigen Drücken von bis zu 700 bar liegen deutlich darüber und können 1000 €/kg Wasserstoff überschreiten [77]. Wie bereits erwähnt ist die Wasserstoffspeicherung in Gasdruckbehältern grundsätzlich nahezu verlustfrei. Verluste ergeben sich allerdings aus dem Energieaufwand für die Komprimierung des Wasserstoffs. Entsprechend steigen

die Verluste mit zunehmenden Druckniveau. Für eine Komprimierung auf 350 bar liegen die Verluste im Bereich von 12 % in Bezug auf den Energiegehalt des verdichteten Wasserstoffs [79].

Flüssiggastanks

Die Verflüssigung von Wasserstoff ermöglicht es, die volumetrische Energiedichte auf bis zu 1.800 kWh/m³ zu erhöhen [78]. Da Wasserstoff allerdings erst bei –253,15 °C in die flüssige Phase übergeht, ist der Verflüssigungsprozess sehr energieintensiv. Der Energieaufwand liegt etwa bei 25–35 % des Energiegehalts des Wasserstoffs [80]. Aufgrund der niedrigen Temperaturen, die zur Lagerung flüssigen Wasserstoffs notwendig sind, ist es erforderlich Flüssiggastanks mit einer sehr guten Isolierung auszurüsten. In der Regel werden die Tanks deshalb doppelwandig ausgeführt [18]. Dennoch kann der Eintrag von Wärme in das Tanksystem nie vollständig verhindert werden, weshalb es bei der Lagerung von Flüssigwasserstoff unweigerlich zur Erwärmung und zum Verdampfen von Teilen des Wasserstoffs kommt. Um Beschädigungen des Tanksystems infolge der resultierenden Druckerhöhung zu verhindern, wird der durch die Erwärmung entstandene gasförmige Wasserstoff abgelassen. Dieser als „Boil–Off" bezeichnete Verluste sinkt mit zunehmender Größe des Tanks. Während die Verluste bei kleinen Flüssiggastanks zwischen 2 und 3 % täglich liegen können, ist eine Reduzierung des „Boil–Offs" bei großen, etwa zu Transportzwecken eingesetzten Tanks auf deutlich unter 0,1 % pro Tag möglich [79].

Während die Kosten für Flüssiggastanks nach Angaben von [81] mit 25 €/kg Wasserstoff verhältnismäßig moderat sind, fallen für Anlagen zur Verflüssigung des Wasserstoffs sehr hohe Investitionskosten an. Für einen Verflüssiger mit einer Leistung von 50 Tonnen pro Tag liegen die Investitionskosten nach [81] bei über 100 Mio. €. Die Rückgewinnung des gasförmigen Wasserstoffs ist sowohl im Hinblick auf den Energieaufwand als auch auf die anfallenden Kosten vernachlässigbar [80].

LOHC – Liquid Organic Hydrogen Carriers

Die Speicherung von Wasserstoff basiert bei dieser Technologie auf der chemischen Bindung des Gases an ein flüssiges Trägermedium, den LOHC. Theoretisch kann jede ungesättigte Verbindung Wasserstoff aufnehmen, in der Praxis haben sich die Stoffe Toluol, N–Ethylcarbazol, Dibenzyltoluol und Benzyltoluol als besonders geeignet für die Aufnahmen von Wasserstoff erwiesen. Die Bindung des Wasserstoffs an den LOHC erfolgt in einer exothermen, katalytischen Hydrierreaktion, bei der Wärme in einem Temperaturbereich zwischen 80 bis über 200 °C freigesetzt wird [82]. Abhängig vom Trägermedium können die wasserstoffgesättigten LOHCs Energiedichten von bis zu 2.150 kWh/m³ erreichen. Für die Freisetzung des Wasserstoffs aus dem LOHC ist die Zufuhr von Wärme (260–350 °C) notwendig [82]. Der Energieaufwand für die Freisetzung liegt nach Angaben der [80, 83] bei 35–40 % bezogen auf die im Wasserstoff enthaltenen Energie. Da die Energiemenge, die bei der Hydrierreaktion frei wird, in etwa der für die Freisetzung benötigten Energiemenge entspricht, ist der Gesamtwirkungsgrad des Systems in hohem Maße davon abhängig, in welchem Umfang die Wärme genutzt werden kann, welche bei der Bindung des Wasserstoffs an den LOHC frei wird. Der Bau einer Anlage für die Freisetzung macht also insbesondere dort Sinn, wo bereits eine externe Wärmequelle zur Verfügung steht.

Neben der hohen volumetrischen Energiedichte ist die einfache Handhabbarkeit der Trägermedien ein entscheidender Vorteil von LOHC–Speichersystemen. So sind LOHC in vielen ihrer Eigenschaften mit Erdöl vergleichbar und können auch im wasserstoffgesättigten Zustand ohne Kühlung und unter Umgebungsdruck als Flüssigkeit transportiert werden. Nachteile der Wasserstoffspeicherung mittels LOHC sind neben der Toxizität einiger Trägermedien deren hohe Beschaffungskosten, die für die günstigste Verbindung (Toluol) derzeit bei 350–750 €/t liegen. Weniger toxische Trägermedien wie Dibenzyltoluol und Benzyltoluol sind mit ca. 4000 €/t deutlich teurer [80]. Allerdings verbrauchen sich die Wasserstoffträger nicht und werden in Zukunft günstiger.

Ammoniak

Derzeit wird knapp die Hälfte des weltweit erzeugten Wasserstoffs zur Ammoniakproduktion eingesetzt, welcher hauptsächlich zu Düngemitteln weiterverarbeitet wird. Damit stellt dies eine der wichtigsten Nutzungsoptionen für grünen Wasserstoff dar [82]. Die Herstellung von Ammoniak erfolgt üblicherweise im technisch ausgereiften Haber–Bosch–Verfahren, das mit Temperaturen zwischen 300 und 550 °C und Drücken im Bereich von 200–350 bar arbeitet [77]. Da neben der direkten Nutzung von Ammoniak auch die Rücklösung des Wasserstoffs möglich ist, stellen auf Ammoniak basierende Systeme eine Option zur Speicherung von Wasserstoff dar.

Ammoniak liegt bei Umgebungstemperatur als Gas vor und geht bei Temperaturen von –33 °C oder hohen Drücken in die flüssige Phase über. Mit einem m^3 flüssigem Ammoniak lässt sich eine Energiemenge von 2.900–3.100 kWh speichern. Damit übertrifft Ammoniak flüssigen Wasserstoff in Bezug auf die erzielbare Speicherdichte um den Faktor 1,7. Aufgrund der höheren Temperatur von flüssigem Ammoniak im Vergleich zu flüssigem Wasserstoff ist zudem der Isolationsaufwand bei der Speicherung und beim Transport deutlich geringer. Allerdings handelt es sich sowohl beim Haber–Bosch–Verfahren als auch bei der Rücklösung des Wasserstoffs aus dem Ammoniak um energieintensive Prozesse. Nach Angaben aus [1] werden für beide Prozessschritte jeweils 7–18 % der im Ammoniak gespeicherten Energie benötigt. Die Gesamtverluste von ammoniakbasierten Speichersystemen für Wasserstoff liegen demnach im Bereich zwischen 15 und 35 %. Neben dem hohen Energieaufwand für Umwandlung und Rücklösung stellt die Toxizität von Ammoniak einen erheblichen Nachteil dieser Speichertechnologie dar [80].

Metallhydridspeicher

Die Speicherung von Wasserstoff in Metallhydridspeichern basiert im Wesentlichen auf der reversiblen Einlagerung von Wasserstoffatomen in das Gitter komplexer Metallverbindungen. Ähnlich wie bei der Wasserstoffspeicherung mittels LOHC wird bei der Beladung der Metallverbindung mit Wasserstoff Wärme frei, während für die Rücklösung des Wasserstoff die Zufuhr von Wärme notwendig ist [77]. Die volumetrischen Speicherdichten, die mit Metallhydriden erzielt werden können, schwanken in Abhängigkeit von den eingesetzten Metallen stark. Es können Werte von 2.700 bis 6.500 kWh/m^3 erzielt werden [78], [51].

Metallhydridspeicher befinden sich noch in der Entwicklungsphase und weisen sehr hohe Investitionskosten von bis zu 20.000 €/kg speicherbaren Wasserstoff auf [77]. Aus diesem Grund wird diese Speichertechnologie nachfolgend nicht berücksichtigt.

Untertagespeicher

Untertagespeicher werden bereits heute genutzt, um große Mengen Energie, meist in Form von Erdgas, über längere Zeiträume zu speichern. Da Untergrundspeicher grundsätzlich auch für die Speicherung von Wasserstoff geeignet sind, spielen sie insbesondere in den Überlegungen, saisonale Schwankungen in der Erzeugung Erneuerbare Energien mittels grünen Wasserstoffes auszugleichen, eine zentrale Rolle. Deutschland verfügt insbesondere im Norden über sehr gute geologische und infrastrukturelle Voraussetzungen für die Speicherung gasförmiger Energieträger in Untertagespeichern und gilt daher bereits heute als wichtiger Akteur einer sicheren Erdgasversorgung Europas. Bezogen auf Wasserstoff wird das gesamte Speicherpotenzial in Untertagespeichern in Deutschland auf über 1000 TWh geschätzt [84].

Bei Untertagespeicher kann grundsätzlich zwischen Porenspeichern und Kavernenspeichern differenziert werden. Bei Porenspeichern handelt es sich in der Regel um ehemalige Erdöl– oder Erdgaslagerstätten. Porenspeicher verhalten sich im Hinblick auf die Veränderung der Förderrate relativ träge und werden daher vor allem eingesetzt, um saisonale Schwankungen der Grundlast des Erdgasnetzes auszugleichen. Kavernenspeicher hingegen ermöglichen eine flexible Anpassung der

Ein– und Ausspeicherraten und sind daher auch für den kurzfristigen Ausgleich von Gasangebot und –nachfrage gut geeignet. Für die Errichtung von Kavernenspeichern sind bestimmte geologische Untergrundformationen notwendig. In Norddeutschland bieten insbesondere tiefe Salzstrukturen gute Voraussetzungen für die Errichtung von Kavernenspeichern [57]. Praktische Erfahrungen aus den USA und Großbritannien haben gezeigt, dass sich Salzkavernen für die langfristige Speicherung von Wasserstoff deutlich besser eignen als Porenspeicher und nahezu verlustfrei betrieben werden. Verluste bei der Wasserstoffspeicherung in Kavernen ergeben sich entsprechend nur aus der Verdichtung des Gases. In Porenspeichern ist die Kontaktfläche zwischen Gas und Gestein deutlich größer als bei Kavernenspeicher, was dazu führt, dass sulfatreduzierende Bakterien Teile des Wasserstoffs zu Schwefelwasserstoffstoff umsetzen und zu einem Speicherverlust führen [85].

Die Kosten für die Errichtung neuer Salzkavernen sind in hohem Maße von der Größe der zu errichtenden Kaverne sowie den lokalen Gegebenheiten abhängig. [75] gibt als Richtwert 60 €/m^3 Speichervolumen an. Nach [84] werden 60 €/m^3 erst ab einem Kavernenvolumen von etwa 250.000 m^3 erreicht. Kleine Kavernen weisen deutlich höhere spezifische Kosten auf.

Die Studie „Integration von Wind–Wasserstoff–Systemen in das Energiesystem" schätzt die Baukosten einer Kaverne mit einem Volumen von 500.000 m^3 auf ca. 36 Mio. €. Zusätzlich werden die Investitionen in die obertägige Infrastruktur mit rund 27 Mio. € und der Bau des Verdichters mit rund 30 Mio. € beziffert. Beim Bau mehrerer Kavernen am gleichen Standort kann stark von Skalierungseffekten der obertägigen Infrastruktur profitiert werden, so dass die Kosten für jede weitere Kaverne grob mit den Untertagebaukosten abgeschätzt werden können [86]. Eine Kaverne mit einem Volumen von 500.000 m^3 hat eine effektive Arbeitsgasmenge von ca. 4.000 t oder 133,32 GWh H_2.

Fazit Speichersysteme

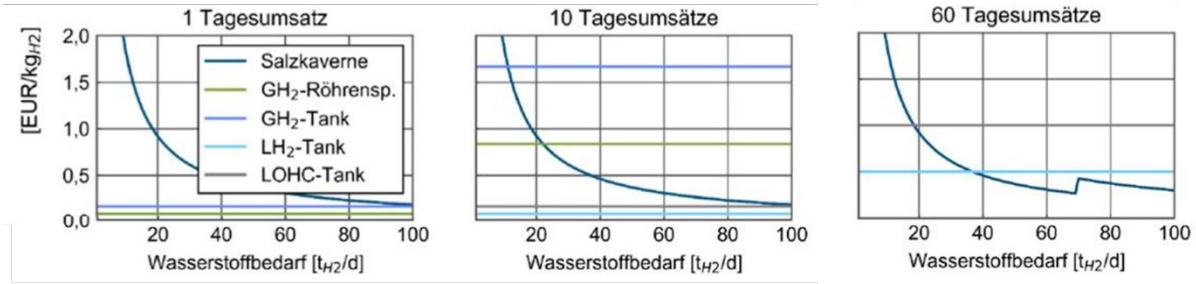


Abbildung 4–1: Vergleich von H_2–Speichersystemen hinsichtlich Kosten, Kapazität und Speicherdauer (Tagesumsatz), exklusive Konditionierung [75]

Gasdrucktanks zeichnen sich im Vergleich durch relativ geringe Verluste aus, sind jedoch aufgrund der hohen Speicherdrücke und der begrenzten Volumina nicht für die Speicherung großer Wasserstoffmengen geeignet. Aufgrund der guten geologischen Voraussetzungen in Deutschland und relativ geringen Kosten bieten sich Salzkavernen zur mittelfristigen bis langfristigen Speicherung von Wasserstoff an. Ab ca. 60 Tagen Speicherdauer und einem täglichen Bedarf von 40 Tonnen pro Tag, ist die Salzkaverne das günstigste Speichersystem (vgl. Abbildung 4–1) [75].
Die Speicherung von Flüssigwasserstoff, LOHCs oder Ammoniak ermöglicht es, Bereiche attraktiver Energiedichten zu erreichen. Erkauft wird dieser Vorteil allerdings durch einen hohen Energieaufwand für die Konditionierung oder toxischer Trägerstoffe. Bei Speichersystemen, die auf Ammoniak oder LOHCs beruhen, gilt es zusätzlich die Verluste zu berücksichtigen, die im Zuge der Rückgewinnung des Wasserstoffs auftreten. Bei der Bewertung bzw. Auswahl von Speichertechnologien sollte daher die gesamte Wertschöpfungskette einschließlich der geplanten Verwendung des Wasserstoffs berücksichtigt werden.

4.2 Transport–Optionen

Wasserstoff kann auf verschiedenste Weise transportiert werden. Die einzelnen Transportmöglichkeiten unterscheiden sich hinsichtlich der benötigten Infrastruktur, der Betriebskosten, des energetischen Aufwands sowie der maximalen Transportkapazitäten. Dementsprechend ergeben sich in Abhängigkeit der konkreten Transportaufgabe unterschiedliche zu favorisierende Optionen. In diesem Kapitel werden die wichtigsten Optionen für den Transport von Wasserstoff zunächst grundlegend vorgestellt und die jeweiligen Anwendungsfelder grob umrissen. Eine Abschätzung der spezifischen Transportkosten erfolgt in den Kapiteln 4.3 sowie 4.4.

Grundsätzlich können Wasserstoff und seine Trägermedien auf drei verschiedenen Verkehrswegen transportiert werden, Transport per LKW–Trailer auf der Straße, mittels Pipelines und per Schiff. Der schienengebundene Transport ist mit dem Transport auf der Straße vergleichbar und wird in diesem Kapitel nicht separat betrachtet.

LKW–Trailer

Der Transport von gasförmigem Wasserstoff erfolgt derzeit überwiegend mit Hilfe sogenannter Tube–Trailer. Dabei wird der Wasserstoff in zu Bündeln zusammenfasste Röhrenbehälter gespeichert (vgl. Kapitel 4.1) welche auf LKW–Trailern montiert sind. In den letzten Jahren konnte die maximale Transportkapazität eines Trailers durch die Erhöhung des Speicherdrucks von etwa 200 bar auf bis zu 500 bar deutlich erhöht werden. Wird ein Speicherdruck von 500 bar verwendet, liegt die Kapazität eines Trailers bei maximal 1.100 kg Wasserstoff [75]. In der Praxis wird die Kapazität der Trailer jedoch oftmals durch länderspezifische Begrenzungen des zulässigen Maximaldrucks limitiert [80].
Auch flüssiger Wasserstoff, wasserstoffbeladene LOHCs und Ammoniak können mittels Trailern transportiert werden. Aufgrund der höheren Speicherdichten liegen die Transportkapazitäten pro Trailer bei allen drei Optionen deutlich über der Kapazität beim Transport von gasförmigem Wasserstoff. Insbesondere Flüssigwasserstoff– und Ammoniak–Trailer können mit über 4000 kg große Wasserstoffmengen transportieren [77, 80]. Im Hinblick auf die Anschaffungskosten kann festgestellt werden, dass Trailer für den Transport von gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff deutlich teurer sind als Ammoniak– oder LOHC–Trailer. Dies liegt in erster Linie daran, dass Ammoniak und LOHCs während des Transports deutlich geringere Anforderungen an Isolation und standzuhaltender Druckdifferenz aufweisen als flüssiger oder gasförmiger Wasserstoff. Außerdem handelt es sich bei Trailern für den Transport von Ammoniak und LOHCs um ausgereifte Technologien, die bereits über lange Zeiträume in der Praxis zum Einsatz kommen. Dem gegenüber werden insbesondere Flüssigwasserstoff–Trailer und Tube–Trailer, die mit hohen Drücken operieren, erst seit wenigen Jahren in größerer Stückzahl gefertigt. Die genauen Kennwerte für die Transportkapazitäten sowie die Anschaffungskosten von Trailern für den Wasserstofftransport sind in Tabelle 4–2 zusammengefasst.

Tabelle 4–2: Übersicht Kapazitäten und Anschaffungskosten für H_2–Trailer [76], [77], [84]

	Tube–Trailer (H_2 gasförmig)	Trailer Flüssig–wasserstoff	Trailer LOHC	Trailer Ammoniak
Max. Transportkapazität [kg H_2/Trailer]	1.100	4.300	1.800	5.000
Anschaffungskosten [€/Trailer]	660.000	860.000	150.000	190.000

Pipelines

Schon heute werden Pipelines zum Transport von Wasserstoff zwischen Industriestandorten eingesetzt. In Deutschland gibt es mehrere kleinere Wasserstoffnetze, die eine Gesamtlänge von knapp 400 km haben [87]. Wasserstoff–Pipelines operieren derzeit mit Betriebsdrücken zwischen 10 und 100 bar und haben Durchmesser im Bereich von 30 cm. Da der Betriebsdruck aufrecht erhalten werden muss, um den Gastransport zu gewährleisten, spielen Verdichterstationen eine zentrale Rolle in Wasserstoffnetzen [88]. Grundsätzlich kommt auch für Ammoniak und LOHCs der Transport über Pipelines in Frage. Für LOHCs können dabei aufgrund der vergleichbaren Stoffeigenschaften bestehende Erdölpipelines genutzt werden. Vorteile des Pipeline–Transports von Wasserstoff oder den entsprechenden Trägermedien sind die geringen Betriebskosten und die lange Lebensdauer der Infrastruktur. Nachteile ergeben sich insbesondere in der Errichtungsphase, welche hohe Kapitalkosten verursacht [80]. Weitere Details zu den Kosten für die Errichtung und den Betrieb von Wasserstoffpipelines werden in den nachfolgenden Kapiteln aufgeführt.

Schiffstransport

Auch für den Transport von Wasserstoff mittels Schiffen stehen bereits heute einige Optionen bereit. So können für den Schiffstransport von LOHCs Tanker eingesetzt werden, die derzeit für den Erdöltransport genutzt werden. Flüssiges Ammoniak wird gegenwärtig in großen Mengen mit entsprechenden Tankern transportiert, sodass auch hier auf bestehende Infrastrukturen und Technologien zurückgegriffen werden kann, sollte sich Ammoniak als Speicher– und Transportmedium für Wasserstoff etablieren [80]. Anders verhält es sich bei dem Schiffstransport von flüssigem Wasserstoff. Zwar hat die japanische Firma Kawasaki kürzlich den ersten Tanker für flüssigen Wasserstoff präsentiert und die Probefahrt des Schiffs für den Herbst des Jahres 2020 angekündigt. Der Schiffstransport von gasförmigem Wasserstoff stellt aufgrund der begrenzten Transportvolumina keine praktikable Option dar und wird in Untersuchungen hinsichtlich des Aufbaus eines globalen Wasserstoffhandels aktuell nicht berücksichtigt.

LOHC und Ammoniak als Transortmedien

Grundsätzlich hat der Transport von LOHCs und Ammoniak die Vorteile, dass einerseits hohe Speicherdichten erzielt werden können und andererseits die Anforderungen im Hinblick auf Isolation und Stabilität der Tanks gering sind. Darüber hinaus existieren bereits Infrastrukturen (Schiffe, Pipelines, Trailer), die für den Transport von Ammoniak und LOHCs genutzt werden können. Diesen Vorteilen stehen insbesondere die hohen Verluste, die sich aus den energieintensiven Prozessen zur Umwandlung und Wasserstoffrücklösung ergeben, die notwendige Infrastruktur zur Rücklösung, sowie die zum Teil toxischen Trägermaterialien, gegenüber. Bei LOHC–basierten Transportsystemen muss zudem stets berücksichtigt werden, dass in den meisten Fällen der Rücktransport des ungesättigten Trägermediums notwendig wird. Diese Tatsache führt beispielsweise dazu, dass Pipeline–Systeme in der Regel doppelt ausgeführt werden müssten, sollte Wasserstoff mittels LOHCs transportiert werden.

Fazit – Transportoptionen

Die Auswahl der günstigsten Transportoption ist in hohem Maße davon abhängig, welche Mengen transportiert werden müssen und wie der Wasserstoff anschließend genutzt werden soll [80].
Nach [60] kann im Allgemeinen davon ausgegangen werden, dass für kurze Strecken und geringe Mengen der Transport gasförmigen Wasserstoffs mittels Trailern die ökonomisch sinnvollste Lösung darstellt. Steigen die Transportstrecken über Entfernungen von 300 km kann der Einsatz von Flüssigwasserstoff–Trailern eine kosteneffiziente Alternative sein. Zwar entstehen durch die Verflüssigung des Wasserstoffs hohe Kosten, diese können allerdings dadurch ausgeglichen werden, dass die Anzahl der Trailer durch die höhere Transportkapazität deutlich reduziert werden kann.

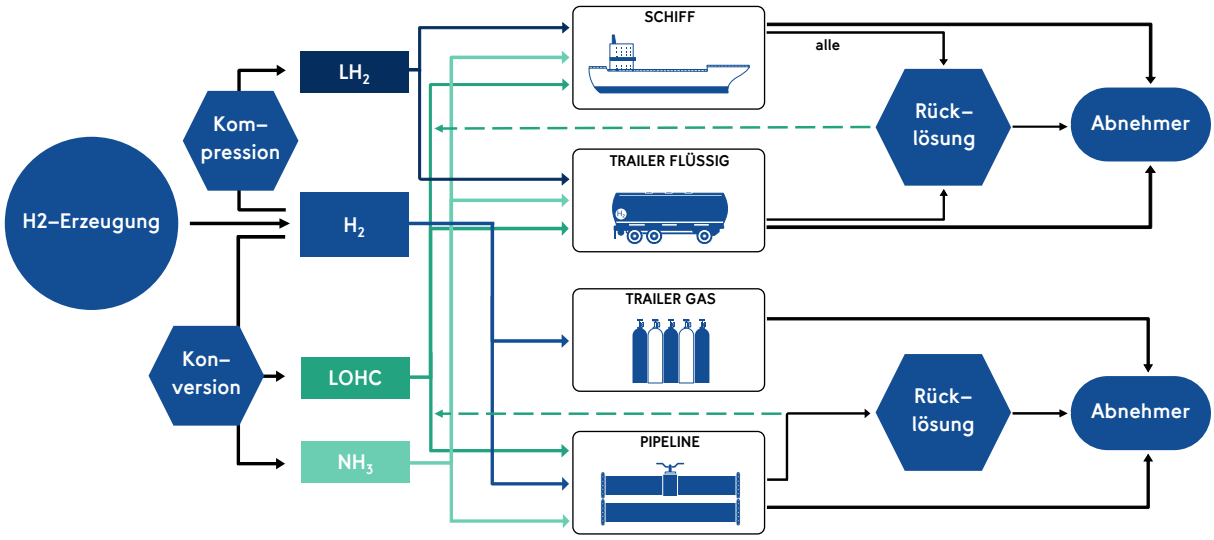


Abbildung 4–2: Möglichkeiten zum Transport von Wasserstoff

Der Einsatz von Pipelines ist grundsätzlich immer dann die geeignete Option, wenn große Wasserstoffmengen ab etwa 20 t/d (gasförmig) transportiert werden müssen [75].
Der Transport von Wasserstoff in Form von LOHCs oder Ammoniak erscheint aufgrund des hohen Fixkostenanteils für die Umwandlung und die Rücklösung erst dann sinnvoll, wenn sehr große Mengen über große Distanzen (über 1500 km) z.B. per Schiff transportiert werden.

Innerhalb Deutschlands wird Wasserstoff voraussichtlich per Pipeline und LKW–Trailer gasförmig transportiert. Da sich die Transportkapazität einer Pipeline (mind. 20 t/d) und die Transportkapazität von LKW–Trailern (1,1 t pro Fahrt) stark unterscheiden, müssten theoretisch sehr viele LKW eingesetzt werden, bevor der Bau einer Pipeline wirtschaftlich gerechtfertigt ist. Im Hinblick auf die Entlastung des Straßenverkehrs und des Anwohnerschutzes sollten die langfristigen Bedarfe angesetzt und der Bau eines Wasserstoffnetzes auch dann in Betracht gezogen werden, wenn der Betrieb durch die aktuellen Bedarfe noch nicht wirtschaftlich darstellbar ist.
Für den Import aus anderen Ländern werden neben Pipelines auch der Schiffstransport relevant. Da eine Festlegung auf ein Speicher– bzw. Transportmedium noch nicht ersichtlich, sollten bei der Planung der H_2–Infrastruktur alle Optionen diskutiert werden.

4.3 Kosten für den Transport über große Distanzen

In diesem Abschnitt werden die Transportkosten, die für den Im– und Export von Wasserstoff anfallen, analysiert. Für den Transport großer Wasserstoffmengen über Entfernungen von 1000 km und darüber hinaus kommen unter Berücksichtigung heute verfügbarer Technologien grundsätzlich die nachfolgenden fünf Optionen in Frage [80]: In diesem Abschnitt werden die Transportkosten, die für den Im– und Export von Wasserstoff anfallen, analysiert. Für den Transport großer Wasserstoffmengen über Entfernungen von 1000 km und darüber hinaus kommen unter Berücksichtigung heute verfügbarer Technologien grundsätzlich die nachfolgenden fünf Optionen in Frage [80]: In diesem Kapitel werden die Transportkosten, die für den Im– und Export von Wasserstoff anfallen, analysiert. Für den Transport großer Wasserstoffmengen über Entfernungen von 1000 km und darüber hinaus kommen unter Berücksichtigung heute verfügbarer Technologien grundsätzlich die nachfolgenden fünf Optionen in Frage [80]:

- Pipelinetransport von gasförmigem Wasserstoff
- Pipelinetransport von Ammoniak
- Schiffs–Transport von Flüssigwasserstoff
- Schiffs–Transport von LOHCs
- Schiffs–Transport von Ammoniak

Einschränkend gilt zu berücksichtigen, dass sich Tanker für Flüssigwasserstoff wie bereits erwähnt derzeit noch in der Entwicklungs– beziehungsweise Demonstrationsphase befinden. Der Transport von LOHCs mittels Pipelines wird aufgrund der für den Rücktransport zwingend erforderlichen Doppelauslegung als nicht praxistauglich eingestuft und nachfolgend nicht betrachtet.

Abbildung 4–3 zeigt eine Abschätzung der resultierenden Transportkosten für die verschiedenen Optionen auf Basis von Daten der [80]. Für eine Distanz von 1500 km erzeugt der Wasserstofftransport per Pipeline Kosten von unter einem Euro pro kg Wasserstoff und stellt mit Abstand die günstigste Transportoption dar. Im Vergleich zum Schiffstransport weisen Pipelines eine stärkere Kostenzunahme bei steigenden Distanzen auf. Die Ursache für den verhältnismäßig starken Kostenanstieg des Pipelinetransports ist in erster Linie im Aufwand für die Verdichtung des Wasserstoffs zu sehen, welcher einen in hohem Maße distanzabhängigen Kostenfaktor darstellt.

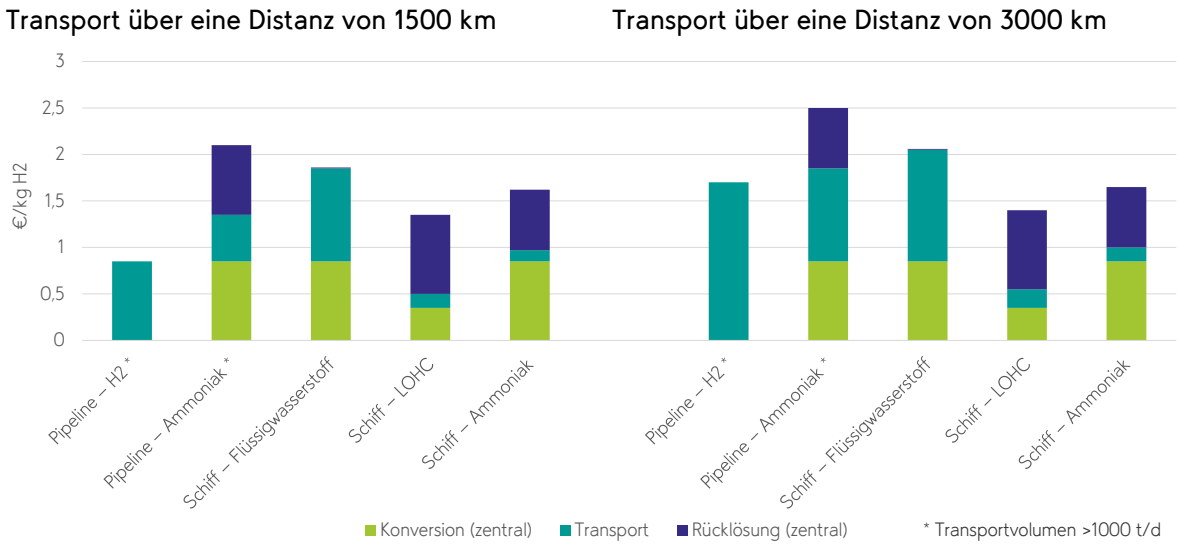


Abbildung 4–3: Optionen und Kosten für den Wasserstofftransport über 1500 km bzw. 3000 km [69]

Der Transport von Wasserstoff mittels Schiff ist hingegen durch einen hohen Fixkostenanteil für die Konversion und Rücklösung gekennzeichnet. Insbesondere beim Schiffstransport von LOHCs und Ammoniak machen die reinen Transportkosten nur einen sehr geringen Anteil aus. Dementsprechend spielt für diese beiden Transportoptionen die Entfernung nur eine untergeordnete Rolle und auch Distanzen von 3000 km und mehr können zu Kosten im Bereich von 1,5 € pro kg Wasserstoffstoff realisiert werden. Der Transport von Flüssigwasserstoff weist aufgrund der hohen Anforderungen im Hinblick auf die Isolation der Tanks und des nicht zu vermeidenden Boil–Offs einen deutlich höheren Anteil der reinen Transportkosten auf. Dafür hat Flüssigwasserstoff den Vorteil, dass die Kosten für die Rücklösung, die in diesem Fall über einen Verdampfungsprozess dargestellt wird, minimal sind.

Abschließend kann bilanziert werden, dass für einen zukünftigen Im– und Export von Wasserstoff eine Vielzahl unterschiedlicher Transportoptionen in Frage kommt. Während für den Wasserstoffhandel innerhalb Europas voraussichtlich Pipelines die praktikabelste und günstigste Lösung darstellen werden, erscheint es denkbar, dass auch für Transportrouten, die theoretisch mit Pipelines bedient werden könnten – wie zum Beispiel von Nordafrika nach Nordeuropa –, der Schiffstransport eine ökonomische Alternative darstellt. Während Pipelines aller Voraussicht nach in der Regel gasförmigen Wasserstoff und nur in Ausnahmefällen Ammoniak transportieren werden, kann derzeit noch nicht sicher vorhergesagt werden, ob sich für den Schiffstransport eine Option durchsetzen wird oder alle drei Medien in ähnlichem Umfang zum Einsatz kommen werden. Allerdings lassen die Daten der [80] den Schluss zu, dass der Transport von Wasserstoff auch über sehr große Distanzen und unter Berücksichtigung der Umwandlung und Rücklösung zu Kosten von weniger als 2 € pro kg realisiert werden kann.

4.4 Kosten für die regionale Verteilung

Zur regionalen Verteilung von Wasserstoff von Erzeugungs– oder Importzentren zu den Verbrauchern werden zumeist Trailer eingesetzt. Darüber hinaus können insbesondere für die Versorgung von Großabnehmern auch Pipelines eine Option darstellen. In diesem Kapitel werden die nachfolgenden Distributionsoptionen betrachtet:

- Pipeline–Transport von gasförmigem Wasserstoff
- Trailer–Transport von gasförmigem Wasserstoff
- Trailer–Transport von Flüssigwasserstoff
- Trailer–Transport von LOHCs
- Trailer–Transport von Ammoniak

Bereits in Kapitel 4.3 wurde der Zusammenhang zwischen den spezifischen Kosten für den Transport von Wasserstoff mittels Pipelines und der Transportdistanz erläutert. Darüber hinaus ist der Transportaufwand bei Pipelines in hohem Maße von der Dimensionierung und Auslastung der Leitungen abhängig. Um attraktive Transportkosten im Bereich von 0,5€/kg H_2 zu erreichen, ist bei einer Länge von etwa 300 km ein Wasserstoffdurchsatz von ca. 70 Tonnen pro Tag notwendig. Für kürzere Entfernungen bis 100 km kann eine Pipeline jedoch schon für einen Durchsatz von 20 Tonnen pro Tag attraktiv sein [75]. Entsprechend wird die Versorgung von Tankstellen durch ein Wasserstoffnetz während der Phase des Markthochlaufs von Brennstoffzellenfahrzeugen in der Regel keine geeignete Option darstellen.

Abbildung 4–4 zeigt die spezifischen Distributionskosten, die für die Versorgung eines großen Abnehmers entstehen. Liegt der Wasserstoffbedarf des Abnehmers bei über 100 Tonnen stellt eine Pipeline sowohl für eine Entfernung von 100 km als auch für 300 km die wirtschaftlichste Versorgungsoption dar. Dabei hat die Menge des Wasserstoffbedarfs auf die reinen Transportkosten

mittels Trailern einen deutlich geringeren Einfluss als auf die Kosten für den Transport per Pipeline. Bezüglich der Optionen des Transports mithilfe der Trägermedien LOHC oder Ammoniak muss berücksichtigt werden, dass sich die in Abbildung 4–4 aufgeführten Kosten auf eine zentralisierte Rücklösung beziehen. Werden anstatt dessen dezentrale Abnehmer beliefert, müssen auch für die Rücklösung kleinere Anlagen genutzt werden und kostenreduzierende Skalierungseffekte entfallen. Entsprechend würden die Kosten für die Distribution von LOHCs und Ammoniak steigen [80].

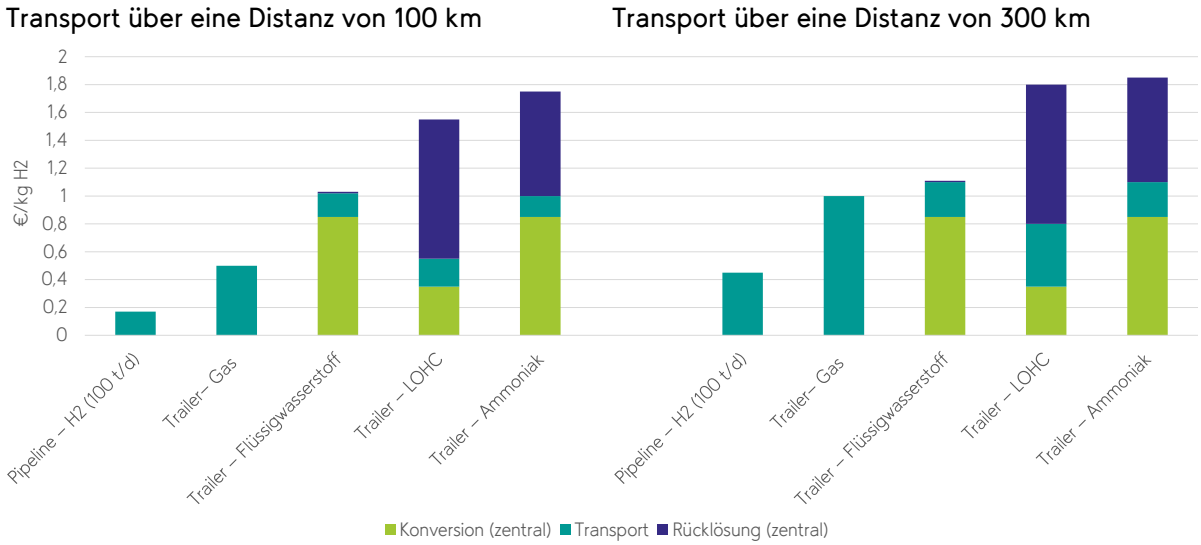


Abbildung 4–4: Optionen und Kosten für den Wasserstofftransport über 100 km bzw. 300 km [80]

Die Distribution von gasförmigem Wasserstoff mittels Trailern verursacht keine beziehungsweise vernachlässigbare Fixkosten und ist daher insbesondere für kurze Distanzen vorteilhaft. Trailer für den Transport von Flüssigwasserstoff und Ammoniak haben deutlich höhere Transportkapazitäten als solche für gasförmigen Wasserstoff oder LOHCs. Die hohe Transportkapazität hat zur Folge, dass die Anzahl der Fahrzeuge bei gleichem Wasserstoffbedarf reduziert werden kann. Insbesondere auf langen Strecken zahlt sich dieser Vorteil aus, da hohe Fixkosten durch geringe variable Kosten kompensiert werden können. So weisen Flüssigwasserstofftanks bei steigender Transportdistanz eine verhältnismäßig geringe Kostenzunahme auf und sind ab einer Entfernung von etwa 350 km günstiger als Trailer für den gasförmigen Wasserstofftransport [80].

Für eine Bestimmung der abschließend resultierenden Bereitstellungskosten muss neben den Kosten für Erzeugung, Transport, Distribution sowie gegebenenfalls Konversion und Rücklösung auch der Aufwand für die Speicherung berücksichtigt werden. Während die Kosten, welche für den Speicheraufwand während des Transport und der Distribution anfallen, in Abbildung 4–3 und Abbildung 4–4 bereits berücksichtigt sind, entstehen zusätzliche Kosten, falls der Wasserstoff zwischen zwei Prozessschritten längerfristig gespeichert werden soll. Nach [75] sind dabei unabhängig von der Speicherdauer und der Menge Kosten für die Speicherung im Bereich von 0,5 € pro kg Wasserstoff erreichbar. Für die Speicherung über einen Zeitraum von 30 Tagen und mehr stellen in Abhängigkeit der zu speichernden Menge Kavernenspeicher oder Flüssigwasserstofftanks die günstigsten Optionen dar. Für sehr kurze Speicherzeiträume können auch Röhrenspeicher für gasförmigen Wasserstoff wirtschaftlich sein [75].

4.5 Anknüpfungspunkte für Im– & Export

Die vollständige Eigenversorgung Deutschlands mit Erneuerbaren Energien ist aufgrund des begrenzten Erzeugungspotenzials und bereits heute auftretenden Flächennutzungskonflikten nicht realistisch. Um die ambitionierten Emissionsminderungsziele, zu denen Deutschland sich in den vergangenen Jahren bekannt hat, zu erreichen, müssen in Zukunft Energieträger auf Basis von erneuerbaren Energien importiert werden [87]. Dabei ist der Transport von chemisch gebundener Energie über große Distanzen im Vergleich zum Transport von Elektrizität grundsätzlich einfacher zu realisieren [80]. Deshalb kommt dem Import von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Energieträgern für die Energieversorgung Deutschlands eine große Bedeutung zu. Auch die Bundesregierung geht im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie davon aus, dass „der überwiegende Teil der Wasserstoffnachfrage" in Deutschland durch Importe gedeckt wird.
Wie in den Kapiteln 4.2. und 4.3 dargelegt, kommen für den großskaligen Import von Wasserstoff nach Deutschland im Wesentlichen der Transport per Schiff und per Pipeline in Frage. In diesem Kapitel werden die wesentlichen infrastrukturellen Möglichkeiten Schleswig–Holsteins für den Anschluss an einen zukünftigen internationalen Wasserstoffhandel aufgezeigt.

Wasserstoff–Fernleitungen

In Europa existieren derzeit Wasserstoff–Pipelines mit einer Gesamtlänge von etwa 1.600 km. Wie bereits erwähnt transportieren diese Pipelines den Wasserstoff allerdings zumeist nur über kurze Entfernungen zwischen verschiedenen Industriegebieten. Ländergrenzen werden von den Wasserstoffpipelines nicht gequert. Im Rahmen der "European Hydrogen Backbone" Initiative haben sich allerdings jüngst 11 europäische Fernleitungsnetzbetreiber zusammengeschlossen und eine konkrete Version für den stufenweisen Aufbau eines kontinentalen Wasserstofftransportnetzes skizziert. Bis zum Jahr 2030 sollen dabei in einem ersten Schritt Wasserstoff–Transportpipelines mit einer Länge von 6.800 km entstehen. Der Fokus der ersten Ausbaustufe des European Hydrogen Backbones liegt auf der Verbindung von Industriezentren, Kavernenspeichern und möglichen Importhäfen in Nordwest–Deutschland und den Benelux–Ländern [89]. Der deutsche Teil dieser ersten Ausbaustufe basiert auf dem 1.200 km langen „H_2–Startnetz", welches die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber als Grundlage für erste konkrete Schritte des Aufbaus eines Wasserstoff–Transportnetzes veröffentlicht haben. Das „H_2–Startnetz" soll laut deutscher Fernleitungsnetzbetreiber vor allem Bedarfsschwerpunkte in Niedersachsen und Nordrhein–Westfalen mit Erzeugungsprojekten für grünen Wasserstoff in Norddeutschland verbinden und basiert zu über 90 % auf der Umrüstung von Erdgaspipelines [90].

Bis 2040 planen die beteiligten europäischen Fernleitungsnetzbetreiber die Erweiterung des European Hydrogen Backbones auf eine Länge von 22.900 km. Dann sollen die Wasserstoff–Pipelines des europäischen Transportnetzes die großen Verbrauchszentren in Mitteleuropa mit Regionen in Nord– und Südeuropa, die aufgrund ihrer geographischen Lage ein besonders großes Potenzial für die Erzeugung Erneuerbarer Energien besitzen, verbinden. Spätestens bis zum Jahr 2040 planen die Fernleitungsnetzbetreiber zudem Nordafrika an das European Hydrogen Backbone anzuschließen und so den Import von grünem Wasserstoff per Pipeline aus dieser besonders sonnenreichen Region möglich zu machen. Hamburg soll den bisherigen Plänen zufolge spätestens bis 2030 und Schleswig–Holstein bis 2035 im Rahmen einer Nord–Süd–Pipeline, die von der dänischen Grenze nach Hamburg verläuft, an das europäische Wasserstofftransportnetz angeschlossen werden [89].

Seehäfen

In Schleswig–Holstein gibt es eine Vielzahl von Häfen, an denen Waren umgeschlagen werden. Von internationaler Bedeutung sind dabei in erster Linie der Hafen Lübeck, welcher nach Rostock der zweitgrößte deutsche Ostseehafen ist, sowie der Hafen Brunsbüttel [91]. Wie in Kapitel 4.2 dargelegt,

kann Wasserstoff per Schiff als Flüssigwasserstoff oder mit Hilfe der Trägerstoffe Ammoniak oder LOHC transportiert werden. Deshalb sind im Hinblick auf mögliche Anknüpfungspunkte Schleswig–Holsteins an globale Wasserstoffmärkte über den Seeweg insbesondere Hafenkapazitäten relevant, die auf den Umschlag flüssiger Güter ausgelegt sind.

Der Fokus des Lübecker Hafens liegt Angaben der Betreiber zufolge auf der Verladung von Containern sowie von LKWs und Trailern. Infrastrukturen für den Umschlag von flüssigen Stoffen sind derzeit nicht vorhanden [92]. Falls der Im– bzw. Export von Wasserstoff oder den entsprechenden flüssigen Trägerstoffen über den Hafen Lübeck zukünftig wirtschaftlich sinnvoll oder politisch gewollt sein sollte, müssten entsprechend neue Infrastrukturen geschaffen werden. Dabei müsste allerdings frühzeitig berücksichtigt werden, dass der Hafen Rostock bereits heute über Terminals für den Umschlag von Flüssiggütern verfügt. Sollte zukünftig ein Handel von Wasserstoff über die Seewege der Ostsee entstehen, böte demnach vermutlich der Hafen Rostock bessere Voraussetzungen für den Anschluss Deutschlands an diese Handelswege [67].

Der Hafen Brunsbüttel verfügt mit insgesamt zehn Umschlagebrücken für Flüssiggüter bereits heute über erhebliche Kapazitäten für den Im– bzw. Export von Flüssiggütern. Diese Infrastrukturen werden derzeit vorrangig für die Versorgung der Raffinerie Heide mit Rohöl genutzt [93]. So beläuft sich der Rohölumschlag am Hafen Brunsbüttel auf jährlich etwa 3 Millionen Tonnen, die von vier bis fünf Öltankern pro Monat nach Brunsbüttel transportiert werden [94].

Neben den bestehenden Kapazitäten für den Umschlag von Flüssiggütern spielt auch die Diskussion um die Errichtung eines LNG–Terminals in Deutschland für die Bewertung der zukünftigen Rolle des Hafens Brunsbüttel für den Im– und Export von Wasserstoff eine besondere Rolle. So gibt es seit Längerem starke Bestrebungen verschiedener Akteure, ein LNG–Terminal in Deutschland zu errichten. Als potenzielle Standorte für ein LNG–Terminal gelten dabei neben Brunsbüttel die Häfen in Stade und Wilhelmshaven (beides Niedersachsen). Zu keinem der möglichen Standorte gibt es bisher eine finale Investitionsentscheidung [70]. Die aktuellen Entwicklungen deuten allerdings darauf hin, dass eine Standortentscheidung zugunsten von Brunsbüttel als wahrscheinlich angesehen werden kann. So genehmigte die Stadt Brunsbüttel Anfang April 2020 eine zweijährige Fristverlängerung für den Genehmigungsprozess, der bereits 2019 startete [95]. Die German LNG Terminal GmbH, ein Joint Venture, welches hinter den Plänen für die Errichtung des LNG–Terminals in Brunsbüttel steht, geht derzeit davon aus, dass der Planungsprozess bis Ende des Jahres 2020 soweit fortgeschritten ist, dass eine positive Investitionsentscheidung möglich ist [72]. Auch die Errichtung mehrerer LNG–Terminals an verschiedenen Standorten erscheint nach aktuellem Stand der unterschiedlichen Projekte nicht ausgeschlossen.

Bei der Debatte um die Errichtung eines LNG–Terminals in Deutschland spielt neben der Standortfrage auch eine mögliche spätere Erweiterung oder Umwidmung des Terminals auf den Umschlag von Flüssigwasserstoff eine große Rolle; insbesondere vor dem Hintergrund einer vollständigen Abkehr von der Nutzung fossiler Energieträger. So haben sich die German LNG Terminal GmbH und RWE jüngst darauf verständigt, gemeinsam die technischen Möglichkeiten für den späteren Import von Flüssigwasserstoff an einem möglichen LNG–Terminal in Brunsbüttel zu untersuchen [96]. Erste Abschätzungen deuten darauf hin, dass der technologische und wirtschaftliche Aufwand einer nachträglichen Umrüstung für den Umschlag von Flüssigwasserstoff nicht unerheblich wäre, durch eine frühzeitige Berücksichtigung bei der Planung und dem Bau des LNG–Terminals jedoch erheblich reduziert werden könnte. So könnte beispielsweise bereits bei der Errichtung des LNG–Terminals berücksichtigt werden, dass für die Umwidmung auf Flüssigwasserstoff eine deutliche Verstärkung der Isolierung des Systems notwendig würde [95].

Fazit – Anknüpfungspunkte für Im– & Export

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass Schleswig–Holstein zukünftig insbesondere über den Hafen Brunsbüttel am internationalen Wasserstoffhandel über Seewege partizipieren kann. Sollte es zum Bau eines LNG–Terminals am Hafen Brunsbüttel kommen, bietet es sich an, eine spätere Umrüstung des Terminals auf Flüssigwasserstoff frühzeitig in die Planungen einzubeziehen.

Obwohl das Entstehen eines internationalen Handels mit Flüssigwasserstoff noch nicht als gesichert angesehen werden kann, gibt es eine Tendenz in diese Richtung. Zum Beispiel hat der Hafen von Rotterdam im Jahr 2020 Absichtspläne für den Aufbau von Importen von flüssigem Wasserstoff aus Island und Portugal unterzeichnet. Dennoch ist denkbar, dass sich gerade für den Import aus entfernten Kontinenten stattdessen andere Trägermedien wie LOHCs oder Ammoniak durchsetzen werden.

Die Nutzung des Hafens in Brunsbüttel für nationale Importe setzt den Anschluss an ein nationales Wasserstoffnetz voraus. Sollte zusätzlich das europäische Fernleitungsnetz „European Hydrogen Backbone" zeitnah realisiert werden, ergibt sich für Schleswig–Holstein ab 2035 die Chance zur Drehschreibe des Wasserstoff–Transports aus den windreichen Nordsee–Region in die Abnahmezentren Zentral– und Westeuropas werden.

4.6 Umwidmung bestehender Erdgasinfrastruktur

Die deutsche Erdgasinfrastruktur stellt mit einem Pipelinenetz von etwa 500.000 km und knapp 50 Untertage–Speichern nicht nur einen erheblichen Kapitalwert dar, sondern bietet auch sehr große Transport– und Speicherkapazitäten. So sind die derzeit in Betrieb befindlichen Untertagespeicher in der Lage, bis zu 240 TWh Erdgas zu speichern. Dies entspricht etwa einem Viertel des jährlichen Erdgasverbrauchs in Deutschland [97]. Auch wenn der Erdgasverbrauch in Deutschland trotz oder sogar aufgrund der Energiewende in den letzten Jahren leicht gestiegen ist, stellt sich im Zuge der Abkehr von der Nutzung fossiler Energieträger mittel– bis langfristig die Frage, ob und wenn ja wie die Speicher– und Transportkapazitäten des Erdgasnetzes zukünftig genutzt werden können. In diesem Kontext haben zahlreiche Studien (z.B. [49], [89]) in den letzten Jahren gezeigt, dass die Umrüstung von Teilen der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff nicht nur technisch möglich sondern auch wirtschaftlich vorteilhaft gegenüber einem vollständigen Neubau einer Wasserstoffinfrastruktur ist. Dieses Kapitel skizziert daher die technologischen Grundlagen der Umwidmung und geht darüber hinaus auch auf die wirtschaftlichen Aspekte entsprechender Maßnahmen ein.

Pipelines

Grundsätzlich kann bei Erdgasleitungen zwischen Transportleitungen, die größere Mengen Gas von Erzeugern zu industriellen Abnehmern und Verbrauchszentren befördern, und Verteilungsleitungen, über die kleinere Verbraucher wie beispielsweise Haushalte mit Erdgas versorgt werden, unterschieden werden. Während für das Verteilnetz mittelfristig zunächst die Beimischung geringer Wasserstoffanteile relevant ist, werden für einzelne Leitungen aus dem Transportnetz bereits die vollständige Umstellung auf Wasserstoff diskutiert, um überregionale Transportkapazitäten zu schaffen.

Bei Erdgastransportleitungen handelt es sich in der Regel um Stahl–Pipelines, die mit Drücken von bis zu 100 bar betrieben werden [89]. Die zentralen Herausforderungen bei der Umrüstung bestehender Leitungen auf den Transport von Wasserstoff haben ihren Ursprung in der Tatsache, dass atomarer Wasserstoff grundsätzlich in der Lage ist, in Pipelinewände aus Stahl einzudringen, sobald eine Beschädigung der natürlichen Oxidschicht vorliegt. Beschädigungen der Oxidschicht können zum Beispiel durch Einkerbungen, Risse, mangelhafte Schweißnähte oder chemische Zersetzungen hervorgerufen werden. Ist der atomare Wasserstoff in die Pipelinewand eingedrungen, kann es zur Einlagerung der Wasserstoffatome in das Metallgitter kommen. Neben der Reduzierung der inneren Bindungskräfte des Metalls wird durch eine solche Einlagerung die Gefahr von Rissbildungen und Sprödbrüchen, bei denen der Metallwerkstoff fast ohne eine vorherige Verformung bricht, stark erhöht. Dieses Verhalten wird als Wasserstoffversprödung bezeichnet [98]. Plastikwerkstoffe sind grundsätzlich nicht von der Wasserstoffversprödung betroffen und weisen im Vergleich zu Stahl eine höhere Widerstandsfähigkeit gegenüber Wasserstoff auf [88]. Im Zuge von wissenschaftlichen Untersuchungen und ersten Praxistests konnten verschiedene Maßnahmen identifiziert werden, mit deren Hilfe die negativen Auswirkungen von Wasserstoff auf die Lebensdauer von umgewidmeten Pipelines reduziert werden können. Die wichtigsten Maßnahmen sind:

- Regelmäßiges Monitoring der Rohre zur frühzeitigen Erkennung von Schwachstellen [89]
- operative Strategien zur Veringerung der Materialbelastung, z.B. Konstanthalten des Betriebsdrucks zur Verhinderung von Rissbildungen [89]
- Einbringen von Rohrinnenbeschichtungen aus Kunststoff zur Verhinderung des direkten Kontakts zwischen Wasserstoff und Stahl [89]

Alle drei Maßnahmen zielen darauf ab, das Eindringen des atomaren Wasserstoffs in die Pipelinewand zu verhindern. Entsprechend stellt die Reduktion von Größe und Häufigkeit der Schwachstellen in den

Pipelines den entscheidenden Parameter zur Verlängerung der Lebensdauer und Erhöhung der Sicherheit von Wasserstoffpipelines dar [98]. Für den Neubau von Stahlpipelines zum Transport von Wasserstoff kommen darüber hinaus Materialanpassungen zur Erhöhung der Widerstandsfähigkeit des Materials gegenüber Wasserstoff in Frage:

- Verwendung von duktilem Stahl zur Reduzierung der inneren Spannungen in schwächeren Zonen [98]
- Reduktion des Kohlenstoffanteils im Stahl zur Verbesserung der Schweißbarkeit [98]
- Reduktion von Schwefel und Phosphor Gehalt des Stahls mit dem Ziel der Minimierung von Angriffspunkten, die aufgrund innerer Fehler im Metallgitter entstehen [98]

Sollen bestehende Erdgastransportleitungen für Wasserstoff umgerüstet werden, müssen zunächst Erdgasreste und Oberflächenverunreinigungen entfernt werden. Zu diesem Zweck wird eine Stickstoffspülung der Leitungen durchgeführt. Anschließend werden Risse und andere Schwachstellen mit Hilfe eines Pipeline–Monitorings lokalisiert und gegebenenfalls beseitigt. Zudem kann der Austausch der in den Pipelines verbauten Ventile notwendig werden. Insbesondere ältere Ventile entsprechen oftmals nicht mehr den zusätzlichen Ansprüchen des Pipelinebetriebs mit Wasserstoff und sollten ersetzt werden. Zuletzt stellt das bereits angesprochene Einbringen einer wasserstoffbeständigen Innenbeschichtung eine zusätzliche Möglichkeit dar, umzuwidmende Transportleitungen vor den Belastungen durch Wasserstoff zu schützen. Das Hinzufügen einer Innenbeschichtung ist nicht zwangsläufig erforderlich und kann insbesondere dann eingespart werden, wenn die Transportpipeline nach der Umwidmung mit einem deutlich geringerem Druck betrieben werden soll [89].

Verdichterstationen und Gasmessstationen

Der Transport von Gas in Pipelines basiert im Wesentlichen auf Druckdifferenzen [89]. Verdichterstationen kommen im Transportnetz deshalb eine besondere Bedeutung zu. Die gegenwärtig eingesetzten Transport– und Speicherverdichter sind grundsätzlich nur für geringfügige Volumenanteile von Wasserstoff im Erdgas ausgelegt [85]. Die Frage, ob eine Umrüstung der bestehenden Verdichter auf den Einsatz in zukünftigen Wasserstoffnetzen technologisch sinnvoll und ökonomisch vorteilhaft ist, wird aktuell noch diskutiert und kann noch nicht abschließend beantwortet werden.

Bei der Betrachtung der Rolle von Verdichtern in Gastransportnetzen muss einbezogen werden, dass der volumetrische Energiegehalt von Wasserstoff um den Faktor drei unter dem von Erdgas liegt. Insofern durch eine Pipeline nach der Umwidmung auf Wasserstoff die gleiche Energiemenge wie vorher mit Erdgas bereitgestellt werden soll, muss das transportierte Gasvolumen um den Faktor drei größer sein. Bei der Umstellung einer Verdichterstation muss die Verdichterleistung entsprechend dem größeren Volumen ansteigen [80, 85].

Für bestehende Gasmessstationen kann davon ausgegangen werden, dass eine Umstellung auf Wasserstoff technologisch möglich und ökonomisch vorteilhaft im Vergleich zum Neubau ist [80].

Wirtschaftliche Aspekte der Umwidmung

Die Kosten für eine Wasserstoffinfrastruktur können im Allgemeinen in Investitions– und Betriebskosten unterteilt werden. Während die Investitionskosten hauptsächlich aus den Errichtungs– beziehungsweise Umwidmungskosten für Pipelines und Verdichterstationen bestehen, spielen im Bereich der Betriebskosten neben den Instandhaltungskosten auch die Kosten für die zur Verdichtung benötigte Elektrizität eine wichtige Rolle [89].

Die beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Veröffentlichung des „European Hydrogen Backbones" eigene Untersuchungen ausgewertet und mit Komponentenherstellern zusammengearbeitet, um die Kosten für den Aufbau eines europaweiten Wasserstofftransportnetzes zu beziffern. Die Fernleitungsnetzbetreiber kommen zu dem Ergebnis, dass die Aufwendungen für die Umwidmung bestehender Erdgaspipelines lediglich bei 10–35 % der Neubaukosten von Wasserstoffleitungen liegen. So liegen die Kosten für die Umwidmung eines Pipeline–Kilometers inklusive der Umrüstung der Gasmessstationen der Abschätzung nach zwischen 250.000 € und 640.000 €. Der Einbau neuer Ventile und das Einbringen von Innenbeschichtungen machen mit jeweils etwa 40.000 € pro umgewidmetem Kilometer nur einen kleinen Teil der Gesamtkosten aus. Dem gegenüber werden für den Neubau von Leitungen zum Wasserstofftransport Kosten in Höhe von 2,5–3,36 Millionen € pro Kilometer angegeben. Wie bereits beschrieben, ist derzeit noch unklar, ob bestehende Verdichterstationen umgerüstet werden können und ob sich daraus Kosteneinsparungen gegenüber der Anschaffung neuer Wasserstoffverdichter ergeben. Dementsprechend geben die an der „European Hydrogen Backbones"–Initiative beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber sowohl für die Errichtung neuer als auch für die Umwidmung bestehender Verdichterstationen Aufwendungen in Höhe von 2,2–6,7 Millionen € pro MW installierter Verdichterleistung an. Die gesamten Investitionskosten für den Aufbau des europäischen Wasserstofftransportnetzes verteilen sich letztlich ungefähr zu 60 % auf die Umwidmung und Errichtung von Pipelines einschließlich der Messstationen und zu 40 % auf die Errichtung von Verdichtern [89].

4.7 Aufbau einer H_2–Infrastruktur in Schleswig–Holstein

Das Basisszenario für den Hochlauf des Wasserstoffbedarfs in Schleswig–Holstein weist in 2030 einen jährlichen Bedarf von 55.000 t grünem Wasserstoff aus (vgl. Kapitel 1.4). Davon konzentriert sich mehr als die Hälfte des Bedarfs auf wenige Industriebetriebe.

Auf Grundlage der in Kapitel 1.5 ausgewiesenen Bedarfszentren ergeben sich bis zum Jahr 2030 die in Tabelle 4–3 dargestellten durchschnittlichen täglichen Bedarfe. Je nach Umstellung der öffentlichen Flotten ist eine Konzentration der Bedarfe im Verkehr zu erwarten.

Tabelle 4–3: Durchschnittliche tägliche Nachfrage eines Bedarfszentrums in 2030

Bedarfszentrum / Sektor	Ø H_2–Nachfrage
Verkehr (ÖPNV, Logistik)	~ 0,02–0,2 t H_2 / Tag
Industrie	20–40 t H_2 / Tag
Wärme	10 t H_2 / Tag (saisonal)

Die Lokalisierung der Elektrolyseure wurde aus der Standortbestimmung in Kapitel 3.4 übernommen. Hierbei wurden die Standortfaktoren Nähe zu Netzknoten, installierte Ex–EEG WEA–Leistung, Nähe zum Erdgasnetz und potenzielle Salzkavernenstandorte berücksichtig. Im Ergebnis wurden 8 Elektrolyseure unterschiedlicher Kapazität in Schleswig–Holstein verteilt, die den anfallenden EE–Strom zentral an Netzknoten einsammeln. Bei einer finalen Standortbestimmung und Auslegung eines Elektrolyseurs sollte zusätzlich die Distanz zu möglichen Verbrauchern bewertet werden, wobei die Bedarfszentren im Modell eine durchschnittliche Entfernung von 40 km aufweisen, wodurch eine einfache Versorgung gewährleistet wäre.

Abbildung 4–5 zeigt eine mögliche Entwicklung der H_2–Infrastruktur in Schleswig–Holstein auf Grundlage der im Basisszenario ausgewiesenen Bedarfszentren. Nicht dargestellt sind die Standorte für dediziert öffentliche Tankstellen z.B. an den Logistikachsen. Vereinfachend wurde die weitere Entwicklung der Nachfrage zum Jahr 2035 nicht grafisch dargestellt. Zur Referenz sind bestehende Gaspipelines in Rot dargestellt, grüne Verbindungen symbolisieren geplante Wasserstoffpipelines (European Hydrogen Backbone & Reallabor Westküste 100) bzw. vorgeschlagene Pipelineverbindungen (grün gestrichelt) [99], [7]. Die Errichtung von Kavernenspeichern wird an Standorten bereits existierender Kavernen vorgeschlagen, um die Hebung von Synergien zu ermöglichen.

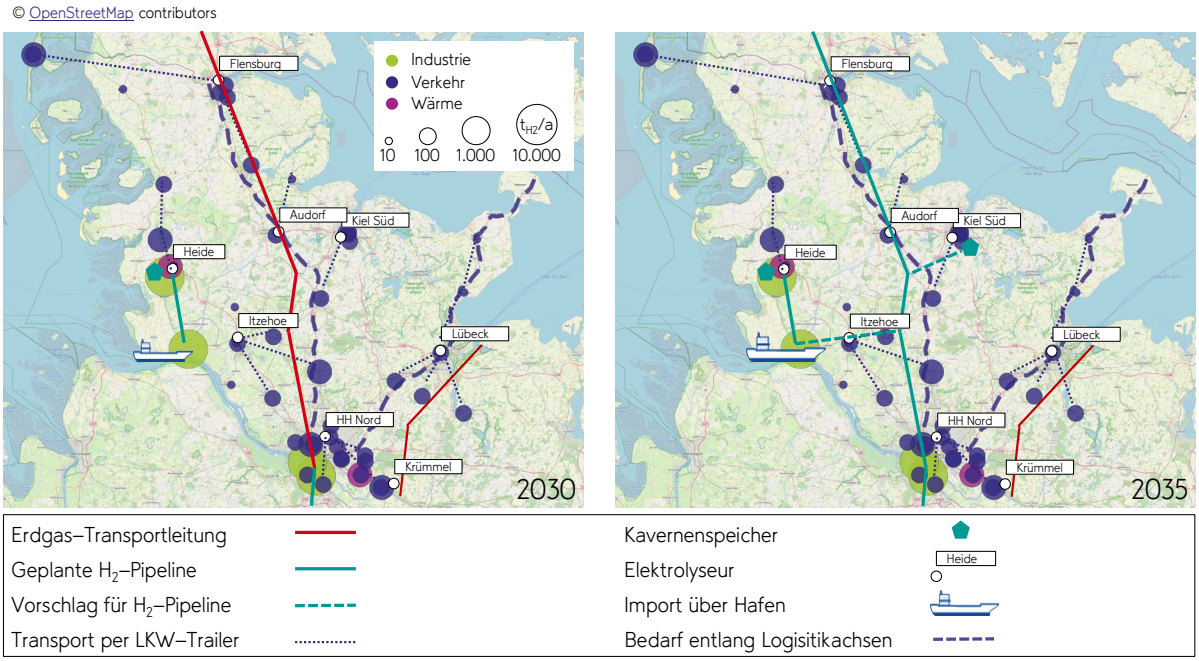


Abbildung 4–5: Mögliche H_2–Infrastruktur in Schleswig–Holstein

Infrastruktur im Hochlauf bis 2030

Die vorhergehende Analyse der Transportkosten für die regionale Verteilung von Wasserstoff in Kapitel 4.4 zeigt, dass der Wasserstofftransport per Pipeline in der Regel am günstigsten ist. Der Betrieb von Wasserstoffpipelines ist allerdings erst ab einem Durchsatz von etwa 70 t/d ökonomisch sinnvoll. Die tägliche Wasserstoffnachfrage der identifizierten Industriezentren in 2030 beläuft sich im Basisszenario auf etwa 20 t/d in Heide, 47 t/d in Brunsbüttel und 58 t/d in Hamburg. Für die Versorgung von Tankstellen und kleineren Verbrauchern lohnt sich die Anbindung per Pipeline auch perspektivisch nicht (vgl. Kapitel 4.2).
Da bis 2040 ein weiterer starker Anstieg der Industrienachfrage erwartet wird, kann es sinnvoll sein schon früh die Versorgung der Industriezentren per Pipeline zu realisieren. An der Westküste könnte langfristig eine Wasserstoffpipeline die beiden Bedarfszentren Heide und Brunsbüttel miteinander verbinden und damit eine gemeinsame Versorgung durch eine großskalige Elektrolyseanlage ermöglichen. Falls im Hafen Brunsbüttel Wasserstoff importiert werden sollte, kann diese "West–Pipeline" zur Versorgung des Bedarfszentrums Heide und der Anbindung eines möglichen Kavernenstandortes Heide genutzt werden. Eine solche Pipeline Verbindung ist grundsätzlich bereits durch das Reallabor "Westküste 100" angedacht [7]. Der Standort Hamburg soll bis 2030 an das potenzielle Fernleitungsnetz „European Hydrogen Backbone" angeschlossen sein und könnte dann auch schon Wasserstoff aus anderen Regionen beziehen [99].

Um den Hochlauf der Nutzung von Wasserstoff im Individualverkehr durch eine flächendeckende Infrastruktur zu unterstützen wird der Bau von mindestens 8 öffentlichen Tankstellen vorgeschlagen. Zusätzlich könnte eine Zugtankstelle benötigt werden, falls die Umstellung des AKN–Netzes auf Wasserstoff realisiert wird (vgl. Gutachten Wasserstoffmobilität & Förderrichtlinien, 2020). Wie im Kapitel 1.4 erläutert treiben jedoch bis 2030 eher die schweren Nutzfahrzeuge die Nachfrage im Verkehrssektor. Die lila dargestellten Bedarfszentren des Verkehrssektors in Abbildung 4–5 sind deshalb als Betriebshöfe des öffentlichen Nahverkehrs oder von Logistikern zu verstehen, deren Fahrzeuge zentral betankt werden. Je nach Entwicklung der LKW–Fahrzeuge, entstehen weitere Bedarfe entlang den eingezeichneten Logistikachsen.
Aufgrund der geringen Tankstellenauslastung bis 2030 wird für Nutzfahrzeuge und für den

Individualverkehr eine kombinierte Nutzung öffentlicher Tankstellen und deren Versorgung durch einen zentralen Elektrolyseur empfohlen, um Synergien des Infrastrukturaufbaus zu heben. Hierfür sind beispielhaft Versorgungswege von den Elektrolyseuren zu Bedarfszentren eingezeichnet. Die Bedarfe im öffentlichen Verkehr sind abhängig von den Entscheidungen der Betreibergesellschaften zur Umstellung ihrer Flotten. Daher wird sich voraussichtlich der Bedarf der Nutzfahrzeuge auf weniger Orte konzentrieren als in der Abbildung 4–5 dargestellt.
Eine Pipelineanbindung zur Versorgung von Tankstellen und kleineren Verbrauchern lohnt sich auch perspektivisch nicht. Für die Verteilung von Wasserstoffmengen bis 10 t/d über Distanzen bis 350 km bieten sich LKW mit Tube–Trailern für gasförmigen Wasserstoff an. In einem Trailer mit 500 bar Speicherdruck kann dabei pro Fahrt ca. 1 t Wasserstoff transportiert werden (vgl. Kapitel 4.1).

Im Hochlauf lässt sich der Speicherbedarf zur Pufferung von kurzzeitigen Erzeugungsschwankungen über dezentrale Speicher am Ort der Erzeugung bzw. des Bedarfs abdecken. Aufgrund der technischen Reife und der relativ geringen Konditionierungsverluste eignen sich hierfür Druckgastanks. Im Hinblick auf das Einsetzen von Importen und zunehmender Elektrolyseleistung müssen jedoch größere Mengen mittelfristig gelagert werden, um saisonale Erzeugungsschwankungen auszugleichen und Importchargen zwischen zu speichern. Hierfür sollten die Anforderungen und die Möglichkeiten für den Bau von Kavernenspeichern untersucht werden. Mit eindeutig ausgewiesenen Speicherpotenzialen könnte die Attraktivität Schleswig–Holsteins für einen Wasserstoff–Hub Deutschlands gesteigert werden.

Es wird erwartet, dass spätestens ab 2030 Wasserstoffimporte notwendig sind, um den entstehenden nationalen Bedarf zu decken. Im Vergleich der Häfen in Schleswig–Holstein in Kapitel 4.5 ist ersichtlich, dass der Hafen Brunsbüttel einige Vorteile für den Import von Wasserstoff bietet. Bei entsprechendem Ausbau der Hafeninfrastruktur hätte Schleswig–Holstein die Möglichkeit einen Teil des nationalen Imports über die lokale Infrastruktur abzuwickeln. Die Optionen für den Import von Wasserstoff über ein Flüssiggasterminal in Brunsbüttel sollten daher frühzeitig evaluiert werden.

Infrastruktur ab 2030

Bei Umsetzung des geplanten Verlaufs des European Hydrogen Backbones, wird eine Wasserstofftransportleitung Schleswig–Holstein ab 2035 von Nord nach Süd durchlaufen und Export bzw. Importkapazitäten nach Dänemark und langfristig nach Skandinavien ermöglichen [99]. Bei Ausbau des Hafens Brunsbüttel für Wasserstoffimporte müsste eine Verbindung vom Hafen an diese Nord–Süd Trasse geschaffen werden, wodurch gleichzeitig der Standort Heide international angebunden würde.

Spätestens ab 2030 wird erwartet, dass der Wasserstoffbedarf im Verkehrsbereich durch die Nutzung im Individualverkehr stark ansteigt (vgl. Kapitel 1.4). Daher wird der Bau von insgesamt 37 öffentlichen Tankstellen in den größten Städten des Landes empfohlen. Weiterhin könnte die Errichtung von 3 nicht–öffentlichen Tankstellen für den ÖPNV sinnvoll sein. (vgl. Parallelgutachten „Wasserstoffmobilität & –förderrichtlinien", 2020). Tankstellen werden weiterhin per LKW–Trailer mit Wasserstoff versorgt.

Bei Umsetzung des geplanten Verlaufs des European Hydrogen Backbones, wird eine Wasserstofftransportleitung Schleswig–Holstein ab 2035 von Nord nach Süd durchlaufen und Export bzw. Importkapazitäten nach Dänemark und langfristig nach Skandinavien ermöglichen [99]. Bei Ausbau des Hafens Brunsbüttel für Wasserstoffimporte müsste eine Verbindung vom Hafen an diese Nord–Süd Trasse geschaffen werden. Gleichzeitig würde der Standort Heide an das internationale Wasserstoffnetz angebunden.

Ab dem Jahr 2030 sollte es eindeutige Initiativen und Pläne für die Umsetzung des Wasserstoffimports nach Deutschland geben. Falls über Schleswig–Holstein Wasserstoffimporte umgeschlagen werden, müssen Kavernenspeicher für die notwendige Zwischenspeicherung gebaut werden. Tiefe

Salzlagerstätten in Schleswig–Holstein bieten grundsätzlich gute Voraussetzungen für den Bau von Kavernenspeichern (vgl. 4.1). Durch die gemeinsame Nutzung der obertägigen Infrastruktur für mehrere Kavernenspeicher können die Investitionskosten stark reduziert werden. Für die Speicher werden daher in Abbildung 4–5 Standorte bereits existierender Kavernen in Heide bzw. Kiel vorgeschlagen.

Die Dimensionierung und Aufwände für den Bau von Kavernenspeichern sind individuell zu untersuchen. Eine Kaverne mit einem Volumen von 500.000 m^3 hat eine effektive Arbeitsgasmenge von ca. 4.000 t oder 133,32 GWh H_2 [86]. Weitere Anhaltspunkte zur Einschätzung der Größenordnung und der Investitionskosten sind Kapitel 4.1 zu entnehmen.

4.8 Zusammenfassung

- Gasdrucktanks bieten eine ausgereifte Technologie, um Wasserstoff relativ verlustarm zu speichern. Kavernenspeicher werden erst relevant, wenn ein saisonaler H_2–Verbrauch oder Importe einsetzen. Ab einem absehbaren Tagesumsatz von etwa 20–40 Tonnen H_2 und Speicherdauern von mehr als 10 Tagen sind Kavernenspeicher vorteilhafter im vgl. zu Gasdrucktanks.
- Flüssiggasspeicher kommen ebenfalls für mittelfristige Speicherdauern bis ca. 60 Tagen in Frage und könnten die Lücke bezüglich des Speichervolumens zwischen Gasdrucktanks und Kavernenspeichern schließen. Aufgrund der aufwendigen Verflüssigung eignen sich Flüssiggasspeicher vermutlich nur für Wasserstoff, der bereits für den Transport verflüssigt wurde.
- Welche Transportoption und Träger für Importe genutzt werden ist noch nicht eindeutig absehbar. Über europäische Pipelines wird voraussichtlich gasförmiger Wasserstoff transportiert. Flüssiger Wasserstoff, aber auch gebunden an LOHC oder Ammoniak, ist für den internationalen Transport per Schiff attraktiv.
- In Deutschland wird Wasserstoff voraussichtlich gasförmig per Pipelines und LKW–Trailern transportiert. Die Wirtschaftlichkeit von Pipelines ist stark vom Wasserstoffdurchsatz und der Transportentfernung abhängig. Für kurze Distanzen bis 100 km sind Pipelines ab einem Durchsatz von mindestens 20 t/d mit Kosten von etwa 0,5 €/kg H_2 attraktiv.
- Tankstellen werden auch mittelfristig nicht durch Pipelines angebunden sondern über LKW–Trailer versorgt. Größere, industrielle Verbraucher werden sich zeitnah über Pipelines verbinden und den Nukleus für Wasserstoffnetze bilden.
- Insgesamt sind spezifische Distributions– & Speicherkosten von unter 1,5 €/kg H_2 für die regionale Verteilung möglich.
- Mit dem Hafen Brunsbüttel (Flüssiggüter oder LNG–Terminal) besitzt SH einen möglichen Importhub. Durch die zusätzliche Anbindung an das European Hydrogen Backbone und dem Ausbau von Kavernenspeichern hat die Region die Chance zum Drehkreuz für H_2–Importe zu werden.

5 Import von Wasserstoff

> „Deutschland wird auch in Zukunft ein großer Energieimporteur bleiben müssen. [...] Um den zukünftigen Bedarf zu decken, wird der überwiegende Teil der Wasserstoffnachfrage aber importiert werden müssen und kann nicht nur mit der lokalen Erzeugung von grünem Wasserstoff bedient werden. "
> Auszug aus der nationalen Wasserstoffstrategie Deutschlands [59].

Die Nationale Wasserstoffstrategie Deutschlands prognostiziert für 2030 einen Wasserstoffbedarf von 90 bis 110 TWh/a. Gleichzeitig wird für 2030 eine grüne Wasserstoffproduktion innerhalb Deutschlands von 14 TWh angenommen. Diese Differenz zeigt die Größenordnung des Importbedarfs von Deutschland von Wasserstoff aus dem Ausland auf.

Innerhalb Schleswig–Holsteins ist der Importbedarf von Wasserstoff zur Deckung der eigenen Nachfrage weniger eindeutig. Die Analyse zeigt jedoch, dass es fraglich ist, ob der zukünftige Bedarf an Wasserstoff in Schleswig–Holstein aus eigener Produktion gedeckt werden kann (vgl. Kapitel 3.5). Zur Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit einer regionalen H_2–Produktion in Schleswig–Holstein ist es vor allem wichtig eine mögliche Konkurrenz durch Importe zu betrachten. Sofern die regionale Produktion konkurrenzfähig zu dem Preisniveau für mittelfristig entstehende Importpotenziale ist, besteht ein geringes Risiko für „verlorene Investitionen", denn es ist davon auszugehen, dass sich die Förderung und der Fokus der Entwicklung von Wasserstoffanwendungen entsprechend an diesem globalen Preisniveau orientiert.

Potenzielle H_2–Exporteure müssen eine Reihe von Voraussetzungen erfüllen. Diese lassen sich in „**harte**" und **„weiche" Faktoren** unterteilen (vgl. Abbildung 5–1).

Die **harten Faktoren** hängen mit dem Ressourcenreichtum oder den Ressourcenbeschränkungen der Länder zusammen und sind weitgehend unabhängig von menschlichen oder politischen Einflüssen und durch politische Interventionen kaum veränderbar. Zu den harten Faktoren gehören:

- **Kriterium 1:** Die Kosten für die Erzeugung von EE–Strom als Hauptinput für die H_2–Produktion, in erster Linie bedingt durch die Volllaststunden der installierten Kapazitäten (v. a. Windkraft und Photovoltaik).
- **Kriterium 2:** Zusätzliche gebietsspezifische Ressourcenpotenziale oder –beschränkungen, wie z. B . Fläche oder Verfügbarkeit von Wasser.

Die **weichen Faktoren** beziehen sich hingegen auf die politische Stabilität und die energiepolitischen Rahmenbedingungen eines Landes und können durch (energie–)politische Entscheidungen beeinflusst werden – zumindest mittel– bis langfristig. Die weichen Faktoren werden wie folgt charakterisiert:

- **Kriterium 3:** Weitere Faktoren, die über das natürliche Ressourcenpotenzial hinausgehen, wie z. B. die politische Stabilität eines Landes, sein Entwicklungsstand und der eingebettete Energierahmen (bspw. Abgaben und Umlagen auf Strom).

Die harten Faktoren, d. h. die ersten beiden Kriterien, dienen als primärer Filter, um potenzielle H_2–Produktionsstandorte weltweit zu identifizieren. Die weichen Faktoren sind jedoch ebenso unerlässlich, um Exportländer zu identifizieren.

Abbildung 5–1: Kriterienübersicht zur Identifizierung potenzieller Exportländer von grünem Wasserstoff [100, 101]

5.1 Nationaler Wasserstoffimport aus umliegenden Bundesländern

Für die Produktion von klimaneutralem Wasserstoff werden große Mengen an erneuerbarem Strom benötigt (vgl. Kriterium 1 in Abbildung 5–1). Schleswig–Holstein hat schon seit mehreren Jahren eine Stromproduktion, die den Stromverbrauch des Bundeslandes übersteigt (vgl. Abbildung 5–2). Durch die hohe Stromproduktion in Schleswig–Holstein gilt diese Tatsache auch für den Vergleich der kombinierten Stromproduktion gegenüber dem kombinierten Stromverbrauch der Länder Schleswig–Holstein und Hamburg zusammen. Dieser Überschuss hat zwischen 2014 bis 2018 stark zugenommen. Im Jahr 2016 hat in Schleswig–Holstein erstmals die Stromproduktion aus rein erneuerbaren Energien den Stromverbrauch überstiegen. Aktuelle Prognosen gehen zudem davon aus, dass schon heute die Stromproduktion aus rein erneuerbaren Energien in Schleswig–Holstein den kombinierten Stromverbrauch in Schleswig–Holstein und Hamburg zusammen übersteigen. Entsprechend verfügt das Land Schleswig–Holstein grundsätzlich über vergleichsweise gute Voraussetzungen einer regionalen grünen Wasserstoffproduktion (vgl. Kapitel 2).

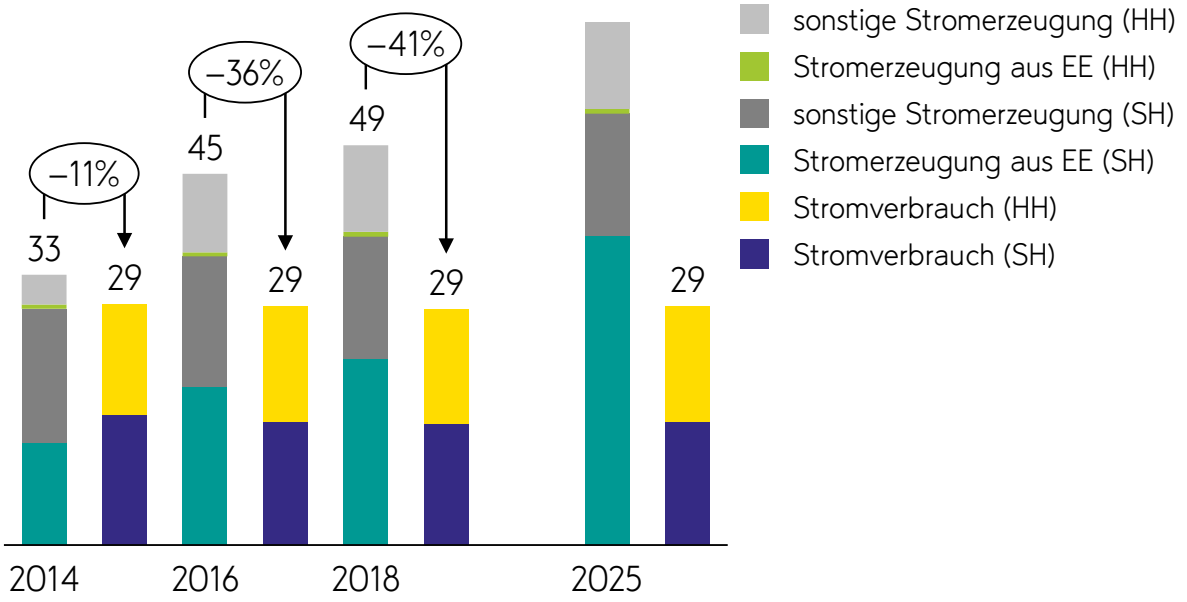


Abbildung 5–2: Stromerzeugung und –verbrauch in Schleswig–Holstein (SH) und Hamburg (HH) in Mio. MWh [102, 103]

Neben Schleswig–Holstein wies im Jahr 2017 nur Mecklenburg–Vorpommern eine höhere Stromproduktion aus erneuerbaren Energien als den Stromverbrauch innerhalb des eigenen Bundeslandes auf (vgl. Abbildung 5–3). Die restlichen Bundesländer hatten einen Strombedarf, der die eigene Stromproduktion aus erneuerbaren Energien innerhalb des Bundeslandes überstieg. Ein Großteil der Bundesländer in Süddeutschland hatte sogar einen Strombedarf, der die Gesamtmenge aus erneuerbarer und fossiler Stromerzeugung überstieg. Der Ausbau der erneuerbaren Stromproduktion wird zudem auch in Zukunft überwiegend in den nördlichen Bundesländern erwartet. Entsprechend weisen, abgesehen von Mecklenburg–Vorpommern, alle anderen Bundesländer tendenziell schlechtere Voraussetzungen im Hinblick auf die Verfügbarkeit von erneuerbarer Stromproduktion für eine regionale grüne Wasserstoffproduktion als Schleswig–Holstein auf. Dass sich diese Verhältnisse kurzfristig umdrehen wird, ist aufgrund des schleppenden Ausbaus der erneuerbaren Energien nicht zu erwarten.

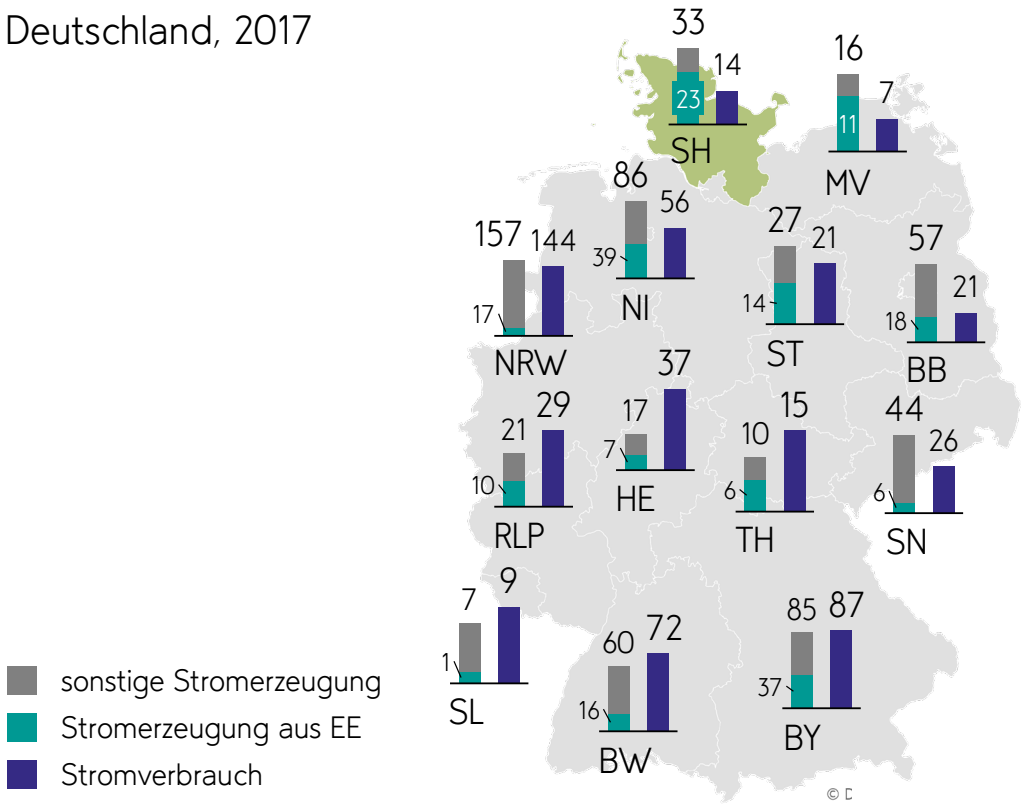


Abbildung 5–3: Stromerzeugung und –verbrauch in unterschiedlichen Bundesländern in Mio. MWh in 2017 [102, 103]

Die Analyseergebnisse in den vorherigen Kapiteln haben gezeigt, dass eine vollständige Eigenversorgung mit Wasserstoff aus eigener Produktion in Schleswig–Holstein fraglich ist (vgl. Kapitel 3). Die Ergebnisse in Abbildung 5–3 zeigen, dass die anderen Bundesländer tendenziell schlechtere Ausgangsvoraussetzungen für die eigene Wasserstoffproduktion aus erneuerbarem Strom vorweisen als Schleswig–Holstein. Den prognostizierten Wasserstoffimportbedarf gemäß der nationalen Wasserstoffstrategie hinzuziehend, erlaubt dies die Schlussfolgerung, dass die anderen Bundesländer in Zukunft mit einer Wasserstoffunterdeckung in Bezug auf ihre eigene regionale Produktion konfrontiert werden und ihrerseits einen Importbedarf an Wasserstoff aufweisen werden.

Diese Gegenüberstellung impliziert, dass andere Bundesländer in Zukunft vermutlich nicht als Wasserstofflieferant nach Schleswig–Holstein agieren können. Eine mögliche Unterdeckung muss entsprechend sowohl in Schleswig–Holstein wie auch in den anderen Bundesländern vermutlich über einen Wasserstoffimport aus dem Ausland ausgeglichen werden.

5.2 Globaler Wasserstoffimport

Unter Berücksichtigung der analysierten Aspekte aus Abbildung 5–1, sowohl der harten als auch der weichen H_2–Standortfaktoren, werden 25 Länder identifiziert, die ein starkes Potenzial für die H_2–Produktion aufweisen [100, 101]. Zusätzlich zu dem Ergebnis dieser Analyse wird die Zusammenstellung durch vier Länder (Dänemark, Niederlande, Portugal, Ukraine) erweitert, die aktuell als potenzielle Wasserstoffexportländer für Deutschland in der politischen Diskussion stehen (vgl. Abbildung 5–4 und Abbildung 5–5)., sowohl der harten als auch der weichen H_2–Standortfaktoren, werden 25 Länder identifiziert, die ein starkes Potenzial für die H_2–Produktion aufweisen [100, 101]. Zusätzlich zu dem Ergebnis dieser Analyse wird die Zusammenstellung durch vier Länder (Dänemark, Niederlande, Portugal, Ukraine) erweitert, die aktuell als potenzielle Wasserstoffexportländer für Deutschland in der politischen Diskussion stehen (vgl. , sowohl der harten als auch der weichen H_2–Standortfaktoren, werden 25 Länder identifiziert, die ein starkes Potenzial für die H_2–Produktion aufweisen [100, 101]. Zusätzlich zu dem Ergebnis dieser Analyse wird die Zusammenstellung durch vier Länder (Dänemark, Niederlande, Portugal, Ukraine) erweitert, die aktuell als potenzielle Wasserstoffexportländer für Deutschland in der politischen Diskussion stehen (vgl. Abbildung 5–4 und Abbildung 5–5).

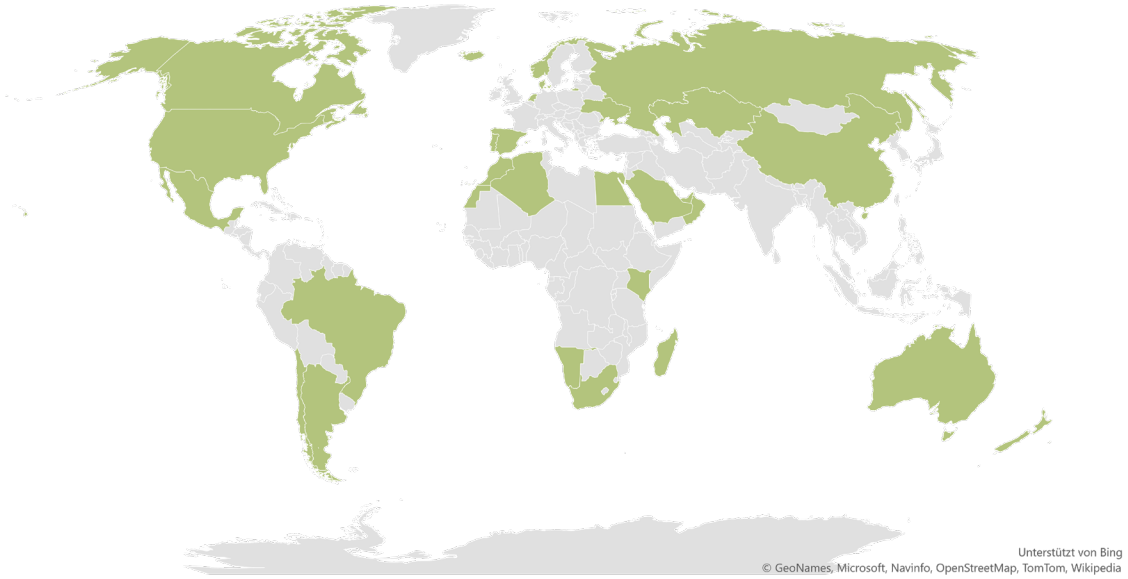


Abbildung 5–4: Potenzielle Exportländer von grünem Wasserstoff

5.2.1 Exportambitionen potenzieller Exportländer von grünem Wasserstoff

Fast die Hälfte der in Abbildung 5–4 ausgewiesenen potenziellen Exportländer von grünem Wasserstoff hat eine nationale H_2–Strategie bereits veröffentlicht oder hat eine nationale H_2–Strategie zurzeit in Arbeit (Stand September 2020). Ein Großteil der potenziellen Exportländer hat die eigenen Exportambitionen von Wasserstoff zudem bereits öffentlich kommuniziert oder, sofern vorhanden, in der nationalen Wasserstoffstrategie offiziell festgehalten (vgl. Abbildung 5–5) [104]. Da die nationalen Wasserstoffstrategien zum Großteil erst innerhalb der letzten sechs Monate veröffentlicht wurden, handelt es sich hierbei um eine hoch dynamische Analyse, für die kurzfristige Änderungen erwartet werden.

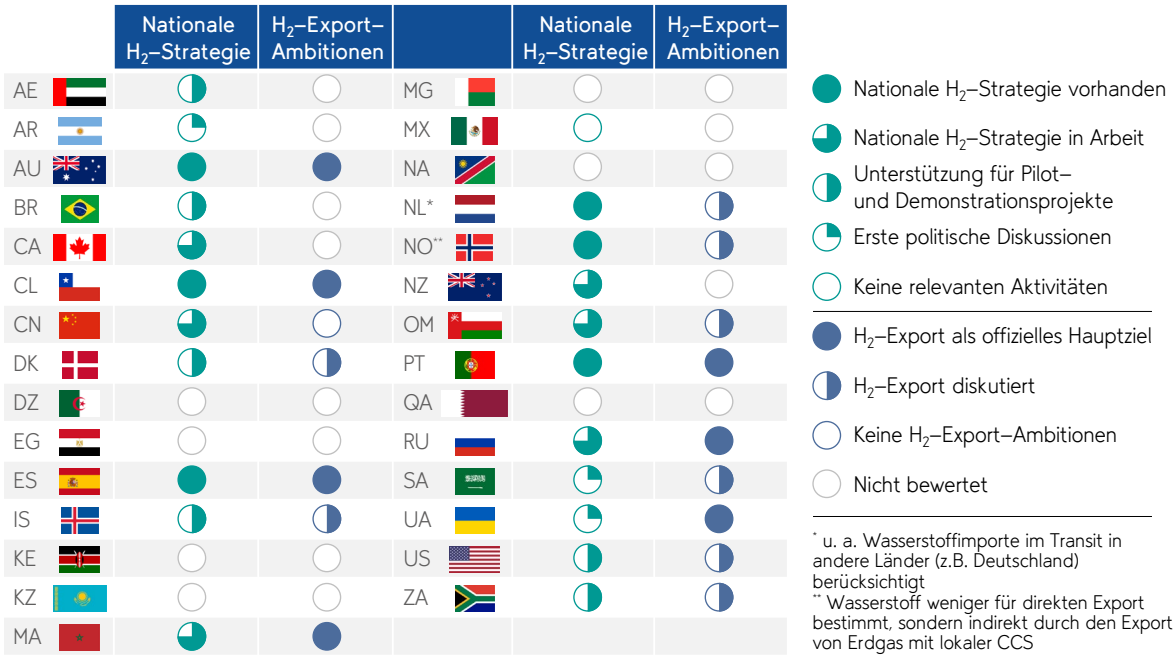


Abbildung 5–5: Verfügbarkeit nationaler Wasserstoffstrategien, sowie Wasserstoffexportambitionen ausgewählter potenzieller Exportländer von grünem Wasserstoff (Stand: September 2020)

Die Aktivitäten bzw. Ambitionen der Länder, die gemäß Abbildung 5–5 einen Export von Wasserstoff bereits als offizielles Hauptziel definiert haben, oder aber einen Export von Wasserstoff aktuell öffentlich diskutieren, zeigt die nachfolgende Abbildung 5–6. Die Analyse legt den Fokus dabei, sofern vorhanden, auf die Pläne hinsichtlich einer Kooperation mit oder eines Wasserstoffexportes nach Deutschland.

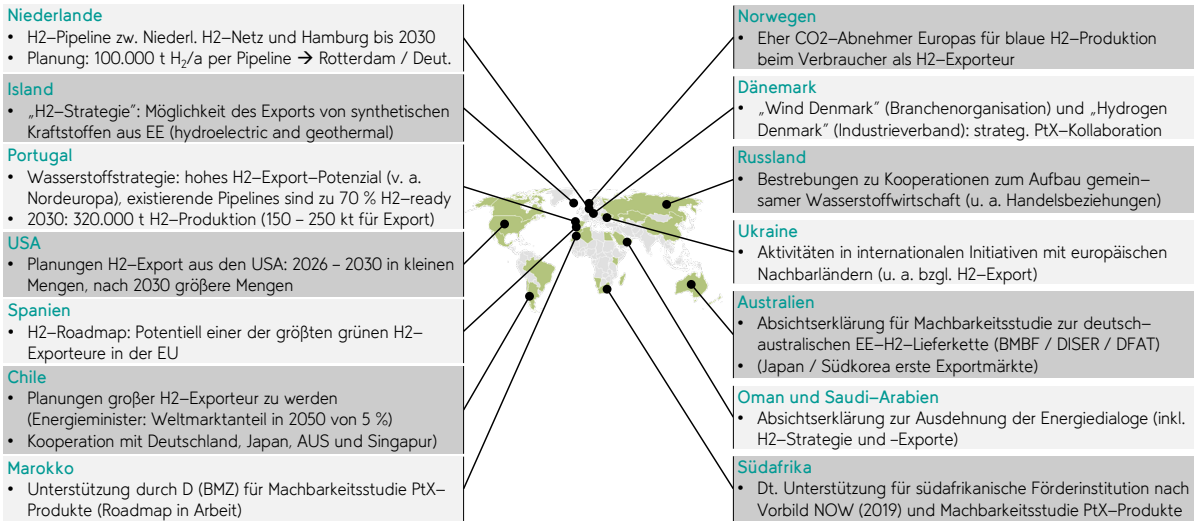


Abbildung 5–6: Wasserstoffexportaktivitäten bzw. –ambitionen unterschiedlicher Länder (Stand: September 2020)

Es fällt auf, dass die Wasserstoffexportambitionen bzw. –pläne stark unterschiedliche Konkretisierungsgrade zwischen den einzelnen Ländern aufweisen. Aufgrund der größtenteils erst kurzfristig veröffentlichten Strategien handelt es sich oftmals nur um Absichtserklärungen in einem frühen Reifestadium.
Eine Prognose über die Herkunft und den Zeitpunkt der ersten Wasserstoffimporte nach Deutschland ist im aktuellen Zustand entsprechend unsicher. Genauere Ergebnisse aus den politischen Diskussionen und Kooperationen, die eine bessere Prognose hinsichtlich der Herkunft und des Zeitpunktes zukünftiger Wasserstoffimporte nach Deutschland zulassen, können laut der Nationalen Organisation Wasserstoff– und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH) in den nächsten Monaten bis Ende des Jahres 2020 erwartet werden.

5.2.2 Wasserstoffimportkosten

Die nachfolgende Abbildung 5–7 gibt einen Überblick über rechnerische Wasserstoffimportkosten für große Mengen aus unterschiedlichen Ländern oder Regionen bei Erreichen der Landesgrenze von Norddeutschland. Kosten für die Verteilung des Wasserstoffes innerhalb des Bundeslandes sind in der Betrachtung nicht enthalten.

Für das Jahr **2020** handelt es sich hierbei explizit um die Ausweisung **theoretischer Wasserstoffimportkosten.** Der für die Kostenbetrachtung angenommene Wasserstoffimport ist aktuell noch nicht realisiert und könnte, aufgrund der notwendigen Zeit zum Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur für die Produktion vor Ort sowie den Transport, auch nicht kurzfristig umgesetzt werden.

Für die Jahre **2030** und **2050** handelt es sich um **prognostizierte Wasserstoffimportkosten**. Die Entwicklung der Investitionskosten der Elektrolysetechnologie basiert ebenfalls auf den zur Analyse des Erzeugungspotenzials für Schleswig–Holstein verwendeten Annahmen (vgl. Anhang F).

Es wird unterschieden zwischen Wasserstoffimportkosten aus Australien, Amerika (Chile), Asien (Mittlerer Osten), (Nord–)Afrika und Europa (Südskandinavien) über unterschiedliche Transportformen (Seeweg, Pipeline) und Energieträger (vgl. Erläuterungen in Kapitel 4):

- GH_2: Gaseous Hydrogen (gasförmiger Wasserstoff)
- LH_2: Liquid Hydrogen (Flüssiger Wasserstoff)
- LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carriers (flüssige organische Wasserstoffträger)
- NH_3: Ammoniak

In allen betrachteten Zeitpunkten werden die Kosten für große Importmengen (Pipeline: > 1.000 Tonnen Wasserstoff pro Tag; Seeweg: > 10.000 Tonnen Wasserstoff pro Schiff) ausgewiesen, die zur Umsetzung auch auf eine entsprechende Nachfrage auf der Importseite angewiesen sind um die gezeigten Kosten realisieren zu können. Bei kleineren Importmengen würden sich vermutlich höhere Importkosten ergeben.

Die ausgewiesenen Kosten basieren zudem auf der Annahme einer vollständigen und ausschließlichen Nutzung von Strom aus Photovoltaik– und Windkraftanlagen in der Elektrolyse. Die kombinierten Volllaststunden aus dem Solar– und Windpotenzial in der jeweiligen Region bestimmen insbesondere die Strombezugskosten sowie den Auslastungsgrad der Elektrolyse und sind somit der Haupttreiber der H_2–Gestehungskosten (OPEX und CAPEX) (vgl. Abbildung 5–7).[5]

Die Strombezugskosten aus erneuerbaren Quellen, die erwarteten Volllaststunden des Stroms aus einer Kombination aus Photovoltaik– und Windkraftanlagen, sowie die Transportkosten inkl. Umwandlung und Rückumwandlung basieren auf den gleichen Studien wie bereits in Kapitel 4 dargestellt [80].

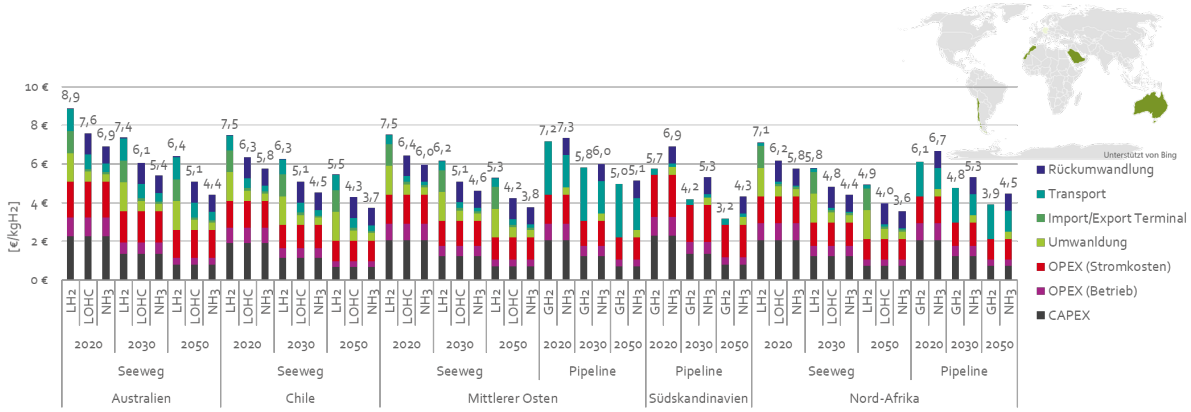


Abbildung 5–7: Prognostizierte H_2–Importkosten aus ausgewählten Ländern nach Norddeutschland (eigene Berechnungen)[6] (auch in Anhang K)

Die Analyse zeigt, dass zwischen 2020 und 2050 ein Kostenreduktionspotenzial für die H_2–Gestehungskosten von ca. 60 % zu erwarten ist. Während die H_2–Gestehungskosten je nach Region 2020 zwischen 4 und 5 €/kg liegen, fallen diese bis 2050 je nach Region auf bis zu 2 €/kg. Der **Anteil der Investitionskosten für die Elektrolyse an den H_2–Gestehungskosten nimmt ab.** Grund hierfür sind die, im Vergleich zu den Strombezugskosten, überproportional erwarteten Kostendegressions–potenziale bei der Elektrolysetechnologie.

Die **Bedeutung der Transportkosten an den Wasserstoffimportkosten steigt** hingegen in Zukunft. Während der Anteil der Transportkosten inkl. Umwandlung und Rückumwandlung in 2020 nur ca. 35 % der Wasserstoffimportkosten ausmacht, wird dieser Anteil bis 2050 auf ca. 50 % ansteigen. Grund hierfür ist, dass die größten Kostendegressionspotenziale bei den Wasserstoffproduktionskosten erwartet werden. Die Elektrolysetechnologie befindet sich aktuell noch in einem frühen Reifegrad und weist entsprechend hohe Potenziale für Kostensenkungen durch Skaleneffekte oder Innovationen auf. Für die Transportkosten inkl. Umwandlung im Exportland und Rückumwandlung im Importland werden die Erkenntnisse aus Kapitel 4 dahingehend bestätigt, dass ein Transport über die Wasserstoffträger LOHC und Ammoniak im Falle von großen zurückzulegenden Entfernungen günstiger ausfällt als der Transport von flüssigem Wasserstoff.

Insgesamt liegen die **theoretischen bzw. prognostizierten Wasserstoffimportkosten** bei einem Import über LOHC oder Ammoniak aus Chile, dem Mittleren Osten oder Nord–Afrika in **2020 bei ca. 6 €/kg**, in **2030 bei ca. 5 €/kg** und in **2050 bei ca. 4 €/kg.**

[5] Eine Kostenoptimierung über den Bezug von Grundlaststrom aus den EE–Anlagen, mit anderweitiger Vermarktung oder Nutzung der Leistungsspitzen, zur Erhöhung der Volllaststunden der Elektrolyse (vgl. Kapitel 3) wurde nicht betrachtet.

[6] Die Abbildung findet sich in größerer Auflösung nochmal im Anhang K.

5.3 Gegenüberstellung regionaler H_2–Gestehungskosten und Importkosten

Unter der Annahme einer entsprechenden Anpassung der Regulatorik werden für eine regionale Produktion in Schleswig–Holstein für 2030 H_2–Gestehungskosten zwischen 4 und 6 € prognostiziert (vgl. Kapitel 3.5). Im Rahmen eines globalen Wasserstoffimports werden 2030 Preise in Höhe von 4 bis 5 € als möglich angesehen (vgl. Abbildung 5–7).

Entsprechend wird gemäß aktueller Abschätzung und unter Vorbehalt der Unsicherheiten der Prognosen von einer **wettbewerbsfähigen Wasserstoffproduktion in Schleswig–Holstein im Vergleich zu einem globalen Import** ausgegangen.

Zukünftige Wasserstoffimporte aus anderen Ländern nach Schleswig–Holstein wären dementsprechend voraussichtlich eher durch eine Unterdeckung der Nachfrage aus regionaler Produktion als aufgrund von Kosteneinsparpotenzialen begründet.

Neben der regionalen Wertschöpfung als Hauptargument bringt eine regionale Produktion von Wasserstoff in Schleswig–Holstein noch weitere Vorteile mit sich. Beispielsweise wird durch die Eigenproduktion die Importabhängigkeit von anderen Ländern verringert. Der Wettbewerb mit anderen Ländern um Wasserstoffimporte bei einer kurzfristig erwarteten noch geringen Verfügbarkeit von Wasserstoffexporten auf dem Weltmarkt wird somit umgangen. Zudem besteht aus Sicht des Bundeslandes eine größere direkte Einflussnahme auf die Preise durch Subventionierungen und Förderungen der regionalen Wirtschaft.

Demgegenüber steht der entscheidende Nachteil, dass eine regionale Stromnutzung aus den begrenzten erneuerbaren Quellen zur Wasserstoffproduktion in der Elektrolyse in Schleswig–Holstein größtenteils in direkter Konkurrenz mit einer Stromnutzung im Stromsektor steht. Die Nutzung von überwiegend „überschüssigem" Strom aus erneuerbaren Quellen, der im Stromsektor die Nachfrage übersteigt, ist nur bedingt zielführend. Diese Betriebsweise steht im Konflikt mit dem Bedarf hoher Volllaststunden in den Elektrolyseuren, um die H_2–Gestehungskosten durch eine Umlegung der CAPEX–Kosten auf eine große Wasserstoffproduktionsmenge möglichst gering zu halten. Die Stromproduktion für die Wasserstoffherstellung, die nicht in direkter Konkurrenz mit der Nutzung im Stromsektor steht, ist in anderen Ländern der Erde, mit weitaus größerem Potenzial des EE–Ausbaus, stärker gegeben.

Ein Import von Wasserstoff aus unterschiedlichen Regionen der Erde reduziert darüber hinaus die Abhängigkeit von lokalen Wetterereignissen. Im Falle einer langanhaltenden Dunkelflaute in Schleswig–Holstein könnte bei überwiegend regionaler Wasserstoffproduktion aus Erneuerbaren Energien, neben dem Stromsektor, auch die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff betroffen sein. Eine Diversifikation von Importen reduziert das Risiko eines Engpasses in der Lieferkette.

5.4 Zusammenfassung

- Im Falle einer entsprechenden Anpassung der Regulatorik wird von einer wettbewerbsfähigen Wasserstoffproduktion in Schleswig–Holstein im Vergleich zu einem globalen Import ausgegangen.
- Ein H_2–Import nach Schleswig–Holstein könnte durch eine Unterdeckung der eigenen Produktion begründet sein. Aus Kostensicht kann die lokale Produktion, unter der Voraussetzung entsprechender regulatorischer Anpassungen, wettbewerbsfähig sein.
- Neben den geografischen Voraussetzungen potenzieller H_2–Exporteure prägen auch die politische Stabilität sowie der regulatorische Energierahmen die Fähigkeit von Ländern H_2–Exporteur zu werden.
- Im Jahr 2030 (2050) werden, unter der Annahme großer Importmengen, Wasserstoffimportkosten von 4 – 5 €/kg erwartet.
- Ein H_2–Import aus nationalen Quellen bzw. benachbarten Bundesländern nach Schleswig–Holstein ist eher unwahrscheinlich.
- Viele Länder haben H_2–Exportambitionen. Deutschland befindet sich aktuell in der Entwicklung der notwendigen Partnerschaften. Genauere Ergebnisse aus den politischen Diskussionen und Kooperationen, die eine bessere Prognose hinsichtlich der Herkunft und des Zeitpunktes zukünftiger Wasserstoffimporte nach Deutschland zulassen, können laut der Nationalen Organisation Wasserstoff– und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH) gegen Ende des Jahres 2020 erwartet werden.

6 Märkte und Handlungsplattformen

6.1 Grundlagen und Voraussetzungen für die Entstehung eines Marktes

Um sich der Konzeptionierung eines Marktdesigns für Schleswig–Holstein anzunähern und die Möglichkeiten der Mitgestaltung des Bundeslandes aufzuzeigen, wird zunächst ein einheitliches Verständnis zu verschiedenen Begriffen geschaffen. Anschließend werden die Vorteile eines (liquiden) Marktes aufgezeigt sowie die Vorausetzungen für dessen Entstehung herausgearbeitet.

Im Allgemeinen wird ein **Markt** als der Ort verstanden, an dem Angebot und Nachfrage für ein Gut zusammentreffen. Dies erfolgt auf Handelsplattformen wie einer Börse. Im Gegensatz dazu können auch im außerbörslichen Handel bilaterale Verträge abgeschlossen werden. Die Intensität des Wettbewerbs hängt bei gegebener Nachfrage eines bestimmten Gutes insbesondere von der Anzahl der Anbieter und der Art des angebotenen Gutes ab.

Die Dimension der Wettbewerbsintensität wird durch den Vollkommenheitsgrad eines Marktes bestimmt. Der Typus eines **„vollkommenen" Marktes** liegt unter folgenden vier **Bedingungen** vor:

- Alle Marktteilnehmer handeln nach dem Maximumprinzip[7].
- Es liegt vollständige Marktransparenz vor.
- Es gilt die Homogenitätsbedingung[8].
- Anbieter und Nachfrager reagieren unendlich schnell auf Verschiebungen der Marktbedingungen, z. B. bei Preisänderungen.

In der Realität kommt ein „vollkommener" Markt nicht vor [105]. Eng an den vollkommenen Markt ist die **Marktliquidität** gekoppelt. Für diesen Begriff gibt es keine eindeutige Definition. Es kann sich gleichwohl darauf geeinigt werden, dass die Marktliquidität beschreibt, wie einfach Güter an einem Markt erworben und veräußert werden können. Die Schaffung eines möglichst liquiden Markts ist eine komplexe und langandauernde Entwicklung.

Ein Markt mit hoher Liquidität ermöglicht eine möglichst dynamische Kopplung von Angebot und Nachfrage, und fördert damit den Wettbewerb um Verbraucher und Anbieter. [106] Dafür ist ein barrierefreies Netzwerk für alle Marktteilnehmer erforderlich. Dies gilt sowohl für den diskriminierungsfreien Netzzugang als auch für den offenen Zugriff auf eine Börse. Infolgedessen können mehr Teilnehmer, insbesondere auch kleinere Teilnehmer, einfacher in den Markt eintreten. Dadurch sinken die Transaktionskosten [107]. Ein liquider Markt begünstigt die Produktivität und somit ein höheres Handelsvolumen [108].

Anhand der Analysen verschiedener Energiemärkte, können **Voraussetzungen für die Entstehung eines Marktes** abgeleitet werden, die in nachfolgender Tabelle definiert werden. Dabei wird die Marktgröße vereinfacht anhand der Parameter Handelsvolumen und Marktteilnehmer abgebildet. Dabei ist bei den Markteilnehmern insbesondere die Anzahl an Anbietern auf einem Markt maßgeblich. Grundlage für einen stabilen und liquiden Markt ist eine Mindestanzahl von Anbietern. Darüber hinaus ist eine Infrastruktur notwendig, die den Handelspartnern zur Kommunikation und zum Tausch der Güter dient [105]. Für diese Infrastruktur ist ein diskriminierungsfreier Zugang zu definieren.

[7] Gemäß des Maximumprinzips streben alle Anbieter nach dem Gewinnmaximum und alle Nachfrager nach dem Nutzenmaximum.

[8] Entsprechend der Homogenitätsbedingung existieren weder persönliche und sachliche noch räumliche und zeitliche Präferenzen.

Tabelle 6–1: Definition von Parametern zur Bestimmung eines stabilen und liquiden Markts

Voraussetzungen	Bedeutung
Anbieter	Die Anbieter wollen ihre Ware am Markt verkaufen und streben dabei einen möglichst hohen Gewinn an [109]. Der Markt ist umso liquider je mehr Handelsabschlüsse der aktiven Anbieter getätigt werden [110].
Handelsvolumen	Das Handelsvolumen bezeichnet entweder den wertmäßigen Betrag oder die Anzahl der getätigten Transaktionen an Börsenplätzen. Des Weiteren kann das Handelsvolumen auch für Marktsegmente oder den gesamten Markt angegeben werden [111]. Das Volumen gilt als wichtiger Indikator für die Marktaktivität und Liquidität [112]. Eine Möglichkeit diese Voraussetzung zu bestimmen, ist die Messung des Volumens im Orderbuch.
Infrastruktur	Der Begriff Infrastruktur meint alle staatlichen und privaten Einrichtungen, die für eine ausreichende Daseinsvorsorge und wirtschaftliche Entwicklung als erforderlich gelten [113]. In diesem Fall bezieht sich die Infrastruktur auf die Entwicklung einer sicheren Energieversorgung durch die Anwendung von Wasserstoff. Eine gut ausgebaute Infrastruktur ist Voraussetzung für die Wettbewerbsfähigkeit und Stabilität eines Marktes. Daher lassen sich anhand der Bezugsquellen, der Konzentration der Belieferung und der Ausfallflexibilität Rückschlüsse über den Ausbau der Infrastruktur ziehen [110].
Markt–/Netzzugang	Als Marktzugang wird die Möglichkeit eines potenziellen Akteurs bezeichnet am Marktgeschehen teilzuhaben. Behindern den Teilnehmer weder gesetzliche Zutrittsbeschränkungen noch Zutrittsabschreckungsstrategien von bereits etablierten Akteuren, kann von einem diskriminierungsfreien Marktzutritt gesprochen werden [114].

Entwicklungen hin zu einem liquiden Markt

Zunächst begünstigt die Bildung von informellen Netzwerken bzw. außerbörslichen Handelsplattformen die Zusammenkunft von Angebot und Nachfrage. Die so entstehenden Handelsbeziehungen werden mittels bilateraler Verträge gefestigt. In dieser Phase etabliert sich der Handel und das Potenzial für größere Absatzmengen steigt. Daraufhin wird die Infrastruktur erweitert, um das Nachfragepotenzial zu erhöhen. Insgesamt steigt so das Handelsvolumen stetig an. Infolgedessen grenzen sich die Marktrollen immer klarer voneinander ab. Zu diesem Zeitpunkt kennzeichnen den Markt eine umfassende Vernetzung und ein entsprechendes Handelsvolumen [115]. Sollten zu diesem Zeitpunkt nur wenige Marktteilnehmer als Anbieter aktiv sein, kann die Beschaffungsstruktur als Oligopol eingestuft werden [116]. Damit der Markt die nächste Phase hin zu einem stabilen und liquiden Mart erreichen wird, sind weitere grundlegende Voraussetzungen notwendig. Dazu zählt insbesondere ein möglichst diskriminierungsfreier Zugang zur Infrastruktur. In Abhängigkeit vom standardisierten und gehandelten Gut ist darüber hinaus auch die Entstehung einer Börse unter regulatorischen Rahmenbedingungen und die Erweiterung des Marktgebietes notwendig [110].

Für diese Einflussfaktoren ist es schwer eine Reihenfolge festzusetzen, da hier die gegenseitige Einflussnahme und die Abhängigkeit voneinander stark ausgeprägt sind. Diese Phase bildet den Übergang in liquide Marktverhältnisse.

6.2 Aktueller Wasserstoffmarkt

Aktuell werden weltweit ca. 1.800 TWh/a Wasserstoff verbraucht. Für die deutsche Energieversorgung hat Wasserstoff bisher nur eine untergeordnete Bedeutung. In Deutschland werden ca. 70 TWh/a (2017) Wasserstoff eingesetzt und überwiegend in der Industrie genutzt [117][9] Dabei wird Wasserstoff u. a. zur Ammoniak–Produktion, in der Halbleiterindustrie, in der Metallurgie, zur Fetthärtung, und in der Pharmazie benötigt [87] (vgl. Kapitel 1.2.1).

Ein Großteil des Wasserstoffs wird als Kuppel– bzw. Nebenprodukt in der Industrie hergestellt. Hinsichtlich der Wasserstoffherstellung wird grundsätzlich zwischen grünem, grauem, blauem oder türkisem Wasserstoff unterschieden (vgl. Kapitel 1.1.1). Der überwiegende Teil des in Deutschland genutzten Wasserstoffs (ca. 55 TWh/a) wird als grauer Wasserstoff mittels Dampfreformierung hergestellt [118].

Aufgrund der geringen Menge und des eingeschränkten Transports (für einen liquiden Markt eignet sich somit am meisten ein Pipelinesystem [119]) existiert bisher kein mit anderen Energiemärkten vergleichbarer Markt für Wasserstoff. Der aktuelle Handel ist lediglich auf wenige Anbieter begrenzt und durch bilaterale Handelsbeziehungen geprägt. Diese bilateralen Handelsbeziehungen bestehen zumeist mit integrierten Anbietern, die sowohl als Erzeuger als auch als Netzbetreiber bzw. Transportunternehmen agieren. Etablierte Handelsplätze und lokale Plattformen, auf denen Anbieter und Nachfrager von Wasserstoff agieren, sind bisher nicht bekannt.

In der Literatur erfolgt bei der Frage nach der Ausgestaltung eines Wasserstoffmarktes und dem Aufbau einer Infrastruktur häufig der Verweis auf den Erdgasmarkt.[10] Daher werden in dem nachfolgenden Kapitel grundsätzliche Eigenschaften des Erdgasmarkts beschrieben.

6.3 Erdgasmarkt als Referenz

Zunächst erfolgt daher eine Darstellung des Erdgasmarktes sowie eine kurze historische Einordnung.

Weltweit beträgt die Erdgasnachfrage ca. 37.500 TWh/a (2017). Davon werden 7.700 TWh/a (2017) börslich gehandelt. Deutschland wies im Jahr 2018 einen Erdgasbedarf von ca. 930 TWh/a auf –ca. 850 TWh wurden exportiert und ca. 1.760 TWh importiert [121].

Der Ursprung der Erdgasnetze liegt in der Versorgung mit Kokerei– bzw. Stadtgas für die Straßenbeleuchtung und zum Kochen. Stadtgas wies dabei häufig schon einen Anteil an Wasserstoff von ca. 50 % auf. Die ersten gastechnischen Einrichtungen[11] wurden von ausländischen Investoren installiert und anschließend meist von kommunalen Ortsversorgern betrieben. Erste Vereinigungen von Betreibern gastechnischer Einrichtungen entstanden ab dem Jahr 1880. Zunächst war der Gasmarkt noch von wenigen Akteuren (Thyssen, Stinnes, RWE, Ruhrgas AG etc.) geprägt. Der Handel erfolgte über Lieferverträge zwischen Großhändlern und regionalen Gebietsversorgern [115]. Der Gastransport von den Anbietern zu den Verbrauchern erfolgte mittels lokaler Gasnetze. Das bestehende Verteilnetz wurde zu Beginn des 20. Jahrhunderts durch eine Ferngasversorgung ergänzt. Die Entdeckung großer

[9] Hinsichtlich des Einsatzgebietes gibt es in der Literatur jedoch unterschiedliche Angaben. So gehen [87] davon aus, dass ungefähr die Hälfte des Wasserstoffaufkommens direkt energetisch und ein weiterer großer Anteil. Hinsichtlich des Einsatzgebietes gibt es in der Literatur jedoch unterschiedliche Angaben. So gehen [87] davon aus, dass ungefähr die Hälfte des Wasserstoffaufkommens direkt energetisch und ein weiterer großer Anteil indirekt energetisch, bspw. in der Mineralölindustrie, genutzt wird.

[10] Vgl. hierzu bspw. [119] sowie [120]. Hinsichtlich der Regulierungsnotwendigkeit von Wasserstoffmärkten/–netzen wird auch auf Fernwärmenetze und Mineralölleitungen verwiesen.

[11] Anlagen zur Herstellung, Speicherung sowie Bereitstellung von technischen Gasen.

Erdgasvorkommen in den Niederlanden und in Norddeutschland beschleunigten maßgeblich den Ausbau.

Heute verfügt Deutschland über ein vermaschtes Gasverteilnetz mit einer Leitungslänge von ca. 500.000 km und einem Fernleitungsnetz mit ca. 60.000 km Leitungslänge [115].

Durch die Umstellung von Stadtgas auf Erdgas und die Belieferung des deutschen Marktes aus Norwegen und Russland wandelte sich die bundesdeutsche und europäische Gaswirtschaft von einem lokalen und regionalen zu einem internationalen Markt [122].

Der Handel war bis zur Marktliberalisierung im Jahr 1998 geprägt von wenigen Marktteilnehmern und strukturell einem bilateralen Oligopol ähnlich [116]. Es kam zu langfristigen Lieferverträgen und Quersubventionen zwischen den Konzernen. Zudem existierten bis zum Jahr 2006 noch 26 stark abgegrenzte Marktgebiete. Bis ca. 10 Jahre nach der Gas–Novelle von 1998 war der Markt noch weitestgehend von „Vor–Liberalisierungsmechanismen" geprägt. Erst zwei Novellierungen änderten den Charakter des Gasmarktes und wurden Grundlage für einen liquiden Markt und spürbaren Wettbewerb: Im Oktober 2006 erfolgte eine neue Regulierung des Marktzugangs. Durch die Einführung des Entry–Exit–Modells war nur noch der Abschluss von zwei Verträgen (Ein– und Ausspeisevertrag) innerhalb eines Marktgebietes notwendig. Im Oktober 2008 trat das Grundmodell für Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im Gassektor in Kraft. Dadurch wurden einheitliche, bindende Markt– und Bilanzierungsregeln für alle Marktteilnehmer in ganz Deutschland implementiert [119].

Seit dem Jahr 2007 erfolgt ein börslicher Handel an der EEX. Der Börsenpreis diente ab diesem Zeitpunkt auch zunehmend als Orientierung bei bilateralen Verträgen. Auch wurde so die Indizierung auf den Erdölpreis schrittweise abgelöst. Zudem erfolgte schrittweise ein Zusammenschluss einzelner Marktgebiete. Aktuell existieren in Deutschland zwei Marktgebiete: GASPOOL und NetConnect Germany (vgl. Abbildung 6–1).

Abbildung 6–1: Erdgas–Marktgebiete in Deutschland [123]

Mit der Novelle der Gasnetzzugangsverordnung wurden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, aus den zwei bisherigen Marktgebieten bis spätestens 1. April 2022 ein einheitliches deutschlandweites Marktgebiet zu bilden[12]. Dieses neue Marktgebiet trägt die Bezeichnung Trading Hub Europe [123]. Durch die Zusammenlegung der Marktgebiete soll ein liquiderer Marktplatz mit einer höheren

[12] § 21 Abs. 1 Gasnetzzugangsverordnung.

Versorgungssicherheit und Effizienz durch Senkung der Markteintrittsbarrieren und einen deutschlandweiten Handel geschaffen werden [124].

Eine deutliche Verbesserung der Liquidität kann jedoch erst mit Integration des deutschen Marktgebiets mit dem niederländischen Gasmarkt Titel Transfer Facility (TTF), dem Leitmarkt auf dem europäischen Festland, erreicht werden [110].

6.4 Analogie zwischen Erdgas– und Wasserstoffmarkt

Im Folgenden wird anhand der in Kapitel 6.1 dargestellten Voraussetzungen für einen stabilen und liquiden Markt die Übertragbarkeit der Ausgestaltung des Erdgasmarktes auf einen möglichen Wasserstoffmarkt aufgezeigt und untersucht.

6.4.1 Handelsvolumen und Marktgebietsgröße

In Deutschland werden ca. 70 TWh/a (2017) Wasserstoff, überwiegend in industriellen Prozessen, eingesetzt [117]. Demgegenüber weist Deutschland einen Endenergiebedarf an Erdgas von ca. 930 TWh auf [121]. Das Verhältnis zum weltweiten Bedarf ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

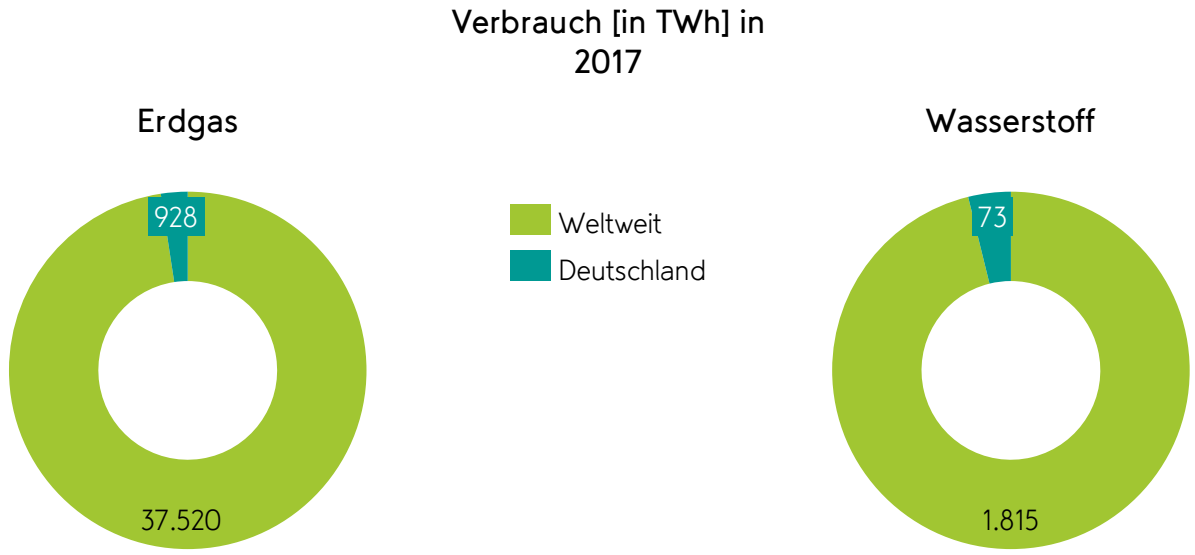


Abbildung 6–2: Gegenüberstellung des Erdgas– und Wasserstoffverbrauchs

Für das Jahr 2050 gehen aktuelle Studien von einem Wasserstoffbedarf von maximal 350 TWh/a in Deutschland aus. Darüber hinaus gehen vereinzelte Studien in spezifischen Power–to–Gas Szenarien auch von einem zusätzlichen Bedarf an synthetischem Methan von ca. 450 TWh/a aus [125].

Im Ergebnis wird das Handelsvolumen von Wasserstoff im Jahr 2050 in Deutschland vermutlich unter dem aktuellen Handelsvolumen von Erdgas liegen.

Das Handelsvolumen geht auch mit der Größe des Marktgebiets einher und bildet durch die Integration weiterer Märkte die Möglichkeit, die notwendigen Voraussetzungen (Handelsvolumen, Anzahl an Anbietern etc.) für einen stabilen und liquiden Markt zu schaffen. So wurde von WACOM im Rahmen eines Gutachtens zu Potenzialen weiterer nationaler oder grenzüberschreitender Gasmarktgebietsintegrationen [110] vorgeschlagen, das zukünftig einheitliche Marktgebiet für Erdgas in Deutschland mit dem Marktgebiet der Niederlande zusammenzulegen. Im Ergebnis würde dieses Marktgebiet alle Voraussetzungen für einen stabilen und liquiden Markt erfüllen. Insgesamt würde durch diese Marktintegration ein Markt mit einer Erdgasnachfrage von ca. 1.400 TWh entstehen [126].

In aktuellen Untersuchungen zum Wasserstoffeinsatz im nordwesteuropäischen Energiesystem wird für das Marktgebiet Deutschland, Belgien und der Niederlande in unterschiedlichen Szenarien eine Wasserstoffproduktion für das Jahr 2050 von maximal 825 TWh ermittelt. In einem Szenario mit geringem Wasserstoffbedarf wird eine jährliche Produktionsmenge von ca. 300 TWh angegeben [127]. Somit wäre auch bei dieser Vergrößerung des Wasserstoff–Marktgebietes, von einem Handelsvolumen unterhalb des aktuellen Handelsvolumens von Erdgas auszugehen. Dies ist mit besonderen Herausforderungen für die Bildung eines liquiden und stabilen Markts für Wasserstoff verbunden und entsprechend bei der Ausgestaltung des Marktes zu beachten.

Eine weitere Option wäre ein europäischer Markt auf Grundlage des Aufbaus eines europäischen Verbundnetzes für Wasserstoff (European Hydrogen Backbone), um ein größeres Marktgebiet zu schaffen (vgl. Kapitel 4.5). Inwieweit dieser Markt die notwendigen Voraussetzungen für einen stabilen und liquiden Markt umfänglich erfüllt, wurde bisher noch nicht detailliert betrachtet.

6.4.2 Anzahl an Anbietern

Ebenfalls deutlich ist der Unterschied zwischen Wasserstoff– und Gasmarkt hinsichtlich der Anzahl von aktiven Akteuren. Die Anbieter im Bereich Wasserstoff sind, bis auf wenige Ausnahmen, Unternehmen, die sich auf die den Vertrieb, den Handel und die Herstellung von Industriegasen spezialisiert haben. Dazu gehören Firmen wie die Linde AG oder Air Liquide. Nur wenige Elektrolyseurbetreiber nehmen bisher aktiv am Handel teil [128].

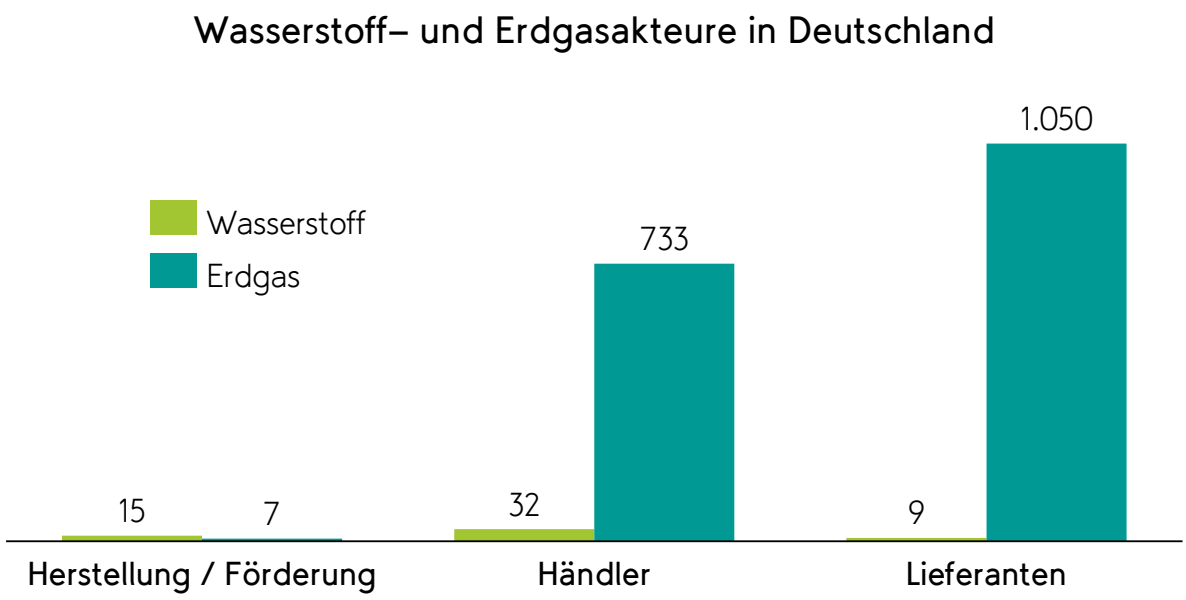


Abbildung 6–3: Anzahl der Erdgas– und Wasserstoffakteure in Deutschland [129–131] [13]

Für einen stabilen und wettbewerbsfähigen Markt muss eine bestimmte Anzahl von Bezugsquellen erreicht werden sowie die Marktkonzentrationsverteilung (HHI) und der Marktanteil der größten Unternehmen (RSI) unter einem identifizierten Schwellenwert liegen [110].

Als zukünftige Bezugsquelle für den Wasserstoffmarkt gilt das „Hydrogen Backbone". Das Konzept fokussiert ein europaweites Wasserstoff–Pipelinesystem [99]. Eine weitere Option sind LNG–Terminals,

[13] Die Händleranzahl ist die addierte Menge der Marktgebiete Gaspool und NetConnect

wie in Brunsbüttel, die sich perspektivisch auch für Wasserstoff erschließen lassen [132] (vgl. Kapitel 4.5). Die anderen beiden Indikatoren leiten sich aus der Anzahl der Anbieter und ihrer Marktmacht ab [110].

Da der Gasmarkt aktuell noch nicht als stabiler und wettbewerbsfähiger Markt bezeichnet werden kann, wird deutlich, dass auf dem Wasserstoffmarkt der Zukunft die Anbieterzahl stark erhöht werden muss.

6.4.3 Infrastruktur

Aktuell besteht keine deutschlandweite Infrastruktur zum Transport und zur Verteilung von Wasserstoff [117]. Bisher existieren in Deutschland lediglich in dem Cluster Unterelbe/Weser/Ems, in der Metropolregion Rhein–Ruhr und in dem Mitteldeutschen Chemiedreieck in Sachsen–Anhalt größere Netze zum Transport und zur Verteilung von Wasserstoff.[14] In diesen Regionen sind Schwerpunkte der chemischen Industrie. Diese Netze wurden aufgebaut, um eine Verbindung unterschiedlicher Standorte eines Unternehmens mit Edukt– und Produktleitungen zu erreichen. Zudem haben sich Unternehmen gezielt in der Nähe von Unternehmen angesiedelt, die Wasserstoff als Kuppelprodukt produzieren und über Wasserstoffleitungen versorgt werden. Das Wasserstoffnetz befindet sich im Eigentum der jeweiligen Unternehmen (AirLiquide S. A und Linde AG) [117] (vgl. Kapitel 4.2).

Der Aufbau einer deutschlandweiten leitungsgebundenen Transport– und Verteilinfrastruktur ist Voraussetzung für die Markteinführung von Wasserstoff im Rahmen eines liquiden Wasserstoffmarktes. Eine Verteilung mittels LKW und Trailer kann lediglich in Sonderfällen eine Alternative sein [120].

Für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur werden unterschiedliche Konzepte diskutiert: lokale Inselnetze (Szenario I), lokale Inselnetze mit einzelnen langen Transportleitungen (Szenario II) und ein engmaschiges Verteilnetz mit einzelnen langen Transportleitungen (Szenario III) [117]. Die Szenarien können einerseits zeitlich aufeinanderfolgende Ausbaustufen darstellen, stellen gleichzeitig aber auch potenzielle Endausbauzustände dar. So kann ein lokales Inselnetz im Szenario I durch die Verbindung über Transportleitungen nachträglich in das Szenario II überführt werden und über eine zunehmende Vernetzung im Szenario III enden. In allen Szenarien wird eine parallele Struktur zum Gasnetz aufgebaut.[15] Dies bedingt entweder den Aufbau eines gesonderten Wasserstoff–Pipeline–Netzes oder die Umwidmung nicht mehr benötigter Erdgasleitungen. Dabei ist auch eine Kombination aus beiden Optionen denkbar [117].

Eine Vielzahl von angeschlossenen Verbrauchern bzw. Endgeräten ist sensibel hinsichtlich der Gasqualität und eine Erhöhung der Wasserstoff–Beimischung könnte einen erhöhten Anpassungsbedarf notwendig machen. Zudem benötigen einzelne Verbraucher auch in Zukunft reinen Wasserstoff und reines Methan [117].

Die zuvor genannten Konzepte unterscheiden sich hinsichtlich der Anforderungen an die Transport– und Verteilinfrastruktur. Die Bildung von Inselnetzen in Szenario I ist geeignet um insbesondere Verbraucher in der Industrie, mit Wasserstoff, der ausschließlich in den jeweiligen Verbrauchszentren erzeugt wird, zu versorgen. Im Szenario II sind die einzelnen Inselnetze im Gegensatz zu Szenario I zusätzlich mit langen Transportleitungen verbunden. Dadurch ist auch eine Wasserstofferzeugung außerhalb der jeweiligen Verbrauchszentren möglich. Im Gegensatz zu den beiden zuvor genannten Szenarien ist das Szenario III von einem engmaschigen Verteilnetz geprägt, das unterschiedliche

[14] Wasserstoffnetz im norddeutschen Wasserstoffcluster mit einer Leitungslänge von ca. 40 km, vgl. [133], Wasserstoffnetz im Rhein–Ruhr–Gebiet mit einer Leitungslänge über 240 km, vgl. [133, 134]. Das Wasserstoffnetz von Zeitz bis Rodleben bei Roßlau mit einer Leitungslänge von 150 km, vgl. [133, 135].
[15] Dazu existieren bereits entsprechende Konzepte und Kostenabschätzungen, vgl. [120].

Verbraucher in Industrie und Verkehr versorgt. Zudem existieren einzelne lange Transportleitungen. Somit ist eine Erzeugung aus verschiedenen Standorten möglich.

In der nachfolgenden Tabelle 6–2 sind die unterschiedlichen Netzentwicklungsszenarien entsprechend dargestellt. Die Darstellung fokussiert sich lediglich auf die leitungsgebundene Wasserstoffverteilung. So wird sowohl zeitlich vorgelagert, wie auch ergänzend zu der Darstellung ein Wasserstofftransport per LKW–Trailer, zu erwarten sein. Insbesondere für die Versorgung von Tankstellen im Verkehrssektor wird, abgesehen von Szenario III, diese nicht leitungsgebundene Variante der Belieferung erwartet.

Tabelle 6–2: Optionen für den Aufbau einer deutschlandweiten Wasserstoffinfrastruktur [117]

Szenarien	Netzstruktur	Einflussfaktor *
Alle	Parallel zum Gasnetz	Bedarf an verschiedenen Energieträgern/Rohstoffen (reines Erdgas, reiner Wasserstoff) Beimischung ins Gasnetz nur in Grenzen
Szenario I	Lokale Inselnetze	Verbrauch vorwiegend in der Industrie Erzeugung ausschließlich in den Verbrauchszentren
Szenario II	Lokale Inselnetze, einzelne lange Transportleitungen	Verbrauch vorwiegend in der Industrie Erzeugung auch außerhalb der Verbrauchszentren
Szenario III	Engmaschige Verteilernetze, einzelne lange Transportleitungen	Verbrauch in der Industrie und im Verkehr Erzeugung aus verschiedenen Standorten

Welche Art von Netzstruktur sich entwickelt, hängt u. a. davon ab, in welchen Sektoren sich ein verstärkter Wasserstoffbedarf entwickelt. Wird Wasserstoff weiterhin lediglich in einzelnen Industriezweigen benötigt, könnte man von einzelnen Inselnetzen ausgehen, die ggf. mit Leitungen verbunden werden könnten, sollten der Bedarf nicht durch regionale Erzeugung gedeckt werden können [117]. Dann würde auch die Einbindung von Tankstellen zur Versorgung des Verkehrssektors mit Wasserstoff in ein Wasserstoffnetz nicht großflächig erfolgen.

Bei der aktuellen Entwicklung ist es fraglich, ob sich auch langfristig eine leitungsgebundene Wasserstoffverteilinfrastruktur wie beim Erdgas entwickeln wird [136]. Dies begründet sich u. a. auch damit, dass nicht von einer kompletten Substitution des Gaseinsatzes durch Wasserstoff auszugehen ist. So wird Wasserstoff nach aktuellen Analysen für die Wärmebereitstellung im privaten Sektor u. a. aufgrund einer fehlenden Wettbewerbsfähigkeit und alternativer klimafreundlicher Technologien (bspw. Wärmepumpe) eher eine untergeordnete Rolle spielen [137]. Entsprechend würde auch kein eng vermaschtes Verteilnetz benötigt. Daher gehen wir nach aktueller Einschätzung langfristig eher von einer Ausgestaltung der Netzstruktur gemäß des Szenarios II aus.

Da für den Aufbau der Infrastruktur hohe Investitionen notwendig sind, werden für die Kostentragung aktuell unterschiedliche Konzepte diskutiert [117]. Grundsätzlich existieren für die Refinanzierung unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen (keine Regulierung, Anreizregulierung analog Gas, alternative Regulierungsansätze wie bspw. Cost–Plus–Regulierung). Durch entsprechende Entwicklungen bzw. Entscheidungen werden Pfadabhängigkeiten geschaffen. Damit geht auch die Frage des Infrastrukturzugangs und somit mittelbar des Marktzugangs einher.

6.4.4 Markt–/Netzzugang

Für ein Wasserstoffnetz sind entsprechende Netzzugangsmodelle zu definieren. Auch diesbezüglich kann eine Orientierung anhand des Erdgasnetzes erfolgen. Grundsätzlich lassen sich drei Optionen unterscheiden (vgl. Abbildung 6–4): Punkt–zu–Punkt–Modell (1), Badewannenmodell (2) und Regelzonenmodell (3) [122].

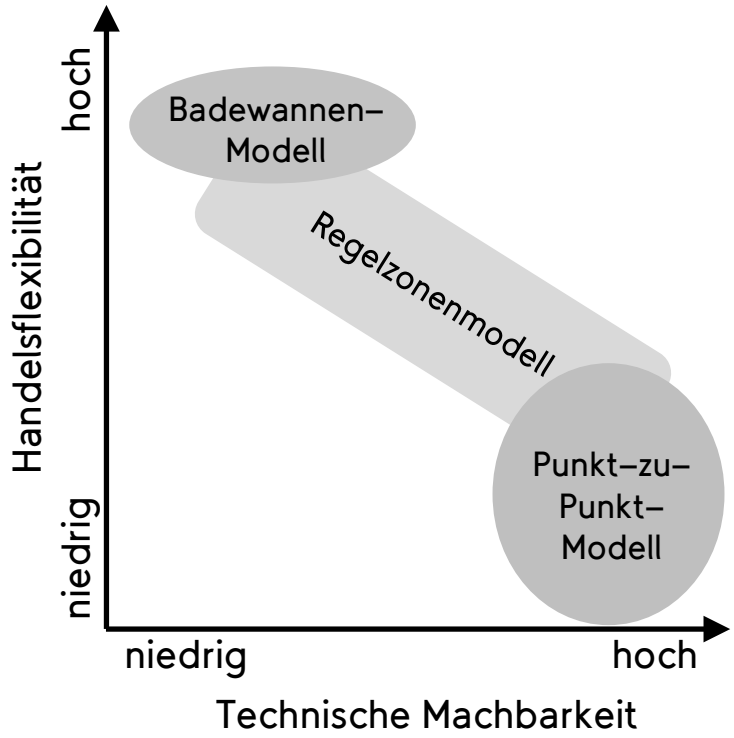


Abbildung 6–4: Vergleich der Zugangsmodelle für ein Wasserstoffnetz [122]

Beim **Punkt–zu–Punkt–Modell** existiert für jedes Handelsgeschäft eine definierte Quelle–Senke–Verbindung. Dafür muss der Händler eine entsprechende Transportkapazität zwischen der Quelle und der Senke beim Netzbetreiber buchen. Zwar erfolgt die Lieferung der vereinbarten Menge in vollem Umfang, jedoch handelt es sich beim gelieferten/ausgespeisten Gas nicht um das eingespeiste Gas. Entsprechend erfolgt die verursachungsgerechte Ermittlung der Transportentgelte anhand eines fiktiven Transportpfads (Kontraktpfad). Dieses Modell ist u. a. aufgrund der Vielzahl an benötigten Verträgen mit hohen Transaktionskosten verbunden. Zudem lässt dieses Modell keine effizienzsteigernden Preissignale zu [122].

Das **Badewannenmodell** bietet die Möglichkeit, innerhalb eines Gebietes jeder Zeit in das Netz ein– und auszuspeisen. Dabei sind Zeit und Ort der Einspeisung flexibel wählbar. Entsprechend sind die Transportentgelte räumlich nicht aufgelöst und somit transaktions– sowie entfernungsunabhängig. Dieses Modell setzt die Annahme einer ausreichend großen Leitungs– und Pufferreserve sowie eines hohen Vermaschungsgrades voraus. Somit werden die realen technischen Restriktionen nicht berücksichtigt. Demgegenüber handelt es sich jedoch um ein einfaches und diskriminierungsfreies Modell [122].

Das **Regelzonenmodell** berücksichtigt die netztechnischen Gegebenheiten in Form der vorhandenen Kapazitätsbeschränkungen. Die Quelle–Senke–Beziehung ist bei dem Modell nicht durch eine frei wählbare Strecke bestimmbar. Voraussetzung für die Berücksichtigung der Kapazitätsbeschränkung ist die Unterteilung des Netzgebietes in Regelzonen (Teilnetze). Die Transportrestriktionen treten dann entsprechend an der Grenze der Regelzonen auf. Innerhalb der Regelzone besteht das Badewannenmodell. Bei der Dimensionierung der Regelzonen steht einer technischen Realisierbarkeit (tendenziell kleine Regelzonen) das Ausmaß des Handelswettbewerbs (möglichst große Regelzonen) gegenüber. Bei diesem Modell kommt es zu einem erhöhten Abstimmungsbedarf, da Änderungen der Transportkapazitäten in einer Regelzone auch Auswirkungen auf benachbarte Regelzonen haben [122].

Das **Entry–Exit–Modell** ist die Ausgestaltung eines konkreten Handelsmodells des Regelzonenmodells. An Entry–Punkten wird Gas eingespeist und an Exit–Punkten entnommen. Dazu wird an diesen Punkten die entsprechende Kapazität für den Transport gebucht. Dafür müssen lediglich zwei Verträge, ein Ein– und ein Ausspeisevertrag, geschlossen werden. Somit entstehen geringere Transaktionskosten als beim Punkt–zu–Punkt–Modell. Da Ein– und Ausspeiseverträge auch voneinander unabhängig geschlossen werden können, kann bei steigender Liquidität des Marktes ein Spotmarkt entstehen. Bei diesem Modell können Bilanzkreise leichter gebildet werden und in diesen eine Vorsaldierung innerhalb eines abgeschlossenen Netzgebietes vorgenommen werden, bevor eine Verrechnung der Mehr– oder Mindermengen mit dem Bilanzkreis–Verantwortlichen vorgenommen wird [122].

6.5 Potenzielle Entwicklungsphasen eines Wasserstoffmarkts

In diesem Kapitel werden die in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Grundlagen in vier Phasen einer möglichen Wasserstoffmarktentwicklung eingeordnet. Zur Unterstützung werden Praxisbeispiele aus der Forschung herangezogen. Hierbei ist zu beachten, dass es sich um dynamische Prozesse handelt und die Einordnung in ein statisches Modell lediglich zur Annäherung dient.

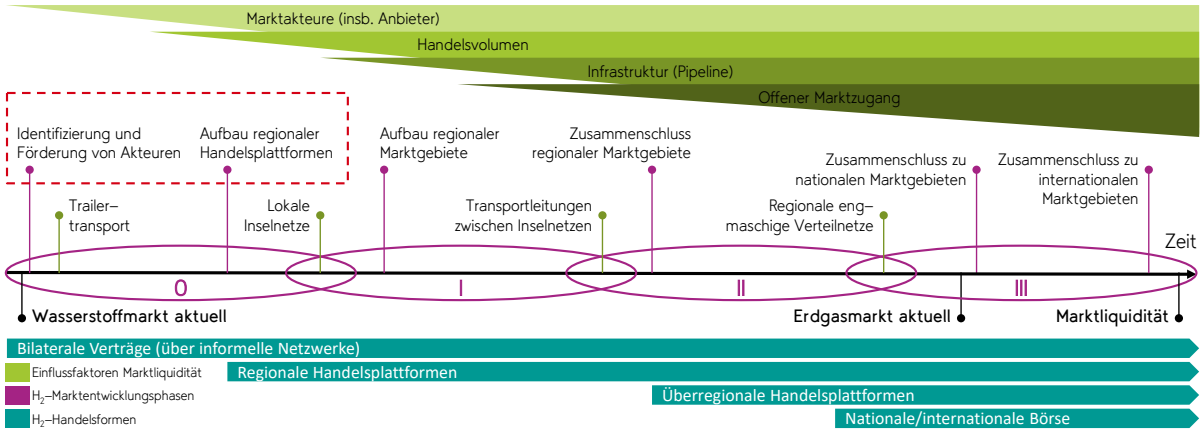


Abbildung 6–5: Einordnung der potenziellen Marktentwicklungsphasen für Wasserstoff in Analogie zum Erdgasmarkt[16] (auch in Anhang L)

In der nachfolgenden Tabelle befindet sich eine Übersicht der potenziellen Entwicklungsphasen eines Wasserstoffmarktes. Für die Phasen werden die zuvor dargestellten Marktvoraussetzungen (Anbieter, Handelsvolumen, Infrastruktur/Vernetzung und Markt– / Netzzugang) bewertet sowie die in den Phasen erwarteten Handelsformen und Marktakteure aufgezeigt.

[16] Die Abbildung findet sich in größerer Auflösung nochmal im Anhang L.

Tabelle 6–3: Übersicht potenzieller Entwicklungsphasen eines Wasserstoffmarktes

	Phase 0	Phase I	Phase II	Phase III
Handelsvolumen	- Geringe Mengen - Sehr hohe Transaktionskosten	- Erhöhung des Handelsvolumens - Dennoch hohe Transaktionskosten	- Aufgrund der hohen Marktaktivitäten steigt das Handelsvolumen in dieser Phase erheblich - Transaktionskosten immer geringer	- Starker Wettbewerb und stabiler Markt sorgen für einen entsprechenden Handel
Anbieter	- Industriegas–hersteller - Geringe Anzahl an Elektrolyseur–betreibern	- Industriegas–hersteller - Industrie–unternehmen - Zunehmend (geförderte) Elektrolyseur–betreiber	- Industriegas–hersteller - Industrie–unternehmen - Unternehmen des Mobilitätssektors - Elektrolyseur–betreiber	- Industriegas–hersteller - Industrie–unternehmen - Unternehmen des Mobilitätssektors - Elektrolyseur–betreiber
Infrastruktur / Vernetzung	- Großteil durch Trailer - Punkt–zu–Punkt–Verbindung - Aufbau weniger Pilotpipeline–Systeme (bspw. Hydrogen Backbone) - vereinzelt (kurze) Pipelines privater Unternehmen	- Weiterhin Trailer - Ausbau der Netze in Förderregionen - Lokale Inselnetze - Szenario I	- Trailer - Erweiterung regionaler Verteilnetze (Inselnetz) - Ausbau überregionaler Transportleitungen - Vmtl. Szenario II	- Internationale Vernetzung - Anschluss an alle relevanten Sektoren
Markt–/Netzzugang	- Kein bzw. kaum Netz vorhanden - Trailer–System - Sehr hohe Barrieren	- Zugang nur in geförderten Regionen oder bei Anschluss an Pilotpipeline - Insgesamt hohe Barrieren	- Deutlich mehr Teilnehmer - Marktrollen werden diverser - Barrieren nehmen erkennbar ab	- Erweiterung des potenziellen Zugangs auf Bundesgebiet - Barrierefreier Zugang zu Infrastruktur und Börse
Handelsform	- Bilaterale Verträge - Kommunikation über Handelsplatt–formen - Vereinzelt Pilotprojekte zu regionalen Börsen	- Bilaterale Verträge auf außerbörslichen Handelsplattformen - Evtl. erste regionale Börsen	- Bilaterale Verträge - Regionale Börsen	- Bilaterale Verträge - nationale oder kontinentale Börse
Akteure	- Produzenten - Vereinzelte Abnehmer vorwiegend aus der Industrie	- Produzenten - Abnehmer aus Industrie und vermehrt Mobilitätssektor	- Produzenten - Industrieunter–nehmen - Unternehmen der Mobilitätsinfra–struktur - Netzbetreiber - Vertrieb	- Produzenten - Industrieunter–nehmen - Unternehmen der Mobilitätsinfra–struktur - Netzbetreiber - Vertrieb

6.5.1 Phase 0 – Aufbau (regionaler) H_2–Plattform

Zum Aufbau eines Wasserstoffmarktes müssen in einer ersten Phase potenzielle Akteure identifiziert und zusammengebracht werden. Dies kann in erster Linie über eine (regionale) H_2–Plattform erfolgen. Mittels dieser können potenzielle Produzenten und Abnehmer zusammengebracht, Schnittstellen ermittelt und ein Informations– und Kommunikationsaustausch sichergestellt werden [138]. Aktuell befinden sich in Deutschland bereits erste Plattformen im Aufbau, welche die Netzwerk–Bildung für die zukünftige Wasserstoffbranche vorantreiben sollen [138]. Darüber hinaus werden in Reallaboren verschiedene Anwendungen zur Sektorenkopplung auf Wasserstoff–Basis getestet. Schleswig–Holstein ist dabei in die Projekte „Westküste 100" und „Norddeutsches Reallabor" involviert [35].

Handelsmengen/Akteure: Die gehandelten Mengen grünen Wasserstoffs werden in dieser Phase vermutlich überwiegend dem Industriesektor zuzuschreiben sein. Gleichzeitig werden jedoch auch erste Projekte im Verkehrssektor erwartet. Um einen Anstieg des Handelsvolumens zu bewirken könnten regulatorische Anreizsetzungen dienen. So hat die Bundesregierung das Ziel ausgerufen, bis zum Jahr 2030 Wasserstoff–Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von bis zu 5 GW für grünen Wasserstoff fertigzustellen. Dies entspricht einer Produktion von 14 TWh/a. Ein Großteil dieser grünen Elektrolyseleistung soll gemäß der Bundesregierung in erster Linie der Industrie, genauer gesagt der Stahlindustrie, zugutekommen. Bis spätestens zum Jahr 2040 sollen weitere 5 GW hinzugebaut werden [59]. In dieser Phase gilt es weitere politische Anreize zu setzen. Mit diesen sollten bspw. eine Investitionssicherheit geschaffen werden, der Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor gefördert werden sowie Steuern und Abgaben des Strombezugs für Elektrolyseure angepasst werden. Als weitere Maßnahme zur Förderung der Wasserstoffnachfrage wäre eine verpflichtende Beimischquote von grünem Wasserstoff denkbar. Dafür müsste vorab jedoch ein einheitliches und allgemeingültiges Zertifizierungssystem für Wasserstoff entworfen werden [139].

Handelsformen/Marktzugang: Vergleiche mit der Entwicklung des Gasmarktes zeigen, dass in dieser Entwicklungsphase Handelsbeziehungen überwiegend durch bilaterale Verträge entstehen. Bei steigendem Handelsvolumen sollten zudem erste regionale Handelsplattformen entwickelt werden. Ein ambitionierterer Ansatz wird in den Niederlanden diskutiert. Dort soll untersucht werden, inwiefern die Einrichtung einer nationalen Wasserstoffbörse – bereits bevor das niederländische Wasserstoffnetz besteht – die Marktentwicklung fördern könnte [139]. Dieses Konzept könnte die „natürliche" Entstehung einer außerbörslichen Handelsplattform ablösen.

Infrastruktur / Transport: Bereits in diesen frühen Phasen ist der Aufbau einer Infrastruktur essenziell, um den Transport der Handelsmengen gewährleisten zu können. Wie in Kapitel 4.7 beschrieben, ist der gasförmige Transport über eine Pipelineverbindung erst ab einer vergleichsweise hohen Umsatzmenge von mehreren Tonnen pro Tag kostengünstiger als der Transport per LKW–Trailer [119]. Daher wäre in dieser Phase ein Transportsystem über LKW–Trailer zu forcieren. Nichtsdestotrotz könnten im Rahmen erster Pilot–Projekte in Konzepten mit hohen punktuellen Verbrauchsmengen erste Pipelineverbindungen entstehen [140].

6.5.2 Phase I – Erschließung regionaler Marktgebiete

In dieser Phase hat sich der Wasserstoffhandel aufgrund des gestiegenen Handelsvolumens in einigen Regionen etabliert, sodass immer mehr regionale Marktgebiete erschlossen werden können.

Handelsmengen/Akteure: Die Industrie wird als erster erwarteter Skalenmarkt weiterhin den überwiegenden Teil der umgeschlagenen grünen Wasserstoffmenge ausmachen. Parallel wird jedoch auch die Nachfrage im Verkehrssektor kontinuierlich zunehmen.

Handelsformen/Marktzugang: Der Wasserstoff wird, auch in Abhängigkeit vom Erfolg einzelner Pilotprojekte, teilweise schon auf regulierten und regionalen Plattformen gehandelt [140].

Infrastruktur/Transport: Die Infrastruktur ist weiterhin von einem LKW–Trailer System geprägt, da in vielen Konzepten die Handelsvolumen eine Umstellung auf eine leitungsgebundene Verteilung noch nicht rechtfertigen. Gleichzeitig werden jedoch erste lokale, teilweise geförderte, Pipeline–Inselnetze auf Verteilnetzebene in Regionen entstehen, die durch geografisch fokussierte Bedarfe gekennzeichnet sind.

6.5.3 Phase II – Aufbau einer umfassenden Wasserstoffinfrastruktur

Angebot und Nachfrage sind in dieser Phase bereits auf einem Niveau angekommen, bei dem hohe Investitionsmittel zur Verfügung stehen und der Aufbau eines Wasserstoffnetznetzes stärker forciert werden kann.

Handelsmengen/Akteure: Angesichts der überregionalen Marktgröße in dieser Phase wird sich die mögliche Auswahl an Anbietern deutlich erhöhen. Aufgrund der Dynamik von Angebot und Nachfrage könnte der Wasserstoffhandel spätestens zu diesem Zeitpunkt über überregionale Handelsplattformen gesteuert werden.

Handelsformen/Marktzugang: Um die Liquidität des Marktes zu steigern, ist die Implementierung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs notwendig. Entsprechende Modelle sind in Kapitel 0 dargestellt. Bei der Auswahl der Ausgestaltung der Wasserstoffinfrastruktur und des Marktzugangs ist auch die Option einer zukünftigen Integration weiterer Märkte zu berücksichtigen.

Die Entwicklung des Erdgasmarktes zeigt, dass insbesondere zwei Instrumente die Liquidität nach der Zusammenführung einzelner regionaler Märkte förderten: Zum einen ermöglichet das Entry–Exit–Modell den Abschluss von nur zwei Verträgen (Ein– und Ausspeise) innerhalb des Marktgebietes. Zum anderen sorgte das Grundmodell für Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas) für einheitliche, bindende Markt– und Bilanzierungsregeln für alle Marktteilnehmer [119].

Des Weiteren etablieren sich mit fortschreitender Entwicklung unterschiedliche Marktrollen. Analog zum Gasmarkt könnte der Wasserstoffmarkt entlang der Wertschöpfung in die Bereiche inländische Produktion und Import, Transport und Verteilung, Speicherung sowie Handel und Vertrieb gegliedert werden [106].

Infrastruktur/Transport: Zur Steigerung der Marktliquidität in dieser Phase setzt die Zusammenführung einzelner regionaler Märkte die Verbindung von bestehenden Inselnetzen über Pipelinetransportleitungen voraus.

6.5.4 Phase III – Erreichung Marktliquidität

Am Ende der letzten Phase ist es das Ziel, einen vollständig liquiden und stabilen Markt zu erreichen.

Handelsmengen/Akteure: Bedingung hierfür ist eine Vielzahl an Akteuren, insbesondere Anbietern, sowie große Handelsmengen, die eine möglichst dynamische Kopplung von Angebot und Nachfrage ermöglichen und den Handel näher an das wirtschaftliche Optimum bringen.

Handelsformen/Marktzugang: Der liquide Markt ist durch einen spürbar hohen Wettbewerb charakterisiert. Dafür sollten die Netzzugänge diskriminierungsfrei gestaltet werden und grenzüberschreitender Handel gefördert werden. So eröffnen sich Geschäftschancen für Unternehmen und für neue Akteure wird der Markteintritt erleichtert. Auf Verbraucherseite werden die Auswahl an Anbietern und Produkten erhöht und die Rechte gestärkt [110].

Aktuell befindet sich der deutsche Gasmarkt mutmaßlich am Anfang dieser Phase. Es existieren zwei überregionale Märkte, eine regulierte Börse sowie ein vermaschtes Gasnetz. Der Handel konzentriert sich dabei klar auf den außerbörslichen Vereinbarungen (OTC). Nur etwa 8 % aller Handelsabschlüsse werden über die Börse getätigt [110]. Nach einer Untersuchung im Auftrag der BNetzA (2016) kann der Markt jedoch nicht als vollkommen liquide eingestuft werden [110]. Die Verfasser*innen kamen zu dem Ergebnis, dass die Liquidität des Marktes erst deutlich verbessert werden kann, wenn die beiden deutschen Märkte und der niederländische Gasmarkt zusammengeführt werden.

Infrastruktur/Transport: Eine Grundvoraussetzung der Erreichung eines vollständig liquiden Marktes ist eine Vielzahl an Anbietern und Verbrauchern, die über engmaschige Verteilnetze verbunden sind.

6.6 Erwartete Wasserstoffmarktentwicklung und Mitgestaltungsmöglichkeiten

Welche Phasen der zukünftige Wasserstoffmarkt bis wann durchlaufen werden ist aktuell nur schwer prognostizierbar. Wie bereits beschrieben kann das abgebildete statische Modell nicht allen Entwicklungen Rechnung tragen. Beispielsweise kann die Entwicklung eines engmaschigen Verteilnetzes nicht als notwendige Voraussetzung für die Erreichung internationale vernetzter Marktgebiete angesehen werden.

Es ist als wahrscheinlich anzusehen, dass sich langfristig ein überregionales Transportnetz für reinen Wasserstoff, wie in den Plänen zum Hydrogen Backbone bereits ersichtlich ist, entwickeln wird (vgl. Kapitel 4). Dieses Netz wird vermutlich auch über Landesgrenzen hinaus einen internationalen Zusammenschluss erwirken. Etwas fraglicher ist die flächendeckende Entstehung von engmaschigen Verteilnetzen. Diese Entwicklung wird insbesondere davon abhängig sein, wie stark die Wasserstoffnutzung im Wärmebereich Einzug erhält. Hier sind alternative klimafreundliche Wärmebereitstellungstechnologien, wie bspw. die Wärmepumpe, heute teilweise bereits wettbewerbsfähig mit der fossilen Bereitstellung von Wärme über den Einsatz von Erdgas oder Öl.

Gemäß den Plänen der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber wird die überregionale Pipelinetransportinfrastruktur jedoch nicht vor 2030 zu erwarten zu sein [89, 99]. Bis dahin sehen wir den Fokus der Entwicklung von Wasserstoffmärkten wie auch die Möglichkeit einer Mitgestaltung dieser Entwicklungen durch das Land Schleswig–Holstein im entkoppelten regionalen Rahmen.

Wie in Kapitel 5.3 gezeigt, kann ein regionaler Markt in Schleswig–Holstein auch langfristig im nationalen Wettbewerb und gegenüber internationalen Importen preislich konkurrenzfähig sein. Neben den Anpassungen der Regulatorik als notwendige Voraussetzung kann diesbezüglich auch ein zeitlicher Vorsprung von Vorteil sein. Bevor die Integration in einen zukünftigen nationalen oder internationalen Markt erfolgen wird, kann der Aufbau einer regionalen Infrastruktur und die Etablierung

von regionalen Handelsplätzen die Basis für einen gut aufgestellten regionalen Markt darstellen und die Wahrscheinlichkeit der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Kontext erhöhen.

Die Möglichkeiten der Mitgestaltung des Landes Schleswig–Holsteins am Aufbau eines Wasserstoffmarktes liegen entsprechend vor allem in der frühen Phase der regionalen Marktentwicklung. Wichtige Voraussetzung für den Erfolg diese Entwicklung ist jedoch die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen auf Bundesebene (vgl. Kapitel 9.4). Im Rahmen der Integration in einen zukünftigen nationalen oder internationalen Markt wird die Möglichkeit der Einflussnahme voraussichtlich reduziert werden. Als zentrales Element der Mitgestaltungsmöglichkeiten sehen wir den Aufbau einer regionalen H_2–Plattform, die potenzielle Akteure unterschiedlicher Wertschöpfungsstufen identifiziert, zusammenbringt und die eine Umsetzung von konkreten Projekten in den Markt koordiniert und sowohl fachlich wie auch administrativ unterstützt.

6.7 Aufgaben einer regionalen H_2–Plattform

Aktuell können Akteure noch nicht auf bestehende Angebots– oder Nachfragestrukturen von Wasserstoff zurückgreifen. Viele Akteure möchten ihre Aktivitäten zudem nur auf einzelne Wertschöpfungsstufen begrenzen. Beispielsweise sind Flottenbetreiber zwar an einer Wasserstoffnutzung aber nicht einer eigenen Wasserstoffproduktion interessiert. Oder aber sind Windkraftanlagenbetreiber zwar auf der Suche nach einem Nachnutzungsmodell für die aus der finanziellen EEG–Förderung fallenden Anlagen, möchten sich aber auf die Stromvermarktung beschränken und nicht als Wasserstoffproduzent oder gar Wasserstoffverbraucher auftreten. Gleichzeitig ist es für das aktiv werden eines Akteurs jedoch von zentraler Bedeutung, dass ein anderer Akteur die jeweils vor– oder nachgelagerte Wertschöpfungsstufe besetzt. So ist ein potenzieller Wasserstoffproduzent auf Abnahmegarantien für den von ihm produzierten Wasserstoff angewiesen. Gleichermaßen benötigt ein potenzieller Flottenbetreiber eine Versorgungssicherheit mit Wasserstoff für den Betrieb der Fahrzeuge.

Wie zuvor dargestellt, besteht eine Möglichkeit der Unterstützung zur Überwindung oben genannter Herausforderungen und zur Mitgestaltung der Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in dem Aufbau einer regionalen H_2–Plattform[17].

Diese Plattform unterstützt durch Netzwerkarbeit sowie fachlich und administrative Begleitung im Rahmen der Projektierung und Förderung insbesondere die Projektinitiierung in einer frühen Startphase eines bis dato quasi nicht vorhandenen regionalen Wasserstoffmarktes. Ergänzend könnte sie darüber hinaus den regionalen Akteuren durch Sicherheiten hinsichtlich der gehandelten Wasserstoffmengen und –preise die notwendige Stabilität für die Projektumsetzung und den anschließenden Betrieb bieten (vgl. Abbildung 6–6). Insbesondere die zuletzt genannte Ergänzung bedürfte jedoch weitergehender Analysen, um mögliche Kosten abschätzen und die Effizienz der Maßnahme beurteilen zu können. Im Falle der Übernahme der Mengen– und Preissicherheit für die Akteure seitens der öffentlichen Hand, stellt sich zudem die Frage, ob dies mit den Regelungen zum Beihilfenrecht vereinbar wäre. Dies bedürfte entsprechend einer genaueren Untersuchung.

Die H_2–Plattform bespielt dabei insbesondere die Schnittstellen zwischen Erzeugung, Infrastruktur und Anwendung. Denkbar ist ein Aufbau der Plattform insbesondere im Rahmen der in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie geplanten Wasserstoffhubs [141]. In der nachfolgenden Abbildung werden die zentralen Aufgaben einer H_2–Plattform dargestellt.

[17] Eine erste Idee einer H_2–Plattform ist in dem Feinkonzept der Kompetenzregion Wasserstoff Düssel.Rhein.Wupper beschrieben, vgl. [138].

Abbildung 6–6: Aspekte einer regionalen H_2–Plattform

Netzwerk und Information

Eine H_2–Plattform kann zur Lösung des Henne–Ei–Problems beitragen und durch Akteursvernetzung Ideen der Einzelakteure zusammenbringen. Unternehmen auf vor– und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen werden zusammengebracht und Schnittstellen überwunden. Ergänzend ist die Bereitstellung von zielgerichteten Informationen und die Wissensvermittlung Basis für nachfolgende Projekte. Dies ermöglicht einen aktiven Austausch der regionalen Akteure und die kontinuierliche Gewinnung neuer Akteure. Darüber hinaus können über die Plattform Aus– und Weiterbildungsangebote bereitgestellt werden.

Projektierung

Die Erfahrung zeigt, dass viele Unternehmen, Privatpersonen und öffentliche Einrichtungen aus unterschiedlichen Gründen an einer Bereitstellung oder Nutzung von Wasserstoff interessiert sind. Aufgrund der Neuheit dieses Themenfeldes handelt es sich hierbei für viele Akteure jedoch um Tätigkeiten in einem neuen Feld außerhalb ihrer Kernkompetenzen. Entsprechend begrenzt ist das Erfahrungswissen und entsprechend hoch der Bedarf an fachlicher Unterstützung, sowohl für die Initiierung von Verbundprojekten[18], vor allem jedoch hinsichtlich einer Projektierung und finalen Umsetzung von Projekten im Markt.

Eine Plattform kann den Akteuren diese fachliche Unterstützung und Beratung durch entsprechend geschultes Personal und Experten bieten und dafür sorgen, dass aus ersten Ideen konkrete Projekte werden und bei der Projektumsetzung in die Praxis unterstützen. So kann sichergestellt werden, dass Information und Lösungen aus dem operativen Geschäft nicht verloren gehen, sondern zukünftigen Projekten und Marktteilnehmern zur Verfügung stehen.

[18] Ein regionales H_2–Verbundsystem verbindet Akteure aus einer definierten Region auf den Wertschöpfungsstufen H_2–Erzeugung, H_2–Verteilung und –Speicherung sowie H_2–Verbrauch über den Energieträger H_2 miteinander. Dazu wird, ausgehend von H_2–Bedarfen, ein mengenmäßiger Ausgleich zwischen H_2–Nachfrage und H_2–Angebot im regionalen Kontext geschaffen. Die regionale H_2–Infrastruktur (Verteilung und Speicherung) stellt physisch sicher, dass der H_2 zum Verbraucher gelangt und durch Speichermöglichkeiten notwendige Sicherheiten geschaffen werden. Durch die integrierte Systembetrachtung werden Synergien geschaffen, die für die Akteure bei alleiniger Projektrealisierung nicht realisierbar wären. So entsteht regionale Wertschöpfung bei Minimierung der CO_2–Emissionen.

Förderung

Aufgrund hoher Investitions– und Betriebskosten scheitert die Umsetzung vieler Projektideen aktuell noch an der Wirtschaftlichkeit. Entsprechend wird auch in den nächsten Jahren noch ein Bedarf an finanzieller Förderung bestehen, um die Integration der Wasserstofftechnologien in den Markt zu unterstützen und die Kosten zu senken, wodurch langfristig eine Wettbewerbsfähigkeit mit alternativen Technologien erreicht werden kann. Die Erfahrung zeigt, dass es zwar eine Vielzahl an Fördermöglichkeiten gibt, die Förderlandschaft für viele Akteure aufgrund der Komplexität jedoch nur schwer verständlich ist und die zur Verfügung stehenden Fördergelder entsprechend nur bedingt vom Markt abgerufen werden. Darüber hinaus sind bei der Umsetzung von Wasserstoffprojekten teilweise hohe administrative Hürden zu überwinden. Diesbezüglich sind bspw. Genehmigungsverfahren zu nennen, die aktuell noch mit hohem Aufwand und hohen Kosten verbunden sind und in Zukunft einer Standardisierung und Vereinfachung bedürfen.

Eine H_2–Plattform kann den Akteuren eine verständliche Übersicht der verfügbaren Förderprogramme bereitstellen, für Fragen zu den Förderprogrammen bereitstehen, bei der Förderprogrammauswahl unterstützen und den Antragsprozess begleiten. Zudem kann sie die zu erfüllenden Voraussetzungen und die notwendigen Schritte der Genehmigungsprozesse in Form eines Leitfadens aufarbeiten und den Akteuren bei administrativen Fragen zur Seite stehen.

Sicherheit

Wie oben erläutert, wäre zudem die Erweiterung der H_2–Plattform um eine vierte Komponente denkbar: Preis– und Mengensicherheiten. Die aktuell oftmals fehlende Wirtschaftlichkeit ist ein zentraler Grund, warum viele Akteure bei der tatsächlichen Umsetzung von H_2–Projekten noch zögern. Hier könnte die Plattform allen in der H_2–Wertschöpfungskette beteiligten Akteuren Einkaufs– und Verkaufspreise garantieren. So würden sowohl Strom– als auch H_2–Erzeuger fixe Abnahmepreise garantiert bekommen. Auf der anderen Seite würden den H_2–Verbrauchern H_2–Bezugspreise garantiert werden. Die finanziellen Flüsse würden von den energetischen Flüssen entkoppelt und über die Plattform ablaufen. Das bedeutet, dass H_2–Erzeuger und –Abnehmer keine bilateralen Verträge miteinander abschließen, sondern die H_2–Plattform diese Aufgabe übernimmt. Zudem könnte die Plattform auch produzierte und nachgefragte Mengen Grünstrom oder Wasserstoff in definierten Mengen garantieren. Dies würde beispielsweise für einen ÖPNV–Betreiber die Sicherheit bieten, dass er seine Brennstoffzellenbusse auch bei Windflaute oder Ausfall eines Elektrolyseurs betreiben kann und somit seiner Pflicht der Daseinsvorsorge nachkommt. Um dies sicherzustellen, muss der Plattformbetreiber für eine sichere H_2–Bereitstellung sorgen. Hierzu muss er beispielsweise genügend regionale Produktionskapazitäten vorhalten, Speicher entsprechend dimensionieren und Backup–H_2–Lieferverträge vereinbaren.

Die Erweiterung der H_2–Plattform um diese vierte Komponente würde anfangs voraussichtlich zu Verlusten führen, da für eine Wirtschaftlichkeit von Konzepten zu Beginn H_2–Einkaufspreise teilweise über den H_2–Verkaufspreisen liegen müssten. Für die Akteure würde die Plattform aber eine finanzielle Unterstützung bei ihren Betriebskosten bedeuten. Da die meisten Förderprogramme auf der AGVO basieren und in deren Rahmen nur auf eine Förderung der Anschaffungskosten abgezielt wird, könnte dies eine sinnvolle Ergänzung aus Akteurssicht sein. Dadurch, dass Preise und auch Mengen für zu definierende Zeiträume feststehen, könnte zudem Kapital günstiger beschafft werden, da die Projektrisiken sinken würden. Ob der Plattformbetrieb langfristig ein tragfähiges Geschäftsmodell werden kann, das demnach auch für privatwirtschaftliche Unternehmen interessant wäre, hängt vor allem von den Preisentwicklungen ab und wie hoch die Plattformnutzer den Wert der Mengensicherheiten bepreisen würden.

Das dargestellte Konzept zur Erweiterung der H_2–Plattform kann eine zusätzliche Komponente zur Beseitigung von Eintrittshürden sein. In tiefergehenden Analysen ist vor allem zu untersuchen, welche

Kosten damit verbunden wären und wie effizient diese Art der finanziellen Förderung im Vergleich zu klassischen Förderprogrammen ist. Zudem müsste geklärt werden, ob die Übernahme dieser Aufgabe durch die öffentliche Hand mit dem Beihilfenrecht vereinbar ist. Für eine abschließende Bewertung bedarf es folglich weiterer Analysen.

Die H_2–Plattform stellt dabei keinen Ersatz für verbesserte regulatorische Rahmenbedingungen auf Bundesebene dar (vgl. Kapitel 9.4). Vielmehr kann sie ein zielführendes Instrument sein, um auf Landesebene ergänzende Maßnahmen einzuleiten, um den Aufbau einer H_2–Wirtschaft zu ermöglichen und die ökonomischen und ökologischen Chancen der H_2–Technologien auszuschöpfen.

Im Rahmen des Aufbaus und des Betriebs der Plattform kann sich für das Land Schleswig–Holstein entsprechend die Möglichkeit bieten, bei der Entwicklung und beim Aufbau eines Wasserstoffmarktes in Schleswig–Holstein frühzeitig Einfluss zu nehmen. Folglich empfiehlt es sich zeitnah in eine Konkretisierung zu gehen. Die Öffnung der Teilnahme an der Plattform für alle Sektoren, Akteure und Wasserstoffarten ermöglicht dabei ein großes Handelsvolumen, was die dynamische Kopplung von Angebot und Nachfrage erleichtert.

Zumindest die Koordination und Betreuung der Aufgaben (vgl. Abbildung 6–6) an einem zentralen Platz sollte vermutlich von der öffentlichen Hand übernommen werden. Die Privatwirtschaft könnte jedoch gewisse Einzelaspekte der Aufgaben übernehmen. So gibt es bspw. bereits Unternehmen, die eine Wissensvermittlung, eine Projektierung oder auch eine Förderberatung übernehmen. Vor allem zu Beginn des Markthochlaufs stellen diese kostenpflichtigen Angebote jedoch Eintritts– und Umsetzungshürden für die Akteure dar, die die Wahrscheinlichkeit von Projektumsetzungen sinken lassen. Diese zusätzlichen Mehrkosten lassen die Auseinandersetzung mit aktuell größtenteils ohnehin nicht wirtschaftlichen Wasserstoffprojekten für die Akteure abermals unattraktiv werden. Die Verantwortlichkeiten zur Übernahme der Angebote könnten entsprechend auch im Laufe der Zeit von einer Finanzierung seitens der öffentlichen Hand in sich selbst tragende Geschäftsmodelle der Privatwirtschaft übergehen.

Langfristig wäre, unter anderem im Rahmen des Anschlusses der Infrastruktur an überregionale Transportleitungen, wie bspw. eines europäischen Verbundnetzes für Wasserstoff (European Hydrogen Backbone), die Integration der regionalen Plattform in überregionale Konstrukte denkbar. Ziel wäre hierbei die Möglichkeit zur Ausweitung des regionalen Markts bzw. die Teilnahme an einem stabilen und liquiden europäischen Wasserstoffmarkt [99].

6.8 Zusammenfassung

- Eine Möglichkeit der Unterstützung und der Mitgestaltung für die Entwicklung eines Wasserstoffmarktes könnte im Aufbau einer regionalen H_2–Plattform liegen.
- Eine H_2–Plattform kann zur Lösung des Henne–Ei–Problems beitragen und die Ideen der Einzelakteure zusammenbringen. Unternehmen auf vor– und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen werden zusammengebracht und Schnittstellen überwunden.
- Eine H_2–Plattform könnte den regionalen Akteuren eine fachliche Unterstützung und Beratung durch entsprechend geschultes Personal und Experten bieten und dafür sorgen, dass aus ersten Ideen konkrete Projekte werden und bei der Umsetzung in die Praxis unterstützen.
- Eine H_2–Plattform kann den Akteuren eine verständliche Übersicht der verfügbaren Förderprogramme bereitstellen, für Fragen zu den Förderprogrammen bereitstehen, bei der Förderprogrammauswahl unterstützen und den Antragsprozess begleiten. Zudem kann sie die zu erfüllenden Voraussetzungen und die notwendigen Schritte der Genehmigungsprozesse in Form eines Leitfadens aufarbeiten und den Akteuren bei administrativen Fragen zur Seite stehen.
- Eine Erweiterung der H_2–Plattform um eine vierte Komponente wäre denkbar: Preis– und Mengensicherheiten. Hier könnte die Plattform allen in der H_2–Wertschöpfungskette beteiligten Akteuren Einkaufs– und Verkaufspreise garantieren. So würden sowohl Strom– als auch H_2–Erzeuger fixe Abnahmepreise garantiert bekommen. Auf der anderen Seite würden den H_2–Verbrauchern H_2–Bezugspreise garantiert werden. Die finanziellen Flüsse würden von den energetischen Flüssen entkoppelt und über die Plattform abgewickelt werden.

7 Produktion Brennstoffzellen & Elektrolyseure in Schleswig–Holstein

Es erfolgt eine kurze Analyse, ob der Aufbau von Produktionskapazitäten für Elektrolyseure oder Brennstoffzellen in Schleswig–Holstein eine zu betrachtende Option sein kann. Dies könnte im Rahmen einer strategischen Entscheidung, sich an diesen Zukunftstechnologien zu beteiligen, sowie mit dem Ziel, die lokale Wertschöpfung zu steigern und den Transformationsprozess des Energiesystems sowie den regionalen Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen, erfolgen.

Zunächst wird anhand der aktuellen und prognostizierten Zubauraten von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen das deutschland– und weltweite Potenzial aufgezeigt. Anschließend wird ein Überblick über den aktuellen Markt und die aktuell auf diesem Markt agierenden Akteure gegeben. Darauf aufbauend werden Standortfaktoren und mögliche Anreize für eine Industrieansiedelung diskutiert.

7.1 Potenzial der Wasserstoffindustrie und Perspektiven

Die erwartete Steigerung des weltweiten Wasserstoffbedarfs könnte Chancen für die deutsche Industrie bieten. So gehen aktuelle Schätzungen für den Zubau von Elektrolyseuren von einer möglichen jährlichen Wertschöpfung für die deutsche Industrie von ca. 5,5 Mrd. € bis zum Jahr 2050 aus. Für den Einsatz von Brennstoffzellen im Verkehr und für die Elektrizitätsbereitstellung wird eine inländische jährliche Wertschöpfung von ca. 2,4 Mrd. € bis zum Jahr 2030 und ca. 26 Mrd. € für den Zeitraum 2040 bis 2050 prognostiziert. Bei einem optimistischen Szenario könnte im Ergebnis die Wertschöpfung deutscher Hersteller von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen von ca. 10 Mrd. € im Jahr 2030 bis ca. 30 Mrd. € im Jahr 2050 betragen [140].

Nachfolgend sind die prognostizierten Zubauraten für Elektrolyseure und Brennstoffzellen detailliert dargestellt.

Elektrolyseure

Gemäß der nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sollen bis zum Jahr 2030 in Deutschland Wasserstofferzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von bis zu 5 GW entstehen [59]. Weitere 5 GW sind laut der Strategie spätestens bis 2040 zu erwarten. Demgegenüber hat der Zusammenschluss der norddeutschen Küstenländer in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie festgelegt, bis zum Jahr 2030 mindestens 5 GW Elektrolyseleistung in Norddeutschland zu installieren [141].

In den aktuellen Studien sind unterschiedliche Angaben zu den prognostizierten installierten Kapazitäten zu finden. So prognostizieren einige Studien eher geringe installierte Elektrolyseleistungen von bis zu 11 GW in Deutschland im Jahr 2050 [142]. Diese gehen zwar von einem hohen Anteil an synthetischen Gasen im zukünftigen Energiesystem aus, prognostizieren aber einen relativ geringen Gasendenergieverbrauch. Demgegenüber wird in anderen Studien für Deutschland eine installierte Leistung an Elektrolyseuren von 44 GW für das Jahr 2030 und 213 GW für das Jahr 2050 ausgegeben [66]. Für Europa wird für das Jahr 2050 eine installierte Elektrolyseurleistung von bis zu 625 GW prognostiziert [143]. In der nachfolgenden Abbildung ist ein potenzieller Zubaupfad der Elektrolyseurkapazitäten zur Erreichung des 1,5°–Ziels dargestellt.

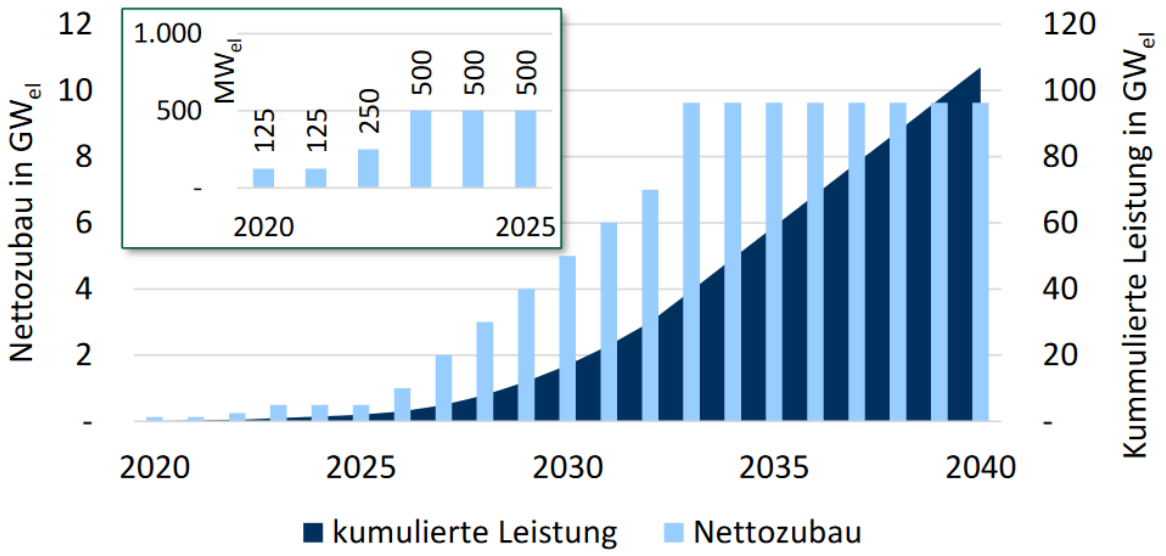


Abbildung 7–1: Potenzieller Zubaupfad für Elektrolyseurkapazitäten zur Erreichung des 1,5°–Ziels [144]

Insgesamt verbleibt zwar eine hohe Unsicherheit hinsichtlich der Relevanz synthetischer Gase und der installierten Elektrolyseurkapazitäten [125]. Jedoch ist grundsätzlich ein starker Markthochlauf für Elektrolyseure zu erkennen und zukünftig weiterhin zu erwarten.

Brennstoffzellen

Der Einsatz von Brennstoffzellen ist zukünftig vorwiegend in zwei Einsatzgebieten vorgesehen. Einerseits werden Brennstoffzellen zur Elektrizitäts– und Wärmebereitstellung, insbesondere zur Bereitstellung der notwendigen Flexibilität, und andererseits im Verkehrssektor eingesetzt. In nachfolgender Abbildung sind die Lieferungen von Brennstoffzellen der vergangenen Jahre in die jeweilige Region dargestellt. Es ist ein kontinuierlicher Hochlauf ersichtlich.

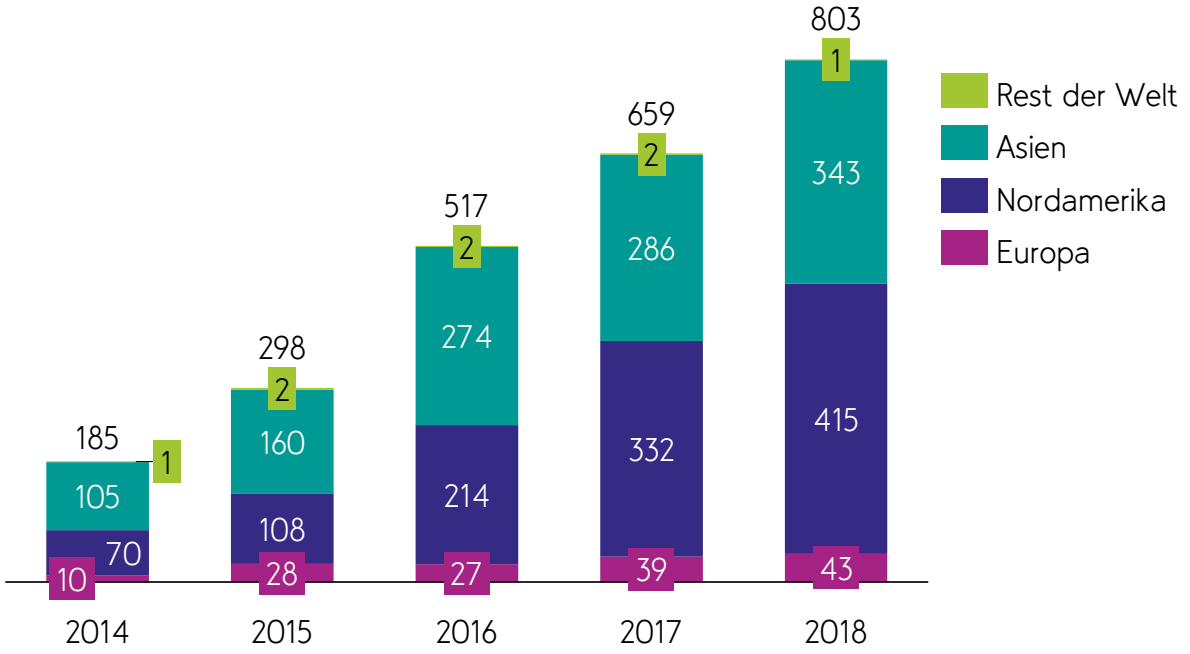


Abbildung 7–2: Lieferung von Brennstoffzellen pro Region für die Jahre 2014 bis 2018 [in MW] [145]

Für den Bestand an Brennstoffzellenfahrzeugen wird in einzelnen Studien ein signifikanter Zuwachs prognostiziert. So könnte bis zum Jahr 2030 die Anzahl an Brennstoffzellenfahrzeugen weltweit bis auf 10 bis 15 Mio. PKW und 500.000 LKW ansteigen. Bis zum Jahr 2050 könnten weltweit sogar 400 Mio. PKW, 15 bis 20 Mio. LKW und 5 Mio. Busse als Brennstoffzellenfahrzeuge betrieben werden [146]. In der nachfolgenden Abbildung ist der prognostizierte jährliche Absatz von Brennstoffzellenfahrzeugen dargestellt.

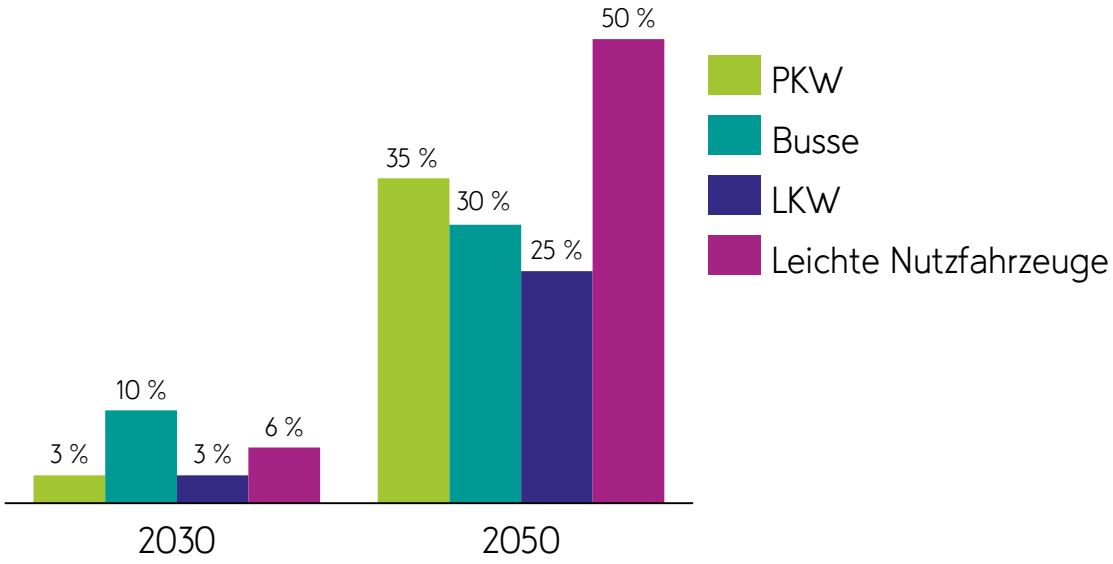


Abbildung 7–3: Prognostizierter weltweiter jährlicher Anteil von Brennstoffzellenfahrzeugen am gesamten Fahrzeugabsatz je Klasse für die Jahre 2030 und 2050 [147]

Für die Energieversorgung wird in den aktuellen Szenarien eine installierte Leistung von Stromerzeugern auf Basis von Wasserstoff von bis zu 100 GW prognostiziert. Neben dem Einsatz von wasserstofffähigen Gasturbinen, könnten für die Spitzenlastdeckung der Stromversorgung auch stationäre Brennstoffzellen eingesetzt werden, sollten diese zu niedrigen Kapitalkosten verfügbar sein. Für die (Rück–) Verstromung von Wasserstoff gehen aktuelle Untersuchungen für die Europäische Union von einem Potenzial im Jahr 2050 von bis zu 70 TWh_{el} aus [140]. Im Vergleich zu der Nutzung in den anderen Sektoren stellt dies somit einen sehr geringen Anteil dar. In den meisten Szenarien dient die Verstromung von Wasserstoff lediglich zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage in Zeiten mit geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Somit wird dieses Einsatzgebiet eher ein untergeordneter Treiber für die Entwicklung eines Wasserstoffbedarfs sein.

7.2 Marktüberblick und Akteure

Nachfolgend werden in einem Überblick die relevantesten Hersteller von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen sowie auch Forschungseinrichtungen und Prüf– und Zertifizierungseinrichtungen dargestellt. Nach Einschätzung vieler kommerzieller Unternehmen handelt es sich bei der Herstellung von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen aktuell noch um einen Nischenmarkt [146]. Die Herstellung der Elektrolyseure und Brennstoffzellen erfolgt meist unter Manufakturbedingungen im kleinen Maßstab. Aktuell arbeiten die Hersteller daran, entsprechende Produktionsvolumen aufzubauen, die eine wirtschaftlich sinnvolle teilautomatisierte Serienproduktion der Stackfertigung ermöglichen. Insbesondere kleinere Unternehmen verfügen jedoch nur begrenzt über die finanziellen Mittel, um den künftig nötigen Hochlauf in der Produktionskapazität aus eigener Kraft zu stemmen.

Bei der nachfolgenden Übersicht relevanter Akteure handelt es sich jedoch nur um eine Auswahl als Ergebnis einer kurzen Marktrecherche. Diese bietet keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Dabei wird unterschieden zwischen Herstellern von Elektrolyseuren und Brennstoffzellen, Forschungseinrichtungen sowie Prüf– und Zertifizierungseinrichtungen.

Elektrolyseure

Der Elektrolyseurmarkt wird vom Marktführer Siemens sowie weiteren großen Herstellern wie NEL Hydrogen, Hydrogenics oder ITM Power geprägt [146].

Tabelle 7–1: Elektrolyseurhersteller [148]

Unternehmen	Siemens Energy (Hydrogen Solutions)	Thyssen–krupp	Nel Hydrogen	AREVA H_2Gen	Hydroge–nics	ITM Power
Geschäfts–bereiche	PEM	AEL	AEL, PEMEL	PEM	AEL, PEMEL	PEMEL
Standorte	Deutschland, weltweit	Deutschland, Europa	Norwegen, Dänemark, USA	Frankreich, Deutschland	Kanada, Belgien, Deutschland	Großbritannien
Mitarbeiteranzahl	91.000	160.000	Ca. 300	Ca. 50	140	k. A.
Umsatz (spez. Umsatz)	27 Mrd. € (3,6 Mio. €)	42 Mrd. € (k. A.)	50 Mio. €	k. A.	50 Mio. €	4,6 Mio. €

Darüber hinaus existieren auch in Asien inzwischen eine Vielzahl an Herstellern wie Suzhou Jingli, Beijing Zhongdian, TianJin Mainland, Shandong Saksay Hydrogen Energy, Yangzhou Chungdean Hydrogen Equipment, Asahi Kasei, Tianjin Mainland Hydrogen Equipment. Über diese Unternehmen sind jedoch kaum Informationen verfügbar.

Brennstoffzellen

Der Brennstoffzellenmarkt wird von wenigen großen Unternehmen geprägt.

Tabelle 7–2: Übersicht Brennstoffzellenhersteller

Unternehmen	Ballard Power Systems	Bosch	Elring Klinger	FuelCell Energy	Powercell	Plug Power	SFC energy
Standorte	Kanada	Weltweit	Deutschland	USA	Schweden	USA	Deutschland
Mitarbeiteranzahl	630	400.000	10.400	k. A.	50	835	280
Umsatz (spez. Umsatz)	82 Mio. €	80 Mrd. €	1,7 Mrd. €	45 Mio. €	65 Mio. €	200 Mio. €	60 Mio. €

Die deutsche Brennstoffzellen–Technologie kann bereits als marktreif betrachtet werden. Daher plant bspw. das Zentrum für Sonnenenergie– und Wasserstoff–Forschung Baden–Württemberg (ZSW) die Entwicklung automatisierter Fertigungs– und Qualitätssicherungsverfahren, um Brennstoffzellen–Stacks in Großserie produzieren zu können [149].

Forschungseinrichtungen

Im Bereich der Integration und Herstellung von grünem Wasserstoff besteht grundsätzlich noch ein erhöhter Forschungsbedarf. Neben der Weiterentwicklung relevanter Technologien sind auch systemische Analysen zur Rolle von Wasserstoff bei der Transformation des Energiesystems notwendig. Die nachfolgende Auswahl der Institute ist auf Deutschland begrenzt.

Tabelle 7–3: Übersicht Forschungseinrichtungen [150]

Unter–nehmen	Zentrum für Sonnen–energie und Wasser–stoff (ZSW)	Fraun–hofer–Institut für Solare Energie–systeme (ISE)	Fraun–hofer ICT	Fraun–hofer UMSICHT	Fraun–hofer IFAM	Forsch–ungs–zentrum Jülich	ZBT Duisburg
Forschungs bereiche	Brennstoff–zellen	Entwicklung von Zellkonzep–ten für PEM–Elektrolyse	Katalysator–entwicklung	Katalysator–entwicklung	Elektrolyse, Speicherun g, Hydrolyse	Elektrolyse, Speicher–ung, System–analyse	Elektrolyse, Brennstoff–zellen(–systeme), Materialien
Umsatz	30 Mio. €	73 Mio. €	45 Mio. €	50 Mio. €	50 Mio. €	730 Mio. €	3 Mio. €

Prüf– und Zertifizierungseinrichtungen

In Deutschland existieren bereits viele Prüf– und Zertifizierungseinrichtungen. Durch die prognostizierte höhere Relevanz von Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem ergibt sich jedoch ein steigender Bedarf an weiteren unabhängigen Prüf– und Zertifizierungseinrichtungen. Aktuell erfolgt die Prüfung auf kleinen Prüfständen über Deutschland verteilt. Einheitliche Regelungen zur Zertifizierung der Anlagen existieren noch nicht [143]. Nachfolgend ist eine kurze Auswahl an Einrichtungen dargestellt, die im Bereich Wasserstoff bereits tätig sind.

Tabelle 7–4: Übersicht Prüf– und Zertifizierungseinrichtungen

Unternehmen	Fraunhofer–Institut für Solare Energiesysteme (ISE)	TÜV Süd	VDE Prüf– und Zertifizierungsinstitut GmbH	DBI GTI
Prüfbereiche	Sicherheitsprüfungen von kleinen Brennstoff–zellensystemen	Zertifizierungsver–fahrens zur "Erzeugung von grünem Wasserstoff"	Sicherheitsprüfungen von kleinen Brennstoff–zellensystemen	Wasserstoffver–träglichkeit

7.3 Standortfaktoren für die Ansiedlung neuer Industriezweige

Standortfaktoren für die Ansiedlung von Unternehmen lassen sich generell in quantitative und qualitative Faktoren unterteilen. Die quantitativen Merkmale sind in Messungen und Rechnungen darstellbar. Allerdings ist eine Standortwahl allein nach quantitativen Faktoren kritisch zu betrachten, da diese die Unternehmensrealität nicht im Ganzen widerspiegeln können.

Deswegen sollten bei der Standortbewertung ebenfalls qualitative Faktoren berücksichtigt werden, auch wenn diese von subjektiven Einschätzungen abhängen und daher schwer zu messen und miteinander zu vergleichen sind. In der folgenden Abbildung ist eine Einordnung der wesentlichen quantitativen („harten") und qualitativen („weichen") Standortfaktoren abgebildet [151].

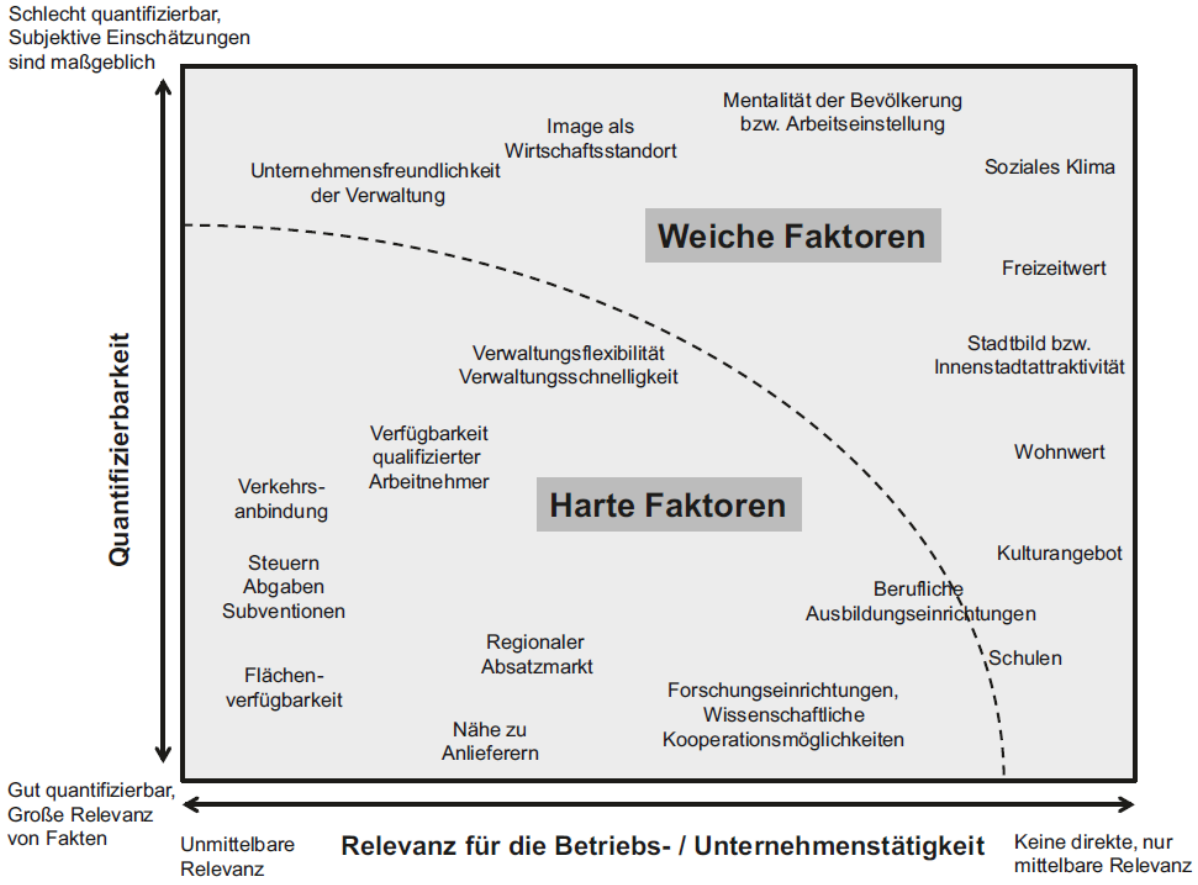


Abbildung 7–4: Übersicht wesentlicher harter und weicher Standortfaktoren für die Ansiedlung neuer Industriezweige und ihre Quantifizierbarkeit [151]

In einer Veröffentlichung der Fraunhofer MOEZ zur Standortwahl und Standortbestimmung wird, unter Berufung auf verschiedene empirische Studien, festgestellt, dass Grundstückspreise und Flächenverfügbarkeit, regionale Steuern und Abgaben, Energiekosten, Arbeitsmarktsituation und Lohnniveau, Verkehrsanbindung und Nähe zum Absatzmarkt als die bedeutendsten Faktoren für Unternehmen bei der Standortwahl zu berücksichtigen sind [151]. Dabei ist zu beachten, dass die einzelnen Faktoren teilweise deutlich zwischen Unternehmen aus unterschiedlichen Wirtschaftszweigen und Betriebsgrößenklassen schwanken.

Für Industriebetriebe sind laut einer Untersuchung der Förderbank KfW die Standortfaktoren „Verfügbarkeit von Fördermitteln", „Verfügbarkeit von Expansionsfläche", „Nähe zu Hochschulen und Fördereinrichtungen" und „Nähe zu anderen Unternehmen der Wertschöpfungskette" am

ausschlaggebendsten. Der Faktor „Steuern, Abgaben, Gebühren" wird als besondere Belastung empfunden [152].

Sowohl die KfW als auch die Fraunhofer Studie bestätigen die wachsende Bedeutung der weichen, subjektiven Standortfaktoren, welche die Wohn– und Lebensqualität beeinflussen [151, 152].

Die zunehmende Relevanz weicher Faktoren impliziert keinesfalls eine abnehmende Bedeutsamkeit harter Standortfaktoren. Vielmehr neigen Unternehmen dazu diese vorauszusetzen. Dies führt dazu, dass harte Standortfaktoren vor allem als Push–Faktoren (Defizite bei Faktoren halten Unternehmen von Ansiedlung ab) und weiche Standortmerkmale als Pull–Faktoren (Erfüllung von Faktoren ziehen Ansiedlung von Unternehmen an) wirken [152].

Weiterhin werden Standortanforderungen maßgeblich durch die Globalisierung beeinflusst. Die digitale Vernetzung treibt die Wandlung von Wertschöpfungsketten zu Wertschöpfungsnetzwerken intensiv voran. Um diese Entwicklung an einem Standort zu nutzen, steigt die Bedeutung der Clusterbildung. Innovation kann gefördert werden, indem Unternehmen die Möglichkeit eröffnet wird, lokale, branchenbezogene Netzwerke, z.B. durch die Nähe zu Hochschulen und Forschungseinrichtungen, zu bilden [152]. Zudem spielen „Ankerunternehmen" eine wichtige Rolle, da sie weitere Ansiedlungen (Zulieferer, Abnehmer) nach sich ziehen und somit die wirtschaftliche Erschließung einer Region fördern.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Flächenverfügbarkeit und digitale Infrastruktur zentrale Zukunftsfaktoren darstellen. Verkehrs– und andere Infrastrukturanbindung sind branchenspezifisch wichtig. Außerdem sind subjektive Faktoren der Wohn– und Lebensqualität für potenzielle Mitarbeiter*innen elementar [152].

7.4 Anreize für die Produktion in Schleswig–Holstein

Nachfolgend werden Abschätzungen aufgezeigt, welche das Potenzial und die Chancen zur Steigerung der lokalen Wertschöpfung beschreiben, die sich durch einen Hochlauf der Wasserstofftechnologien ergeben.

Standort für die Ansiedlung von Industrie

Für den Aufbau einer produzierenden Industrie für Brennstoffzellen–Module und Elektrolyseure kann langjährig aufgebautes Wissen im Maschinenbau ein entscheidender Standfaktor sein. Trotz vorhandener Kompetenzen in SH profitieren davon wahrscheinlich traditionelle Maschinenbauregionen wie Baden–Württemberg oder Bayern [145]. Zudem sind die hohen Produktionskosten in Deutschland ein Wettbewerbsnachteil. Im internationalen Vergleich mit asiatischen Ländern, aber auch mit Kanada und den USA ist die Produktion deutlich teurer [153, 154].

Dennoch stimmen in SH wichtige Standortfaktoren, wie der hohe Ökostromanteil und die vorhandenen Freiflächen. Diese zählten bspw. zu den wesentlichen Kriterien für Tesla bei der Wahl des Standortes Grünheide [155]. Die Nähe zur Metropole Hamburg als Infrastruktur– und Kulturzentrum sowie die Lage an der Küste für Im– und Export sprechen ebenfalls für den Standort SH.

In Kombination mit diesen Faktoren könnte der bevorstehende Aufbau von Elektrolyseuren in SH im Zuge der Norddeutschen und Nationalen Wasserstoffstrategie die Attraktivität des Standortes zusätzlich steigern. Folglich ist die Ansiedlung von Technologieunternehmen nicht ausgeschlossen.

Gelingt es, ein oder mehrere „Ankerunternehmen" wie Siemens von dem Standort zu überzeugen, hätte dies einen spürbaren Effekt auf die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in Schleswig–Holstein. Durch die Ansiedlung von produzierenden Unternehmen könnte sich ein Spillover–Effekt (Übertragungseffekt) für die gesamte Region ergeben und die Ansiedlung weiterer Unternehmen der Wasserstoffbranche (bspw. Zulieferer) begünstigen. Dies könnte dem Wachstum der lokalen Wasserstoffindustrie einen entscheidenden Schub geben.

Strebt SH die Ansiedlung von Industrie an, ist es von großer Bedeutung, dass die beschriebenen Standortfaktoren von politischen Maßnahmen flankiert werden. Dafür könnte das Land die Verfügbarkeit von Flächen zusichern und Fördermittel in Aussicht stellen. Als weitere wichtige Standortanreize können regionale Vorzüge bei Energiekosten, Steuern und Abgaben dienen.

Förderung von Forschungseinrichtungen

Die Nähe zu Forschungszentren und die Kooperation mit der Forschung sind wesentliche Voraussetzungen für einen erfolgreichen Wettbewerb lokaler Unternehmen [146].

Schleswig–Holstein verfügt mit drei Universitäten, neun Fachhochschulen und zahlreichen renommierten Forschungseinrichtungen über eine hochklassige Wissenschafts– und Forschungsstruktur [143].

Mit dem Fraunhofer–Institut für Siliziumtechnik und dem Helmholtz–Zentrum Geesthacht für Material– und Küstenforschung befinden sich bereits Forschungseinrichtungen in Schleswig–Holstein, deren Forschungsgebiete die Umwelttechnik [156] bzw. Wasserstoffproduktion und Wasserstoffspeicherung beinhalten [157].

Dennoch ist die Steigerung der Innovations– und Wettbewerbsfähigkeit ein bedeutender Faktor, wenn das Bundesland während des Aufbaus einer Wasserstoffindustrie eine wichtige Rolle einnehmen möchte. Im internationalen Vergleich sind asiatische Forschungseinrichtungen derzeit führend [146].

Die Forschungszentren könnten sich verstärkt auf die Schlüsseltechnologien der Wasserstoffwirtschaft und Sektorenkopplung fokussieren. Weiterhin könnten sie die Produkte durch Demonstrationsprojekte

bis zur Marktreife begleiten. Ebenfalls können durch die aufgebauten Kompetenzen technologieorientierte Start–ups ausgegründet werden und so eine breitere Unternehmensstruktur geschaffen werden [35].

Erweiterung der Branchennetzwerke und Cluster

Ein wesentlicher Antrieb für innovative Ideen und Produkte ist die Zusammenarbeit aller Akteure entlang der Wasserstoff–Wertschöpfungskette [35]. Diese Interaktion zwischen Wirtschaft, Wissenschaft und Politik ist eine wichtige Säule für die erfolgreiche Erschließung von Zukunftsmärkten der Wasserstoffindustrie. Die initiierten Branchennetzwerke und Kompetenzzentren akkumulieren Wissen, welches bereits in Pilotprojekten in die Praxis umgesetzt wird. Die ersten Erfolge zeigen, dass die Clusterarbeit weiter gefördert werden sollte. Das erarbeitete Wissen sollte für die Ausdehnung und Schaffung weiterer Cluster genutzt werden.

Das Reallabor Westküste100 und die geplanten Projekte in Brunsbüttel konzentrieren sich auf die Wasserstoffspeicherung und die Wasserstoffinfrastruktur. Zukünftige Clusterarbeit könnte den Fokus vermehrt auf die Produktion von Elektrolyseuren und Komponenten legen. Dadurch können wichtige Erkenntnisse über Synergieeffekte zwischen Elektrolyseurproduktion und Wasserstoffspeicherung sowie –verteilung gewonnen werden. Schleswig–Holstein würde so die Attraktivität des Standortes weiter steigern. Für Elektrolyseurproduzenten und Zulieferunternehmen würde dieses lokal erprobte Wissen einen weiteren Anreiz zur Ansiedlung schaffen.

Errichtung von Prüf– und Zertifizierungsunternehmen

Durch eine Industrialisierung der Elektrolyseurproduktion entsteht der Bedarf an Prüfung und Zertifizierung. In Deutschland ist die Prüfung derzeit auf kleine Prüfstände beschränkt, welche sich im ganzen Bundesgebiet verteilen. Gleiches gilt für die Zertifizierung der Anlagen [143]. Für Schleswig–Holstein besteht die Möglichkeit diese Nische zu erschließen. Dafür wäre es sinnvoll, dass industrielle Prüfungs– und Zertifizierungsunternehmen frühzeitig errichtet werden. Denn die bestehende Kapazität an Prüf– und Zertifizierungseinrichtungen ist nicht auf die angestrebten Produktionshochläufe und Anlagendimensionierung ausgelegt [143]. Vor allem die räumliche Nähe während des Aufbaus der Elektrolyseure im Norden kann als Vorteil genutzt werden.

Zudem könnte dieser Schritt ebenfalls als Spillover–Effekt wirken und die Ansiedlung weiterer Unternehmen der Wasserstoffindustrie herbeiführen.

7.5 Zusammenfassung

- Aufgrund des prognostizierten Zubaus an Elektrolyseuren und Brennstoffzellen besteht ein hohes Potenzial für die Eletrolyseur– und Brennstoffzellenproduktion.
- Es existieren bereits viele etablierte Unternehmen bei der Elektrolyseur– und Brennstoffzellenproduktion.
- Es könnte vor allem der Maschinenbau– und Anlagenbau in den traditionellen Industrieregionen und Produktionsstandorten profitieren.
- Die Produktionskosten in Deutschland sind wesentlich höher als in Asien oder den USA und Kanada. Jedoch verfügt SH auch über Standortvorteile: hohes EE–Potenzial, vorhandene Freiflächen sowie die Lage an der Küste und die Nähe zu Hamburg.
- Insgesamt erscheint eine Ansiedlung von Produktionsstandorten in SH als eher unwahrscheinlich. Jedoch ist eine Ansiedlung von entsprechenden Produktionskapazitäten für Wasserstofftechnologien für den europäischen/deutschen Markt nicht ausgeschlossen (vgl. Bau von Produktionskapazitäten von Tesla in Brandenburg).
- Für eine Ansiedlung sind geeignete politischen Rahmen– und Investitionsbedingungen entscheidend.
- SH verfügt über eine Vielzahl gut geeigneter Elektrolyseurstandorte. In der Norddeutschen und Nationalen Wasserstoffstrategie ist die Errichtung von Elektrolyseuren in SH vorgesehen. Dies könnte einen wichtigen Impuls für die Standortwahl von Technologieunternehmen darstellen.
- Die Förderung von Forschungseinrichtungen und die Unterstützung von Clusterbildung führt zu steigender Standortattraktivität.
- Mit der Errichtung von Prüf– und Zertifizierungseinrichtungen für die Wasserstoffindustrie könnte SH eine Marktlücke besetzen und weitere Unternehmen der Wasserstoffwirtschaft anziehen.

8 Entwicklung einer Regulierung von Wasserstoffnetzen und –märkten

Die leitungsgebundene Gasinfrastruktur wird aktuell zum Großteil durch Erdgas geprägt. In der Erwartung, dass allein die Entwicklung des Stromsektors zum Erreichen der Klimaziele für 2050 nicht reicht (eine „All–Electric–World" nicht gelingen kann), muss die gasförmige Energieversorgung im Sinne der Dekarbonisierung weiterentwickelt werden. Dies wurde auf EU– und auf nationaler Ebene bereits anerkannt, sodass jüngst entsprechende Strategiepapiere zur Förderung eines Markthochlaufs von Wasserstoff veröffentlicht wurden. [19] Um die oben beschriebene Dekarbonisierung des (Erd–)Gasmarktes zu verwirklichen, bedarf es mithin einer Transformation zu einem Wasserstoffmarkt – einschließlich einer bedarfsgerechten leitungsgebundenen Transport– und Verteilerstruktur. Zwar ist heute noch nicht festgelegt, wie die zukünftige Wasserstoff–Infrastruktur in Schleswig–Holstein aussehen wird. Gleichwohl bietet sich grundsätzlich die Modernisierung und Weiternutzung vorhandener Infrastruktur und Vermögenswerte an.[20] In diesem Sinne liegt eine Transformation der bestehenden Erdgas–Infrastruktur nahe. Im Folgenden werden daher einzelne rechtlich–regulatorische Aspekte untersucht, die für eine leitungsgebundene Wasserstoff–Infrastruktur relevant sein könnten – ohne dabei Anspruch auf Vollständigkeit für einen zukünftigen Rechtsrahmen erheben zu können. Einbezogen werden als Exkurs grenzüberschreitende Sachverhalte und wegen der Küstenlage Schleswig–Holsteins, die Rechtslage von bestehenden Offshore–Leitungen von Erdgas–Produktionsstätten.

8.1 Wasserstoff im aktuellen Rechtsrahmen; Bestandsaufnahme

Das Bedürfnis neuer regulatorischer Maßnahmen zur Entwicklung einer leitungsgebundenen Wasserstoff–Infrastruktur hängt maßgeblich davon ab, inwieweit die aktuelle Rechtslage den eingangs skizzierten Markthochlauf von Wasserstoff bereits trägt. Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden vor allem durch die möglichen Migrationspfade von Wasserstoff geprägt, die im Folgenden veranschaulicht werden:

Grundsätzlich kann Wasserstoff dem transportierten Erdgas *beigemischt* werden; jedenfalls ab einer bestimmten Konzentration müssten bestehende Netze dazu aber ertüchtigt werden. Da Erdgasnetze zugleich fortlaufend instandgehalten werden müssen, bietet sich eine vorausschauende Ertüchtigung („H_2–Readyness") an. Es könnten etwa eine feste Quote oder andere Vorgaben für (grünen) Wasserstoff vorgeschrieben werden.

Jedenfalls für bestimmte Anwendungen sind aber Netze erforderlich, die ausschließlich Wasserstoff transportieren und verteilen. Diese Netze sind zum Teil neu zu errichten und zum Teil durch die Modifikation bestehender Erdgasnetze zu gewinnen. Dazu müssen Netze/Netzteile umgewidmet werden, um sodann ausschließlich Wasserstoff zu transportieren.

Die bestehende Erdgas–Infrastruktur ist heute größtenteils abgeschrieben und könnte zum Buchwert in Wasserstoffnetze eingebracht werden. Insofern wird häufig eine Weiterentwicklung der heutigen Erdgasnetzbetreiber zu *„Kombinetzbetreibern"* angeregt; diese könnten sowohl Mischgas– als auch (regulierte) reine Wasserstoffnetze betreiben. Dieses Modell weist, so deren Befürworter, betriebliche

[19] Auf nationale Ebene: Nationale Wasserstoffstrategie vom 10.06.2020; auf EU–Ebene: Europäische Wasserstoffstrategie vom 08.07.2020.
[20] So auch der European Green Deal der Europäischen Kommission, 11. 12. 2019 COM(2019) 640 final.

und wirtschaftliche Vorteile gegenüber dem parallelen Aufbau einer „solitären" Wasserstoffnetzwirtschaft auf.

Schließlich bedarf es einer bedarfsgerechten Weiterentwicklung des Transportnetzes, das sich veränderten Bedürfnissen der Verbraucher anpassen muss. Durch die Veränderung der Aufkommensquellen und möglicherweise Verlagerung von Verbrauchszentren sind ein umfänglicher Neubau sowie die Umwidmung von Transportnetzen für Wasserstoff zu erwarten.

8.1.1 Nationale und EU–Rechtsquellen

Im Folgenden wird untersucht, ob und inwieweit Wasserstoff und Wasserstoffnetze vom EU–Recht und nationalen Recht erfasst werden. In diesem Kontext werden sowohl auf der EU–Ebene als auch auf der nationalen Ebene die regulatorischen Besonderheiten im bestehenden Recht behandelt.

8.1.1.1 Sachlicher Anwendungsbereich der Gasrichtlinie

Die maßgeblichen EU–rechtlichen Rahmenbedingungen für den Gasmarkt werden in der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 (GasRL 2009) geregelt, wobei sich diese *de lege lata* auf Erdgas und nur höchst eingeschränkt auf sonstige Gase – Wasserstoff inter alia – bezieht. Sonstige Gase werden gemäß Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 nur erfasst, wenn diese in das Erdgasnetz eingespeist werden (also in Fällen der Beimischung). Hieraus folgt, dass Mischgasnetze regulatorisch zwar von der aktuellen Fassung der GasRL 2009 erfasst und rechtlich wie Erdgasnetze behandelt werden. Reine Wasserstoffnetze sind jedoch dem sachlichen Anwendungsbereich der GasRL 2009 entzogen, d. h. deren Betrieb ist – aus Perspektive des EU–Rechts – derzeit nicht reguliert.

8.1.1.2 Wasserstoff im Sinne des EnWG

Im deutschen Recht wird Wasserstoff im EnWG zwar benannt, allerdings gelten die dort statuierten Bestimmungen nur für aus Wasserelektrolyse erzeugten Wasserstoff, vgl. § 3 Nummern 10c und 19a EnWG.

Grüner Wasserstoff fällt unter **Biogas** i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG, wenn er durch Elektrolyse erzeugt worden ist und wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 stammt. Laut der Gesetzesbegründung ist ein Anteil von erneuerbaren Energiequellen von mindestens 80 Prozent erforderlich.[21] Biogas i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG stellt nach § 3 Nr. 19a EnWG zugleich ein Gas dar.

Aus Wasserstoffelektrolyse erzeugter Wasserstoff, der in ein Gasversorgungsnetz eingespeist wird und dessen für die Erzeugung genutzter Strom **nicht** weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen besteht (z. B. allgemeiner Strommix), ist zwar nicht als Biogas, aber nach § 3 Nr. 19a EnWG gleichwohl als **Gas** einzuordnen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) spricht hier von anthrazitfarbenem Wasserstoff[22] der im Gegensatz zu grünem Wasserstoff als Biogas keine Einspeiseprivilegien genießt (siehe hierzu sogleich).

Andere Herstellungspfade (Dampfreformierung, Methanpyrolyse etc.) und damit die Erzeugung von *blauem* Wasserstoff, sind mithin **von der Regulierung des EnWG derzeit ausgeschlossen**. In der Praxis bestehende oder geplanten Transport– und Verteilernetze für diese Form sind mithin nicht reguliert im Sinne des EnWG.

[21] BT–Drs. 17/6072, S. 50.
[22] Bestandsaufnahmepapier der Bundesnetzagentur vom Juli 2020, S. 16.

8.1.1.3 Verhältnis zwischen EU–rechtlichen und nationalen Regelungen

Festzuhalten ist, dass der Wasserstoffbegriff der GasRL 2009 (**technologieoffener Ansatz**) und der des EnWG (**technologiespezifischer Ansatz**) auseinanderfallen. Weshalb sich der nationale Gesetzgeber bislang auf spezifische Erzeugungsarten beschränkt, ist unklar. Aus der Gesetzesbegründung selbst ergibt sich lediglich, dass klargestellt werden sollte, dass auch elektrolytisch erzeugter Wasserstoff unter das EnWG fällt bzw. für grünen Wasserstoff auch die Privilegierungen nach der Gasnetzentgeltverordnung gelten sollen, die für Biogas bisher schon galten.[23] Gleichwohl ist ein technologiespezifischer Ansatz mit der GasRL 2009 vereinbar. Zwar gilt der Anwendungsvorrang des Unionsrechts.[24] Allerdings wird nach Art. 288 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) den Mitgliedsstaaten bei der Umsetzung von Richtlinien ein Spielraum eingeräumt, der in Bezug auf die im EnWG erfolgte Regulierung von Wasserstoff auf eine bestimmte Erzeugungsart – angesichts des Fehlens einer unmittelbaren Regelung von Wasserstoff in der GasRL 2009 – wohl nicht überschritten wurde.

8.1.2 Spezifika des EU–Rechts: Grenzüberschreitende Sachverhalte

Deutschland ist traditionell ein (Erd–)Gasimporteur und wird auch bezüglich Wasserstoff von Importen abhängig sein. Vor allem für das Bundesland Schleswig–Holstein ist aufgrund seiner geographischen Lage mithin der grenzüberschreitende, leitungsgebundene Transport von Wasserstoff (z. B. in das dänische Fernleitungsnetz) von Bedeutung. Im Folgenden werden daher die Grundfreiheiten sowie etwaige Anforderungen der grenzüberschreitenden Interoperabilität näher betrachtet.

8.1.2.1 Grundfreiheiten in Bezug auf die Energieversorgung

Die Europäische Union hat gemäß Art. 26 Abs. 1 AEUV das Ziel, einen Binnenmarkt zu verwirklichen bzw. dessen Funktionieren zu gewährleisten. Der Binnenmarkt umfasst nach Art. 26 Abs. 2 AEUV einen Raum ohne Binnengrenzen, in dem der freie Verkehr von Waren, Personen, Dienstleitungen und Kapital (Grundfreiheiten) gewährleistet ist. Im Rahmen der Verwirklichung oder des Funktionierens des Binnenmarkts verfolgt die Europäische Union zudem die in Art. 194 AEUV genannten energiepolitischen Ziele, sodass die Grundfreiheiten auch im Energiesektor und damit auch in Bezug auf Wasserstoff Anwendung finden können.

Relevant werden insbesondere die Warenverkehrsfreiheiten nach den Art. 28 ff. AEUV und die Dienstleistungsfreiheit gemäß der Art. 56 ff. AEUV. In Bezug auf die Lieferung ist Wasserstoff als Ware i. S. d. Art. 34 AUEV einzuordnen; damit ist der sachliche Anwendungsbereich der Warenverkehrsfreiheit eröffnet. Die Lieferung von Wasserstoff stellt zwar zugleich eine Dienstleistung dar, allerdings ist der sachliche Anwendungsbereich der Dienstleistungsfreiheit gegenüber dem der Warenverkehrsfreiheit gemäß Art. 57 Abs. 1 AEUV subsidiär. Demgegenüber steht beim Betrieb von Wasserstoffnetzen der Dienstleistungscharakter im Vordergrund, sodass diesbezüglich die Dienstleistungsfreiheit greift.[25] Der sachliche Anwendungsbereich für die genannten Grundfreiheiten ist jedoch nur für grenzüberschreitende Sachverhalte innerhalb des Gebiets der Europäischen Union eröffnet. Vereinfacht gesagt bedeutet dies, dass eine Einfuhr bzw. Dienstleistung von einem Mitgliedsstaat (z. B. Deutschland) in einen anderen Mitgliedsstaat (z. B. Dänemark) erfolgen muss.

Ist der sachliche Anwendungsbereich der jeweiligen Grundfreiheit eröffnet, sind die Folgen ein Verbot der Diskriminierung aus Gründen der Staatsangehörigkeit (Art. 18 AEUV) sowie

[23] BT–Drs. 17/6072, S. 50.
[24] Erklärung 17 zur Schlussakte vom Vertrag von Lissabon, ABl.EU 2008, Nr. C 115, S. 344.
[25] So auch *Schneider*, in: Danner/Schneider, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 2 Rn. 13.

Beschränkungsverbote (z. B. Art. 34 AEUV und Art. 56 AEUV). Hierauf können sich sowohl natürliche als auch juristische Personen bzw. Gesellschaften berufen.[26] Verpflichtungsadressaten sind nicht nur die Mitgliedsstaaten bzw. deren dazugehörige Einrichtungen, sondern nach Art. 106 Abs. 2 Satz 1 AUEV auch Unternehmen, die Dienstleistungen *von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse* erbringen. Unter Letztere fallen auch Unternehmen, die im Energiesektor tätig sind.[27] Danach wäre etwa der Betreiber eines reinen Wasserstoffnetzes in Dänemark verpflichtet, u. a. die Warenverkehrsfreiheit zu gewährleisten und darf die Einfuhr bzw. die Lieferung von (grünem) Wasserstoff aus Deutschland nicht ohne Weiteres *mengenmäßig beschränken*. Andernfalls könnte der betroffene Energielieferant gegenüber dem Netzbetreiber den Verstoß gegen das Verbot von mengenmäßigen Einfuhrbeschränkungen gemäß Art. 34 AEUV geltend machen.

Gleichwohl kann ein Verstoß gegen Art. 34 AEUV unter bestimmten Voraussetzungen *gerechtfertigt* sein, wobei neben geschriebenen Gründen wie Art. 36 AEUV auch ungeschriebene Rechtfertigungsgründe existieren. Zu Letzteren gehören insbesondere *zwingende Erfordernisse im Allgemeininteresse*, worunter auch der Schutz von Netzen der Energieinfrastruktur fällt, vgl. Art. 170 AEUV.[28] Danach könnte eine als Einfuhrbeschränkung zu bewertende Verweigerung des Zugangs von aus Deutschland geliefertem Wasserstoff in ein Wasserstoffnetz in Dänemark jedenfalls aus Gründen der *fehlenden Netzkompatibilität* gerechtfertigt sein; auf Ebene des EU–Rechts besteht dabei kein Unterschied zwischen Fällen der Beimischung oder einer Einspeisung in ein reines Wasserstoffnetz. Inwiefern jedoch die konkrete Erzeugungsart von Wasserstoff (grün, blau, grau oder anthrazit) ein ungeschriebener Rechtfertigungsgrund ist, ist heute noch offen.

8.1.2.2 Interoperabilität

Nach Art. 6 Abs. 6 i. V. m. Art. 8 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 (FerngasZVO 2009) arbeiten alle Betreiber von Erdgasfernleitungsnetzen im Hoheitsgebiet aller Mitgliedsstaaten innerhalb des Verbands Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSOG) für die in Art. 8 Abs. 6 FerngasZVO 2009 genannten Bereiche **Netzkodizes** aus. Zu diesen Bereichen gehören nach Art. 8 Abs. 6 lit. e) FerngasZVO 2009 auch Regeln für die **Interoperabilität**, die in Form einer die FerngasZVO 2009 ergänzenden nachgeordneten Verordnung erlassen wurden, hier die Verordnung (EU) 2015/703 der Kommission vom 30.04.2015 (Netzkodex Interoperabilität).

Der Netzkodex enthält u. a. Vorschriften über verbindliche Netzkopplungsverträge an Grenzübergangspunkten, über Gasqualitäten und deren Überwachung sowie den Datenaustausch. Im Hinblick auf den grenzüberschreitenden Handel wird insbesondere Art. 15 Abs. 1 Netzkodex Interoperabilität relevant, wonach die Fernleitungsnetzbetreiber zusammenarbeiten, um Beschränkungen des grenzübergreifenden Handels aufgrund von Unterschieden in der Gasqualität zu vermeiden. Diese von den Fernleitungsnetzbetreibern im normalen Betrieb getroffenen Maßnahmen können unter anderem den Abtausch und die Beimischung von Gas umfassen.

Allerdings bezieht sich die FerngasZVO 2009 und in der Konsequenz auch der Netzkodex Interoperabilität ausdrücklich auf **Erdgas**, vgl. Art. 1 lit. a) FernGasZVO 2009 sowie Erwägungsgrund (1) und (3) zum Netzkodex Interoperabilität. Während also die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz vom oben genannten Rechtsrahmen umfasst ist, verbleibt der Umgang mit

[26] Für die Dienstleitungsfreiheit ergibt sich die Berechtigung der juristischen Person aus Art. 54 AEUV i. V. m. Art. 62 AEUV. Bei der Warenverkehrsfreiheit spielt es keine Rolle, ob es sich um eine natürliche oder juristische Person oder sonstige Personenvereinigung handelt, da Art. 28 Abs. 2 AEUV nur auf die Herkunft der Waren abstellt. Diese Person kann sogar die Staatsangehörigkeit eines Drittstaates besitzen.
[27] EuGH, Urt. v. 23.10.1997, Rs. C–159/94, BeckRS 2004, 74543, Rn 58.
[28] So auch *Schroeder*, in: Streinz, EUV/AEUV, Art. 36 AEUV, Rn. 45.

Beschränkungen des grenzübergreifenden Handels aufgrund von Unterschieden in der Gasqualität in Bezug auf reine Wasserstoffnetze auf EU–Ebene derzeit *unreguliert*.

8.1.3 Besonderheiten Elektrolyse–Wasserstoff; Einspeisung in Erdgasnetz

Eingangs wurde bereits festgehalten, dass Wasserstoff als Biogas bzw. allgemeines Gas heute bereits von § 3 Nrn. 10c bzw. 19a EnWG erfasst wird, wenn dieser durch Elektrolyse erzeugt wurde – technologiespezifischer Ansatz. Sodann stellt sich allerdings die Frage, ob Wasserstoff durch das Gesetz bereits nach der Erzeugung als Ware oder, ob Wasserstoff erst durch die Einspeisung in ein reguliertes Gasnetz erfasst wird.

Bei näherer Betrachtung ergeben sich nicht erklärliche Unterschiede im Hinblick auf die Folgen der Grüneigenschaft dieses Wasserstoffs. Die Legaldefinitionen sind aber vorzugswürdig richtlinienkonform auszulegen, sodass für eine Regulierung stets die Einspeisung in ein Erdgasnetz erforderlich ist; dies erklärt zugleich deren technische Regulierung gemäß der Gasnetzzugangsverordnung.

8.1.3.1 Regulierung Wasserstoff und Netzeinspeisung

Nur bei „Gas" i. S. d. § 3 Nr. 19a EnWG, also *anthrazitfarbener* Wasserstoff, ist weitere tatbestandliche Voraussetzung, dass dieser „in ein Gasversorgungsnetz **eingespeist**" wird. Damit sind nach § 3 Nr. 20 EnWG u. a. Fernleitungs– und Gasverteilernetze gemeint. Die Fernleitung erfasst gemäß § 3 Nr. 19 EnWG jedoch ihrerseits ausdrücklich nur den Transport von Erdgas, wohingegen eine solche Einschränkung der Reichweite im Fall von Gasverteilernetzen fehlt (vgl. § 3 Nr. 37 EnWG).

Für die Einordnung von *grünem* Wasserstoff, rechtlich zwar auch allgemeines Gas nach dem Wortlaut von § 3 Nr. 19a EnWG, aber zugleich eben auch Biogas nach § 3 Nr. 10c EnWG, ist die Einspeisung in ein Gasversorgungsnetz hingegen **nicht** erforderlich (bliebe allerdings ohne rechtliche Folge). Dies lässt den Schluss zu, dass grüner Wasserstoff auch dann der Regulierung nach dem EnWG und nachgelagerten Vorschriften unterfällt,[29] wenn dieser gar nicht oder in ein ansonsten nach diesem Gesetz gar nicht reguliertes Netz – also gerade reine Wasserstofftransport– und Verteilernetze – eingespeist wird. D. h. grüner Wasserstoff würde schon als Ware dem EnWG unterfallen. Eine solche Reichweite erscheint im Hinblick auf die GasRL 2009 und das EnWG im Übrigen allerdings fraglich.

Für anthrazitfarbenen Wasserstoff, der wie gezeigt erst mit Einspeisung in ein reguliertes Gasnetz vom Anwendungsbereich des EnWG erfasst wird, ist weiter zu differenzieren: Dieser unterfällt auf Transportebene nicht dem EnWG und den dazugehörigen Vorschriften, sofern in ein *Erdgas*fernleitungsnetz eingespeist wird (siehe zuvor). Fernleitungsnetze weisen zuvorderst Grenz– oder Marktgebietsübergangspunkte auf, die insbesondere die Einbindung großer europäischer Importleitungen gewährleisten, vgl. § 3 Nr. 5 EnWG. Hingegen erfassen Verteilernetze nach § 3 Nr. 37 EnWG einerseits auch den Transport über regionale Leitungsnetze (nicht nur örtlich) und andererseits alle Arten der genannten Gase, also Erd– und Biogas, grünen und anthrazitfarbenen Wasserstoff. Mithin könnten *Wasserstoff–Verteilernetze* stets der Regulierung des EnWG unterliegen, sofern die Produktion mittels Elektrolyse erfolgte.

Hieraus folgt, dass der Begriff von Wasserstoff hinsichtlich des Einspeiseerfordernisses nicht nur zwischen grünem Wasserstoff und anthrazitfarbenen Wasserstoff, sondern sogar bei Letzterem auf der Fernleitung– und Verteilerebene auseinanderfällt. Ob dies gewollt ist, darf bezweifelt werden, da andernfalls ein Wertungswiderspruch zur GasRL 2009 vorliegen würde, wonach Wasserstoff **generell nur im Fall der Einspeisung in ein Erdgasnetz reguliert** wird. Vorzugsweise sind die oben genannten

[29] Vgl. Bestandsaufnahmepapier der Bundesnetzagentur vom Juli 2020, S. 27.

nationalen Vorschriften also im Lichte der GasRL 2009, d. h. richtlinienkonform auszulegen. Demnach ist für die Regulierung von Wasserstoff – grün als auch anthrazitfarben – die Einspeisung in ein Erdgasfernleitungs– oder Erdgasverteilernetz erforderlich. Ergänzend müssen wir aber darauf hinweisen, dass die BNetzA in der Gesamtschau der vorgenannten Legaldefinitionen davon ausgeht, dass es für das Vorliegen von Biogas nach § 3 Nr. 10c EnWG und damit für das zweite Tatbestandsmerkmal in § 3 Nr. 19a EnWG *keiner Einspeisung* in ein Erdgasnetz bedarf. Demnach wird, gleichwohl es sich um ein reines Wasserstoffnetz handelt, der Betrieb von *„Biogas–Wasserstoffverteilernetzen"* [30] vom Regulierungsrahmen des EnWG erfasst – auch wenn dort ausschließlich Wasserstoff transportiert wird.

8.1.3.2 Netzkompatibilität und Unterteilung in Grund– und Zusatzgas

Biogas und damit auch grüner Wasserstoff kann nicht ohne Weiteres eingespeist werden, sondern muss gemäß § 19 Abs. 2 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) *netzkompatibel* sein und den allgemein anerkannten Regeln der Technik i. S. d. § 49 Abs. 2 und 3 EnWG entsprechen. Gemäß § 49 Abs. 2 EnWG besteht eine widerlegbare Vermutung der Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Gas die technischen Regelungen der DVGW eingehalten worden sind.

Im Fall von Biogas wird der Einspeiser nach § 36 Abs. 1 Satz 1 GasNZV zur Einhaltung der technischen DVGW–Regelwerke G 260 und 262 (Stand 2007) verpflichtet. Diese sehen Wasserstoff jedoch lediglich als *Zusatzgas* vor, das Erdgas (*Grundgas*) beigemischt werden kann.

8.1.4 Zwischenergebnis Bestandsaufnahme

Reine Wasserstoffnetze sind weder vom EU– noch vom nationalen Regulierungsrecht erfasst.[31] Lediglich die Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze ist somit im bestehenden Regulierungsrahmen relevant. Dabei verfolgt das EnWG einen technologiespezifischen Ansatz. Im Ergebnis wird Wasserstoff als Zusatzgas eingeordnet, das Erdgas (Grundgas) innerhalb festgelegter Grenzen beigemischt werden kann; größere Mengen bedürften mithin vor Einspeisung einer weiteren Aufbereitung.

Geht es um den für das Bundesland Schleswig–Holstein relevanten grenzüberschreitenden, leitungsgebundenen Transport von Wasserstoff, sind die Grundfreiheiten anwendbar, hier insbesondere die Warenverkehrs– und Dienstleitungsfreiheit. An diese sind auch die im Energiesektor tätigen Unternehmen gebunden. Gleichwohl beziehen sich die aktuell geltenden Vorschriften über den grenzübergreifenden Handel (z. B. der Netzkodex Interoperabilität) allein auf Erdgas.

Auf Grundlage des oben dargestellten Rechtsrahmens werden im Folgenden einzelne rechtliche Hemmnisse diskutiert, die in Bezug auf die Regulierung des Aufbaus/Betriebs einer Wasserstoff–Infrastruktur erkennbar wurden. Zugleich wird erörtert, ob und gegebenenfalls inwieweit die Regulierung von Erdgasnetzen zu deren Beseitigung übertragen werden kann.

[30] Bestandsaufnahmepapier der Bundesnetzagentur vom Juli 2020, S. 27.
[31] Nach Auffassung der Bundesnetzagentur sind Biogas–Wasserstoffverteilernetze allerdings vom EnWG erfasst.

8.2 Diskussion bestehenden Regulierungsrechts

8.2.1 Beseitigung des technologiespezifischen Ansatzes des EnWG

Anders als auf EU–Ebene verfolgt der geltende nationale Regulierungsrahmen einen technologiespezifischen Ansatz, wonach nur aus Wasserelektrolyse erzeugter Wasserstoff in Gestalt von Biogas und Gas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG bzw. des § 3 Nr. 19a EnWG regulatorisch erfasst werden. Hieraus folgt, dass sowohl in Fällen der Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze als auch bei dem Betrieb reiner Wasserstoffnetze, soweit letztere im Ausnahmefall regulierungsrechtlich erfasst werden (BNetzA: Betrieb reiner Biogas–Wasserstoff–Verteilernetze), der Anwendungsbereich auf nationaler Ebene auf aus Wasserelektrolyse erzeugtem Wasserstoff beschränkt ist und andere Herstellungspfade, ausdrücklich z. B. blauer Wasserstoff, unberücksichtigt bleiben.

Diese Wertung ist im Hinblick auf den Markthochlauf von Wasserstoff schwerlich zu erklären. Zuvorderst ist daher eine definitorische Erweiterung des Wasserstoffbegriffs durch einen technologieoffenen Ansatz im EnWG geboten. Die schlichte Anpassung der Legaldefinitionen kann zwar nicht alle Hemmnisse beseitigen, sodass weitere regulatorische Maßnahmen sowohl im Hinblick auf die Beimischung als auch hinsichtlich des Betriebs reiner Wasserstoffnetze erforderlich sind (siehe hierzu sogleich), stellt dies jedoch den Ausgangspunkt dar.

8.2.2 Beimischung von Wasserstoff in regulierte Erdgasnetze

Die Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasleitungen kommt immer dann in Betracht, wenn keine stoffliche, sondern eine energetische Verwendung im Vordergrund steht. Als Anwendungsfeld für Mischgasnetze kommt z. B. der Wärmemarkt in Betracht (die Wärmeversorgung durch Gas kann durch Wasserstoff sukzessive dekarbonisiert werden). Ob die Potenziale der Beimischung im bestehenden Rechtsrahmen ausgeschöpft werden können, wird im folgenden Abschnitt behandelt.

8.2.2.1 Nicht auf das Erdgasnetz zugeschnittene Beimischungsquoten

Die weiter oben beschriebene Einordnung von Erdgas als Grundgas sowie Wasserstoff als Zusatzgas hat zur Folge, dass konträr zu den Zielen der Dekarbonisierung und der Verwirklichung der Klimaziele 2050 Wasserstoff de lege lata nicht in größeren Mengen in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Die **Unterscheidung zwischen Grundgas und Zusatzgas sollte für eine breitere Nutzung aufgegeben** werden.

Solch eine Unterscheidung ist auch im Hinblick auf die Netzkompatibilität nicht förderlich. Technische Regelungen bzw. Beimischungsgrenzen könnten nicht nur auf Erdgas, sondern auch gassortenübergreifend zugeschnitten werden, sodass es auf eine Unterteilung in Grundgasen und Zusatzgasen nicht mehr ankommt.

8.2.2.2 Schutz des Endkunden hinsichtlich bestimmter Beimischungsquoten

Gasart und Gasqualität sind im Umgang mit Neu– und Bestandskunden der Netzbetreiber von Bedeutung. Letztverbraucher sind insoweit schutzbedürftig, sofern diese im Vertrauen auf eine bestimmte Gasversorgung langfristige Investitionen getroffen haben (z. B. in Heizungssysteme oder Industrieanwendungen). Dies gilt nicht nur für Fälle der Beimischung, sofern die *Quote* variiert, sondern später auch für den Anschluss von Letztverbrauchern an reine Wasserstoffnetze. Ein entsprechender *Bestandsschutz* ist für Letztverbraucher daher von Relevanz.

Allgemein lässt sich sagen, dass jedem Netzanschluss *technische Bedingungen* zugrunde liegen (in Deutschland für Mittel– und Hochdruck gemäß § 17 Abs. 1 EnWG und dem Netzanschlussvertrag sowie nach § 18 EnWG bzw. gemäß den ergänzenden Bedingungen des Netzbetreibers gemäß Niederdruckanschlussverordnung). Danach haben Letztverbraucher einen Anspruch auf Kontinuität und qualitativ gleichbleibende Versorgung (Umsetzung von Art. 3 Abs. 2 GasRL 2009). Die oben genannten nationalen Bestimmungen beziehen sich sowohl auf Strom– als auch Gasversorgungsnetze, sodass diese aufgrund der offenen Formulierung auch für (reine) Wasserstoffnetze Anwendung finden könnten – unter der Prämisse, dass für Wasserstoffnetze eine Niederdruckebene sowie höhere Druckebenen existieren.

Infolge des Anspruchs der Letztverbraucher auf Einhaltung einer bestimmten Gasart/–qualität könnte eine Umstellung der Verbrauchsgeräte erforderlich werden, deren Kosten nicht beim einzelnen Letztverbraucher allokiert werden. Eine Refinanzierung könnte aber dadurch erfolgen, dass Kosten – sofern sie z. B. klimaschutzbedingt veranlasst wurden – bundesweit auf Gasverbraucher umgelegt werden. Erfahrungen aus der Umstellung von L– auf H–Gas in Deutschland (§ 19a EnWG) oder die gegenwärtigen Erwägungen zu einer Wasserstoffumstellung in Großbritannien (Pilotprojekt) können hierbei berücksichtigt werden.

8.2.2.3 Folgen der Einordnung von grünem Wasserstoff als Biogas

Grüner Wasserstoff als Biogas i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG genießt grundsätzlich alle Privilegien hinsichtlich der Einspeisung von Biogas nach Teil 6 GasNZV.

Die *vorrangige Einspeisung* gemäß § 34 Abs. 1 Satz 1 GasNZV gilt daher schon heute auch für grünen Wasserstoff. D. h. Netzbetreiber sind eigentlich verpflichtet, grünen Wasserstoff vorrangig zu transportieren. Biogas bzw. grüner Wasserstoff muss allerdings, um netzkompatibel zu Erdgas zu sein (§ 36 GasNZV), konditioniert werden. Anders als bei Biomethan zeigt allerdings schon das EnWG, dass eine solche Aufbereitung die **Methanisierung** ist. Denn § 3 Nr. 10c EnWG benennt zugleich synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt.

Damit wird andererseits klar, dass es sich bei (nicht methanisiertem) Wasserstoff in Reinform im Zweifel nur um ein beigemischtes Gas handelt.

Es ist allerdings zu erwägen, den Einspeisevorrang zentral im EnWG zu verankern, um damit die herausragende Bedeutung grüner Energie für eine nachhaltige und langfristig CO_2–freie Energieversorgung auch in der Rechtsgestaltung zu würdigen. Somit kann *eine einzelne Bestimmung* zukünftig sowohl für grünen Wasserstoffs wirken als auch den bislang in nachgelagerte Rechtsverordnungen ausgelagerten Einspeisevorrang für Biogas ersetzen; Details mögen sodann einer Wasserstoffnetzzugangsverordnung überlassen bleiben.

8.2.2.4 Einspeisung von grünem Wasserstoff bei beschränkten Netzkapazitäten

Wie erörtert, sind Netzbetreiber zumindest zur vorrangigen Einspeisung von Biogas i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG und damit von grünem Wasserstoff verpflichtet. Unter der Prämisse, dass der einzuspeisende grüne Wasserstoff gleichwohl netzkompatibel i. S. d. § 36 Abs. 1 GasNZV sein muss, stellt sich für den Betreiber eines Erdgasnetzes die Frage, unter welchen Voraussetzungen die Einspeisung und damit der Netzzugang verweigert werden kann. Gemäß § 34 Abs. 2 Satz 1 GasNZV können Netzbetreiber die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz verweigern, falls die Einspeisung technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist.

Allerdings kann nach § 34 Abs. 2 Satz 1 GasNZV die Einspeisung nicht mit dem Hinweis darauf verweigert werden, dass in einem mit dem Anschlusspunkt direkt oder indirekt verbundenen Netz

Kapazitätsengpässe vorliegen, soweit die technisch–physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes gegeben ist. Vielmehr ordnet § 34 Abs. 2 Satz 3 GasNZV an, dass der Netzbetreiber alle *wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen* zur Erhöhung der Kapazität im Netz durchzuführen hat, um die ganzjährige Einspeisung zu gewährleisten sowie die Fähigkeit seines Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Transportkapazitäten für Biogas zu befriedigen. Vom Verordnungsgeber ausdrücklich als wirtschaftlich zumutbare Maßnahme anerkannt, ist gemäß § 34 Abs. 2 Satz 4 GasNZV die Sicherstellung der ausreichenden Fähigkeit zur Rückspeisung von Biogas in vorgelagerte Netze einschließlich der gegebenenfalls erforderlichen Einrichtungen, zum Beispiel zur Deodorierung und Trocknung des Biogases. In Konsequenz müsste das dann bei der Rückspeisung von Biogas–Wasserstoff auch für die Methanisierung gelten (siehe zuvor).

Werden demnach die Einspeisung und der Transport von grünem Wasserstoff begehrt, kann dieses Begehren auf (vorrangigen) Netzzugang grundsätzlich *nicht aus Gründen von Kapazitätsengpässen abgelehnt* werden (§ 34 Abs. 2 Satz 2 GasNZV). Vielmehr ist der Netzbetreiber in diesem Fall zur *Erhöhung der Netzkapazität* nach Maßgabe des § 34 Abs. 2 Satz 3 bis 6 EnWG verpflichtet.

Wenngleich diese Regelungen einst insbesondere für die Einspeisung von Biogas aus Biomasse in bestehende Erdgasnetze geschaffen worden sind, sind diese Regelungen auch für den Markthochlauf von Wasserstoff grundsätzlich förderlich. Der praktische Nutzen spezifisch für Wasserstoff wird sich zeigen, wenn dieser in bestehende Erdgasnetze eingespeist werden wird. Dann werden sich Netzbetreiber vermehrt mit der Frage auseinandersetzen müssen, ob ein Kapazitätsausbau zur Ermöglichung einer vermehrten Wasserstoffeinspeisung (als Biogas) durchgeführt werden muss und ob entsprechende Verpflichtungen aus § 34 GasNZV im konkreten Fall hergeleitet werden können. Am Ende vermag aber eine vermehrte Beimischung zu Methan sicherlich den Betrieb reiner Wasserstoffnetze nicht zu ersetzen.

8.2.3 Gesetzgeberischer Gestaltungsspielraum der Bundesländer

Da für einen erfolgreichen Markthochlauf von Wasserstoff eine Neuregulierung erforderlich ist rückt zugleich die Frage in den Vordergrund, ob hieran auch der Landesgesetzgeber mitwirken könnte.

8.2.3.1 Konkurrierende Gesetzgebungskompetenz nur zugunsten des Bundes

Im Rahmen der möglichen rechtlichen Gestaltung ist vor allem die Frage nach der Gesetzgebungskompetenz von entscheidender Bedeutung. Nach Art. 72 Abs. 1 Grundgesetz (GG) besteht eine konkurrierende Gesetzgebung. Das bedeutet, dass sich die Kompetenz der Länder auf Bereiche beschränkt, in denen der Bund von seiner Kompetenz keinen Gebrauch gemacht hat. Hier ist Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG einschlägig („Recht der Wirtschaft"). Der darunterfallende speziellere Bereich der Energiewirtschaft umfasst dabei auch die in Frage stehende Thematik der Wasserstoff–Infrastruktur. Der Bund hat hier das EnWG geschaffen, welches die sichere, preisgünstige und effiziente Versorgung der Allgemeinheit mit Strom und Gas zum Ziel hat. In diesem wird – wenn auch nur lückenhaft – auch Wasserstoff reguliert, vgl. § 3 Nr. 10c und Nr. 19a EnWG. Insoweit hat der Bundesgesetzgeber die Gesetzgebungskompetenz an sich gezogen, sodass eine etwaige Gesetzgebungskompetenz der Länder grundsätzlich ausscheidet. Art. 72 Abs. 3 GG gibt den Ländern hinsichtlich der konkurrierenden Gesetzgebung in den dort genannten Fällen zwar eine Abweichungskompetenz, sodass Regelungen durch die Länder getroffen werden können, die von den bestehenden Bundesgesetzen abweichen. Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG wird im Ausnahmenkatalog allerdings nicht ausdrücklich benannt, weshalb in diesem Fall den Ländern die Schaffung von abweichenden Regelungen verwehrt ist.

8.2.3.2 Mitwirkungsmöglichkeiten auf der Ebene des Bundesrats begrenzt

Die Landesregierungen können als Mitglied des Bundesrates auf die Gesetzgebung einwirken. Zu nennen sind hier vor allem die Einbringung von Gesetzesvorlagen nach Art. 76 GG, die Einberufung eines Vermittlungsausschusses gemäß Art. 77 Abs. 2 GG nach Eingang eines vom Bundestag beschlossenen Bundesgesetzes sowie der Zustimmungs– oder Einspruchsvorbehalt nach Art. 77 Abs. 2a GG bzw. Art. 77 Abs. 3 GG. Auf der Ebene der Rechtsverordnungen bedarf es unter den in Art. 80 Abs. 2 GG genannten Voraussetzungen ebenso der Zustimmung des Bundesrates. Soll eine Neuregulierung dahingehend erfolgen, dass das EnWG geändert werden soll, kann der Bundesrat demnach einen Vermittlungsausschuss einberufen und nach Beendigung dieses Verfahrens Einspruch einlegen.[32] Demgegenüber bedarf es nach § 24 Satz 1 EnWG der Zustimmung des Bundesrats, falls eine Rechtsverordnung geändert oder erlassen werden soll.

8.2.4 Zwischenergebnis Beimischungshürden

Für die Fälle der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz (Beimischung) bestehen trotz teilweiser Mitregulierung nach wie vor Hemmnisse sowie offene regulatorische Fragenstellungen in Bezug auf die Beimischungsquote und den diesbezüglichen Schutz der Endkunden sowie die Einordnung von grünem Wasserstoff als Biogas i. S. d. EnWG.

Diese Einschränkungen resultieren aus nationalen Gesetzgebungsakten und könnten, die Gesetzgebungskompetenz vorausgesetzt, beseitigt werden.

8.3 Betrieb von reinen Wasserstoffnetzen

In der Erwartung, dass schwer zu elektrifizierende und CO_2–emissionsbehaftete Industrien wie z. B. Stahl und Chemie oder der Schwerlastverkehr durch Wasserstoff ganz oder teilweise dekarbonisiert werden können, wird der Bedarf nach Wasserstoff kontinuierlich steigen. Dies macht eine leitungsgebundene Infrastruktur erforderlich, die den Transport von Wasserstoff gewährleistet. Unter der Prämisse, dass sich reine Wasserstoffleitungen etablieren, rücken regulatorische Fragen hinsichtlich des Betriebs von reinen Wasserstoffnetzen in den Vordergrund. Dies wird im folgenden Abschnitt behandelt.

8.3.1 Wasserstoff und regulierte Netzbetreiber – Fragen zur Entflechtung

Im Hinblick darauf, dass die heutigen Erdgasnetzbetreiber bereits hinreichende Erfahrungen beim Auf– und Ausbau einer leitungsgebundenen Gasinfrastruktur haben (und bereits entsprechendes Interesse gezeigt wird),[33] ist nicht unwahrscheinlich, dass diese sich zukünftig maßgeblich an der Errichtung der Wasserstoffinfrastruktur beteiligen werden. Diskutiert wird dabei z. B. der Ansatz des sogenannten Kombinetzbetreibers (siehe zu den Migrationspfaden Kapitel 9.1), der für die Dauer der Transformation eines Parallelbetriebs von regulierten Erdgas– und zukünftig (reinen) Wasserstoffnetzen bedarf. Insofern wird sich die Frage stellen, welche Tätigkeiten durch ein reguliertes Energieversorgungsunternehmen ausgeübt werden dürfen.

[32] Im Hinblick darauf, dass es nach Art. 74 Abs. 2 GG für den Kompetenztitel nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG keiner Zustimmung des Bundesrates bedarf, kann der Bundesrat lediglich Einspruch nach Art. 77 Abs. 3 GG einlegen.
[33] Siehe nur https://www.fnb–gas.de/energiewende/gruenes–gas/.

8.3.1.1 Hintergrund der Entflechtung

Durch die Entflechtung soll die Unabhängigkeit des Fernleitungs– und Verteilernetzbetriebs von den Tätigkeiten der Energieerzeugung und –belieferung sichergestellt und insbesondere eine Monopolbildung vermieden werden, wodurch ein nichtdiskriminierender und transparenter Netzzugang zu angemessenen Preisen gewährleistet sowie dem europäischen Ziel eines einheitlichen Energiebinnenmarkts näher gekommen werden soll.

Adressaten der Entflechtung sind insbesondere sogenannte vertikal integrierte Unternehmen. Darunter fallen gemäß Art. 2 Ziff. 20 GasRL 2009 Erdgasunternehmen oder eine Gruppe von Unternehmen, in der ein und dieselbe(n) Person(en) berechtigt sind, direkt oder indirekt Kontrolle auszuüben, wobei das betreffende Unternehmen bzw. die betreffende Gruppe von Unternehmen mindestens eine der Funktionen Fernleitung, Verteilung, LNG oder Speicherung und mindestens eine der Funktionen Gewinnung oder Lieferung von Erdgas wahrnimmt. Aufgrund der allgemeinen Formulierung sind sowohl Fernleitungsnetzbetreiber als auch Verteilnetzbetreiber erfasst, wobei allerdings *de lege lata* nur auf *Erdgasnetze* Bezug genommen wird. Oder mit anderen Worten: Die entflechtungsrechtliche Trennung vom Netzbetrieb von der Erzeugung und Vertrieb ist an regulierte **Erdgasnetzbetreiber** adressiert.

Soweit Erdgasunternehmen zur Entflechtung verpflichtet sind, sieht die GasRL 2009 bzw. die nationale Umsetzung im Teil 2 des EnWG (§§ 6 bis 10e EnWG) verschiedene Modelle auf der Fernleitungsnetzebene[34] sowie auf der Verteilnetzebene[35] vor.

Jedenfalls muss ein Erdgasunternehmen mindestens auch eine informatorische Entflechtung vornehmen,[36] die zumindest rein praktisch weitere Tätigkeiten neben dem regulierten Geschäft – soweit Synergien gehoben werden wollen – erschwert. Danach ist ein regulierter Netzbetreiber verpflichtet, die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen dieser bei Ausübung seiner Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangt, zu wahren sowie zu verhindern, dass Informationen über seine eigene Tätigkeit, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, in diskriminierender Weise offen gelegt werden.[37]

8.3.1.2 Betrieb reiner Wasserstoffnetze durch Erdgasnetzbetreiber

Dem Betrieb von Wasserstoffnetzen durch Erdgasnetzbetreiber stehen die oben genannten Vorschriften über die Entflechtung nicht *per se* entgegen. Dies gilt zum einen für den Fall, dass der Erdgasnetzbetreiber parallel zu seinem Erdgasnetz als Kombinetzbetreiber ein reines Wasserstoffnetz betreibt sowie zum anderen, wenn er als „solitärer Wasserstoffnetzbetreiber" sein bestehendes Erdgasnetz vollständig in ein reines Wasserstoffnetz umwidmet. Denn in beiden Fällen wird dieser im regulierten Bereich nur als Netzbetreiber tätig, sodass dieser weder als vertikal integriertes (Art. 2 Ziffer 20 GasRL 2009) noch als horizontal integriertes Unternehmen (Art. 21 Ziffer 21 GasRL 2009) eingeordnet werden kann.

8.3.1.3 Erzeugung und Lieferung von Wasserstoff durch Erdgasnetzbetreiber

Schließlich werden sich grundsätzlich zur Entflechtung verpflichtete Erdgasnetzbetreiber die Frage stellen, ob die entflechtungsrechtlichen Vorschriften in Bezug auf Erzeugung und Lieferung von

[34] Auf der Fernleitungsnetzebene vorhandene Entflechtungsmodelle: Ownership Unbundling (Art. 9 GasRL 2009, § 8 EnWG), das ISO–Modell (Art. 14 GasRL 2009, § 9 EnWG) sowie das ITO–Modell (Kap. IV GasRL 2009, § 10 EnWG) vor.
[35] Auf der Verteilernetzebene ist die Entflechtung in den Art. 26, 27 GasRL 2009 bzw. §§ 6 bis 7b EnWG geregelt.
[36] Auf EU–rechtlicher Ebene: Art. 16 GasRL 2009 (Fernleitungsnetzbetreiber), Art. 27 GasRL 2009 (Verteilnetzbetreiber); auf nationaler Ebene: § 6a EnWG.
[37] Vgl. Art. 16 Abs. 1 GasRL, 27 Abs. 1 GasRL 2009 und § 6a Abs. 1 EnWG–.

Wasserstoff gelten. Dies hängt davon ab, ob der erzeugte und gelieferte Wasserstoff vom Regulierungsrahmen erfasst wird. Während in Teil 1 nur diskutiert wurde, welche Netze zu regulieren sind, stellt sich im Hinblick auf die vertikale oder horizontale Integration diese Frage nunmehr mittelbar auch im Hinblick auf Wasserstoff als Ware/Handelsgut.

Auf EU–Ebene wird zum Zwecke der Einspeisung in das Erdgasnetz erzeugter und gelieferter Wasserstoff gemäß Art. 1 Abs. 2 GasRL 2009 wie Erdgas behandelt, sodass in dieser Konstellation Erdgasnetzbetreiber zur Entflechtung verpflichtet sind. Soll Wasserstoff in ein reines Wasserstoffnetz eingespeist werden, gelten die EU–rechtlichen Vorschriften über die Entflechtung hingegen nicht, da der Anwendungsbereich der GasRL 2009 nur die Beimischungsfälle erfasst.

Auf nationaler Ebene ist demgegenüber die Einordnung von **Wasserstoff als Biogas und allgemein Gas** nach § 3 Nr. 10c bzw. § 3 Nr. 19a EnWG entscheidend. In Teil 1 wurde dazu festgehalten, dass es sich technologisch stets nur um Wasserstoff aus Elektrolyse handelt, wobei weiter zwischen grünem und anthrazitfarbenem Wasserstoff zu unterscheiden ist. Grüner Wasserstoff als Biogas wird nach dem Wortlaut stets von der Regulierung erfasst – dem regulierten Netzbetreiber ist dessen Erzeugung mithin im Zweifel prinzipiell untersagt. Allerdings könnte man die Frage aufwerfen, ob zugleich auch die Einspeisung in ein reguliertes Netz erforderlich ist. Denn im Hinblick auf Elektrolysewasserstoff bedarf es nach § 3 Nr. 10c EnWG zusätzlich der Einspeisung in ein reguliertes Gasnetz (vorzugswürdig, rechtlich aber nicht abschließend bestimmbar) – so wie es für Wasserstoff aus konventionellem Strom gilt. Demnach kann der Erdgasnetzbetreiber aber jedenfalls dann selbst Wasserstoff erzeugen und liefern, wenn es sich nicht um Wasserstoff i. S. d. EnWG handelt (mithin insbesondere blauer Wasserstoff).

8.3.2 Ausbau und Entwicklung einer Wasserstoff–Infrastruktur

Um die Entwicklung einer Wasserstoff–Infrastruktur voranzutreiben, sind Netzausbau und zur Koordination zwischen verschiedenen Anbietern eine entsprechende Netzentwicklungsplanung unerlässlich. Wasserstoff wird zwar bereits in einem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas berücksichtigt.[38] Ob in diesem Zusammenhang gleichwohl weitergehende regulatorische Maßnahmen erforderlich sind, wird im Folgenden untersucht.

8.3.2.1 Bedarfsgerechtigkeit im Hinblick auf Wasserstoffnetze

Der Netzausbau unterliegt gemäß den EU–Vorschriften in Art. 13 Abs. 1 lit. a) GasRL 2009 (Fernleitungsebene) und in Art. 25 Abs. 1 GasRL 2009 (Verteilnetzebene) dem Vorbehalt der *Bedarfsgerechtigkeit*. Infolgedessen ist für die Netzentwicklungsplanung der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Art. 22 Abs. 1 GasRL 2009 ein verbindlicher, nationaler zehnjähriger Netzentwicklungsplan – **NEP** vorgesehen; nach Art. 8 Abs. 3 lit. b) FerngasZVO 2009 wird zudem ein nicht bindender gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan – **TYNDP** erforderlich.

Maßgeblich für den Netzausbau in Deutschland sind § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG (und für grünen Wasserstoff als Biogas i. S. d. § 3 Nr. 10c EnWG zusätzlich die §§ 33 Abs. 2 Satz 1, Abs. 6 Satz 4, 34 Abs. 2 Satz 2 GasNZV) sowie für die Netzentwicklungsplanung der Fernleitungsnetzbetreiber § 15a EnWG. Um den EU–rechtlichen Vorgaben gerecht zu werden, verpflichten die oben genannten nationalen Vorschriften Netzbetreiber also ebenso zu einem *bedarfsgerechten Netzausbau*.

Allerdings beziehen sich die EU–rechtlichen Vorschriften ausschließlich auf das **Erdgasnetz**. In diesem Sinne sind auch die diesbezüglichen nationalen Bestimmungen auszulegen. Sofern zuvor aufgezeigt wurde, dass die BNetzA Biogas–Wasserstoff–Verteilernetzbetreiber als reguliert betrachtet, ist aber

[38] Vgl. ENTSOG/ENTSO–E: TYNDP 2020 Szenarios Main Report vom 29.06.2020, S. 33ff., 45f., 58; FNB Gas: Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 – Szenariorahmen vom 16.08.2019, S. 50f., 59ff.

anzumerken, dass die Netzentwicklungsplanung gleichwohl nur Fernleitungsnetzbetreibern offensteht. Konsequenz ist, dass allein der Ausbau eines Erdgasnetzes und somit nicht der eines reinen Wasserstoffnetzes bedarfsgerecht ist.

Beabsichtigt ein Erdgasnetzbetreiber mithin aufgrund eines Wasserstoffbedarfs seiner Netznutzer den Ausbau eines reinen Wasserstoffnetzes, wäre dies nicht bedarfsgerecht i. S. d. gegenwärtigen Erdgasregulierung. Dies gilt auch, sofern Netznutzer lediglich einen allgemeinen Energietransportbedarf haben, der statt mit Erdgas auch mit Wasserstoff erfüllt werden könnte. Korrespondierend hierzu kann auch die bestehende Netzentwicklungsplanung den Ausbau von reinen Wasserstoffnetzen *nicht berücksichtigen*. Im Hinblick auf den nicht regulierten Ausbau reiner Wasserstoffnetze hat dies jedoch keine Folgen, wenngleich – sofern es mehrere Betreiber solcher Netze gäbe – keine Koordinierung zwischen diesen gesetzlich vorgeschrieben wäre.

Auch um dem Ziel eines einheitlichen, koordinierten und künftig gassortenübergreifenden Binnenmarkts näher zu kommen, sollten die betreffenden EU–rechtlichen und nationalen Vorschriften dahingehend angepasst werden, dass ein bedarfsgerechter Ausbau und Entwicklung von **Gasnetzen jeglicher Art** und damit auch von reinen Wasserstoffnetzen möglich ist.

8.3.2.2 Weiternutzung von Erdgasinfrastruktur; Umwidmung

Für Erdgas besteht ein Verbundnetz, das nahezu alle Mitgliedsstaaten der Europäischen Union über Fernleitungs– und Verteilernetze miteinander verbindet, um Erdgas von den Aufkommensquellen zu den Letztverbrauchern zu transportieren; ein erheblicher Anteil des Gases kommt aus außereuropäischen Quellen. Dieses Netz ist historisch gewachsen und stellt volkswirtschaftlich einen beträchtlichen Wert dar. Gasnetze sollten im Sinne einer Transformation mithin auf neue Aufgaben vorbereitet werden, den Transport sauberer Gase (insbesondere Wasserstoff).

Fraglich ist aber, ob die im verbindlichen Netzentwicklungsplan enthaltenen (Erd–) Gasleitungen in Wasserstoffleitungen umgewidmet werden können und zugleich dem Anwendungsbereich des § 15a EnWG erhalten bleiben. Denn bei einem „Rückbau" in Form der Umwidmung handelt es sich zwar begrifflich nicht auf den ersten Blick um einen „Ausbau" des Gasnetzes im Sinne des § 15a EnWG. Gleichwohl muss eine Umwidmung nach dem Wortlaut sowie dem Sinn und Zweck des § 15a EnWG zumindest dann Bestandteil der Entwicklungsplanung sein, wenn die bisherige Gasleitung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Gasnetzes erforderlich war und ihr Wegfall dazu führen würde, dass die Versorgungssicherheit nicht mehr – durch andere Erdgasleitungen – sichergestellt wäre. Nur wenn dies nicht der Fall ist, kann die alte regulierte Gasleitung in eine neue nicht regulierte reine Wasserstoffleitung umgewidmet werden, wie die BNetzA richtigerweise anmerkt.[39]

8.3.3 Finanzierung der Wasserstoff–Infrastruktur und Kostenallokation

Verbreitet wird gefordert, dass *vorhandene* Infrastrukturen und Vermögenswerte möglichst modernisiert und weitergenutzt werden sollen.[40] Insofern sollten bestehende Erdgas–Assets genutzt und die erforderlichen Investitionen, je nach Ausbaugeschwindigkeit, aus den laufenden Einnahmen aus *der Erdgasinfrastruktur* und damit mittels Netzentgelte bzw. Tarife finanziert werden.

Hierfür bedarf es allerdings zwingend einer rechtlichen Anpassung, die die zukünftige Wasserstoff– sowie die Erdgasinfrastruktur unter einem einheitlichen Regulierungsrahmen vereint sowie – dies wird im Folgenden erörtert – eines gemeinsamen Netzentgeltsystems; ein solches fehlt bislang.

[39] Bestandsaufnahmepapier der Bundesnetzagentur vom Juli 2020, S. 33f.
[40] So z.B. der European Green Deal der Europäischen Kommission, 11. 12. 2019 COM(2019) 640 final.

8.3.3.1 Aktuelle regulatorische Vorgaben ungenügend

Materiell–rechtliche Vorgaben für die Bestimmung und Gestaltung von Tarifen sind im EU–Recht nur vereinzelt zu finden. So normiert Art. 41 Abs. 10 Satz 1 GasRL 2009 die Befugnis der nationalen Regulierungsbehörde – dies impliziert bereits das Vorhandensein eines Regulierungssubjekts –, Tarife zu ändern, um sicherzustellen, dass sie *angemessen* sind und nichtdiskriminierend angewendet werden. Der unbestimmte Rechtsbegriff der Angemessenheit bedarf der Konkretisierung durch Auslegung. Insoweit enthalten die Erwägungsgründe der GasRL 2009 wichtige Anhaltspunkte, wonach die Netzentgelte *diskriminierungsfrei* (ErwG 23, 32 GasRL 2009), *transparent* (ErwG 23 GasRL 2009) und *kostenorientiert* (ErwG 32 GasRL 2009) kalkuliert werden müssen. Das Prinzip der Kostenorientierung wird dahingehend konkretisiert, dass gemäß Art. 41 Abs. 6 lit. a) Satz 2 GasRL 2009 Tarife so zu gestalten sind, dass durch *notwendige Investitionen in die Netze* zugleich die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist. Die diesbezügliche nationale Umsetzung ist in § 21 EnWG sowie insbesondere in der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) zu finden.

Da die Vorschriften in der GasRL 2009 sich allein auf **Erdgasnetze** beziehen (siehe oben), gilt dies in Kohärenz hierzu auch für Art 41 Abs. 6 lit. a) Satz 2 GasRL 2009 sowie – mangels gegenteiliger Anhaltspunkte – die in diesem Sinne auszulegenden nationalen Vorschriften. Danach können nach der derzeitigen Rechtslage die Nutzer von Erdgasnetzen allein mit Tarifen belastet werden, welche die Finanzierung von notwendigen Investitionen *in das Erdgasnetz bezwecken*. Eine gassortenübergreifende Finanzierung durch eine tarifliche Belastung von Nutzern von Erdgasnetzen ist damit *nicht zulässig*. Den oben beschriebenen Hemmnissen kann nur damit begegnet werden, indem einheitliche Rahmenbedingungen in Bezug auf die Finanzierung von Netzen jeglicher Art geschaffen werden, die zugleich auch eine **gassortenübergreifende Finanzierung** ermöglicht.

8.3.3.2 Modellierungsmöglichkeiten auf nationaler Ebene

Wird das Regulierungsregime der EU im oben genannten Sinne angepasst, könnte der Bundesgesetzgeber eine gesetzliche Refinanzierung von Investitionskosten für Wasserstoffinfrastrukturen im EnWG statuieren. Dabei kommen, sofern ein einheitlicher Regulierungsrahmen für Erdgas– und Wasserstoffnetzbetreiber sowie eine hinreichende Begründung für die gemeinsame Entgeltbildung besteht, vor allem zwei Möglichkeiten in Betracht, die Kosten auf die Netznutzer zu wälzen. Beide Mechanismen, für die in Deutschland Erfahrungswerte bestehen, sind mit spezifischen Vor– und Nachteilen verbunden:

Gemäß § 20b Spiegelstr. 1 GasNEV i. V. m. § 33 Abs. 10 GasNZV werden die Kosten für die Einspeisung von Biogas *bundesweit* auf die Netzentgelte umgelegt. Indes könnte § 20b GasNEV um einen weiteren Spiegelstrich ergänzt werden, der eine bundesweite Wälzung zur Finanzierung des Ausbaus von Wasserstoffnetzen vorsieht. Hierdurch werden die Kosten transparent dargestellt und investitionswillige Netzbetreiber könnten vorweggehen. Allerdings wäre eine getrennte Buchführung erforderlich. Eine gleichmäßige Kostenwälzung auf die Entgelte für die Nutzung von Erdgasnetzen verliert jedoch spätestens dann den Sinn, wenn im Rahmen der Transformation des Erdgasnetzes zu einem reinen Wasserstoffnetz sukzessive Erdgaskunden wegfallen, wodurch zugleich die Umlage für die verbliebenen Erdgasnetznutzer steigt. Am Ende müsste also eine Überführung in das Netzentgeltsystem erfolgen, sodass es sich anbieten kann, die Finanzierung, ohne den Zwischenschritt einer Umlage bereits unmittelbar im Netzentgeltsystem auszugestalten.

Schließlich könnte der Ausbau des Wasserstoffnetzes im Rahmen der Anreizregulierung gemäß § 21a EnWG durch ein einheitliches Netzentgelt mit gemeinsamer Erlösobergrenze für Erdgas– und Wasserstoffnetze finanziert werden. Dies hat den Vorteil, dass die Entgeltsystematik von Beginn der Transformation an gleichbleibt, die Kosten einheitlich geprüft sowie das Eigenkapital einheitlich verzinst werden. Demgegenüber ist solch eine Tarifgestaltung weniger transparent und führt zu regional

unterschiedlichen Belastungen. Zwar gilt im Fernleitungsnetz seit 2020 ein einheitliches Netzentgelt mit horizontaler Kostenwälzung – mithin ist für den Netznutzer unerheblich, in welcher Region Wasserstoffstrukturen errichtet würden. Leider gilt dies aber für Verteilernetze nicht, diese haben individuelle Netzentgelte und müssten gleichwohl jede Transformation vorgelagerter Netze gegebenenfalls nachziehen. Hier besteht also die Gefahr, dass Verteilernetze – mangels Wälzungsmechanismus mit Wirkung für alle Netznutzer – besonders belastet werden. Insofern bedürfte es möglicherweise – je nach Netzebene – unterschiedliche Mechanismen.

8.3.4 Zwischenergebnis und Handlungsmöglichkeiten

Aus der fehlenden Regulierung reiner Wasserstoffnetze resultieren verschiedene Folgeprobleme im Hinblick auf Entflechtung, Ausbau und die Entwicklung von Wasserstoffnetzen und deren Finanzierung. Demnach ist an verschiedenen Stellen erkennbar, dass für das Szenario einer leitungsgebundenen Wasserstoff–Infrastruktur ein entsprechender Regulierungsrahmen von Vorteil wäre.

Hierzu wäre eine Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen erforderlich. Indessen bestehen für das Land Schleswig–Holstein keine gesetzgeberischen Handlungsmöglichkeiten, da der Bund die Gesetzgebungskompetenz hinsichtlich des hier einschlägigen Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG ausgeübt hat. Auf der Ebene der Rechtsverordnung, die vorliegend durch die Bundesregierung zu erlassen ist, könnte zudem die aktuell auf Erdgas bezogene GasNZV in eine ErdgasNZV umbenannt und für Wasserstoff eine WasserstoffNZV erlassen werden. Ebenso denkbar wäre, die aktuelle geltende GasNZV gassortenübergreifend auszugestalten. Hierzu ist eine Zustimmung im Bundesrat erforderlich, § 24 Satz 1 EnWG.

8.4 Denkanstoß Wasserstoffleitungen Upstream (Offshore)

Neben den großen Importleitungen sind in der Nordsee kleinere Pipelines von Erdgas–Produktionsstätten o.ä. vorzufindenden, deren Verwendungszweck entfallen ist oder demnächst entfallen könnte. Diese Pipelines stellen häufig abgeschriebene Vermögenswerte dar und es böte sich an, diese für den günstigen Transport von Wasserstoff zu nutzen. Denn stammt der für die Erzeugung von grünem Wasserstoff benötigte Strom aus Offshore–Windanlagen und befindet sich die Wasserstoff–Produktionsanlage mittels einer „Insellösung" ebenfalls offshore, bieten sich diese Pipelines zum Abtransport an.

8.4.1 Regulierungsrahmen und verhandelter Netzzugang

Die oben beschriebenen Leitungen werden als vorgelagerte Rohrleitungen und der hierüber getätigte Transport als Upstreaming bezeichnet. Solche Rohrleitungsnetze sind somit dem Gasversorgungsnetz vorgelagert und gehören funktional noch zur Gasgewinnung. Hinsichtlich des Netzzugangs zu den vorgelagerten Rohrleitungsnetzen und dessen Verweigerung gelten sowohl auf EU–rechtlicher Ebene als auch auf nationaler Ebene gesonderte Vorschriften.

Nach Art. 34 GasRL 2009 treffen die Mitgliedsstaaten die erforderlichen Maßnahmen, um sicherzustellen, dass die Erdgas–Unternehmen und die zugelassenen Kunden ungeachtet ihres Standorts bzw. Wohnsitzes im Einklang mit diesem Artikel Zugang zu den vorgelagerten Rohrleitungsnetzen erhalten können. Betreiber eines vorgelagerten Rohrleitungsnetzes kann den Netzzugang nur verweigern, wenn einer der in Art. 34 Abs. 2 Satz 3 GasRL 2009 genannten Gründe vorliegt (zur Netzzugangsverweigerung im Einzelnen siehe sogleich).

Auf nationaler Ebene wurde der Zugang zu vorgelagerten Rohrleitungsnetzen in den §§ 26, 27 EnWG umgesetzt. Der Gesetzgeber hat sich allerdings dafür entschieden, den Zugang zu vorgelagerten Rohrleitungsnetzen vom Anwendungsbereich des regulierten Netzzugangs auszunehmen. Gemäß § 26 EnWG erfolgt der diesbezügliche Zugang stattdessen auf vertraglicher Grundlage (sogenannter verhandelter Zugang). Im Rahmen des Systems des verhandelten Zugangs werden die Bedingungen des Netzzugangs zwischen den Parteien nach Maßgabe des § 27 EnWG ausgehandelt. Im Folgenden wird § 27 EnWG in Bezug auf den Netzzugang und die Netzzugangsverweigerung näher betrachtet.

8.4.1.1 Netzzugang nur für Unternehmen

Gemäß § 27 Abs. 1 Satz 1 EnWG haben Betreiber von vorgelagerten Rohrleitungsnetzen anderen Unternehmen das vorgelagerte Rohrleitungsnetz für Durchleitungen zu Bedingungen zur Verfügung zu stellen, die angemessen und nicht ungünstiger sind, als sie von ihnen in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden. Insoweit gilt – wie auch bei § 20 EnWG – der Grundsatz des diskriminierungsfreien Netzzugangs nach sachlich gerechtfertigten Kriterien.

8.4.1.2 Netzzugangsverweigerung und Verweis auf GasRL 2003

Der Betreiber eines vorgelagerten Rohrleitungsnetzes kann den Zugang verweigern, wenn ihm die Durchleitung aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG nicht möglich oder nicht unzumutbar ist, soweit er dies entsprechend nachweist (§ 27 Abs. 1 Satz 2 und 3 EnWG). Die Anforderungen an die Netzzugangsverweigerung werden durch § 27 Abs. 1 Satz 4 EnWG konkretisiert, wonach die Verweigerung des Netzzugangs nur zulässig ist, wenn einer der in Artikel 20 Abs. 2 Satz 3 Buchstabe a bis d der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 (GasRL 2003) genannten Gründe vorliegt. Hier hat der

nationale Gesetzgeber es versäumt, den (statischen) Verweis auf die GasRL 2009 entsprechend anzupassen, welche die Vorgängerrichtlinie GasRL 2003 ersetzt. Die Verweigerungsgründe für den Zugang zu vorgelagerten Netzen werden in der GasRL 2009 in Art. 34 Abs. 2 Satz 3 GasRL 2009 geregelt, wobei diese Bestimmung inhaltlich mit Art. 20 Abs. 2 Satz 3 GasRL 2003 identisch ist. Folglich ergeben sich hieraus keine regulatorischen Folgeprobleme.

8.4.2 Nur Durchleitung von Erdgas erfasst

Sowohl die EU–rechtlichen als auch die nationalen Vorschriften beziehen sich allerdings auf die Durchleitung von **Erdgas** (vgl. Art. 2 Ziffer 2 GasRL 2009 und § 3 Nr. 39 EnWG), weshalb *de lege lata* ein Upstreaming von grünem Wasserstoff derzeit nicht reguliert ist. Insoweit muss der derzeit geltende Regulierungsrahmen dahingehend angepasst werden, dass über das vorgelagerte Rohrleitungsnetz *Gase jeglicher Art* durchgeleitet werden können.

8.5 Zusammenfassung

- Vom aktuellen EU–rechtlichen und nationalen Regulierungsrahmen sind reine Wasserstoffnetze nicht erfasst. Vielmehr stellt der bestehende Rechtsrahmen nur auf Erdgas ab.
    - Eine fehlende Regulierung von Wasserstoffnetzen führt zu Problemen im Hinblick auf die Entflechtung, Entwicklung und Finanzierung der Netze.
    - Obwohl bei dem grenzüberschreitenden, leitungsgebundenen Transport von Wasserstoff die Grundfreiheiten (insbesondere die Warenverkehrs– und Dienstleitungsfreiheit) Anwendung finden, bestehen auch beim grenzübergreifenden Handel Hemmnisse. Denn die betreffenden Vorschriften für den grenzübergreifenden Handel (z. B. der Netzkodex Interoperabiltität) beziehen sich allein auf Erdgas.
    - Auch die Vorschriften über den Transport über vorgelagerte Rohrleitungen (Upstreaming) knüpfen an Erdgas an. Insoweit müsste, auch um diese jedenfalls für einen vertraglich verhandelten Netzzugang „zu öffnen", der derzeit geltende Regulierungsrahmen dahingehend angepasst werden, dass über das vorgelagerte Rohrleitungsnetz Gase jeglicher Art durchgeleitet werden können.
- Lediglich die Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas in das Erdgasnetz (Grundgas) wird heute teilweise reguliert. Gleichwohl bestehen auch hier Hemmnisse sowie offene regulatorische Fragestellungen in Bezug auf die Beimischquoten, dem Schutz von Endkunden und der Einordnung von grünem Wasserstoff als Biogas.
- Die Begriff Wasserstoff wird auf EU–Ebene und nationaler Ebene unterschiedlich definiert. Während das EU–Recht einen technologieoffenen Ansatz verfolgt, erfasst das nationale Recht nur aus Wasserstoffelektrolyse erzeugten Wasserstoff (technologiespezifischer Ansatz)
- Das Land Schleswig–Holstein hat keine gesetzgeberischen Handlungsmöglichkeiten, da der Bund die Gesetzgebungskompetenz Art. 74 GG ausgeübt hat

9 Reduzierung der Abgabenlast im Bereich der Erzeugung von Wasserstoff

Die Gestehungskosten für Wasserstoff werden zu einem hohen Anteil durch Steuern, die EEG–Umlage, Netzentgelte und sonstige Abgaben und Umlagen beeinflusst.

Hierbei ist zwischen der Art des Strombezuges für die Elektrolyse zu differenzieren. Wie in Kapitel 2.2 (Wasserstofferzeugung in Schleswig–Holstein) dargestellt, ist insbesondere zwischen dem Bezug von Strom für die Elektrolyse per Direktleitung aus einer Erzeugungsanlage ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes (Elektrizitätsversorgungsnetze im Sinne des EnWG) sowie dem Bezug von Strom über das öffentliche Stromnetz zu differenzieren. Die Unterscheidung wirkt sich im Wesentlichen im Bereich der EEG–Umlage und der Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten aus.

Im Folgenden werden wesentliche gesetzliche Regelungen, die Einfluss auf die Gestehungskosten für die Elektrolyse haben, einschließlich der insoweit relevanten geltenden gesetzlichen Reduzierungs– und Ausnahmetatbestände dargestellt. Darauf aufbauend werden Vorschläge zur Änderung des gesetzlichen Rahmens mit dem Ziel der (weiteren) Reduzierung der Gestehungskosten für die Wasserstoffproduktion aufgezeigt.

Neben den hier aufgezeigten Möglichkeiten zur Unterstützung der Wasserstofferzeugung, sind im Parallelgutachten „Wasserstoffmobilität und –förderrichtlinien" regulatorische Möglichkeiten zur Schaffung von Anreizen im Verkehrssektor aufgeführt.

9.1 Stromsteuer

Die Stromsteuer entsteht dadurch, dass vom im Steuergebiet ansässigen Versorger geleisteter Strom durch Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird oder dadurch, dass der Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt (§ 5 Abs. 1 S. 1 Stromsteuergesetz, StromStG). Bei der eigenen Erzeugung von Strom entsteht die Steuer mit der Entnahme des Stroms zum Selbstverbrauch (§ 5 Abs. 1 S. 2 StromStG). Der Steuerschuldner ist im Fall von § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG der Versorger und im Fall von § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG der Eigenerzeuger (§ 5 Abs. 2 StromStG).

Für den Strom, der in einer oder mehreren Windenergieanlagen selbst erzeugt wurde und über eine Direktleitung von einem Elektrolyseur bezogen wird, kann bei Personenidentität von Windenergieanlagenbetreiber und Elektrolyseurbetreiber der Stromsteuerentstehungstatbestand gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG eingreifen. Danach entsteht die Stromsteuer mit der Entnahme von Strom zum Selbstverbrauch. Nach dem Gesetzeswortlaut ist dabei nicht Voraussetzung, dass der Strom dem Versorgungsnetz entnommen wird.[41]

Der zu entrichtende Steuersatz beträgt zurzeit 20,50 € pro Megawattstunde (§ 3 StromStG).

9.1.1 Steuerbefreiungen oder –entlastungen

Das StromStG sieht in § 9 StromStG sechs Befreiungstatbestände vor. Für die Elektrolyse kommen § 9 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 3 StromStG in Betracht. Auf die ggf. erforderliche Erlaubnis wird in dem

[41] Thoms, in Stein/Thoms, Energiesteuern in der Praxis, S. 221; Zu berücksichtigen ist, dass der Begriff des Versorgungsnetzes i. S. v. § 5 StromStG nicht mit dem Netz der allgemeinen Versorgung bzw. Elektrizitätsversorgungsnetzen im Sinne des EnWG zu verwechseln ist bzw. im konkreten Fall deckungsgleich sein muss. Hierauf kommt es für die weitere Betrachtung in diesem Gutachten nicht an, weshalb auf diese Differenzierung hier nicht näher eingegangen wird.

Gutachten nicht eingegangen. Die Stromsteuer kann zudem gem. § 9a StromStG auf Antrag (ex post) erlassen, erstattet oder vergütet werden.

9.1.1.1 Steuerbefreiung für Strom aus erneuerbaren Energieträgern zum Selbstverbrauch (Anlagen größer 2 MW; § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG)

§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG schafft einen Steuerbefreiungstatbestand für Strom, der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wurde und vom Betreiber der Anlage *am Ort der Erzeugung* zum Selbstverbrauch entnommen wird. Dies gilt jedoch nur für Anlagen, deren elektrische Nennleistung 2 Megawatt übersteigt. Strom ist nach dieser Vorschrift nicht von der Steuer befreit, wenn er in ein Netz der allgemeinen Versorgung mit Strom eingespeist wird (§ 9 Abs. 1a S. 1 StromStG).

Strom aus erneuerbaren Energieträgern ist Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas oder aus Biomasse erzeugt wird, ausgenommen Strom aus Wasserkraftwerken mit einer installierten Generatorleistung über zehn Megawatt (§ 2 Nr. 7 StromStG).

Die Steuerbefreiung ist grundsätzlich förderlich für die Ausweitung der Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse. Zu beachten ist allerdings mit Blick auf den oben skizzierten Fall, dass der Selbstverbrauch verlangt, dass Personenidentität zwischen dem Betreiber der Windenergieanlage und dem Betreiber des Elektrolyseurs besteht.[42] Zudem greift der Befreiungstatbestand nur in den Fällen, in denen ein örtlicher Bezug zwischen der Windenergieanlage und dem Elektrolyseur besteht. Das Eingreifen des Befreiungstatbestandes ist daher standortabhängig im Rahmen einer Einzelfallprüfung zu ermitteln.

9.1.1.2 Steuerbefreiung für Strom aus Kleinanlagen, Selbstverbrauch (Anlagen bis 2 MW; § 9 Abs. 1 Nr. 3a StromStG)

§ 9 Abs. 1 Nr. 3a StromStG sieht eine Steuerbefreiung für Strom vor, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird und vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger *im räumlichen Zusammenhang* zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird.

Die Norm wird durch § 12b Abs. 1 Stromsteuer–Durchführungsverordnung (StromStV) konkretisiert. Danach gelten mehrere unmittelbar miteinander verbundene Stromerzeugungseinheiten an einem Standort als eine Anlage zur Stromerzeugung. Als unmittelbar miteinander verbunden gelten insbesondere auch Anlagen in Modulbauweise, die sich im selben baulichen Objekt befinden (§ 12b Abs. 1 S. 2 StromStV). Gemäß § 12 b Abs. 2 StromStV können jedoch auch Stromerzeugungseinheiten an unterschiedlichen Standorten als eine Anlage zur Stromerzeugung gelten, sofern 1. die einzelnen Stromerzeugungseinheiten zum Zweck der Stromerzeugung zentral gesteuert werden und 2. der erzeugte Strom zumindest teilweise in das Versorgungsnetz eingespeist werden soll. Ob diese Voraussetzungen erfüllt sind, ist im Einzelfall zu prüfen. Insbesondere ist zu beachten, dass der räumliche Zusammenhang nur Entnahmestellen in einem Radius von bis zu 4,5 Kilometern um die jeweilige Stromerzeugungseinheit umfasst (§ 12b Abs. 5 StromStV).

9.1.1.3 Steuerbefreiung für Strom aus Kleinanlagen, Lieferung zum Verbrauch (§ 9 Abs. 1 Nr. 3b StromStG)

Von der Stromsteuer befreit ist ferner Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt wird und von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an

[42] Siehe hierzu näher in der Gesetzesbegründung: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung von Stromsteuerbefreiungen sowie zur Änderung energiesteuerrechtlicher Vorschriften, BT Drs.19/8037, S. 37.

Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen (§ 9 Abs. 1 Nr. 3b StromStV).

Im Unterschied zu § 9 Abs. 1 Nr. 3a StromStG setzt dieser Befreiungstatbestand voraus, dass anstelle des Selbstverbrauchs der Strom an einen Letztverbraucher geleistet wird. Fehlt es daher insbesondere an der für die Eigenversorgung erforderlichen Personenidentität, kann Buchstabe b einschlägig sein. Maßgeblich ist jedoch auch insoweit, dass der Strom in einer Anlage von bis zu 2 MW erzeugt und vom Betreiber der Anlage an einen Letztverbraucher geliefert wird, welcher den Strom *im räumlichen Zusammenhang* zur Erzeugungsanlage entnimmt (siehe zu beiden Voraussetzungen bereits unter 9.1.1.3). Dies ist im Einzelfall standortbezogen zu ermitteln.

9.1.1.4 Steuerbefreiung für die Verwendung von Strom für die Elektrolyse durch Unternehmen des produzierenden Gewerbes (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG)

Daneben sieht § 9a StromStG weitere Steuerbefreiungstatbestände vor. Gemäß § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG ist auf Antrag für die Verwendung von Strom für die Elektrolyse eine vollständige Befreiung von der Stromsteuer möglich. Die Steuer entfällt in diesem Fall für nachweislich versteuerten Strom, der zur Elektrolyse durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes entnommen wird.

„Unternehmen des Produzierenden Gewerbes" sind gemäß § 2 Nr. 3 StromStG insbesondere Unternehmen, die dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden), D (Verarbeitendes Gewerbe), E (Energie– und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen sind. Wird die Elektrolyse von einem nicht produzierenden Unternehmen betrieben (z. B. Verkehrsunternehmen, Gewerbe (nicht produzierend), öffentliche Einrichtung etc.), kann keine Entlastung beantragt werden. Für Unternehmen, die mehrere wirtschaftliche Tätigkeiten ausüben, die nicht alle dem produzierenden Gewerbe zuzuordnen sind, ist im Einzelfall zu prüfen in welchem Bereich der betriebliche Schwerpunkt liegt (§ 15 Abs. 4 StromStV).

Der Privilegierungstatbestand erfasst nur die Strommenge, die unmittelbar in die Elektrolyse fließt.[43] Fraglich ist allerdings, ob auch der Strom, der zwar in den Elektrolyseur geleitet wird, aber nicht durch die Elektroden geleitet wird, ebenfalls von der Entlastung umfasst ist.[44]

9.1.2 Vorschläge für eine Verringerung der Steuerbelastung

Die Stromsteuer hat Einfluss auf die Gestehungskosten für Wasserstoff. Um in den Genuss der einzelnen Steuerbefreiungs–, bzw. Erstattungstatbestände zu kommen, müssen individuell standort– und betreiberbezogene Voraussetzungen erfüllt werden. Für eine weitreichende Ausweitung der Entlastung der Wasserstoffherstellung vom Tatbestand der Stromsteuer sind zwei Ansätze denkbar.

In Betracht kommt eine Reduzierung des Stromsteuersatzes für Strom aus erneuerbaren Energien. Außerdem kommt eine Ausweitung des Entlastungstatbestandes nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG auf Unternehmen des nicht produzierenden Gewerbes in Betracht.

9.1.2.1 Reduzierter Steuersatz für Strom aus erneuerbaren Energien

Die Abgabenlast könnte durch eine Reduzierung der Stromsteuer für Strom aus erneuerbaren Energien verringert werden. Zur Förderung der Wasserstoffproduktion könnte in § 3 StromStG ein eigenständiger Steuersatz für Strom aus erneuerbaren Energien aufgenommen werden, der niedriger ist als der Stromsteuertarif für Strom, der nicht aus erneuerbaren Energien stammt. Denkbar wäre

[43] *Thoms,* in: Stein/Thoms, Energiesteuern in der Praxis S. 243.
[44] Ablehnend *Friedrich*, in Friedrich/Meißner, Energiesteuern, 20. EL Januar 2010, § 9a StromStG, Rn. 5.

zunächst ein Steuersatz i. H. v. 0,50 €/MWh (Mindeststeuersatz für betriebliche Verwendung von Strom nach der EnergieStRL).

Die Ausgestaltung des Steuersatzes muss sich im Rahmen der Energiesteuerrichtlinie bewegen. Der Mindeststeuersatz von 0,50 €/MWh ist – verkürzt gesagt – im Falle des betrieblichen Verbrauchs vorgesehen. Zwar ermöglicht die Energiesteuerrichtlinie auch ein Unterschreiten der Mindeststeuersätze für Strom aus erneuerbarer Energie. Dies ist aber nur zulässig, soweit auch der beihilfenrechtliche Rahmen beachtet wird, was detailliert zu prüfen wäre. Nur unter diesen Maßgaben käme eine Reduzierung der Stromsteuer auf 0 €/MWh in Betracht. Zu beachten ist außerdem, dass grüner Strom bereits nach dem EEG gefördert sein kann und dass aufgrund des sog. Kumulierungsverbots eine „Doppelförderung" zu vermeiden ist (diese Maßgabe liegt beispielsweise auch der Regelung in § 53 c EEG zugrunde).

Damit der Vorschlag politisch umsetzbar ist, wäre wegen des zu erwartenden Steuerentfalls im Bundeshaushalt zudem eine Möglichkeit der Gegenfinanzierung erforderlich.

9.1.2.2 Ausweitung der Steuerbefreiung auf Anlagenbetreiber des nicht produzierenden Gewerbes

Eine weitere Möglichkeit zur Reduzierung der Steuerlast wäre eine Modifizierung des § 9a StromStG. Innerhalb des geltenden Rechts ist es nur Unternehmen des produzierenden Gewerbes möglich, die vollständige Steuerentlastung des § 9a StromStG in Anspruch zu nehmen. Von nicht produzierenden Unternehmen (beispielsweise Verkehrsunternehmen, Gewerbe (nicht produzierend), öffentliche Einrichtung etc.) betriebene Elektrolyseure können diese Regelung daher nicht geltend machen. In Betracht zu ziehen wäre eine Ausweitung der Steuerentlastung auf Anlagenbetreiber, die nicht dem produzierenden Gewerbe im Sinne des § 2 Nr. 3 StromStG angehören. Auch diese Steuerbefreiung müsste so ausgestaltet sein, dass nicht gegen die Energiesteuerrichtlinie verstoßen wird. Es wäre insbesondere zu klären, ob die nationale Regelung mit Art. 2 Abs. 4 EnergieStRL, aus dem die bestehende Begünstigung für die Elektrolyse basiert, vereinbar ist.

9.2 EEG–Umlage

Für den Stromverbrauch ist grundsätzlich die EEG–Umlage zu entrichten. Dies gilt damit auch für den Strom, der bei der Herstellung von Wasserstoff verbraucht wird. Die Verpflichtung zur Zahlung der EEG–Umlage ergibt sich aus §§ 60 ff. des Erneuerbare–Energien–Gesetzes (EEG[45]). Ob und zu welchem prozentualen Anteil eine Verpflichtung zur Zahlung der EEG–Umlage besteht, hängt von verschiedenen Faktoren ab, insbesondere davon, ob der Strom geliefert oder selbst erzeugt wird.

9.2.1 Stromlieferung (§ 60 EEG)

Im Falle der Belieferung des Betreibers eines Elektrolyseurs für die Zwecke der Wasserstoffherstellung kann sich die Verpflichtung zur Zahlung der EEG–Umlage aus § 60 Abs. 1 EEG ergeben. Zur Zahlung der EEG–Umlage sind danach Elektrizitätsunternehmen verpflichtet, die Letztversorger sind und Letztverbraucher mit Strom beliefern.

Erforderlich ist regelmäßig die Belieferung eines Letztverbrauchers. Letztverbraucher ist jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht (§ 3 Nr. 33 EEG). Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes (BGH) liegt ein Stromverbrauch auch vor, wenn elektrische Energie zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem Speicher in eine andere Energieform umgewandelt wird.[46] Zwar bezieht sich der Beschluss des BGH ausdrücklich nur auf Pumpspeicherkraftwerke, ist jedoch nach überwiegender Auffassung auch auf andere Stromspeicher zu übertragen.[47] Zudem hat der Gesetzgeber in der Gesetzesbegründung zu § 61k EEG a.F. ausdrücklich klargestellt, dass Strom, der durch einen Stromspeicher in eine andere Energieform umgewandelt wird, einen Verbrauch von Strom darstellt.[48]

Legt man dies zu Grunde, ist der Elektrolyseur als Verbrauchseinrichtung anzusehen, da Strom in eine andere chemische Form – nämlich Wasserstoff – umgewandelt wird.

Die EEG–Umlage fällt damit regelmäßig auch dann an, wenn ein Windenergieanlagenbetreiber Strom per Direktleitung an den (personenverschiedenen) Betreiber des Elektrolyseures liefert. Der Windenergieanlagenbetreiber wird als Lieferant mit der EEG–Umlage belastet, die er über eine vertragliche Regelung regelmäßig an den Betreiber des Elektrolyseures weiterbelasten wird.

9.2.2 Reduzierung der EEG–Umlage bei Lieferung

9.2.2.1 Stromspeicher (§ 61l EEG)

§ 61l EEG regelt die ausnahmsweise Befreiung von Speichern von der EEG–Umlage, wenn bestimmte Voraussetzungen erfüllt werden. Gemäß § 61l Abs. 2 EEG verringert sich der Anspruch auf Zahlung der EEG–Umlage auch für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, in der Höhe und in dem Umfang, in der das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen des § 44b Abs. 5 Nr. 1 und 2 EEG zur Stromerzeugung eingesetzt wird und auf den Strom die EEG–Umlage gezahlt wird.

Da der Wasserstoff im vorliegenden Fall jedoch nicht im Wege des sog. Gasabtauschs zur Stromerzeugung eingesetzt werden soll, scheidet diese Möglichkeit hier aus.

---

[45] Alle Verweise auf das EEG beziehen sich auf das EEG 2017.
[46] *BGH*, Beschluss vom 17.11.2009, EnVR 56/08, Rn. 10: Der Betreiber eines Pumpspeicherkraftwerks, der für dessen Betrieb aus dem Netz Strom entnimmt, ist danach Letztverbraucher i. S. d. §3 Nr. 25 EnWG.
[47] *Schneider/Kirch*, Rechtliche Rahmenbedingungen für Stromspeicher, RdE 2016, 165 (166)
[48] BT–Drs. 18/10668, S. 145.

9.2.2.2 Begrenzung nach der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR; §§ 63 ff. EEG)

Sofern die Kriterien der §§ 63 ff. EEG erfüllt sind, können Unternehmen von der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) profitieren. Die Regelung gilt jedoch nur für sogenannte stromkostenintensive Unternehmen, welche einer Branche nach Anlage 4 des EEG zugeordnet werden können. Die Herstellung von Wasserstoff aus Elektrolyse ist in der Anlage 4 nicht aufgeführt.

Die allenfalls in Betracht kommende Nr. 2011 umfasst die Herstellung von Industriegasen. Zur Herstellung von Industriegasen führt die „Klassifikation der Wirtschaftszweige" des Statistischen Bundesamts (Stand: 12/2008) unter dem Code 2011 Folgendes auf: „Diese Unterklasse umfasst: Herstellung von technischen und medizinischen Flüssig– oder Druckgasen: Elementargase, Flüssig– oder Druckluft, gasförmige Kühlmittel, Misch–Industriegase, Inertgase wie Kohlendioxid, Isoliergase; Diese Unterklasse umfasst nicht: Gewinnung von Methan, Ethan, Butan oder Propan [...], Herstellung von gasförmigen Brennstoffen wie Ethan, Butan oder Propan in Erdölraffinerien [...], Herstellung von gasförmigen Brennstoffen durch Verkokung von Kohle, aus landwirtschaftlichen Nebenerzeugnissen oder aus Reststoffen." Wasserstoff wird damit zumindest nicht explizit ausgeschlossen, so dass es auf den spezifischen Einzelfall ankommt.

Eine Begrenzung der EEG–Umlage kommt allerdings jedenfalls in Betracht, wenn ein stromkostenintensives Unternehmen im Sinne des § 64 EEG einen Elektrolyseur für die Gewinnung von Wasserstoff mitbenutzt. Erforderlich ist dann aber jedenfalls, dass das Unternehmen – unabhängig von der Gewinnung von Wasserstoff – einer Branche nach Anlage 4 des EEG zuzuordnen ist.

Die §§ 63 ff. EEG unterliegen der aktuell geplanten Reform des EEG. In dem aktuellen „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare–Energien–Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften" vom 25. September 2020 sind unter anderem die Anpassung der hier relevanten §§ 63 und 64 EEG vorgesehen. Spezifische Änderungen in Bezug auf die Privilegierung der Herstellung von Wasserstoff sind jedoch bislang nicht ersichtlich.

9.2.3 Eigenversorgung (§ 61 EEG)

Auch im Falle der Eigenversorgung ist die EEG–Umlage grundsätzlich zu entrichten (§ 61 Abs. 1 EEG). Die Abgrenzung der Stromlieferung zur Eigenversorgung ist insbesondere bei den hier betrachteten Konstellationen von großer wirtschaftlicher Bedeutung, da es im Rahmen von Eigenversorgungskonstellationen zu einer vollständigen oder zumindest anteiligen Reduzierung der EEG–Umlage kommen kann (**insbesondere § 61a Nr. 2 und 3 EEG, § 61b EEG**).

Wann eine Eigenversorgung vorliegt, ist in § 3 Nr. 19 EEG legal definiert. Eine Eigenversorgung ist danach „der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt".[49]

[49] Hinweisen möchten wir an dieser Stelle auf § 27a EEG: Bei Anlagen, deren finanzielle Förderung – verkürzt gesagt – durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, darf der Strom aus den Anlagen grundsätzlich nicht zur Eigenversorgung genutzt werden. D.h., wenn der Betreiber der Windkraftanlage und der Betreiber des Elektrolyseurs personenidentisch sind, droht eine Reduzierung des Vergütungsanspruchs für das gesamte Kalenderjahr auf null (§ 52 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 i. V. m. Satz 3 EEG).

9.2.3.1 Personenidentität

Erforderlich ist zunächst, dass es sich bei dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage (hier: der Windenergieanlage) einerseits und dem Betreiber der Verbrauchseinrichtung (hier: des Elektrolyseurs) andererseits um dieselbe juristische oder natürliche Person handelt, sodass eine formale Personenidentität besteht.[50] Schädlich ist es daher, wenn eine Mehrpersonenkonstellation vorliegt, beispielsweise der Anlagenbetreiber die Muttergesellschaft und der Verbraucher eine Tochtergesellschaft ist. Die Betreibereigenschaft ist gesetzlich nicht definiert. Es liegt nahe, auf den Begriff des Anlagenbetreibers in § 3 Nr. 2 EEG abzustellen. Welche Voraussetzungen im Einzelnen erfüllt werden müssen ist rechtlich nicht abschließend geklärt. Auf die Eigentumsverhältnisse kommt es bei der Bestimmung des „Betreibers" allerdings nicht an. Eigentümer und Anlagenbetreiber können also personenverschieden sein. Dies gilt sowohl für den Betrieb der Stromerzeugungsanlage, also auch der Verbrauchseinrichtung.

9.2.3.2 Keine Netzdurchleitung

Eine Eigenversorgung über das Netz der allgemeinen Versorgung ist nicht zulässig. Erforderlich ist somit, dass der im Windpark erzeugte Strom vor dem Verbrauch im Elektrolyseur nicht durch ein Netz der allgemeinen Versorgung (§ 3 Nr. 35 EEG 2017) durchgeleitet wird.

9.2.3.3 Unmittelbarer räumlicher Zusammenhang

Erforderlich ist zudem der Verbrauch im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang. Wann der erforderliche unmittelbare räumliche Zusammenhang vorliegt ist gesetzlich nicht definiert. Es handelt sich dabei vielmehr um einen unbestimmten Rechtsbegriff.[51] Der Begriff ist somit auslegungsbedürftig. Es kommt auf die Umstände des Einzelfalls an.

Die grammatikalische Auslegung legt nahe, dass es wegen des Wortes „räumlich" auf einen Gebietsbezug ankommt. Das Wort „unmittelbar" bedeutet im allgemeinen Sprachgebrauch auch direkt. Es liegt somit nach der grammatikalischen Auslegung nahe, auf eine eher enge Nähebeziehung abzustellen. Im Rahmen einer systematischen Auslegung liegt ein Vergleich mit dem Begriff des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs in § 21 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EEG (Anspruch auf den Mieterstromzuschlag) nahe. Allerdings erfolgt auch in dieser Norm keine Definition des Begriffs. Für die Bestimmung des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs bei der Eigenversorgung kommt es nach der unverbindlichen Ansicht der Bundesnetzagentur (genauso wie beim Mieterstromzuschlag) auf eine objektive Betrachtung der Gesamtumstände des Einzelfalls an.[52] Dabei legt die Bundesnetzagentur ein restriktives Begriffsverständnis des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs zugrunde. Erforderlich sind nach Ansicht der Bundesnetzagentur die Erzeugung und der Verbrauch auf demselben Grundstück oder auf demselben Betriebsgelände. Wenn unterbrechende Elemente (bauliche und natürliche Hindernisse) wie z. B. Flüsse oder ein Waldstück vorliegen, ist der unmittelbare räumliche Zusammenhang nicht mehr gegeben, es sei denn, es liegen verbindende Elemente vor (Stromleitungen reichen hierfür jedoch nicht aus). Eine andere Ansicht ist hier vertretbar. Sicherster Weg für Anlagenbetreiber bei der Planung einer Eigenversorgungskonstellation ist jedoch insoweit der strengen Sicht der BNetzA zu folgen.

[50] BGH, Urteil vom 06.05.2015 – VIII ZR 56/14, Rn. 19ff
[51] Clearingstelle–EEG/KWKG, Hinweis 2017/46, Rn. 63
[52] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, S. 36; Hinweis 2017/46 der Clearingstelle EEG/KWKG, Rn. 64.

9.2.4 Entfallen bzw. Reduzierung der EEG–Umlage bei Eigenversorgung

Im Folgenden wird auf die Tatbestände eingegangen, die für die betrachteten Konstellationen am ehesten in Betracht kommen.

9.2.4.1 Vorliegen eines „Inselnetzes" (§ 61a Nr. 2 EEG)

Gemäß § 61 Abs. 1 EEG entfällt der Anspruch auf die EEG–Umlage bei Eigenversorgungen (im Sinne des § 3 Nr. 19 EEG), wenn die Stromerzeugungsanlage des Eigenversorgers weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist.

Erforderlich ist das Vorliegen eines sog. „Inselnetzes" bzw. einer autarken Stromerzeugungsanlage. Die Gesetzesbegründung benennt als befreite Konstellationen frei bewegliche Eigenversorgungsanlagen, die nur vorübergehend an das Netz angeschlossen sind, aber im Regelfall sich selbst versorgen (wie z. B. ein Schiff) und sonstige weder mittelbar noch unmittelbar an das Netz angeschlossene Stromverbraucher mit eigener Stromerzeugungsanlage.

Voraussetzungen des § 61a Nr. 2 EEG sind – über die Voraussetzungen für eine Eigenversorgung (siehe hierzu unter 9.2) hinaus – mit Blick auf die vorliegende Konzeption (vgl. Kapitel 2.2)) somit, dass die Windenergieanlage nicht an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen ist: Die Erzeugungsanlage, also die Windenergieanlage, darf weder unmittelbar noch mittelbar an das Netz für die allgemeine Versorgung angeschlossen sein.

Unseres Erachtens ist es allerdings unschädlich, wenn die Verbrauchsstelle (der Elektrolyseur) an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen ist. Es muss allerdings sichergestellt sein, dass über den Anschluss der Verbrauchsstelle keine Verbindung der Windenergieanlage mit dem Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt (was im Einzelfall technisch zu bewerten wäre). Bei enger Auslegung der gesetzlichen Vorschrift käme man jedoch zu dem Ergebnis, dass auch die Verbrauchsstelle selbst nicht mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbunden sein darf. Möglicherweise sieht die BNetzA dies so, wenn sie fordert, dass der Eigenversorger weder zusätzlichen Strom aus dem Netz beziehen oder überschüssigen Strom in das Netz einspeisen kann.[53] Die technische Möglichkeit zum Strombezug aus bzw. zur Stromeinspeisung in das Netz muss – so die BNetzA weiter – bereits ausgeschlossen sein, unabhängig von der tatsächlichen Nutzung. [54] Der sicherste Weg wäre bei der Planung einer Eigenversorgerkonstellation der strengen Sichtweise der BNetzA zu folgen, wonach sowohl die Erzeugungsanlage als auch die Verbrauchseinrichtung nicht mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbunden sein dürfen. Über welchen Zeitraum hinweg die Voraussetzungen erfüllt sein müssen, ergibt sich aus dem EEG nicht explizit. Nach Ansicht der BNetzA müssen die Vorgaben mindestens während des gesamten Kalenderjahrs erfüllt werden.[55]

[53] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 56.
[54] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 56.
[55] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 56.

9.2.4.2 Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien (§ 61a Nr. 3 EEG 2017)

Liegt eine Eigenversorgungskonstellation vor, kann außerdem § 61 a Nr. 3 EEG einschlägig sein. Demnach entfällt der Anspruch nach § 61 Abs. 1 EEG, wenn sich der Eigenversorger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und er für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine Zahlung nach Teil 3 des EEG in Anspruch nimmt.

Erforderlich ist somit – über die Voraussetzungen für eine Eigenversorgung (siehe hierzu unter Kapitel 9.2.3) hinaus – eine vollständige „Eigenversorgung" mit Strom aus erneuerbaren Energien. Nach der Gesetzesbegründung stellt diese Regelung Eigenversorger frei, die sich u. a. vollständig aus Anlagen im Sinne des EEG versorgen.[56] Insoweit lässt sich argumentieren, dass der vom Eigenversorger verbrauchte Strom nicht ausschließlich aus eigenen Erneuerbare–Energien–Anlagen (EE–Anlagen) stammen muss, sondern auch von anderen EE–Anlagen Dritter bezogen werden kann. Die BNetzA sieht dies allerdings enger: „Die vollständige EE–Eigenversorgung setzt somit den seltenen Sonderfall einer Eigenversorgungskonstellation voraus, in der sich der Eigenversorger zu 100 % aus von ihm selbst betriebenen EE–Anlagen versorgt. Im Unterschied zur Sonderregelung für Inselanlagen (§ 61 Abs. 2 Nr. 2 EEG) kann ein Netzanschluss bestehen, wenn sichergestellt ist, dass er nicht für einen ergänzenden Strombezug, sondern ausschließlich für die Einspeisung von Überschussstrom in das Netz genutzt wird."[57]

Die BNetzA kommt mit Blick auf den Netzanschluss zu folgendem Ergebnis: Im Unterschied zur Sonderregelung für Inselanlagen kann ein Netzanschluss bestehen, wenn sichergestellt ist, dass er nicht für einen ergänzenden Strombezug, sondern ausschließlich für die Einspeisung von Überschussstrom in das Netz genutzt wird.[58]

Im Zuge der Planung einer Eigenversorgerkonstellation wäre also der sicherste Weg, der strengen Sichtweise der BNetzA zu folgen, wonach sich der vom Betreiber der Windenergieanlage betriebene Elektrolyseur also vollständig aus der Windenergieanlage selbst versorgen muss. Es können allerdings auch mehrere unterschiedliche EE–Anlagen des Eigenversorgers zur Deckung des Strombedarfs betrieben werden. Wichtig ist insoweit dann aber auch, dass die anderen Voraussetzungen für die Eigenversorgung (z. B. unmittelbarer räumlicher Zusammenhang) erfüllt sind. Die Befreiung greift nach unserer Einschätzung außerdem standortbezogen, d. h. eine Eigenversorgung muss nicht bundesweit sichergestellt sein. An anderen Standorten sind also auch andere Versorgungskonzepte denkbar, ohne dass die Befreiung an dem entsprechenden Standort entfällt. Dies könnte auch anders gesehen werden. Allerdings vertritt die BNetzA den standortbezogenen Ansatz mittlerweile ebenfalls.[59]

Schließlich darf für den in der Anlage produzierten Überschussstrom keinerlei finanzielle Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen werden. Über welchen Zeitraum hinweg die Voraussetzungen erfüllt sein müssen, ergibt sich aus dem EEG nicht explizit. Nach Ansicht der BNetzA müssen die Vorgaben mindestens während des gesamten Kalenderjahrs erfüllt werden.[60]

[56] Vgl. BT–Drs. 18/1304, S. 154.
[57] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 59.
[58] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 57.
[59] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 59.
[60] BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 58.

9.2.4.3 EE–Anlagen (§ 61b EEG)

Die EEG–Umlage kann in Konstellationen der Eigenversorgung i. S. d. § 3 Nr. 19 EEG außerdem nach § 61b EEG verringert werden. Demnach verringert sich der Anspruch nach § 61 Abs. 1 EEG in einem Kalenderjahr auf 40 Prozent der EEG–Umlage für Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, wenn in dem Kalenderjahr in der Anlage ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt worden sind.

Erforderlich ist somit – über die Voraussetzungen für eine Eigenversorgung (siehe hierzu unter B.I.I.2) hinaus –, dass in den Anlagen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden.

Es ist nicht schädlich, wenn die EE–Anlage (Windenergieanlage) aus der der Strom bezogen wird, an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen ist. Es ist in dieser Konstellation somit zulässig, dass die Windenergieanlage in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeist und gleichzeitig Strom an den Elektrolyseur liefert.

Da sich die gesetzliche Anforderung ausschließlich auf die „Anlage" bezieht – also die EE–Anlage und damit beispielsweise auf die Windenergieanlage – ist es unseres Erachtens ebenfalls unschädlich, wenn der Elektrolyseur auch Strom aus Nicht–EE–Anlagen bezieht. Zu beachten ist, dass in diesem Fall für den Strom, der beispielsweise aus dem Netz der allgemeinen Versorgung von einem Dritten bezogen wird, die EEG–Umlage in voller Höhe anfällt (§ 60 Abs. 1 EEG). Soweit jedoch der Bezug aus der Windenergieanlage im Übrigen betroffen ist und insoweit eine Eigenversorgung gegeben ist, liegen die Voraussetzungen des § 61 b EEG unseres Erachtens weiterhin vor, da in den Windenergieanlagen ausschließlich erneuerbare Energien eingesetzt werden.

9.2.4.4 Umlagebefreiung für Bestandsanlagen (§ 61e EEG)

§ 61e Abs. 1 EEG stellt einen weiteren Ausnahmetatbestand zu § 61 Abs. 1 EEG in Eigenversorgerkonstellationen dar. Danach verringert sich der Anspruch auf die EEG–Umlage auf null Prozent für Strom aus Bestandsanlagen, wenn der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreibt, soweit der Letztverbraucher den Strom selbst verbraucht und soweit der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird, es sei denn, der Strom wird im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht. Diese Voraussetzungen müssen kumulativ vorliegen.

Bestandsanlagen sind Stromerzeugungsanlagen, die der Letztverbraucher als Eigenerzeuger vor dem 01. August 2014 unter den Voraussetzungen des § 61e Abs. 1 EEG 2017 betrieben hat (§ 61e Abs. 2 Nr. 1 a) EEG). Entscheidend ist also der Zeitpunkt, zu dem das Eigenerzeugungskonzept erstmals „gelebt" wurde und nicht allein der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage.

Ist eine Stromerzeugungsanlage vor dem 23.01.2014 genehmigt worden, hat sie nach dem 01.08.2014 erstmals Strom erzeugt und ist vor dem 01.01.2015 unter Einhaltung der Anforderungen nach § 61e Abs. 1 EEG genutzt worden, kommt ebenso eine Befreiung in Betracht (§ 61e Abs. 2 Nr. 1 b EEG). Bestandsanlagen sind zudem Stromerzeugungsanlagen, die vor dem 1. Januar 2018 eine Stromerzeugungsanlage nach Buchstabe a oder Buchstabe b an demselben Standort erneuert, erweitert oder ersetzt haben, es sei denn, die installierte Leistung ist durch die Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung um mehr als 30 Prozent erhöht worden (§ 61e Abs. 2 Nr. 1 c EEG); Bestandsanlagen nach §61e EEG dürfen insgesamt nicht nach dem 31. Dezember 2017 erneuert, erweitert oder ersetzt worden sein.

Auf die weiteren Aspekte soll hier aufgrund der Komplexität der Regelungen nicht eingegangen werden.

9.2.4.5 Umlagebefreiung für ältere Bestandsanlagen (§ 61f EEG)

Die Befreiung nach § 61f EEG 2017 stellt einen weiteren Ausnahmetatbestand zu § 61 Abs. 1 EEG für noch ältere Erzeugungsanlagen in Eigenversorgerkonstellationen dar. Danach verringert sich der Anspruch nach § 61 Absatz 1 bei „älteren Bestandsanlagen" unbeschadet des § 61e auch dann auf null Prozent der EEG–Umlage, wenn der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreibt und soweit der Letztverbraucher den Strom selbst verbraucht. Diese Voraussetzungen müssen kumulativ vorliegen. Welche Bestandsanlagen privilegiert sind, ist in §61f Abs. 2 und 3 EEG geregelt. Weitere Voraussetzungen zur Erfüllung des Ausnahmetatbestands sind Absatz 4 dieser Vorschrift zu entnehmen.

Auf die weiteren Aspekte soll hier aufgrund der Komplexität der Regelungen nicht eingegangen werden.

9.2.4.6 Weitere Reduzierungstatbestände

Grundsätzlich ist auch bei der Eigenversorgung eine Reduzierung der EEG–Umlage nach § 61l EEG bzw. im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung möglich. Insoweit kann auf die obigen Ausführungen verwiesen werden.

9.2.5 Vorschläge für eine Reduzierung der Belastung durch die EEG–Umlage

Trotz der genannten Befreiungs– und Reduzierungstatbestände von der EEG–Umlage besteht ein erhebliches Potenzial, die Gestehungskosten für Wasserstoff zu reduzieren, indem bestehende Befreiungs– und Reduzierungstatbestände ausgeweitet werden, bis hin zu einer vollständigen Umlagebefreiung. Wie aufgezeigt, erfordern die einzelnen Tatbestände eine individuelle Betreiber– und standortbezogene Betrachtung, die einer umfänglichen Förderung und Ausweitung der Wasserstoffproduktion entgegenstehen kann. Der Gesetzgeber befindet sich hier in einem Spannungsfeld: Die EEG–Umlage stellt ein Hemmnis für den Einsatz von Wasserstoff–Technologien dar. Gleichzeitig stellt die EEG–Umlage ein wichtiges Instrument für die finanzielle Förderung der EE–Anlagen dar.

9.2.5.1 Befreiung von der EEG–Umlage

Wie zuvor aufgezeigt, gilt der in einem Elektrolyseur eingesetzte Strom als „Verbrauch von Strom" im Sinne des EEG. Entsprechend wird der Einsatz von Strom zur Wasserstofferzeugung bzw. der Betreiber dem „Letztverbrauch(er)" gleichgestellt. Um den im Rahmen der Wasserstofferzeugung eingesetzten Strom **komplett** von der EEG–Umlage zu befreien, bestünde die Möglichkeit, den Begriff des „Letztverbrauchers" in § 3 Nr. 33 EEG anzupassen, sodass derjenige, der Strom zur Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht bzw. zur Erzeugung von Wasserstoff einsetzt, nicht als Letztverbraucher gilt. Damit wäre der Stromverbrauch in der PtG–Anlage bzw. dem Elektrolyseur EEG–Umlagefrei. Die im EEG derzeit vorgesehenen Befreiungs– bzw. Reduzierungstatbestände wären in Bezug auf die Wasserstoffproduktion dann nicht mehr relevant. Denn die EEG–Umlage würde mangels eines Letztverbrauchs schon nicht entstehen.

Wollte man nicht zu einer solch umfänglichen Lösung greifen, könnte ein Privilegierungstatbestand in § 61a EEG eingefügt werden, der die eingrenzenden weiteren Tatbestandsmerkmale der einzelnen Ziffern dieser Norm einschränkt bzw. ausräumt. Diese Privilegierung würde dennoch nur in **Eigenversorgungskonstellationen** Anwendung finden und setzt damit u. a. eine Personenidentität

voraus (siehe hierzu zuvor unter Abschnitt 10.2.3.19.2.3.)). Daher müsste in § 60 EEG mit Blick auf die Lieferung von Strom eine entsprechende Regelung aufgenommen werden.

Eine andere Möglichkeit – könnte wie aktuell auf Regierungsebene diskutiert – sein, den Anwendungsbereich für die Besondere Ausgleichsregelungen (§§ 63 EEG ff.) zu erweitern. Problematisch ist derzeit, wie aufgezeigt, insbesondere die Zuordnung der Konzepte zu der Kategorie "Erzeugung von Industriegasen" in Anlage 4 zum EEG. Hier müsste insoweit vorgegeben werden, dass der erzeugte Wasserstoff nicht stofflich in der Industrie verwendet werden muss. Mit Blick auf die Anforderungen der Besonderen Ausgleichsregelung ist darüber hinaus auch zu beachten, dass die Stromkostenintensität eine Voraussetzung darstellt, die einen erheblichen Stromverbrauch erfordert. Um auch kleinere Projekte zu entlasten, wäre es insoweit wünschenswert, hier eine deutlich niedrigere Eintrittsschwelle vorzusehen. In die Gesamtbetrachtung zur Schaffung einer praktikablen Lösung sollte auch eingestellt werden, in welchen (jährlichen) Zeiträumen eine Antragstellung für die Entlastung erforderlich ist.

9.2.5.2 Änderung von § 27a EEG

Daneben wird empfohlen, § 27a EEG zu ändern. Wie zuvor beschrieben, ist in Eigenversorgerkonstellationen zu berücksichtigen, dass der erzeugte Strom bei Anlagen, die nach dem Ausschreibungssystem gefördert werden, grundsätzlich nicht zur Eigenversorgung genutzt werden darf. In § 27a EEG sind bereits Ausnahmen vorgesehen. Es sollte eine weitere Ausnahme geschaffen werden, nach der Strom aus in der Ausschreibung geförderten Anlagen in selbst betriebenen Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff bzw. zur Nutzung in Stromspeichern, zur Erzeugung von Speichergas und zur Erzeugung von Wärme verwendet werden darf, ohne dass dadurch für den Strom, der in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, der Anspruch auf EEG–Förderung verloren geht. Mit dieser Ergänzung des § 27a EEG würde der Anwendungsbereich für PtG–Anlagen erweitert.

Sinn und Zweck des § 27a EEG ist es wohl zu verhindern, dass bei Ausschreibungen verschiedene Konzepte miteinander konkurrieren – also beispielsweise Lieferkonzepte mit Eigenversorgungskonzepten. Dem etwaigen Normzweck wird durch das Hinzufügen weiterer Ausnahmen widersprochen. Trotzdem stehen einer Änderung des § 27a EEG keine offensichtlichen verfassungsrechtlichen Bedenken entgegen. Auch europarechtliche Bedenken bestehen nicht, allerdings sollte im Falle der Kumulierung mehrerer Fördermaßnahmen überprüft werden, ob eine beihilfenrechtlich problematische Überförderung vorliegt.

9.3 Netzentgelte und Netzentgeltgekoppelte Abgaben

9.3.1 Netzentgelte

Netzentgelte sind für den aus dem Netz für die allgemeine Versorgung bezogenen Strom zu entrichten (vgl. § 15 Abs. 1 StromNEV). Diese haben damit Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Geschäftsmodellen, die einen Anschluss des Elektrolyseurs an das und den Bezug von Strom aus dem Stromnetz voraussetzen.

Von der Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten sieht das EnWG bereits einzelne Ausnahmen vor, deren Anwendbarkeit jedoch noch weiter konkretisiert und ausgeweitet werden sollten.

9.3.1.1 Netzentgeltbefreiung (§ 118 Abs. 6 S. 7, 8 EnWG)

§ 118 Abs. 6 S. 1 EnWG befreit nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang. Die Freistellung greift nach dem Wortlaut zwar nur, wenn auch wieder in „dasselbe" Stromnetz eingespeist wird (§ 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG). Das Rückverstromungserfordernis wird unseres Erachtens in § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG für Elektrolyseure jedoch für nicht anwendbar erklärt. Für „Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist" gilt also ebenfalls eine Netzentgeltbefreiung.

Nach § 118 Abs. 6 Satz 8 EnWG sind darüber hinaus Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist, auch von den Einspeiseentgelten des Gasnetzes, an das sie angeschlossen sind, befreit. Die schon heute vorgesehene Befreiung von Einspeiseentgelten ist grundsätzlich förderlich, wirtschaftlich aber nur von nachrangiger Steuerungs– bzw. Anreizwirkung. Da gesetzlich ohnehin keine Einspeiseentgelte im örtlichen Verteilernetz vorgesehen sind (vgl. § 18 Abs. 1 Satz 3 GasNEV), greift die Befreiung nur bei „entry–exit"–Bepreisung (in der Regel also bei Fernleitungsnetzen).

9.3.1.2 Reduzierte Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung (§ 14a EnWG)

Eine weitere Privilegierung schafft § 14a EnWG. Danach sind Netzbetreiber verpflichtet, Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung ein reduziertes Entgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung vereinbart wird. Voraussetzung ist, dass ein Netznutzungsvertrag abgeschlossen worden ist. Netzdienlichkeit meint, dass sich eine Gruppe von Netznutzern so verhält, dass die von ihnen ausgehende Nachfrage „moderiert" wird. [61] Steuerbarkeit liegt vor, wenn es grundsätzlich möglich ist, die Verbrauchseinrichtung in ihrem Nachfrageverhalten zu beeinflussen. Die steuerbare Verbrauchseinrichtung muss über einen separaten Zählpunkt verfügen. Sofern diese Voraussetzungen vorliegen, ist lediglich ein reduziertes Netzentgelt zu entrichten. Ob § 14a EnWG auch auf Elektrolyseure anwendbar ist, ist zumindest gesetzgeberisch noch nicht klargestellt worden. Es wird

[61] *Franz/Boesche*, in Säcker, § 14a Rn. 13.

daher angeregt, Elektrolyseure in die aktuelle Diskussion zur Spitzenlastglättung und Anpassung des §14a EnWG mit einzubeziehen, was bislang nicht der Fall ist.[62]

9.3.2 Netzgekoppelte Abgaben und Umlagen

Weitere Abgaben und Umlagen fallen an, sofern für den Strombezug des Elektrolyseures das Stromnetz genutzt wird. Umfasst sind die Offshore–Netzumlage aus § 17 ff. Abs. 5 EnWG, die KWK–Umlage aus § 26 KWKG, die Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV, die Umlage für abschaltbare Altlasten aus § 18 AbLaV und die Konzessionsabgabe aus § 2 KAV.

Gesetzliche Regelungen zum Entfall oder zur Reduzierung dieser Abgaben und Umlagen für den Fall eines Strombezugs aus dem Stromnetz zur Herstellung von Wasserstoff gibt es nicht: So hat der BGH in seinem Beschluss vom 20.06.2017 die Ansicht vertreten, dass § 118 Abs. 6 EnWG nicht die „netzgekoppelten" Umlagen und die Konzessionsabgabe erfasst.[63] Zwar ist mit Blick auf die KWKG–Umlage an § 27b KWKG zu denken. Diese Vorschrift findet aber keine Anwendung auf Power–to–Gas–Anlagen, wenn – verkürzt gesagt – keine Rückverstromung des erzeugten Gases stattfindet.

9.3.3 Vorschläge für eine weitere Entlastung von den Netzentgelten bzw. netzgekoppelten Abgaben und Umlagen

9.3.3.1 Ausweitung der Privilegierung des § 118 Abs. 6 EnWG insbesondere auf die Befreiung von netzgekoppelten Abgaben und Umlagen

Nach § 118 Abs. 6 EnWG ist bei Vorliegen der Tatbestandsvoraussetzungen im Bereich des Bezugs von Strom für den Einsatz im Elektrolyseur eine Befreiung von den Stromnetzentgelten im engeren Sinne möglich.

Auch gemäß der erwähnten Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes[64] umfasst diese Befreiung nur Netzentgelte „im engeren Sinn", nicht jedoch die mit der Netznutzung verbundenen weiteren gesetzlichen Umlagen, die Konzessionsabgaben und die Entgelte für den Messstellenbetrieb und die Messung.

Zur weiteren Reduzierung der Gestehungskosten der Wasserstoffelektrolyse wird vorgeschlagen, die bereits bestehende Privilegierung in § 118 Abs. 6 EnWG auch auf weitere im Zuge des Transports von Strom anfallende Umlagen, Abgaben und Entgelte auszuweiten.

Ferner wird vorgeschlagen, die bereits bestehende Privilegierung in § 118 Abs. 6 Satz 8 EnWG auch auf die Ausspeisung von Wasserstoff (einschließlich Biomethan) auszuweiten, um über diese weitere Entlastung im Bereich des Transports bzw. der Verteilung von Wasserstoff die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff zu steigern bzw. zu ermöglichen.

Die Ausweitung der Befreiung von den Netzentgelten und gegebenenfalls weiteren Umlagen und Entgelten für Wasserstoff (einschließlich Biomethan) sollte vorzugsweise innerhalb des bestehenden § 118 EnWG geregelt werden. Ausnahmetatbestände im Zusammenhang mit der Erhebung von

[62] Siehe hierzu: Gutachten Digitalisierung der Energiewende im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung–der–energiewende–thema–2.pdf?__blob=publicationFile&v=6
[63] Az. EnVR 24/16.
[64] BGH, Beschluss vom 20.06.2017, Az. EnVR 24/16.

Netzentgelten bzw. weiteren Abgaben und Umlagen, die mit der Netznutzung bzw. dem Energiebezug im Zusammenhang stehen, existieren bereits aktuell an verschiedenen Stellen, u. a. in § 118 Abs. 6 EnWG selbst.

Sollte es sich bei den Maßnahmen um Beihilfen im Sinne des EU–Rechts handeln, so wären diese vermutlich durch die Umweltschutzgründe, die der Befreiung zugrunde liegen, zu rechtfertigen, jedoch im Detail nochmals zu bewerten. Um zu verhindern, dass die vorgeschlagene Ausweitung der Privilegierung Wasserstoff hinsichtlich konkurrierender Energieträger (insbesondere herkömmliches Erdgas) zu im Zeitverlauf unangemessenen Substitutions– bzw. Verdrängungseffekten führt, kann die Befreiung von den Ausspeiseentgelten und Umlagen beispielsweise zeitlich befristet werden.

9.3.3.2 Klarstellung und Ausweitung des Anwendungsbereiches reduzierter Netzentgelte auf PtG–Anlagen als „steuerbare Verbrauchseinrichtungen", einschließlich auf höhere Netzebenen (§14a EnWG)

Es wird empfohlen, in der konkretisierenden Rechtsverordnung nach § 14a S. 2 und 3 EnWG klarzustellen, dass PtG–Technologien ausdrücklich unter den Begriff der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gefasst werden. Zudem ist zu erwägen, den Privilegierungstatbestand auch auf weitere Spannungsebenen auszuweiten.

9.4 Zusammenfassung und Handlungsmöglichkeiten

Um die Gestehungskosten für Wasserstoff weiter zu reduzieren wird empfohlen, Änderungen in den Bereichen (i) der Stromsteuer, (ii) der EEG–Umlage sowie (iii) im Bereich der Entgelte für die Netznutzung, einschließlich damit zusammenhängender sonstiger Abgaben und Umlagen gesetzgeberseitig zu überprüfen und umzusetzen.

Zwar sehen die einzelnen Gesetze bereits Ausnahmetatbestände vor. Um in den Genuss der einzelnen Befreiungs–, Entlastungs– oder Erstattungstatbestände zu kommen, müssen jedoch stets individuell einschränkende standort– und betreiberbezogene Voraussetzungen erfüllt werden. So wird vielfach ein räumlicher Zusammenhang zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch vorausgesetzt (Stromsteuerbefreiung für Strom zum (Selbst)Verbrauch „am Ort der Erzeugung" oder „in dessen räumlichem Zusammenhang"; auch in Eigenversorgerkonstellation, die eine Befreiungsmöglichkeit von der EEG–Umlage vorsehen, wird ein „unmittelbarer räumlicher Zusammenhang" vorausgesetzt). Alternativ wird die Zugehörigkeit zu einem bestimmten Gewerbe bzw. einer Branche vorausgesetzt (Stromsteuerbefreiung für Unternehmen des „produzierenden Gewerbes" bzw. Begrenzung der EEG–Umlage für „stromkostenintensive Unternehmen" aus einer Branche nach Anlage 4 des EEG).

Für eine weitreichende Ausweitung der Entlastung vom Tatbestand der Stromsteuer sind zwei Ansätze denkbar:

In Betracht kommt einerseits eine Reduzierung des Stromsteuersatzes für Strom aus erneuerbaren Energien auf einen Steuersatz i. H. v. 0,50 €/MWh (Mindeststeuersatz für betriebliche Verwendung von Strom nach der EnergieStRL) oder sogar i. H. v. von 0,00 €/MWh sofern beihilfenrechtlich zulässig, was einer weitergehenden Prüfung bedarf. Damit der Vorschlag politisch umsetzbar ist, wäre wegen des zu erwartenden Steuerentfalls im Bundeshaushalt eine Möglichkeit der Gegenfinanzierung erforderlich. Alternativ kommt eine Ausweitung des Entlastungstatbestandes nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG für die Verwendung von Strom für die Elektrolyse auf Unternehmen des nicht produzierenden Gewerbes in Betracht.

Um den im Rahmen der Wasserstofferzeugung eingesetzten Strom komplett von der EEG–Umlage zu befreien, bestünde die Möglichkeit, den Begriff des „Letztverbrauchers" in § 3 Nr. 33 EEG anzupassen, sodass derjenige, der Strom zur Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht bzw. zur Erzeugung von Wasserstoff einsetzt, nicht als Letztverbraucher gilt. Alternativ könnte ein neuer Privilegierungstatbestand für den Bereich der Wasserstofferzeugung in § 60 und § 61a EEG in Liefer– und Eigenversorgerkonstellationen geschaffen werden, der einschränkende Merkmale aktuell bestehender Befreiungstatbestände ausräumt. Eine andere Möglichkeit wäre, den Anwendungsbereich für die Besondere Ausgleichsregelungen (§§ 63 EEG ff.) zu erweitern.

Schließlich wäre zur weiteren Reduzierung der Gestehungskosten der Wasserstoffelektrolyse zu erwägen, die bereits bestehende Privilegierung in § 118 Abs. 6 EnWG für die Zahlung von Netznutzungsentgelten auch auf weitere im Zuge des Transports von Strom anfallende Umlagen, Abgaben und Entgelte auszuweiten (die Offshore–Netzumlage, die KWK–Umlage, die Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV, die Umlage für abschaltbare Altlasten sowie die Konzessionsabgabe).

Ferner wird angeregt, Elektrolyseure in die aktuelle Diskussion zur Spitzenlastglättung und Anpassung des § 14a EnWG für die Berechnung reduzierter Netzentgelte mit einzubeziehen, was bislang nicht der Fall ist.

10 Denkbare Regulierungsmaßnahmen zur Unterstützung von Wasserstoffanwendungen

Neben der Reduzierung der Abgabenlast kommen weitere Regulierungsmaßnahmen in Betracht, um Anreize für Wasserstoffanwendungen bzw. –verwendungen insbesondere im Verkehrssektor zu schaffen.

Der Verkehrssektor ist für die Umsetzung nationaler und europäischer Klimaschutzziele eine wichtige Stellschraube, da ein großer Anteil der Treibhausgasemissionen auf den Bereich der Mobilität zurückzuführen sind. Deshalb bedarf es gerade auch in diesem Bereich der Schaffung von Anreizen zum vermehrten Einsatz von EE–Technologien.

Neben den bereits oben dargestellten Maßnahmen zur Reduzierung der Gestehungskosten von Wasserstoff, also im Rahmen des Herstellungsprozesses, sollen im Folgenden Ansätze angesprochen werden, die die Nutzung von Wasserstoff spezifisch fördern könnten. Dabei gilt es allerdings zu bedenken, dass gerade im Verkehrsbereich eine technologieoffene Entwicklung gewünscht ist und deshalb eine ausschließliche Förderung von Wasserstofftechnologien oftmals politisch nicht angestrebt und daher schwer durchsetzbar sein dürfte. Deshalb verfolgen die vorgeschlagenen Maßnahmen einen technologieoffenen Ansatz, der den Einsatz von Wasserstoff neben anderen (erneuerbaren) Gasen fördern könnte.

10.1 Inhalt und Umsetzung der Art. 25, 27, 28 RED II

Die Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Renewable Energy Directive, im Folgenden RED II) muss bis zum 30. Juni 2021 in nationales Recht umgesetzt werden, wobei Wahl der Form und Mittel den Mitgliedstaaten obliegt. Ziel der Richtlinie ist die Verringerung der CO_2–Emissionen in verschiedenen Sektoren, insbesondere auch dem Verkehrssektor. Der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien soll bis 2030 mindestens 32 Prozent betragen. Die RED II schafft allerdings kein gesamteuropäisches Fördersystem, sondern benennt Mindeststandards, die bei Ausgestaltung mitgliedsstaatlicher Fördersysteme zu beachten sind.

Für den Verkehrssektor besteht das sektorspezifische Ziel der Verpflichtung der Kraftstoffanbieter durch die Mitgliedsstaaten, dafür zu sorgen, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis zum Jahr 2030 mindestens 14 Prozent beträgt. Art. 25 bis 28 RED II betreffen spezifisch den Einsatz erneuerbarer Energien im Verkehrssektor. Art. 25 bis 28 RED II, insbesondere Art. 27 RED II regeln die Berechnung des Erneuerbare–Energien–Anteils im Verkehrssektor. Dabei gelten für den Bereich der Elektrizität differenziertere Regelungen.

Mit Blick auf erneuerbare Elektrizität, die entweder direkt oder über die Produktion von Zwischenprodukten zur Produktion flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe für den *Straßen– und Schienenverkehr* nicht biogenen Ursprungs genutzt wird – also strombasierte Kraftstoffe für den Straßen– und Schienenverkehr – ist festzustellen, dass grundsätzlich der zwei Jahre vor dem fraglichen Jahr ermittelte durchschnittliche Anteil der Elektrizität aus erneuerbaren Quellen in dem Produktionsmitgliedsstaat in Ansatz zu bringen ist (Artikel 27 Abs. 3 UA 4 RED II).

Unter bestimmten Voraussetzungen können strombasierte Kraftstoffe für *Straßenfahrzeuge* jedoch voll angerechnet werden. Grundsätzlich ist dies bei einer direkten Verbindung mit einer EE–Anlage und einem Bezug über das Netz für die allgemeine Versorgung möglich:

Mit Blick auf den zuerst genannten Fall ist dafür erforderlich, dass die EE–Anlage gleichzeitig oder nach der Kraftstoffproduktionsanlage in Betrieb genommen worden ist (sog. Zusätzlichkeit). Zudem darf – verkürzt gesagt – keine Elektrizität aus dem Netz für die allgemeine Versorgung entnommen werden (Artikel 27 Abs. 3 UA 5 RED II).

Im Hinblick auf den zuletzt genannten Fall ist für die vollständige Anrechnung erforderlich, dass die entnommene Elektrizität „ausschließlich mittels erneuerbaren Energiequellen produziert wurde und nachweislich die Eigenschaften erneuerbarer Energie aufweist sowie etwaige sonstige entsprechende Kriterien erfüllt, sodass sichergestellt ist, dass ihre Eigenschaften als erneuerbare Energie nur einmal und nur in einem Endverbrauchssektor geltend gemacht werden." Was hierunter genau zu verstehen ist, ist derzeit noch nicht ganz klar. Vielmehr müssen die Kriterien im Einzelnen noch von der EU–Kommission bis zum 31.12.2021 durch delegierten Rechtsakt vorgegeben werden (Artikel 27 Abs. 3 UA 5 und 6 RED II). Mit Blick auf eine „Zusätzlichkeit" ist es unklar, ob diese auch in diesem Fall Voraussetzung für die volle Anrechenbarkeit ist. Die Systematik spricht eher gegen eine Anwendung dieses Kriteriums. Allerdings lässt sich auch nicht klar nachvollziehen, warum die Zusätzlichkeit bei einem Netzbezug keine Rolle spielen soll.

Die zeitnahe Umsetzung der RED II ist für den Einsatz erneuerbarer Gase im Verkehrssektor und für deren Marktfähigkeit im Verkehrssektor elementar. Zur Umsetzung der betreffenden Artikel der RED II im Verkehrssektor ist in erster Linie eine Änderung des BImSchG, der 37., 38. BImSchVO und der BioSt–NachV erforderlich. Eine wichtige Stellschraube für die Umsetzung ist somit die Treibhausgasminderungsquote.

Dabei sollte Deutschland als Vorreiter im Bereich der Energiewende eine ambitioniertere Umsetzung, die die von der Europäischen Union gesetzten Mindeststandards überschreitet, in Betracht ziehen. So könnten weitere Anreize für die Nutzung erneuerbarer Energien und EE–Gasen im Verkehrssektor gesetzt werden. Für eine Überschreitung des Mindeststandards der EU sprechen auch mögliche Strafzahlungen, die bei einer Verfehlung der Klimaziele seitens der EU auf Deutschland zukommen können. Der Verkehrssektor hält einen hohen prozentualen Anteil an Emissionen und stellt damit eine wichtige Stellschraube für eine Reduktion der Emissionen und damit die Erreichung der Emissionseinsparziele dar.

Insoweit wäre denkbar, das nationale Ziel für erneuerbare Energien im Kraftstoffbereich auf beispielsweise 20 Prozent in 2030 festzusetzen. Mit Blick auf den oben erwähnten Aspekt der Zusätzlichkeit ist zu bedenken, dass z. B. Strom aus Post–EEG–Anlagen nicht für die Elektrolyse genutzt werden könnte, wollte man die volle Anrechenbarkeit für den Straßenverkehr erreichen. Damit würde möglicherweise ein attraktiver Anbieter von EE–Strom wegfallen. Dies wäre u. U. für ein Hochfahren der Wasserstofferzeugung nicht förderlich. Führt man sich vor Augen, dass es zumindest derzeit noch Auslegungsspielräume in der Fallkonstellation des Netzbezugs gibt, bietet es sich vor diesem Hintergrund an, diese Spielräume auszunutzen.

Gravierende verfassungsrechtliche Bedenken sind dabei nicht ersichtlich. Allerdings sollte für die Europarechtskonformität ein technologieoffener Ansatz gewählt werden, sodass beihilfenrechtliche Problematiken vermieden werden können und die politische Umsetzbarkeit gesichert werden kann.

10.2 Anrechenbarkeit auf die CO_2–Flottenquote für Autohersteller

Ein Anreizmechanismus für die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehrssektor besteht durch die privilegierte Anrechnung des Inverkehrbringens emissionsfreier und emissionsarmer Fahrzeuge bei der sog. „CO_2–Flottenquote" für Autohersteller. Die CO_2–Flottenquoten–Regelungen gehen auf die Verordnung (EG) Nr. 443/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009, sowie die Verordnung (EU) Nr. 510/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Mai 2011 zurück, die durch die Verordnung (EG) Nr. 2019/631 vom 17. April 2019 mit Wirkung zum 01. Januar 2020 unter Aufhebung der älteren Verordnungen aktualisiert worden sind. Ziel dieser Verordnung ist die schrittweise Reduzierung der Treibhausgasemissionen der von Autoherstellern neu hergestellten PKW und leichten Nutzfahrzeugen. Dies soll durch den Einsatz von emissionsarmem Kraftstoff und die Einwicklung von Technologien mit geringerem Kraftstoffverbrauch erreicht werden. Hersteller müssen nach den EU–Vorgaben sicherstellen, dass ihre durchschnittlichen spezifischen CO_2–Emissionen nicht bestimmte Zielvorgaben überschreiten.

Der Flottengrenzwert für die gesamte EU–Flotte eines Herstellers liegt in den Jahren 2021 bis einschließlich 2024 für neu zugelassene PKW bei 95 g CO_2/km und für leichte Nutzfahrzeuge bei 147 g CO_2/km. Ab dem Jahr 2025 soll eine weitere Minderung von 15% gegenüber dem Zielwert von 2021 erreicht werden, ab dem Jahr 2030 von 37,5% für PKW und von 31% für leichte Nutzfahrzeuge, ebenfalls gegenüber dem Zielwert von 2021 (siehe hierzu insgesamt Art. 1 Abs. 2 bis 5 VO (EU) 2019/631).

Mit Blick auf die Erhöhung des vermehrten Einsatzes von Wasserstoff und Gasen im Verkehrsbereich sind die in der aktuellen Verordnung fortgeführten Anreize zum Inverkehrbringen emissionsfreier und emissionsarmer Fahrzeuge von Relevanz. Bereits die Vorgängerregelung sah sogenannte „Supercredits" vor. Bei der Berechnung der durchschnittlichen spezifischen CO_2–Emissionen zählen PKW mit CO_2–Emissionen von weniger als 50 g CO_2/km mehrfach: Der Verkauf von Null– und Niedrigemissionsfahrzeugen wirkt sich daher stärker auf den CO_2–Flottwert des einzelnen Herstellers aus. Im Jahr 2020 zählt ein neuer emissionsfreier– bzw. emissionsarmer PKW wie zwei PKW, in den Jahren 2021 und 2022 werden entsprechende PKW mit 1,67 und 1,33 gewichtet. Die maximal anrechenbare Einsparung liegt bei 7,5 g CO_2/km je Hersteller (siehe hierzu insgesamt Art. 5 VO (EU) 2019/631). Ab dem Jahr 2023 gibt es keine Mehrfachanrechnungsmöglichkeit nach Artikel 5 der Verordnung mehr.

Ab dem Jahr 2025 wird das System modifiziert: Dabei werden auch leichte Nutzfahrzeuge in den Anreizmechanismus einbezogen. Für den Anteil emissionsfreier und emissionsarmer Fahrzeuge wird ein Schwellenwert eingeführt, der einem Anteil von 15% an den jeweiligen Flotten neuer PKW bzw. neuer leichter Nutzfahrzeuge entspricht (Art. 1 Abs. 6 VO (EU) 2019/631). Der Anteil erhöht sich in 2030 auf 35% für PKW und 30 % für leichte Nutzfahrzeuge (Art. 1 Abs. 7 VO (EU) 2019/631). Für jeden Prozentpunkt, um den ein Hersteller den Schwellenwert überschreitet, erhält er eine Erleichterung seines Flottengrenzwertes um 1 %. Auch diese Vorgaben können im Ergebnis dazu führen, dass künftig deutlich mehr wasserstoffbetriebene Fahrzeuge von den Herstellern in Verkehr gebracht werden.

Die Regelungen sind grundsätzlich förderlich für die Schaffung von Anreizen des vermehrten Einsatzes von Wasserstoff und dienen damit mittelbar auch der Umsetzung der Zielvorgaben der RED II. Mit Blick auf die Transformation der Antriebskonzepte gibt es auch Überschneidungen zwischen den Regelwerken. Sollte sich daher herausstellen, dass zur Umsetzung der RED II für alle Mitgliedstaaten eine weitere Anpassung der Verordnung (EG) Nr. 2019/631 förderlich wäre, sollte dies in dem politischen Prozess berücksichtigt werden. Die Regelungen der Verordnung (EG) Nr. 2019/631 sollten daher auch im Zuge der Umsetzung der RED II bewertet werden.

10.3 Erweiterung der Anrechenbarkeit der Treibhausgasemissionsminderung

Unternehmen, die Otto– oder Dieselkraftstoffe in Verkehr bringen, sind verpflichtet, die Treibhausgasemissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten fossilen Kraftstoffe zuzüglich der Treibhausgasemissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe einschließlich der im Rahmen von Übertragungsverträgen nach § 37a Abs. 6 BImSchG eingekauften Kraftstoffmengen um eine bestimmte Quote zu mindern (§37a Abs. 1 und 4 BImSchG).

Gemäß § 37a Abs. 5 Satz 3 BImSchG i. V. m. § 3 Abs. 1 S. 2 i. V. m. Anlage 1 der 37. BImSchV kann diese Pflicht – verkürzt gesagt – auch durch Inverkehrbringen von Wasserstoff erfüllt werden, wenn der Wasserstoff nach den spezifisch in Anlage 1 zur 37. BImSchV genannten Verfahren hergestellt wurde (beispielsweise. „Vollständig durch nicht–biogene erneuerbare Energien gespeiste Elektrolyse"). Die dort angeführten spezifischen Treibhausgasemissionen sind erheblich niedriger als die für fossile Treibstoffe. Zudem ist ein Anpassungsfaktor für die Antriebseffizienz vorgesehen. Dies ist per se bereits förderlich für die Förderung von Wasserstoff.

Zu beachten ist insoweit jedoch insbesondere Folgendes: Die in der Anlage 1 der 37. BImSchV festgelegten Werte dürfen nur herangezogen werden, sofern ausschließlich erneuerbare Energien nicht–biogenen Ursprungs für die Herstellung der Kraftstoffe eingesetzt werden (§ 3 Abs. 2 Satz 2 37.BImSchV).

Diese Voraussetzung ist erfüllt, wenn der EE–Strom nicht über das Netz für die allgemeine Versorgung entnommen, sondern direkt von einer Stromerzeugungsanlage nach § 61a Nr. 2 EEG[65] bezogen wird (§ 3 Abs. 2 Satz 3 Nr. 1 37.BImSchV).

Sofern der Bezug über das Netz für die allgemeine Versorgung erfolgt, muss sich die Anlage zur Herstellung des Kraftstoffs zum Zeitpunkt der Herstellung in einem Netzausbaugebiet i. S. d. EEG[66] befinden und die Anlage zur Herstellung des Kraftstoffs ausschließlich auf Grundlage eines Vertrages nach § 13 Abs. 6 EnWG (Stichwort: ab– oder zuschaltbare Lasten) betrieben werden (§ 3 Abs. 2 Satz 3 Nr. 2 37.BImSchV). Mit Blick auf Schleswig–Holstein dürfte diese Vorgabe mit Blick auf die Anforderung „Netzausbaugebiet" keine hohe Hürde sein. Allerdings erschwert insbesondere die weitere Voraussetzung die Möglichkeit, den erzeugten Wasserstoff entsprechend vorteilhaft anrechnen zu lassen.

Zwar gibt es eine Ausnahme für bestehende Anlagen zur Herstellung von Kraftstoffen. Hier darf der Strom aus einem Netz für die allgemeine Versorgung bezogen werden, ohne die oben genannten Voraussetzungen zu erfüllen. (§ 3 Abs. 3 37. BImSchV). Dies gilt jedoch nur für vor dem 01.01.2021 in Verkehr gebrachte Kraftstoffe.

Insgesamt betrachtet sollten diese Anforderungen zumindest abgemildert werden. Dabei sind aber die Vorgaben der RED II zu beachten.[67] Deshalb dürfte es – wenn man die volle Anrechenbarkeit für den Straßenverkehr anstrebt (wovon wir ausgehen) nicht möglich sein, Modifikationen bei der Konstellation „Inselnetz" vorzunehmen. Bezüglich der Fallkonstellation „Bezug über das Netz" ergeben sich aus unserer Sicht zumindest derzeit keine Restriktionen aus der RED II, die Anforderungen „Netzausbaugebiet" und „Ab– bzw. zuschaltbare Lasten" zu streichen. Wie ausgeführt, könnten insoweit aber noch Ergänzungen der Voraussetzungen seitens der EU–Kommission vorgenommen

[65] Vgl. dazu oben.
[66] Zum Netzausbaugebiet zählen nach § 10 EEAV der nördliche Teil Niedersachsens, Bremen, Schleswig–Holstein, Hamburg und Mecklenburg–Vorpommern.
[67] Vgl. dazu oben.

werden, die insbesondere auch den Aspekt „Systemdienstleistungen" adressieren. Dies legt Nummer 90 der Erwägungsgründe in der RED II nahe. Denn dort heißt es wörtlich:

„[...] Beispielsweise sollten Kraftstoffe bei einem **Engpass** des Elektrizitätsnetzes **nur dann uneingeschränkt als erneuerbar** angerechnet werden können, wenn sich sowohl die Stromerzeugungs– als auch die Kraftstoffproduktionsanlage **auf der gleichen Seite** des Engpasses befinden [...]"

Es gilt also, die Entwicklung im Auge zu behalten. Im Hinblick auf die europarechtlichen Vorgaben zur Zusätzlichkeit sei auf die obigen Anmerkungen verwiesen.

Nach § 37a Abs. 6 BImSchG können die nach Absatz 1 des § 37a BImSchG verpflichteten Unternehmen die erforderliche THG–Minderungsquote auch durch andere, nicht verpflichtete Dritte erfüllen lassen. Auch dies ist grundsätzlich förderlich, da Nichtverpflichtete beispielsweise Wasserstoff bzw. Erneuerbare–Gas–Tankstellen sein können, die nicht der Quote unterstehen und emissionsärmere Produkte in den Verkehr bringen und deshalb ihre THG–Minderungen zum Kauf anbieten können, um zusätzliche Gewinne zu erzielen. Dies ist positiv zu beurteilen. Auch Verpflichtete können – das sei an dieser Stelle erwähnt – die THG–Minderungsquote unter den Voraussetzungen des § 37a Abs.7 BImSchG übertragen.

10.4 Anhebung der Quote für fortschrittliche Kraftstoffe

Mit der 38. BImSchV wurde eine Regelung eingeführt, nach der der Anteil fortschrittlicher Kraftstoffe graduell über einen vorgeschriebenen Mindestanteil gesteigert werden soll. Diese Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe muss unabhängig von der Treibhausgasquote erfüllt werden. Die Höhe der Unterquote steigt von Jahr zu Jahr kontinuierlich an. Im Jahr 2020 sollen beispielsweise 0,05 Prozent der in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe von den nach § 37a BImSchG verpflichteten Unternehmen (Unternehmen, die fossile Otto– und/oder Dieselkraftstoffe in Verkehr bringen) jene fortschrittlichen Kraftstoffe ausmachen (§ 14 Abs. 1 38. BImSchV). Bis 2025 soll die Quote auf 0,5 % angehoben werden. Gleichzeitig sinkt die Kraftstoffmenge, die ein Unternehmen in Verkehr gebracht haben muss, um der (Unter–)Quotenpflicht zu unterliegen, wobei es ab dem Jahr 2025 keine Mindestmenge mehr gibt. Der Mechanismus ist grundsätzlich positiv zu bewerten, da mit einer solchen Quote ein berechenbarer Hochlauf der Erzeugungskapazitäten erreicht wird.

Zu den fortschrittlichen Kraftstoffen zählt beispielsweise Wasserstoff der „vollständig durch nicht–biogene erneuerbare Energien gespeiste Elektrolyse" erzeugt wurde (§ 2 Abs. 6 38. BImSchV i. V. m. Anlage 1 b) 37. BImSchV).

In Betracht kämen daher mit Blick auf die Förderung der Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff die Ausweitung der Quote zur graduellen Steigerung des Anteils fortschrittlicher Kraftstoffe und/oder eine schnellere Absenkung der Kraftstoffmenge, ab der die Unternehmen dieser Verpflichtung unterliegen.

10.5 Zusammenfassung und Handlungsmöglichkeiten

Die zeitnahe Umsetzung der RED II ist für den Einsatz erneuerbarer Gase im Verkehrssektor und für deren Marktfähigkeit im Verkehrssektor elementar. Dabei sollte Deutschland als Vorreiter im Bereich der Energiewende eine ambitioniertere Umsetzung, die die von der Europäischen Union gesetzten Mindeststandards überschreitet, in Betracht ziehen. Insoweit wäre denkbar, das nationale Ziel für erneuerbare Energien im Kraftstoffbereich auf beispielsweise 20 Prozent in 2030 festzusetzen.

Ein Anreizmechanismus für die Nutzung von Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehrssektor besteht bereits durch die privilegierte Anrechnung des Inverkehrbringens emissionsfreier und emissionsarmer Fahrzeuge bei der sog. „CO_2–Flottenquote" für Autohersteller von PKW und leichten Nutzfahrzeugen. Die Regelungen sind grundsätzlich förderlich für die Schaffung von Anreizen des vermehrten Einsatzes von Wasserstoff und dienen damit mittelbar auch der Umsetzung der Zielvorgaben der RED II.

Weiterhin förderlich für die Verwendung von Wasserstoff im Verkehrssektor sind die bestehenden Pflichten für solche Unternehmen, welche Otto– oder Dieselkraftstoffe in Verkehr bringen, die Treibhausgasemissionen um eine bestimmte Quote zu mindern. Die Pflicht kann auch durch Inverkehrbringen von Wasserstoff erfüllt werden. Es wird jedoch empfohlen, die einschränkenden Regelungen für Strom, der zur Herstellung von Wasserstoff als Kraftstoff aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird, zu überprüfen. Nach den Vorgaben der BImSchV muss sich die Anlage zur Herstellung des Kraftstoffs zum Zeitpunkt der Herstellung in einem Netzausbaugebiet i. S. d. EEG (u. a. Schleswig–Holstein) befinden und ausschließlich auf Grundlage eines Vertrages nach § 13 Abs. 6 EnWG (Stichwort: ab– oder zuschaltbare Lasten) betrieben werden. Gerade die zweite Voraussetzung erschwert die Möglichkeit, den erzeugten Wasserstoff entsprechend vorteilhaft anrechnen zu lassen. Eine gesetzgeberische Anpassung wäre allerdings auch anhand weiterer, möglicherweise durch die RED II vorgegebener Einschränkungen zu bewerten (vgl. Kapitel 9.4).

Zur weitergehenden Förderung von Wasserstoff kommen die Ausweitung der Quote zur graduellen Steigerung des Anteils fortschrittlicher Kraftstoffe und/oder eine schnellere Absenkung derjeniger Kraftstoffmenge, ab der Unternehmen (Unternehmen, die fossile Otto– und/oder Dieselkraftstoffe in Verkehr bringen) dieser Verpflichtung unterliegen, in Betracht. Nach den Vorgaben der 38. BImSchV soll die Quote bis 2025 von derzeit 0,05 % auf 0,5 % angehoben werden. Gleichzeitig sinkt die Kraftstoffmenge, die ein Unternehmen in Verkehr gebracht haben muss, um der (Unter–)Quotenpflicht zu unterliegen, wobei es ab dem Jahr 2025 keine Mindestmenge mehr gibt. Durch Anhebung der Quote könnten die Produktion und Verwendung von Wasserstoff im Verkehrssektor gesteigert werden.

III. Handlungsempfehlungen

Aufgrund von aktuell vergleichsweise niedrigen Kosten für fossile Energieträger in industriellen wie transportbasierten Anwendungen wird der Hochlauf von Wasserstoffanwendungen nicht durch deren Wirtschaftlichkeit motiviert. Vielmehr wird der Hochlauf in Zukunft durch günstige Rahmen–bedingungen und Maßnahmen, die sich aus der politischen Absicht zur THG–Minderung der deutschen und europäischen Regierungen ergeben, induziert.
Emissionsarmer Wasserstoff ist essenzieller Bestandteil der Dekarbonisierung des Wirtschaftssystems und der Mobilität. Deshalb kann es als sicher angesehen werden, dass sich in den nächsten Jahren ein signifikanter Wasserstoffbedarf entwickeln wird.
Unter Wegfall der EEG–Umlage hat Schleswig–Holstein gute Voraussetzungen Wasserstoff lokal, zu konkurrenzfähigen Preisen im Vergleich zu internationalen Importen, zu produzieren und damit zumindest mittelfristig die entstehenden Bedarfe zu decken. Zur Vermeidung von Flächenkonflikten beim Ausbau von erneuerbaren Energien und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit müssen dennoch langfristig alternative Quellen für den Bezug von Wasserstoff und insbesondere für synthetische Flüssigkraftstoffe erschlossen werden. Chancen der lokalen Wertschöpfung ergeben sich zunächst aus der lokalen Wasserstofferzeugung und langfristig durch den Betrieb von Infrastruktur für den Import, Transport und Speicherung von Wasserstoff.

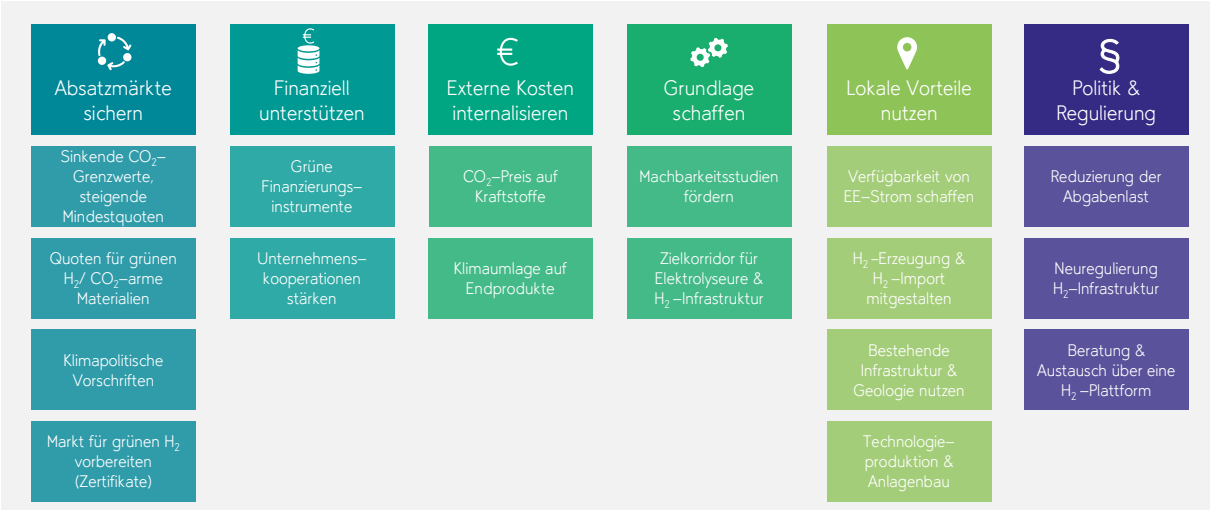


Abbildung 10–1: Übersicht der Handlungsempfehlungen zur Unterstützung des Hochlaufs von Wasserstofferzeugung, –anwendungen und –infrastruktur

Viele der entscheidenden Maßnahmen und Instrumente zur Ermöglichung und Beschleunigung des Hochlaufs von Wasserstoffanwendungen und der Wasserstofferzeugung liegen auf der Entscheidungsebene der Bundespolitik. Dementsprechend muss sich die Landesregierung aus eigenem Interesse für eine ambitionierte nationale Klimapolitik und deren Umsetzung durch eine entsprechende Ausrichtung von Regularien und Förderinstrumenten auf neue Technologien einsetzen. Dennoch kann das Land Schleswig–Holstein auch durch regionale Maßnahmen und Förderinstrumente den Hochlauf der Wasserstofferzeugung und der –anwendungen im Land unterstützen und beschleunigen.

Die hier dargestellten Maßnahmen und Instrumente beziehen sich sowohl auf die Unterstützung der Wasserstofferzeugung als auch auf die Unterstützung der Wasserstoffanwendungen und die dafür benötigte Infrastruktur. Maßnahmen zur Stützung und Förderung des Hochlaufs der Wasserstoffmobilität sind im Parallelgutachten „Wasserstoffmobilität und – förderrichtlinien" detailliert dargestellt. Da die Mobilität ein wichtiges Anwendungsfeld für Wasserstoff ist, finden sich allerdings auch in diesem Gutachten entsprechende Maßnahmen.

Absatzmärkte sichern

Investitionen in die Wasserstofftechnologie hängen maßgeblich von der Sicherheit der Abnahme ab. Sind keine gesicherten Absatzmärkte vorhanden, sehen Investoren ein höheres Risiko für „stranded assets". Ein Hochlauf der Wasserstofftechnologie wird dementsprechend nur erreicht, wenn eine ausreichend gesicherte Nachfrage existiert. Dies trifft auf alle Bereiche der Wertschöpfungskette zu, von Wasserstofferzeugungsanlagen bis hin zu Fahrzeuganwendungen und stationären Systemen.

Sinkende CO_2–Grenzwerte, Steigende Mindestquoten

CO_2–Grenzwerte für Fahrzeugflotten der Hersteller senken

- Ein Treiber für gesicherte Abnahmen und den Markthochlauf von wasserstoffbetriebenen (Straßen–)Fahrzeugen sind die auf europäischer Ebene definierten CO_2–Grenzwerte für Fahrzeugflotten der Hersteller. Die Reduzierung der Grenzwerte sollte ambitioniert angegangen und vorangetrieben werden. Gleichzeitig müssen die Einhaltung konsequent nachverfolgt und Grenzwert–Überschreitungen sanktioniert werden, sodass der Handlungsdruck auf der Angebotsseite nachhaltig erhöht wird.

Mindestquoten an klimafreundlichen Fahrzeugen bei der Beschaffung von Flotten erhöhen

- Eine Erhöhung und Gewährleistung der Nachfrage kann über Mindestquoten an klimafreundlichen Fahrzeugen bei der Beschaffung von Fahrzeugen (z.B. kommunale Flotten) erzielt werden. Um einen nachhaltigen Absatzmarkt zu schaffen, ist ein stetiger Anstieg dieser Mindestquoten erforderlich. Bisher geltende Vorgaben der Clean Vehicle Directive sollten ambitioniert umgesetzt werden.

Quoten für emissionsarme Treibstoffe & Materialien einführen bzw. anpassen

Quoten für CO_2–arm hergestellte Produkte einführen

- Eine Quotenerhöhung für den Einsatz von CO_2–armen Energieträgern und Rohstoffen in der Industrie stellt einen wichtigen Schritt zur Umsetzung der angestrebten treibhausgasneutralen Industrie im Jahr 2050 dar. So könnte z.B. ein Absatzmarkt für CO_2–armen Stahl geschaffen werden.

Steigerung der Quoten für emissionsarme Kraftstoffe erhöhen

- Ein Absatzmarkt für grünen Wasserstoff kann durch eine Quote für den Einsatz von CO_2–armen Kraftstoffen in der Industrie und im Verkehr erreicht werden. Dabei kann Wasserstoff sowohl direkt verwendet oder als Bestandteil der Herstellung konventioneller Kraftstoffe verwendet werden.

Klimapolitische Vorschriften

Verschärfung von Umweltzonen

- Grundsätzlich kann die regionale Politik über Vorschriften und Auflagen Einfluss auf die lokale Nachfrage nach emissionsfreien Fahrzeugen nehmen. So ist es möglich, durch die Verschärfung von Umweltzonen (z. B. Einführung von Zero–Emission–Zonen) und frühe Fahr– und Verkaufsverbote für Verbrenner, ein stärkeres Bestreben nach klimafreundlichen Fahrzeugen zu generieren.

Ausweitung der Anrechenbarkeitsregelung der Treibhausgasemissionen

- Unternehmen, die Otto– und Dieselkraftstoffe in den Verkehr bringen, können ihre erzeugten Treibhausgasemissionen durch das Inverkehrbringen von Wasserstoff mindern. Es wäre vorteilhaft, die Anrechenbarkeitsregelung der Treibhausgasemissionen weiter auszuweiten. Hierdurch kann das Marktangebot an Wasserstoff als Kraftstoff und so die Handlungsakzeptanz für wasserstoffbetriebene Verkehrsanwendungen gesteigert werden.
- Allerdings bestehen Einschränkungen bei Strombezug (für die H_2–Produktion) aus dem öffentlichen Netz. Es ist zu prüfen, ob in dieser Fallkonstellation einschränkende Anforderungen („Netzausbaugebiet", „ab– bzw. zuschaltbare Lasten") gestrichen werden können.

Mindestanteil an fortschrittlichen Kraftstoffen einführen

- Mindestanteil an fortschrittlichen Kraftstoffen: Unabhängig von der Treibhausgasquote muss gemäß 38. BImSchV ein Mindestanteil an fortschrittlichen Kraftstoffen (u.a. Wasserstoff) an den in Verkehr gebrachten fossilen Kraftstoffen bestehen. Dieser Anteil sollte graduell von 0,05 % im Jahr 2020 auf 0,5 % im Jahr 2025 angehoben werden.
- Mit Blick auf die Förderung der Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff ist eine Ausweitung der Quote zur graduellen Steigerung des Anteils fortschrittlicher Kraftstoffe und/oder eine schnellere Absenkung der Kraftstoffmenge, ab der die Unternehmen dieser Verpflichtung unterliegen, zu empfehlen.

RED II zeitnah und ambitioniert umsetzen

- Die zeitnahe Umsetzung der RED II ist für den Einsatz erneuerbarer Gase im Verkehrssektor elementar. Eine ambitioniertere Umsetzung im Vergleich zu den europäischen Mindeststandards ist in Betracht zu ziehen, Bspw. die Festlegung des nationalen Ziels erneuerbarer Energien im Kraftstoffbereich von 20 % in 2030

Markt für grünen Wasserstoff vorbereiten (Zertifikate)

Förderung von Initiativen zur Etablierung von Nachweisen für grünen Wasserstoff

- Zur besseren Sichtbarkeit und zur Überprüfbarkeit muss die Verwendung von grünem Wasserstoff nachvollziehbar zertifiziert werden. Dadurch können Quoten für emissionsarmen Wasserstoff oder Kraftstoffe durchgesetzt und freiwillige Emissionsminderungen geschützt werden.

Finanziell unterstützen

Das Gutachten zeigt, dass die Umstellung auf Wasserstoff in vielen Anwendungen mit Mehrkosten einhergeht. Dies ist nicht nur auf die Investitionskosten, sondern auch auf Kosten im laufenden Betrieb zurückzuführen. Beispielsweise erfordert der Aufbau der notwendigen Infrastruktur für den Markthochlauf, insbesondere des Wasserstofftankstellennetzes, staatliche Zuwendungen. Um eine schnelle und beihilfenrechtskonforme Förderung zu ermöglichen, sind bei einer möglichen Wasserstoffförderung in Schleswig–Holstein insbesondere Fördermöglichkeiten, in denen kein Notifizierungsverfahren bei der EU–Kommission erforderlich ist, interessant. Bleiben entsprechende Unterstützungen aus, wird das Handeln entsprechender Tankstellenakteure zurückhaltend bleiben.

Grüne Finanzierungsinstrumente

Förderlücken des Bundes durch Landesmittel ausgleichen

- Wasserstofferzeugung und –anwendungen, welche nicht ausreichend durch Bundesmittel gefördert sind, sollten durch Landesmittel gestützt werden. Dies gilt insbesondere für Anwendungen, welche eine Signalwirkung für den Hochlauf im Land haben und die strategische Positionierung beeinflussen, wie z.B. Projekte für klimaneutralen Schwerlastverkehr.

Bundeslandspezifische Förderrichtlinie zum Infrastrukturausbau etablieren

- Mit Hilfe einer bundeslandspezifischen Förderrichtlinie kann der Infrastrukturausbau zeitnah vorangetrieben werden. Die Richtlinie sollte sowohl unter dem Blickwinkel „ziel– und zweckgerichtete Förderung des Markthochlaufs" als auch hinsichtlich einer „Beihilfenrechtskonformität ohne Notifizierungsverfahren" sorgfältig ausgestaltet werden.

Auf zeitnahe Etablierung von Förderinstrumenten für industrielle Anwendungen hinwirken

- Aufgrund der günstigen Einkaufspreise für nicht CO_2–neutrale Energieträger und Ressourcen in der Industrie, steht die Verwendung von grünem Wasserstoff hier in einem harten Wettbewerb zu den konventionellen Alternativen. Dennoch ist die Etablierung einer industriellen Nachfrage wichtig, um einen stetigen Absatzmarkt für Wasserstoff zu schaffen und die Skalierung der Wasserstofftechnologie voranzutreiben.

  Um Investitionen in klimafreundliche Technologien in der Industrie auszulösen, muss die Investitionssicherheit langfristig gewährleistet sein. Dies kann z.B. durch sogenannte Carbon Contracts for Difference zwischen Staat und Industrie geschehen, welche die Schwankungen der CO_2–Preise im Emissionshandel ausgleichen und so eine Projektkalkulation auf Basis eines fixen (hohen) CO_2–Preises erlaubt.

Kooperationsmodelle

Verstärkung von Unternehmenskooperationen zur Bündelung von Bedarfen und Infrastruktur

- Kooperationsmodelle reduzieren die Risiken für Akteure und bilden die Grundlage für neue Geschäftsmodelle. Mit der Gründung lokaler Initiativen können unter Einbindung relevanter Unternehmen Herausforderungen angegangen und Fahrzeugbedarfe sowie Infrastruktur–maßnahmen gebündelt werden. Dadurch können die Voraussetzungen für privatwirtschaftliche Unternehmen wie Logistik– und Speditionsunternehmen sowie Mobilitätsdienstleister (Car–Sharing, Taxi–Unternehmen) verbessert werden.

Externe Kosten internalisieren

Neben der direkten finanziellen Förderung von Wasserstoffanwendungen durch beispielsweise Investitions– und Betriebszuschüsse, ist es wichtig die Kosten für CO_2–belastende Kraftstoffe und Energieträger auf die Endprodukte umzulegen. So kann die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff gesteigert werden:

CO_2–Preis auf fossile Energieträger und Kraftstoffe

Kosten für konventionelle Energieträger in der Industrie steigern

- Obwohl die Verwendung von grünem Wasserstoff oftmals die einzige sinnvolle Alternative zur Dekarbonisierung von Industrieprozessen ist, steht dieser in einem harten Wettbewerb zu konventionellen Energieträgern. Die bisherigen Kosten für THG–Emissionen haben kaum Investitionen in klimafreundliche Technologien ausgelöst. Steigende CO_2–Preise sind ein grundlegendes Instrument, um den Wechsel auf grüne Energieträger zu beschleunigen.

Kosten für konventionelle Kraftstoffe steigern

- Um eine Wettbewerbsfähigkeit von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen zu erreichen, ist es erforderlich konventionelle Kraftstoffe mit einem CO_2–Preis zu belegen. Insbesondere für schwere Nutzfahrzeuge und LKW muss die Bepreisung von CO_2 deutlich über den heute diskutierten Preisen von 25 bis 65 € liegen. Dies gilt auch zur Etablierung von neuen Technologien im Wärmesektor.

Klimaumlage auf Endprodukte

- Eine Klimaumlage auf importiere Endprodukte kann die Auslagerung von Emissionen verhindern. Dadurch kann die lokale Produktion von CO_2–armen Materialien bzw. Produkten geschützt und die Wettbewerbsfähigkeit erhöht werden.

Grundlage schaffen & Ziele formulieren

Die Einführung einer Wasserstoffinfrastruktur bedarf einem hohen finanziellen und zeitlichen Aufwand. Mit Demonstrationsprojekten und einer landesweiten Zielplanung für den Aufbau von Elektrolyseleistung bzw. den Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur kann eine stabile Grundlage für den Hochlauf geschaffen werden.

Machbarkeitsstudien & Demonstrationsprojekte fördern

Durchführung von Machbarkeitsstudien und Demonstrationsprojekten zur H_2–Infrastruktur

- Schleswig–Holstein sollte sich in der Diskussion um Wasserstoff–Importhubs bzw. als Transport–Drehkreuze positionieren. Hierfür helfen Machbarkeitsstudien und Demonstrationsprojekte hinsichtlich der Umrüstung von Gasnetzen, dem Bau von Kavernenspeichern und dem Ausbau des Hafens Brunsbüttel als Import–Hub.

Forschungs– und Demonstrationsprojekte fördern

- Um Erfahrungen mit synthetischen Kraftstoffen zu sammeln und die Herstellung kosteneffizienter zu machen, sollten Forschungs– und Demonstrationsprojekte unterstützt werden. So können eine regionale Technologieexpertise entwickelt und mittelfristig in andere Regionen und Länder exportiert werden.

Projekte im Wärmesektor fördern

- Der Sektor der Wärmeversorgung ist neben Verkehr und Industrie einer der großen CO_2–Emittenten. Die langfristige Rolle des Wasserstoffs in der Wärmewende ist noch nicht eindeutig geklärt, deshalb sollten im Wärmesektor weitere Pilot– und Demonstrationsprojekte initiiert werden.

Zielkorridor für Elektrolyseure & H_2–Infrastruktur

Formulierung eines landesweiten Zielkorridors für Elektrolyseleistung

- Ein Zielkorridor für den Aufbau von Elektrolyseleistung dient als Richtwert zur Sicherstellung der mittelfristigen Bedarfe und zur Kommunikation der Ambitionen des Landes. Zudem gibt dies der Industrie die Möglichkeit, ihre Produktionkapazitäten besser zu planen.

Aufstellung einer Landeszielplanung für Wasserstoffinfrastruktur

- Ein Zielbild für die regionale H_2–Infrastruktur und überregionale Anbindungen ermöglicht eine konzertierte Ausrichtung einzelner Initiativen und langfristige Planung von Importstrukturen. Durch Clusterung interessierter Anwender und entsprechender Transportbedarfe kann die Auslastung einer Transportinfrastruktur und deren Umsetzung geplant werden. Im selben Zuge sollten vorteilhafte Bedingungen für die Anbindung SHs an das European Hydrogen Backbone geschaffen werden

Aufbau von Wasserstofftankstellen

- Beispielsweise ist im Verkehrssektor ein landesweiter Aufbau von ca. 20 öffentlichen Wasserstofftankstellen bis 2025 bzw. ca. 50 Tankstellen bis 2030 erforderlich.

Lokale Vorteile nutzen, regionale Wertschöpfung aufbauen

Schleswig–Holstein hat aufgrund des großen Potenzials an erneuerbaren Energien gute Ausgangsbedingungen, den mittelfristigen H_2–Bedarf durch lokale Erzeugung zu decken. Des Weiteren bestehen attraktive Voraussetzungen zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur für Import, Speicherung und Verteilung von Wasserstoff im Sinne eines überregionalen Wasserstoffdrehkreuzes.

Lokale Unternehmen könnten sowohl von regionaler Erzeugung als auch von der Abwicklung von Importen nach Deutschland profitieren. Beide Maßnahmen hätten positive Auswirkungen auf die Wertschöpfung im Kontext des Baus, der Wartung und des Betriebs von Anlagen und Infrastruktur.

Verfügbarkeit von EE–Strom schaffen

- EE–Strom ist die Grundlage für die Erzeugung von grünem Wasserstoff. Auch mit Netzausbau wird es weiterhin zu Schwierigkeiten des Stromtransports kommen. Es ist daher absehbar, dass die Wasserstoffproduktion in großem Umfang in der Nähe von EE–Anlagen angesiedelt wird. Die Verfügbarkeit von günstigem EE–Strom ist daher ein Standortvorteil für Schleswig–Holstein, den es zu bewahren gilt.

  Die großskalige H_2–Erzeugung ist nur durch den Betrieb mit Strom aus neuen WEA sinnvoll. Demgegenüber steht die direkte Verwendung des Stroms im Stromsektor. Deshalb sollte ein Zielkorridor bezüglich des Aufbaus von Elektrolyseleistung geschaffen werden. Die für den Betrieb notwendige Energie sollte verstärkt bei der Planung des Ausbaus von EE–Anlagen im Land berücksichtigt werden.

Wertschöpfung durch lokale Wasserstoffproduktion

- Durch die Nutzung von lokalen Windenergieanlagen kann Wasserstoff regional produziert und als grüner Kraftstoff verwendet werden. Die Wertschöpfung verbleibt so – im Gegensatz zum Import von fossilen Kraftstoffen – zum großen Teil bei den Akteuren der Region: Windparkbetreiber, Netzbetreiber, Elektrolyseurbetreiber, Tankstellenbetreiber, et cetera.

Bestehende Infrastruktur ausbauen und geografische Lage nutzen

Untersuchung der Möglichkeiten zur Schaffung eines Import–Hubs

- Langfristig ist die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen mit lokal erzeugter Energie in Schleswig–Holstein nicht wettbewerbsfähig skalierbar. Die für den Flug– und Schiffsverkehr benötigten Bedarfe werden aus Regionen mit günstigeren Erzeugungsbedingungen importiert. Durch seine Infrastrukturen (Häfen) bietet Schleswig–Holstein hierfür bereits die erforderlichen Voraussetzungen.

Untersuchung der Machbarkeit von Wasserstoffspeichern

- Kavernenspeicher werden benötigt, sobald der Verbrauch die durchschnittlich verfügbare Erzeugungsleistung übersteigt und große Mengen an Wasserstoff importiert werden. Schleswig–Holstein hat gute geologische Voraussetzungen für den Bau von Kavernenspeichern in Salzstöcken. Durch ein frühzeitiges Aufzeigen der Potenziale und der Machbarkeit zum Bau von Wasserstoffspeichern, kann die Attraktivität des Lands für die Realisierung eines Import–Hubs gesteigert werden. Durch Pilotprojekte und Reallabore könnte in diesem Bereich Wissen und Erfahrung aufgebaut werden.

Anbindung an ein internationales Wasserstoffnetz

- Um lokale Bedarfe der Industrie langfristig decken zu können und um sich als Wasserstoff–Drehkreuz zu etablieren, sollte Schleswig–Holstein neben dem Aufbau von Importen über den Seeweg auch die Anbindung an ein Wasserstoff–Fernleitungsnetz forcieren. Hierbei bietet es sich an, die Planungen des „European Hydrogen Backbone" gemeinsam voran zu treiben.

H_2–Import–Initiativen mitgestalten

- Aufgrund der guten Voraussetzungen zum Aufbau von Infrastruktur für den Import von Wasserstoff, sollte Schleswig–Holstein nationale Import–Initiativen mitgestalten und die Potenziale des Landes mit den entsprechenden Akteuren diskutieren.

Produktion von H_2–Technologie und Anlagenbau

Anlagenbau

- Um an der Wertschöpfung im Hochlauf der Wasserstofftechnologie teilzuhaben, sollte der Fokus auf die regionale Stärke Schleswig–Holsteins gerichtet werden. Das Land ist eine attraktive Region für die Produktion, aber auch für den Import und die Speicherung von Wasserstoff. Lokale Unternehmen könnten in den Bereichen Aufbau, Wartung und Betrieb von Anlagen und Infrastruktur früh Erfahrung sammeln und sich mit der gewonnenen Expertise für Engagements in anderen Regionen qualifizieren. Durch Innovationsprogramme könnten Unternehmen unterstützt werden, welche sich im Bereich der Wasserstofftechnologie entwickeln möchten.

Produktion von Komponenten

- Obgleich fachkompetente Unternehmen ansässig sind, wird Schleswig–Holstein in Bezug auf die Produktion von Anlagen–Komponenten keine Schlüsselrolle zugeordnet. Dennoch könnte durch den großskaligen Aufbau von Elektrolyseuren in Kombination mit attraktivitäts–steigernden Maßnahmen ein Potenzial zum Aufbau bzw. der Ansiedelung von Technologie–unternehmen entstehen. Hierfür sollte ein Fahrplan zum Aufbau von Elektrolyseleistung öffentlich kommuniziert und mit den entsprechenden Unternehmen der Branche diskutiert werden.

Politik und Regulierung

Die Hochläufe von H_2–Erzeugung und von H_2–Anwendungen benötigen einen klaren Rechtsrahmen und politische Förderinstrumente.

Reduzierung der Abgabenlast

- Überprüfung und Umsetzung von Änderungen in den Bereichen der Stromsteuer, der EEG–Umlage sowie im Bereich der Entgelte für die Netznutzung. Ohne Reduzierung der Belastung des Strompreises ist keine wirtschaftliche Produktion von Wasserstoff möglich.

Neuregulierung der H_2–Infrastruktur

- Eine fehlende Regulierung von Wasserstoffnetzen führt zu Problemen im Hinblick auf Entflechtung, Entwicklung und Finanzierung der Netze. Daher wäre im Sinne einer leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur ein Regulierungsrahmen von Vorteil, um Unsicherheiten hinsichtlich Zuständigkeiten, Zugänglichkeit und Finanzierung zu beseitigen.

Beratung & Erfahrungsaustausch über eine H_2–Plattform

- Der frühzeitige Aufbau einer regionalen H_2–Plattform, unter Voraussetzung der Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen, stellt eine Möglichkeit der Entwicklung und Mitgestaltung eines Wasserstoffmarktes dar.

  Eine H_2–Plattform kann Initiativen von Einzelakteuren verknüpfen, den regionalen Akteuren eine fachliche Unterstützung und Beratung bieten und bei der Umsetzung in die Praxis unterstützen. Die Plattform kann den Akteuren eine verständliche Übersicht der verfügbaren Förderprogramme bieten und Genehmigungsprozesse in Form eines Leitfadens aufarbeiten. Zusätzlich könnte eine H_2–Plattform Preis– und Mengensicherheiten, über die Vermittlung von festen Einkaufs– und Verkaufspreisen, garantieren.

  Viele der vorgeschlagenen Aufgaben einer H_2–Plattform werden bereits mit der durch das Land SH eingesetzten „Landes–Koordinierungsstelle Wasserstoffwirtschaft" abgedeckt. Die Koordinierungsstelle unterstützt unter anderem bei der Projektierung, vermittelt Projektpartner und bietet eine Förder– und Genehmigungsberatung. Ziel ist es, eine zentrale Anlaufstelle für den Aufbau von Kooperationen und den Transfer von Ideen und Wissen zwischen den Akteuren zu etablieren. Dienstleistungen einer zentralen Handelsplattform zur Sicherstellung von Preisen und Liefermengen sind hierbei nicht vorgesehen. Wichtig ist es dabei in jeder Hinsicht eine proaktive Vorgehensweise sicherzustellen.

IV. Abkürzungen

CAPEX	Investitionskosten (capital expenditure)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare–Energien–Gesetz
EL	Elektrolyse
H_2	Wasserstoff
HAT–EL	Hochtemperatur–Elektrolyse
LCOE	Levelized Cost of Energy
OPEX	Betriebskosten (operational expenditure)
PEM–EL	Polymerelektrolyt–Membran – Elektrolyse
SH	Schleswig–Holstein
VLS	Volllaststunden
WEA	Windenergieanlagen

V. Anhang

A SWOT–Analyse der Energiesektoren

Zielsetzung

Festlegung geeigneter strategischer Ansätze, wie mit bestehenden Charakteristiken des Bundeslandes Schleswig–Holstein und Hamburg hinsichtlich der Wasserstoffmobilität umgegangen wird und diese weiterentwickelt werden können

Methodik und Vorgehensweise

Nutzung der vielfach erprobten SWOT–Analyse als Methodik zur strategischen Planung

1. **Bestandsaufnahme (Matrix 1) des derzeitigen Profils der Bundesländer**
    a. Besondere Stärken und Schwächen (hier i. S. von Nachhol– oder Ergänzungsbedarf ermitteln
    b. Chancen und Risiken, die aus dem Umfeld des geplante Markthochlaufes, der Wasserstoffmobilität zu berücksichtigen sind (z. B. Markt, Politik, Gesellschaft), beschreiben
2. **Kombinierte SWOT–Matrix (Matrix 2) bilden**
    a. Merkmale der Stärke– und Schwächen–Quadranten mit jeweils der Chance– und Risiken–Quadranten in Beziehung setzen
    b. Strategische Ansätze für jede der vier Beziehungs–Kombinationen nach folgenden allgemeinen Stoßrichtungen überlegen
        i. Kombination Stärken / Chancen / Strategieansatz „Ausbauen"
        ii. Kombination Stärken/Risiken / Strategieansatz „Absichern"
        iii. Kombination Schwächen/Chancen / Strategieansatz „Aufholen"
        iv. Kombination Schwächen/Risiken / Strategieansatz „Vermeiden"
3. **Ableitung von konkreten Handlungsempfehlung (siehe Kapitel 10)**

Industriesektor – Stärken, Schwächen, Chance und Risiken

Stärken (S)	Schwächen (W)
• **Langjähriges Engagement und Erfahrungen** in der Industrie auf der Seite des Angebots und der Nachfrage nach Wasserstoff; funktionierender und ausbaufähiger Markt für die Wasserstoffwirtschaft • **H_2–Infrastruktur und Expertise im Umgang vorhanden**: Tägliche H_2–Anwendung als Ausgangsstoff und Prozessgas in industriellen Prozessen, wie z.B. in Raffinerieprozessen (z.B. Raffinerie Heide) [32] • **Kooperationen zur Kopplung von Industriezweigen**, z.B. aus Reallabor Westküste 100 (Elektrolyse –> Zementwerk & Raffinerien) oder dem Norddeutschen Reallabor (integrierte Sektorenkopplung, Schwerpunkt Wasserstoff) [7] • **Forschung und Entwicklung**: Verbundprojekte (z.B. ENTREE100) [158]und Kompetenzzentren (CC4E HAW Hamburg und EEK.SH: Testlabor Sektorkopplung, MEMetBio) [159]	• **Technische Umstellung**: Einige Maschinen und Prozesse sind noch nicht H_2–ready [4] • **Finanzierung**: Initiative der Politik, konkrete Förderprogramme und Marktanreize zur Umrüstung vieler Bereiche fehlen noch [4] • **Gemeinsame Initiative der Industrie** zur klimaneutralen Produktion fehlt (vgl. in4climate NRW). Anmerkung: Der Start einer Initiative ist in Planung
Chancen (O)	**Risiken (T)**
• **Lokale Produktion:** Abhängigkeit vom Import fossiler Energieträger kann vermindert werden, Steigerung der lokalen Wertschöpfung durch lokal erzeugten Wasserstoff • **Grau zu Grün**: Großer Bedarf an Wasserstoff zur Direktnutzung oder Herstellung (synthetischer) Kraftstoffe in Raffinerien, kurzfristige Chance zur Dekarbonisierung mit grünem Wasserstoff • **Förderung**: Laut Nationaler Wasserstoffstrategie stehen 1 Mrd. € für „Investitionen in Technologien und großtechnische Anlagen in der Industrie [zur Verfügung], die Wasserstoff zur Dekarbonisierung von Herstellungsverfahren einsetzen" [59] • **Standortvorteile durch günstigen grünen H_2**: Schaffung einer zukünftig wettbewerbsfähigen Industrie und neuen Wirtschaftszweigen und Arbeitsplätzen	• **Wettbewerbsfähigkeit** von Wasserstoff gegenüber konventionellen Energieträgern (Gas, Öl, etc.) • **Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff** gegenüber grauem Wasserstoff • **Nutzungskonflikt** zu Mobilitätssektor (Marge beim Verkauf von grünem H_2) • **Unklare regulatorische Rahmenbedingungen** sind Investitionshemmnisse [4] • **Investitions– und Planungsaufwand** für Pipelines und Speicher sind hoch • **Mangelhaftes Herstellerangebot:** Maßnahmen zur Umstellung von Prozessen und Anlagen oder Komponenten nicht zeitnah realisierbar [4] • **Beeinträchtigung der Produktqualität** durch die Nutzung von Wasserstoff (z.B. Qualität der Eisenschwämme in Stahlproduktion) [160]

Industriesektor – Strategische Ansätze

	Stärken (S)	Schwächen i.S. von Nachholbedarf (W)
Chancen (O)	Strategieansatz „Ausbauen" • **Bedarfspotenziale der Raffinerien nutzen**, um die Nutzung von grünem Wasserstoff voranzutreiben und notwendige Infrastrukturen auszubauen • Bestehende **Erfahrungen und Kooperationen in der Industrie nutzen**, um im ersten Schritt den bereits eingesetzten fossilen Prozesswasserstoff sukzessiv durch grünen Wasserstoff zu ersetzen und somit durch die erhöhte Nachfrage den Preis zu senken • **Forschungsprojekte unterstützen** und initiieren (wie z.B. Westküste 100 und Norddeutsches Reallabor) • **Industriesektor als Treiber für eine regionale Wasserstoffwirtschaft nutzen** (mit Rückenwind der NWS)	Strategieansatz „Aufholen" • **Klarer Rechtsrahmen** kann Wasserstoffnachfrage und –nutzung erhöhen (z.B: Vereinfachung des Genehmigungsverfahrens von Elektrolyseanlagen nach BImSchG) • Mit **politischen Anreizen** für eine erhöhte Nachfrage nach grünem Wasserstoff sorgen und somit die industrielle Umstellung vorantreiben und neue Industrieprozesse zu initiieren • Durch Sanktionierung wie CO_2–Abgaben • Durch positive Marktanreize wie Investitionsförderung oder Steuerbefreiung
Risiken (T)	Strategieansatz „Absichern" • **Raffinerien unterstützen** bei der Dekarbonisierung der Produktionsprozesse mit Wasserstofftechnologie durch Politik, Verbandsarbeit und Nutzung der NWS • **Forschung und Entwicklung unterstützen**, um die Substitution fossiler Rohstoffe mittels Wasserstoff in einzelnen Industrieprozessen weiter zu untersuchen. • **Zertifikatehandel und Markt für grünen Wasserstoff unterstützen** (z.B. positive Anrechnung von grünem Wasserstoff über CertifHy)	Strategieansatz „Vermeiden" • **Gezielte Förderprogramme** können Investitionskosten der Unternehmen für den Infrastrukturausbau senken und Investitionshemmnisse vermeiden • Durch **politische Bekenntnisse, Vernetzungen und Kooperationen** die Umstellung auf grünen Wasserstoff sowie die Produktion von grünem Wasserstoff attraktiver gestalten und so zu späte Initiativen der Industrie vermeiden • Nutzungskonflikten durch **Bedarf– und Bedürfnisanalyse** vorbeugen

Verkehrssektor – Stärken, Schwächen, Chance und Risiken

Stärken (S)	Schwächen (W)
• **Ambitionierte Wasserstoffprojekte** im Straßenverkehr wie eFarm oder Norddeutsches Reallabor. [34, 35] Projekte Westküste 100 und KEROSyN100 zur Produktion klimafreundlicher Kraftstoffe aus H_2, z.B. für den Schiffs– und Flugverkehr. [7, 8] • **Hervorragende Expertise** im Schiffs– und Luftverkehr; innovativer Schiffbau, Hamburg zählt zu den innovativsten Luftfahrtstandorten der Erde mit Fördersummen des Bundes [161] • **Vorhandene Infrastrukturen zur Verteilung (Import, Export)** von H_2 oder wasserstoffbasierenden synthetischen Kraftstoffen (Häfen, Partner): z.B. Hamburger Hafen, Lübecker Hafen [33] • **Projekt– und Forschungserfahrungen** für den Einsatz von Brennstoffzellen im maritimen Bereich und im Flugverkehr, (z.B. Flensburger–Schiffsgesellschaft in E4SHIPS [162], Fuel Cell Lab des ZAL Hamburg[163])	• **Fehlende Anreize** für den Einsatz von Wasserstoff im Verkehr • **Nicht flächendeckende öffentliche Wasserstoff–Infrastruktur** (erst 2 Tankstelle in SH, 3 in Umsetzung) [38] hemmt Individual– und Wirtschaftsverkehr auf H_2 Basis • Geringe Handlungsakzeptanz aufgrund **schwieriger wirtschaftlicher Rahmenbedingungen** (ÖPNV, LKW, Schiffsverkehr) • **Fehlende Praxiserfahrungen** für den Einsatz von Wasserstoff oder H_2–basierenden synthetischen Kraftstoffen im Nutzfahrzeug–, Schienen–, Flug– und Schiffsverkehr • **Aufwendige Genehmigungsverfahren** (z.B.: Genehmigung von Elektrolyseanlagen nach BImSchG §10 bei „Herstellung […] in industriellem Umfang"). [164] Anmerkung: Es wird ein Vorschlag zur Vereinfachung des Elektrolyseur–Genehmigungsverfahren eingereicht.
Chancen (O)	**Risiken (T)**
• Abhängigkeit vom Import fossiler Energieträger kann vermindert werden, **Steigerung der lokalen Wertschöpfung** durch lokal erzeugten Wasserstoff [39] • Geringere Schadstoff– und Lärm–Emissionen erhöhen die **Lebensqualität** und bieten attraktive Alternativen für die Tourismusbranche • **Großabnehmer** (z.B. Speditionen, Busbetriebe, Züge) **bieten Planungssicherheit** für Erzeugung und Infrastrukturausbau • **BZ–Züge** ermöglichen eine Elektrifizierung langer Strecken ohne Oberleitungsausbau [165] • Einsatz von **Brennstoffzellen zur Substitution von Nebenverbrauchern** (z.B. Bordstrom von Schiffen und Flugzeugen, Bodenstrom und Vorfeldfahrzeuge am Flughafen) [126] • Rückenwind zum Infrastrukturausbau und Anreize zur Investition durch **bundesweite Förderprogramme** (NIP und EKF)	• **Wasserstoffpreis liegt deutlich über** dem Diesel–/Benzin–/Kerosin–/Gas– und Strompreis • **Priorisierung oder Wettbewerb mit anderen Technologien** (Batterieelektromobilität, synthetische Kraftstoffe, Oberleitungs–LKWs)[166] • Für einige SPNV–Streckenabschnitte sind **BEV–Züge oder Oberleitungsausbau wirtschaftlicher** [165] • **Unklare Marktperspektive** für H_2–Fahrzeuge, Schiffe, Flugzeuge und Schienenfahrzeuge [167, 168] • **Fehlende Hersteller–Initiative**, Produktreife/Markteintritts–Stadium einiger Fahrzeuge noch nicht erreicht, z.T. noch keine Serienproduktion von Fahrzeugen. Dadurch ist die **Marktverfügbarkeit geringer als Nachfrage** (z.B. bei Bussen und Nutzfahrzeugen) • **Abhängigkeit von überregionaler und internationaler Infrastruktur** (z.B. Schiffe, Flugzeuge)

Verkehrssektor – Strategische Ansätze

	Stärken (S)	Schwächen i.S. von Nachholbedarf (W)
Chancen (O)	Strategieansatz „Ausbauen" • **Kompetente Partner aus der Region bündeln** und gemeinsam die H_2–Bereitstellung vorantreiben mit dem Fokus auf Hamburg als Logistikschwerpunkt und H_2–Großabnehmer • **Pilotprojekte im ÖPNV und Transportsektor** (insb. Straßenverkehr) vorantreiben • **Kooperationen zur Beschaffung fördern** (z.B. kommunale Flotten, LKW) • **Vorhandene Seeinfrastrukturen nutzen**, um Import und Export von Wasserstoff und synthetischer Kraftstoffe zu fördern • **Multimodales Tankstellennetz** in Abstimmung mit Partnern (z.B. H2–Mobility) an den Häfen aufbauen	Strategieansatz „Aufholen" • **Politische Anreize schaffen**, durch z.B. Förderungen und Marktanreizprogramme um H_2–Infrastruktur, insbesondere im Straßenverkehr, auszubauen • **Pilot– und Demonstrationsprojekte** für den Einsatz von Wasserstoff in allen Verkehrsbereichen ermöglichen und unterstützen • **CO_2–Bepreisung** konventioneller Kraftstoffe **unterstützen**, um die Attraktivität von Wasserstoff als Kraftstoff zu steigern
Risiken (T)	Strategieansatz „Absichern" • **Interesse an Wasserstofftechnologie aufrechterhalten und fördern** durch entsprechende Politik, Verbandsarbeit sowie Vernetzung mit anderen gleichgerichteten Initiativen • **EU–Richtlinien** umsetzen (CO_2–Flottengrenzwerte, CVD–Quoten) • Durch die öffentliche Hand, z.B. in Form von erhöhten Mindestquoten für saubere Fahrzeuge, die **Beschaffung von emissionsfreien Fahrzeugen vorgeben** • **Kooperationen zwischen Herstellern und Akteuren** fördern, um wirtschaftliche Szenarien und ausreichende Kapazitäten für entsprechende Maßnahmen zu schaffen • Wasserstoff im Luftverkehr im ersten Schritt über die **Anwendung von BZ–Systemen für Flughafen** (z.B. Vorfeldfahrzeuge, Bodenstromversorgung) etablieren	Strategieansatz „Vermeiden" • **H_2–Infrastrukturaufbau unterstützen**, damit durch andere Technologien nicht einseitig Fakten geschaffen werden (z.B. Oberleitungen auf Autobahnen, Hochlauf CNG–LKW, Batterie–Züge) • Untersuchungen für den Einsatz von Wasserstoff im Luft– und Schiffsverkehr politisch unterstützen, sodass Hersteller frühzeitig den **Technologietrend erkennen und mitgehen** • **Öffentlichkeitsarbeit zur Akzeptanzsteigerung**

Wärmesektor – Stärken, Schwächen, Chance und Risiken

Stärken (S)	Schwächen (W)

• **Erprobung der Beimischung von Wasserstoff im Erdgasnetz** bis zu 30 % für eine nachhaltige Wärmeversorgung im Modellgebiet Hamburg–Bergedorf mySMARTLife [30]
• Bedeutende Betreiber kommunaler Gas–Infrastruktur (z.B. Schleswig–Holstein Netz AG) mit **großskaligen Pilotprojekten** (Test in Klanxbüll: 10 % H_2 im Gasnetz seien realisierbar) [36]
• **Kompetente Partner, Kooperationen und Erfahrungen** im Bereich H_2–Bereitstellung, z.B. aus dem Reallabor Westküste 100 [7]
• **Standorte mit Potenzialen zur Abwärmenutzung** von Anlagen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff (z.B. am Industriepark Brunsbüttel) [37]**Standorte mit Potenzialen zur Abwärmenutzung** von Anlagen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff (z.B. am Industriepark Brunsbüttel) [37]**Standorte mit Potenzialen zur Abwärmenutzung** von Anlagen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff (z.B. am Industriepark Brunsbüttel) [168]
• **Forschung und Entwicklung**: Verbundprojekte (bspw. CC4E HAW Hamburg[169] und EEK.SH [170])
• **Großskalige Speichermöglichkeiten** (Kavernenspeicher) zur saisonalen Speicherung vorhanden, potenziell auch für Wasserstoff nutzbar [57]
	• **Beimischung** von H_2 aktuell vielerorts **nur bis 2 % zulässig** (trotz höheren Potenzialen) [131]
	• Geringe politische Unterstützung
	  ○ **unzureichende Anreize** zur Umstellung auf H_2 basierte Wärmeversorgung,
	  ○ **Übergreifende Initiative der Politik** für Erhöhung des H_2 Anteils in Erdgasnetz fehlt. Regionale Initiativen vorhanden [24, 25]
	• **Keine Anwendungsbeispiele** für die direkte Nutzung von H_2 (z.B. Demonstrationsprojekte zu Wärme aus H_2)

Chancen (O)	**Risiken (T)**
• **Lokale Produktion:** Abhängigkeit vom Import fossiler Energieträger kann vermindert werden, Steigerung der lokalen Wertschöpfung durch lokal erzeugten Wasserstoff • **Sukzessive Beimischung zu Erdgas** senkt schrittweise CO_2–Emissionen im Wärmesektor • **Umwidmung vorhandener Speicher und Pipelines** technisch möglich [171] • **Methanisierung** (z.B. mit unvermeidlichem CO_2 aus Zementindustrie) zur direkten Einspeisung in bestehende Prozesse oder ins Erdgasnetz • Nationale Wasserstoffstrategie sieht unter anderem **Förderung von BZ–Heizgeräten** für Wohn– und Nichtwohngebäude mit bis zu 700 Mio. Euro bis 2024 vor [59] • **Quartierversorgungen, Nah– und Fernwärmenetze** mit dezentralen KWK–Anlagen (in Ballungsräumen wie Hamburg, Lübeck und Kiel) [30] • Bei Wasserstoff im Erdgasnetz: **Hohe Akzeptanz bei Bevölkerung**	• **Preisgünstigere Konkurrenzprodukte** (Erdgas, Wärmepumpen, etc.) stehen zur Verfügung [15] • Power–to–Heat (z.B. Wärmepumpen) erfährt eine starke politische Unterstützung • **Investitionskosten** für neue H_2–Pipelines sind hoch • Brennstoffzellen–KWK–Anlagen sind wirtschaftlich **noch nicht konkurrenzfähig** [50] • **Akzeptanz von reinen H_2–Anwendungen** • **Steigende Preise für grünen Strom** für Elektrolyse durch zunehmende EE–Knappheit möglich

Wärmesektor – Strategische Ansätze

	Stärken (S)	Schwächen i.S. von Nachholbedarf (W)
Chancen (O)	Strategieansatz „Ausbauen" • **Erfahrungen** kompetenter Partner und kommunaler Gasnetzbetreibern aus Pilotprojekten **bündeln und nutzen**, um H_2–Anteil sukzessiv im Gasnetz zu erhöhen • **Pilotprojekte für die Abwärmenutzung** aus Elektrolyseanlagen, vorrangig in der Nähe großer Wärmeabnehmer, vorantreiben • **Rückenwind der NWS nutzen**, um die Umstellungen auf Brennstoffzellenheizgeräten in Wohn– und Nichtwohngebäuden voranzutreiben • **Strategien** (zusammen mit lokalen Gasnetzbetreibern) festlegen, **mittelfristig vorhandene Infrastrukturen umwidmen** (Gasspeicher, Gasnetz) um so die Nutzung von Wasserstoff im Wärmesektor zu unterstützen	Strategieansatz „Aufholen" • **Preisattraktivität von Erdgas verringern** (durch regulatorische Maßnahmen, wie z.B. CO_2–Steuer) • **Förderungen und Marktanreizprogramme** für den Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor schaffen oder bestehende Programme konkretisieren (Laut NWS wird geprüft, ob das Anreizprogramm Energieeffizienz erweitert werden kann) • Einsatz von **Wasserstoff für Prozesswärme** und KWK–Anlagen vorbereiten • **Pilotprojekte für KWK–Brennstoffzellensystem** mithilfe von Kooperationen initiieren (in NDWS als „künftige Einsatzmöglichkeit" für H_2 explizit ausgewiesen)
Risiken (T)	Strategieansatz „Absichern" • **Rahmenbedingungen für eine höhere H_2–Quote** im Erdgasnetz schaffen • **Methanisierung von unvermeidlichem CO_2** aus der Zementindustrie als Alternative zur H_2–Beimischung fördern • **Speichermöglichkeiten** von H_2 in Kavernen etc. **eruieren und vorantreiben**	Strategieansatz „Vermeiden" • **Insellösungen vermeiden:** Einbeziehung einer möglichst großen Stakeholder–Gruppe (z.B. Hersteller, Gasnetzbetreiber, Energieversorger, etc.) • **Demonstrations–/Referenzprojekte** für einen erhöhten H_2–Anteil im Erdgasnetz und die direkte Nutzung von H_2 schaffen • **Maßnahmen zur Akzeptanzsteigerung** (z.B. Demonstrationsprojekte, Öffentlichkeitsarbeit)

B Methodik Szenarienentwicklung für Wasserstoffbedarfe

Das klassische Bass–Modell der Diffusion beschreibt die Wirkung der Markteinführung von innovativen Produkten mit dem Ziel, die Marktsituation hinsichtlich der Sicherheit von Investitionen in neue Technologien einzuschätzen, ohne auf komplexe Modellierungswerkzeuge zurückgreifen zu müssen. Die Modellierung erfolgt anhand von Innovations– und Imitationseffekten sowie einem geschätzten Marktpotenzial.

$$\text{Absatz} = \left(\text{Innovationskoeffizient} + \text{Imitationskoeffizient} \cdot \frac{\text{Bestand}}{\text{Marktpotential}}\right) \cdot (\text{Marktpotential} - \text{Bestand})$$

Das Marktpotenzial wurde anhand einer Untersuchung des Forschungszentrums Jülich [45] sowie eigenen Berechnungen auf Basis von Literaturrecherchen [172–178] definiert. Die Parameter sowie die resultierenden Hochläufe sind in Tabelle V–1 bis Tabelle V–5 und Abbildung 10–2: Markthochlaufszenarien: Marktanteile in % nach [45] dargestellt.

Tabelle V–10–1: Marktpotenzial für den Einsatz von CO_2–neutralem Wasserstoff in den Sektoren in 2050 [45]

Marktpotenzial für 2050 in %	Industrie – stoffliche Nutzung	Industrie – Prozess–wärme	PKW	LNF	Busse	SNF	Wärme
Konservatives Szenario	100,00	30,00	25,00	25,00	30,00	25,00	1,91
Basis– Szenario	100,00	60,00	50,00	50,00	60,00	50,00	3,82
Progressives Szenario	100,00	95,00	75,00	75,00	90,00	75,00	7,54

Tabelle V–10–2: Fahrzeugbestand und durchschnittliche Fahrleistung Straßenverkehr Quelle [179],

	PKW	LNF	Bus	SNF	Zug
Fahrzeugbestand 2020 [–]	2.491.566	184.321	4.744	38.552	k.A.
Durchschnittliche Fahrleistung [km]	13.602	19.343	57.036	47.800	92.000

Tabelle V–10–3: Fahrleistungen im SPNV in km [180]

AKN	2.109.000

Tabelle V–10–4: Bestand und Anteile an CO_2–Emissionen [46][46] und [168]

	PKW	LNF	BUS	SNF
Bestand	0,89	0,07	0,00	0,04
CO_2–Emissionen	0,66	0,09	0,03	0,21

Tabelle V–10–5: Entwicklung H_2–Verbrauch Verkehr in kg/100 km [45]

	PKW	LNF	BUS	SNF	Zug
2020	0,88	1,25	9,55	7,08	28,23
2030	0,79	1,13	9,03	6,69	27,32
2040	0,71	1,01	8,52	6,29	26,41
2050	0,63	0,90	8,00	5,90	25,50

Die Bedarfszentren bis 2030 ergeben sich über die Kombination von theoretischen Kraftstoffverbräuchen und den Markthochlaufszenarien. So wurden die Energie– bzw. Kraftstoffbedarfe der größten Akteure in Industrie, Verkehr und Wärme über einen bottom–up–Ansatz ermittelt und der potenzielle Wasserstoffbedarf anhand der prozentualen Marktanteile in 2030 aus Abbildung 10–2: Markthochlaufszenarien: Marktanteile in % nach [45] berechnet.

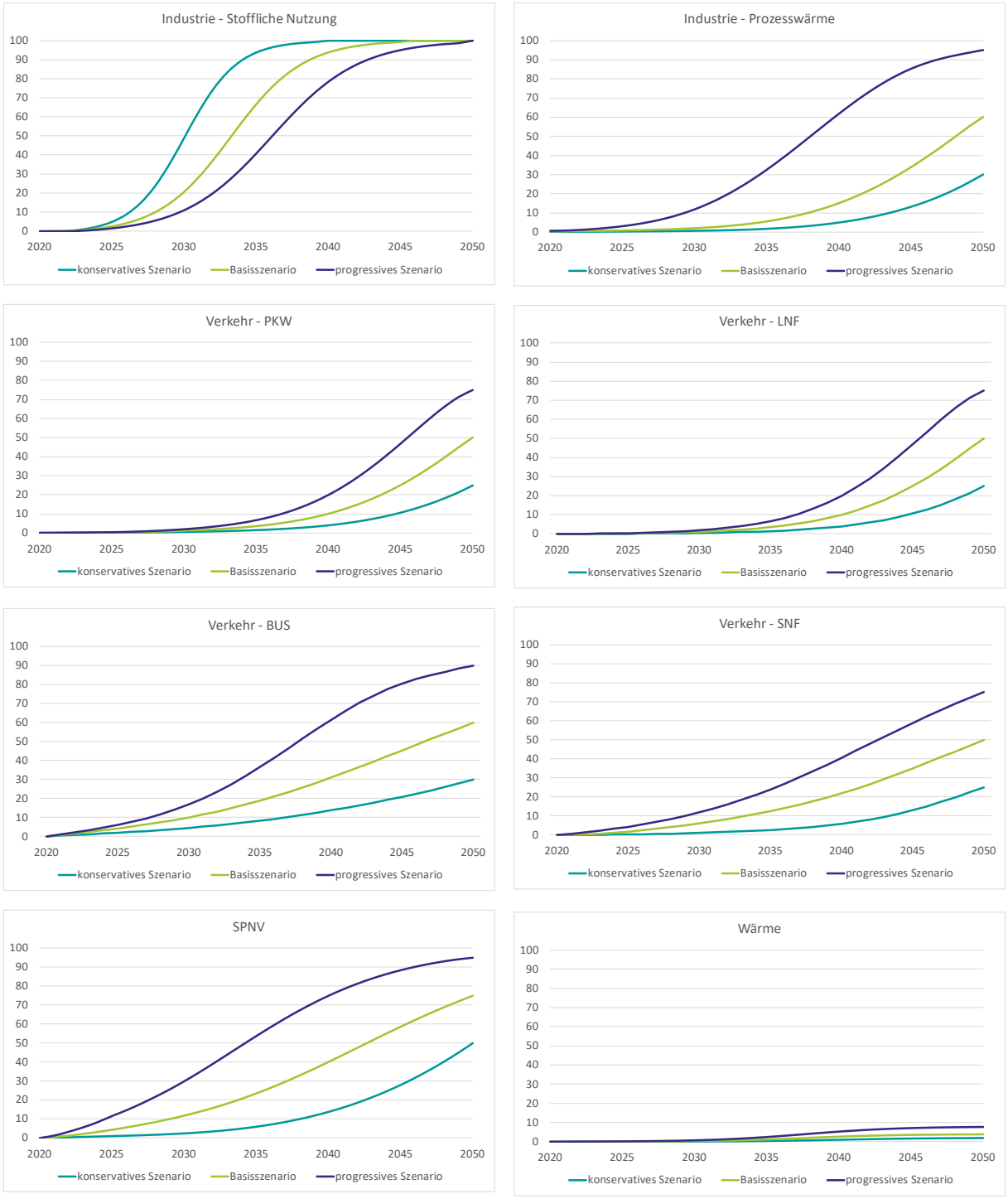


Abbildung 10–2: Markthochlaufszenarien: Marktanteile in % nach [45]

C BHKW für einen möglichen Einsatz von Wasserstoff

Tabelle V–10–6: Überblick über die mit Erdgas betriebenen BHKW in Schleswig–Holstein mit mehr als 100 kW Leistung

NAME DES BHKW	INBETRIEBNAHME	ENERGIETRÄGER	NENNLEISTUNG[KW]
99000025 AHRENSBURGER WEG ERDGAS-BHKW 1	28.11.2014	Erdgas	9.513
BHKW SYLTKUHLEN	24.01.2020	Erdgas	1.999
BHKW LANGENKAMP	10.12.2018	Erdgas	1.999
BHKW KIELORTRING	18.04.2016	Erdgas	1.999
BHKW MEYERTWIETE	12.12.2018	Erdgas	1.999
BHKW STONSDORF	05.09.2011	Erdgas	1.998
BHKW NORDERSTEDT MITTE	05.05.2014	Erdgas	1.998
BHKW MOB	01.03.2005	Erdgas	1.970
BHKW SCHULZENTRUM NORD	14.10.2009	Erdgas	1.950
BHKW BUCHENWEG	14.10.2009	Erdgas	1.950
BHKW STETTINER STRAßE	03.11.2014	Erdgas	1.948
BHKW GEN (MIT SPILLINGMOTOR)	21.02.2019	Erdgas	1.909
BHKW KLINIKUM 2	17.11.2010	Erdgas	1.860
BHKW KLINIKUM 1	30.07.2015	Erdgas	1.723
BHKW BEKSTRAßE	20.12.2016	Erdgas	1.585
BHKW 1	16.04.2014	Erdgas	1.451
BHKW BAU 140	27.03.2012	Erdgas	1.200
BHKW 1.200 KW	10.08.2017	Erdgas	1.200
BHKW 1 JMS 416 HKW HAFENCITY	25.02.2020	Erdgas	999
BHKW ARRIBA	12.02.2009	Erdgas	999
BHKW VTW	17.06.2019	Erdgas	973
BHKW 412 HKW BARMBEKER RING	31.10.2013	Erdgas	889
BHKW HALLENBAD KWK	08.12.2016	Erdgas	800
BHKW- MODUL 2	18.12.2019	Erdgas	746
BHKW 312 HKW BARMBEKER RING	01.03.2013	Erdgas	637
BHKW	26.06.2014	Erdgas	637
BHKW ROSTOCKER STRAßE	04.07.2013	Erdgas	637
BHKW OTTO-SIEGE-STRAßE	17.10.2012	Erdgas	637
BHKW PELZ	20.06.2016	Erdgas	637
BHKW 5	28.01.2009	Erdgas	624
BHKW	in Planung	Erdgas	611
BHKW MITTELSTRAßE	15.12.2017	Erdgas	575
BHKW HARKSHEIDE	10.11.2016	Erdgas	550
BHKW 2	07.12.2017	Erdgas	450
BHKW	18.12.2013	Erdgas	407
BHKW GWT 450 KW	25.07.2019	Erdgas	401
99600275 FLOTTKAMP ERDGAS-BHKW 1	08.01.2016	Erdgas	400
BHKW NEU	28.12.2017	Erdgas	390
BHKW LÜBECK, HERRENHOLZ 14	29.12.2015	Erdgas	387
BHKW 1_GRUNDFOS WAHLSTEDT	22.02.2012	Erdgas	376
BHKW KIEL-WELLSEE	13.07.2015	Erdgas	372
BHKW 2_GRUNDFOS WAHLSTEDT	17.06.2014	Erdgas	367
BHKW	21.09.2017	Erdgas	365
BHKW	07.06.2018	Erdgas	360
BHKW INTERCOAT	02.10.2019	Erdgas	360
BHKW A-ROSA TRAVEMÜNDE	14.12.2016	Erdgas	360
99000507 MÜLLERWEG ERDGAS-BHKW 1	13.12.2017	Erdgas	360
BHKW	11.10.2010	Erdgas	357
BHKW HEINESTRAßE	20.12.2018	Erdgas	352
BHKW NEUMEIMERSDORF 1	25.09.2017	Erdgas	350
BHKW GEESTHACHT	18.02.2011	Erdgas	321
BHKW MÜLLERSTRAßE	23.01.2015	Erdgas	253
ANCORA MARINA - BHKW HOTEL	28.03.2018	Erdgas	250
TKMS BHKW1 KIEL	02.09.2019	Erdgas	250
TKMS BHKW2 KIEL	02.09.2019	Erdgas	250
BHKW HOFFÉLDWEG	31.03.2014	Erdgas	250
BHKW SCHULZENTRUM SÜD	18.06.2012	Erdgas	250
BHKW BOGENSTRAßE	17.07.2014	Erdgas	250
BHKW EN 240 FREIZEITBAD	01.11.2012	Erdgas	240
BHKW HASENBUSCH	13.12.2017	Erdgas	240
BHKW BADLANTIC	18.07.2018	Erdgas	238
BHKW TIM	31.07.2014	Erdgas	237
BHKW-MODUL 1 (BAD)	10.10.2019	Erdgas	232
BHKW	02.12.2016	Erdgas	227
99600184 GAARWANG ERDGAS-BHKW 1	20.07.2016	Erdgas	160
BHKW	11.02.2016	Erdgas	142
BHKW PZ NEUMÜNSTER WE201414	20.06.2016	Erdgas	140
BHKW CARAT	28.07.2014	Erdgas	140
BHKW_WERK 3	21.08.2012	Erdgas	140
BHKW OL I, 140 KW	08.02.2019	Erdgas	140
99700084 KALISKAWEG ERDGAS-BHKW 1	10.12.2019	Erdgas	140
BHKW AJA GRÖMITZ	19.02.2015	Erdgas	140
BHKW A-ROSA SYLT	01.05.2010	Erdgas	140
RUDA BHKW NORDERSTEDT	05.02.2014	Erdgas	140
99000620 SCHLESWAG-HEINGAS PLATZ ERDGAS-BHKW 1	04.02.2020	Erdgas	140
BHKW	01.11.2010	Erdgas	140
FÖ BHKW	01.03.2013	Erdgas	139
HBT BHKW	01.07.2013	Erdgas	139
BHKW SU70 MODUL 1	22.03.2017	Erdgas	138,3
BHKW SU70 MODUL 2	22.03.2017	Erdgas	138,3
BHKW	08.02.2012	Erdgas	125
BHKW WIEDESTRAßE	01.07.2015	Erdgas	114
BHKW OL II 100 KW	18.12.2019	Erdgas	100
99000154 AM VOLKSPARK ERDGAS-BHKW 1	02.07.2019	Erdgas	100
GESAMTLEISTUNG			**63.800**

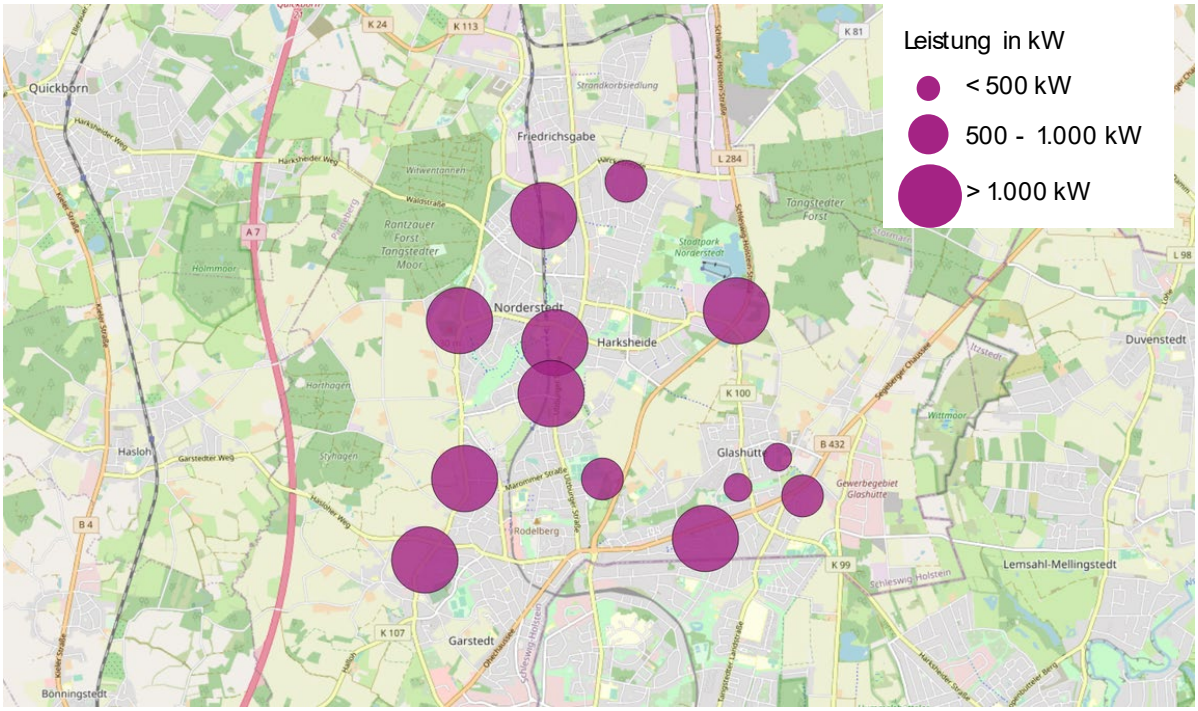


Abbildung 10–3: Nennleistungen und Lage der Erdgas–BHKW im Stadtgebiet von Norderstedt [27]

D Übersicht Strombezugskosten

2025	Strombörse		WEA PPAs			Eigenversorgung	
	Standard abgabepflichtig	produzierendes & stromintensives Gewerbe abgabenreduziert	Offshore abgabepflichtig	Onshore abgabepflichtig	Onshore–Ex–EEG abgabepflichtig	Onshore–WEA abgabenbefreit	Onshore–Ex–EEG–WEA abgabenbefreit
Stromgestehung	3,4	3,4	8,1 (inkl. 15% Marge & Netzanschluss–kosten)	6,4 (inkl. 15% Marge)	3,3	5,5	3,3
EEG–Umlage	6	1,02	6	6	6	0	0
Stromsteuer	2,05	0	2,05	2,05	2,05	0	0
Netzentgeltgekoppelte Abgaben	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0	0
Resultierende Strombezugskosten [ct/kWh]	12,17	5,14	16,8	15,13	12,1	5,5	3,3
Vollaststunden Elektrolyse	6000	6000	6000	4000	4000	2500	2500

E Übersicht Befreiungstatbestände

	Eigenversorgung	Netzversorgung		
	Erneuerbare Energien Anlagen	Strombörse	PPAs mit WEA	Elektrolyse bei produzierendem & stromkostenintensivem Gewerbe
Nettonetzentgelt	entfällt > für 20 Jahre ab Inbetriebnahme befreit nach EnWG § 118 Abs. 6			
Umlage nach EEG	entfällt bei Inselbetrieb & Betreiberidentität oder bei Nicht–Inanspruchnahme von EEG–Vergütung für eingespeisten Strom nach §61a Nr.2 & Nr. 3 EEG	in voller Höhe zu entrichten		Reduzierung auf 1,02 ct/kWh möglich – §§ 63ff. EEG
Stromsteuer	entfällt – StromStG §9 Abs.1 Nr.1	in voller Höhe zu entrichten		entfällt oder Erstattung – StromStG § 9a Abs. 1 Nr. 1
netzentgeltgekoppelte Abgaben	Befreiung aufgrund der Nicht–Nutzung des öffentlichen Versorgungsnetzes	keine Befreiung vorgesehen		

F Parameter Elektrolyse

Tabelle V–10–7: Kosten und technische Daten Elektrolyse

	2020	2025	2030
CAPEX [€/kW]	1000	750	650
OPEX [% von CAPEX/a]	4,0	4,0	4,0
Systemwirkungsgrad [%]	60	63	64,6
Lebensdauer [a]	20	22	24
Kalkulatorischer Zinssatz [%]	7	7	7

* inklusive Stackaustausch der Elektrolyseure

Die Kosten und technische Daten der Elektrolyse zur Berechnung der H_2–Gestehungskosten orientieren sich an der IndWede Studie der NOW und sind aus dem Technologie–Szenario S3 abgeleitet. Für die Bestimmung der Parameter wurden Umfragen bei Herstellern und Technologieexperten zu Grunde gelegt [66]. Die Investitionskosten beziehen sich nicht auf eine bestimmte Elektrolyse–Technologie, sondern ergeben sich aus der erwarteten Marktdurchdringung verschiedener Technologien. Hierbei wird von einem stetigen Abfall der alkalischen Elektrolyse zugunsten der PEM– und der HT–Elektrolyse ausgegangen und die CAPEX der einzelnen Technologie je nach Zeitschritt unterschiedlich gewichtet. Bezüglich der Größe des Elektrolyseurs wurden ebenfalls mittlere Systemkosten der Leistungsklassen von 1, 10 und 100 MW angenommen.

Tabelle V–10–8: Marktdurchdringung verschiedener Elektrolyse–Technologien [66]

Marktdurchdringung in %	2017	2030	2050
Alkalische Elektrolyse	90	55	40
PEM–Elektrolyse	10	40	40
Hochtemperatur–Elektrolyse	0	5	20

Tabelle V–10–9: Bestandteile CAPEX und OPEX

Zusammensetzung CAPEX	Zusammensetzung OPEX
• Stackkosten • Stromversorgung (inkl. Transformator & Gleichrichter) • Gasreinigung • BoP (Gas– und Wasseraufbereitung, Kühlung, etc.)	• Wartungskosten • annualisierten Kosten für die Wiederbeschaffung der Stacks für die Elektrolyse

G Ex–EEG Windenergieanlagen

Tabelle V–10 Technische Daten Ex–EEG Windenergieanlage

Zusammensetzung LCOE	2025&2030
CAPEX	Reskit [1] (Parameter: Nennleistung, Nabenhöhe, Rotordurchmesser)
OPEX	0,02 * CAPEX
Genehmigungskosten [ct/kWh] [2]	0,33
Nutzungsentgelte [ct/kWh] [2]	0,40
Betriebsführung [ct/kWh] [2]	0,36
Versicherung [ct/kWh] [2]	0,07
Sonstige Kosten [ct/kWh] [2]	0,13
Rendite–Erwartung [ct/kWh] [2]	0,75

H Vorgehen zur Berechnung des Potenzials zur H_2–Erzeugung in der Detailbetrachtung der analysierten Standorte

Zur Ermittlung des Potenzials zur Stromerzeugung der Standorte wurde das Alter der jeweiligen Ex–EEG WEA berücksichtigt und die Leistung der Anlagen nach Gleichung (2) korrigiert. Dabei ist P_{el} die elektrische Leistung, R die Degradationsrate und n das Alter der jeweiligen Ex–EEG WEA. Die Degradationsrate wird in der vorliegenden Analyse mit 1,6% festgelegt [181].

$$P_{el.\ korrigiert} = P_{el}(1 - \frac{R}{100})^n \quad (2)$$

Die Stromerzeugung der Ex–EEG WEA wurden auf Grundlage der Meteorologie–Daten laut „Modern Era Retrospective Analysis for Research and Application, Version 2" (MERRA–2) [182] und „The Global Wind Atlas" (GWA) [183] ermittelt. Hierfür wurden die durchschnittlichen, stündlichen Ost– und Nord–Windgeschwindigkeiten in Höhe von 2 m, 10 m, 50 m, der Jahre 1980 bis 2016, von MERRA–2 berücksichtigt [184]. In der Höhe von 50 m, 100 m und 200 m wurden die modellierten Windgeschwindigkeiten des GWA genutzt. Die H_2–Gestehungskosten ergeben sich mittels der Gleichungen (3) bis (7). Die Annahmen bezüglich der Kosten und Lebensdauer für die WEA und Elektrolyse, sind in im Anhang G aufgeführt. Für die Wasserkosten werden 40 ct/kg H_2 [185] und für die Kabel spezifische Kosten in Höhe von 450.000 €/km sowie eine Lebensdauer von 30 Jahren nach Brakelmann [186] angesetzt. Die Kabelkosten werden anhand eines Sternnetzwerks zwischen dem Elektrolyseur und den Windparks ermittelt. Ex–EEG WEA, deren Abstand zueinander maximal 1 km beträgt werden dabei als Windpark betrachtet.

$$AF = \frac{WACC * (1 + WACC)^n}{(1 + WACC)^n - 1} \quad (3)$$

$$CAPEX = AF_{Elektrolyse} * Invest_{Elektrolyse} + AF_{Kabel} * Invest_{Kabel} \quad (4)$$

$$fixOPEX = AF_{Elektrolyse} * OM * Invest_{Insg} \quad (5)$$

$$varOPEX = LCOE + W_{Kosten} \quad (6)$$

$$H2 - Gestehungskosten = CAPEX + fixOPEX + varOPEX \quad (7)$$

AF: Annuitätenfaktor

OM: Betriebskostenfaktor

Invest: Investitionsausgaben

W_{Kosten}: Wasserkosten

I Charakterisierung Szenario 1 – Eigenversorgung

Charakterisierung Szenario 1 (Eigenversorgung durch Ex–EEG Anlagen)	2025	2030
Kabelkosten [€/km]	450.000	
Strombezugskosten [ct/kWh]	LCOE + (Kabelkosten)	
Nennleistung WEA [GW]	0,37	0,37
Anteil an der Gesamtleistung der Ex–EEG WEA in SH	34%	25%
Korrigierte Leistung WEA [GW]	0,26	0,26
Ø Volllaststunden WEA [h/a]	2174	2153

Ergebnisse Szenario 1 (Eigenversorgung mit Kabelkosten)	2025	2030
Durchschnittliche LCOE [ct/kWh]	3,34	3,24
Leistung der installierten Elektrolyseure [GW]	0,32	0,33
Durchschnittliche Volllaststunden der Elektrolyseure	3.460	3.460
Energiebedarf für H_2–Erzeugung [GWh/a]	1.137	1.150
H_2–Erzeugung [GWh/a]	716	743
durchschnittliche gewichtete H_2–Gestehungskosten [€/kg H_2]	4,18	3,77

J Charakterisierung Szenario 2 – Netzanbindung & PPA mit WEA

Im Falle der Netzversorgung über PPAs wird davon ausgegangen, dass die EEG–Umlage für den Strombezug entfällt, aber 15% Aufschlag auf den LCOE als Marge berechnet. Weiterhin zu entrichten sind die Stromsteuer (2,05 ct/kWh) und netzentgeltgekoppelte Abgaben (0,7 ct/kWh).

Ex–EEG Anlagen PPA	2025	2030
Ø Strombezugskosten ct/kWh	6,6	6,4
Leistung WEA [GW]	0,19	0,24
Anteil an der Gesamtleistung der Ex–EEG WEA in SH	30%	30%
Ø Volllaststunden WEA [h/a]	2200	2200
Onshore–WEA PPA	**2025**	**2030**
Ø Strombezugskosten ct/kWh	9,1	8,8
Leistung Onshore–WEA Zubau [GW]	0,26	0,98
Anteil am Zubau Onshore–WEA vgl. 2020	10%	20%
Ø Volllaststunden WEA [h/a]	2500	2500

Ergebnisse Szenario 2 (Netzanbindung EL & PPAs mit WEA)	2025	2030
Durchschnittliche Strombezugskosten (alle WEA) [€/MWh])	8,30	8,60
Leistung der installierten Elektrolyseure [MW]	370	940
Durchschnittliche Vollaststunden der Elektrolyseure	3.350	3.400
Energiebedarf für H_2–Erzeugung [GWh/a]	1.243	3.216
Anteil an der Gesamtproduktion EE–Strom in SH	3% von 37 TWh	7% von 44 TWh
H_2–Erzeugung [GWh/a]	783	2.078
Durchschnittliche H_2–Gestehungskosten [€/kg H_2]	5,61	5,37

K Übersicht H_2–Importkosten

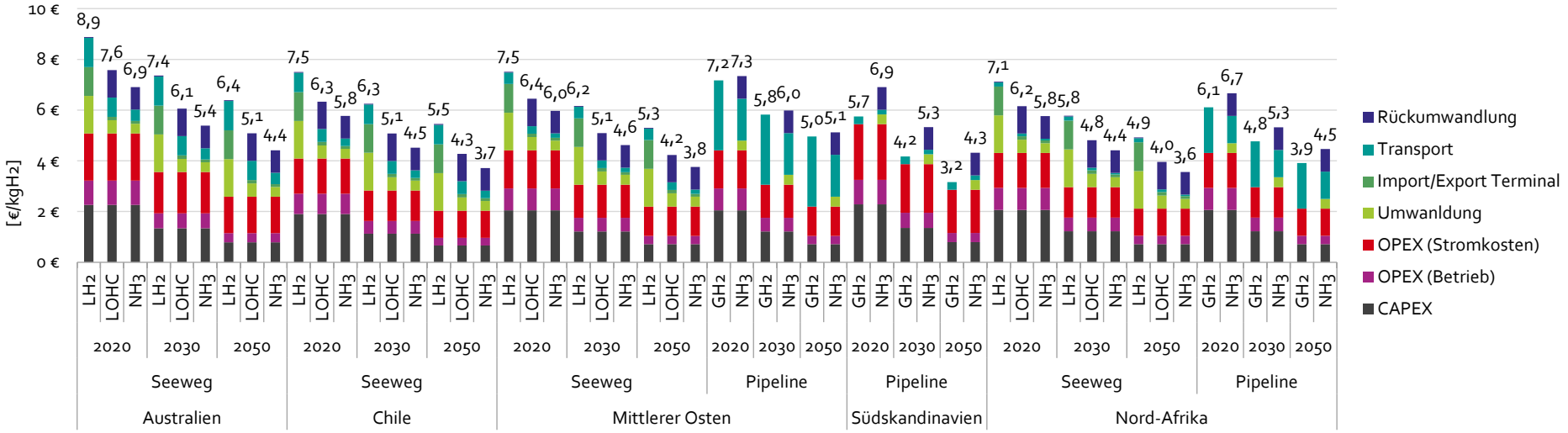


Abbildung 10–4: Prognostizierte H_2–Importkosten aus ausgewählten Ländern nach Norddeutschland (eigene Berechnungen)

L Marktentwicklungsphasen für Wasserstoff

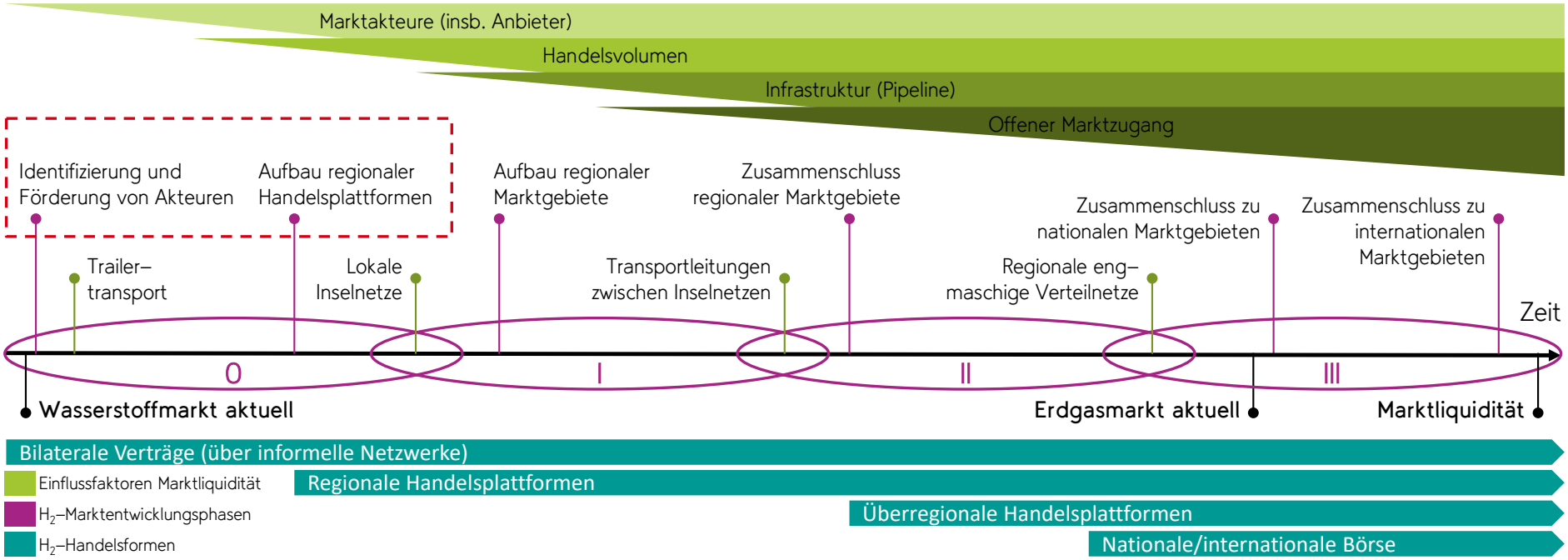


Abbildung 10–5: Einordnung der potenziellen Marktentwicklungsphasen für Wasserstoff in Analogie zum Erdgasmarkt

VI. Literaturverzeichnis

[1] Bundesministerium für Bildung und Forschung: Eine kleine Wasserstoff–Farbenlehre. https://www.bmbf.de/de/eine–kleine–wasserstoff–farbenlehre–10879.html.

[2] Kristuf, M.; Kuhn, Johannes, Maier, Lena: H2R – Wasserstoff Rheinland. Feinkonzept zum Wettbewerb Modellregion Wasserstoff–Mobilität NRW, 2020.

[3] Gellert, S.: Thermochemische Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse unter besonderer Berücksichtigung der Rohgasreformierung. Dissertation, Technische Hochschule Hamburg–Harburg, Hamburg, 2013.

[4] Agora Energiewende: Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, 2019.

[5] Geres, R.; Kohn, A.; Lenz, S. C. et al.: Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland : eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI. DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V, Frankfurt am Main, 2019.

[6] ENCON.Europe GmbH: Potentialatlas für Wasserstoff. Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbaren Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor, 2018.

[7] Westküste100. https://www.westkueste100.de/raffinerie–heide/ (Abruf: 05.10.2020).

[8] Entwicklungsagentur Region Heide: KEROSyN100. https://www.westkueste100.de/ (Abruf: 30.09.2020).

[9] GP JOULE GmbH: Aktzeptanz durch Wertschöpfung. Wasserstoff als Bindeglied zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und der Nutzung im Verkehrs–, Industrie– und Wärmesektor. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2017/GP_JOULE–Machbarkeitsstudie_Akzeptanz–durch–Wertschoepfung.pdf (Abruf: 19.10.2020).

[10] Neumann, J.: Yara: AdBlue aus Brunsbüttel für Europa und die USA. ChemCoast Park Brunsbüttel (2018), 1 –– 4.

[11] Wissenschaftliche Dienste, Fachbereich Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung: Grenzwerte für Wasserstoff (H2) in der Erdgasinfrastruktur. Sachstand (2019).

[12] Hölling, M.; Weng,Matthias and Gellert, Sebastian: Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff. Stahl und Eisen (2017), Heft 137, 47 –– 53.

[13] dena: Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels. Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern. Berlin, 2018.

[14] Maaß, C.; Dr. Sandrock, Matthias and Fuß, Gerrit: Strategische Optionen zur Dekarbonisierung und effizienteren Nutzung der Prozesswärme und –kälte, 2018.

[15] Agora Energiewende: Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel– Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel– und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor, 2017.

[16] Thomsen, C.; Liebsch–Dörschner, T.: Geologische Potenzialanalyse des tieferen Untergrundes Schleswig–Holstein. Flintbek, 2014.

[17] Zahoransky, R.; Allelein, H.–J.: Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung ; Kompaktwissen für Studium und Beruf. Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 2010.

[18] Klell, M.; Eichlseder, H.; Trattner, A.: Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2018.

[19] HySeasIII: HySeasIII. https://www.hyseas3.eu/the–project/ (Abruf: 05.10.2020).

[20] Airbus: Airbus reveals new zero–emission concept aircraft. https://www.airbus.com/newsroom/press–releases/en/2020/09/airbus–reveals–new–zeroemission–concept–aircraft.html (Abruf: 05.10.2020).

[21] GP JOULE GmbH: "eFarm" – echt nordisch. Innovatives Pilotprojekt: Wasserstoffmobilität in Nordfriesland. https://www.gp–joule.de/referenzen/efarm (Abruf: 30.09.2020).

[22] Staatskanzlei des Landes Schleswig–Holstein: Revolution für den Güterverkehr. https://www.schleswig–holstein.de/DE/Landesregierung/I/_startseite/Artikel2020/III/200917_wasserstoff_logistik.html (Abruf: 05.10.2020).

[23] Hochbahn: Emissionsfrei mit grünem Wasserstoff. Innovative Antriebstechnologien. https://www.hochbahn.de/hochbahn/hamburg/de/Home/Medien/Presse/Presseinformationen/emissionsfrei_mit_gr%C3%BCnem_wasserstoff (Abruf: 05.10.2020).

[24] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics: Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. (2018).

[25] Schaumann, G.; Schmitz, K. W.: Kraft–Wärme–Kopplung. VDI–Buch. Springer, Heidelberg, Dordrecht, 2010.

[26] Staiger, R.; Tanţău, A.: Geschäftsmodellkonzepte mit grünem Wasserstoff. Wirtschaftliche und ökologische Auswirkungen für H2 als nachhaltiger Energieträger. Sustainable Management, Wertschöpfung und Effizienz. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2020.

[27] Bundesnetzagentur: Marktstammdatenregister. https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht (Abruf: 05.10.2020).

[28] Stadtwerke Norderstedt: Unser Energiekonzept. https://www.stadtwerke–norderstedt.de/unternehmen/nachhaltigkeit/energiekonzept–2020/ (Abruf: 07.10.2020).

[29] QUARREE100: Energie wandeln, speichern, steuern und verteilen. https://quarree100.de/de/quarree100/ (Abruf: 07.10.2020).

[30] Bezirksamt Bergedorf: Smart City Hamburg: Informationen zum Projekt mySMARTlife Hamburg. https://www.mysmartlife.eu/fileadmin/user_upload/publications/mSL_Informationen_zum_Projekt_Webversion.pdf (Abruf: 07.10.2020).

[31] Gasnetz Hamburg: mySMARTLife. https://www.gasnetz–hamburg.de/ueber–gasnetz–hamburg/innovationen/mysmartlife (Abruf: 07.10.2020).

[32] Raffinerie Heide GmbH: KEROSyN100 – In die Luft mit grünem Kraftstoff.

[33] Gesamtverband Schleswig–Holsteinischer Häfen e.V.: Schleswig–holsteinische Häfen. Netzknoten maritimer Wirtschaft zwischen Nord–, Ost– und Kontinentaleuropa. https://www.haefen–sh.de/sh–haefen (Abruf: 19.10.2020).

[34] GP JOULE GmbH: "eFarm" – echt nordisch. Innovatives Pilotprojekt: Wasserstoffmobilität in Nordfriesland. https://www.gp–joule.de/referenzen/efarm (Abruf: 30.09.2020).

[35] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Gewinner des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende". Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

[36] Schleswig–Holstein Netz: Wasserstoff Einspeisung Klanxbüll. https://www.sh–netz.com/de/schleswig–holstein–netz/innovation/wasserstoff–einspeisung–klanxbuell.html (Abruf: 16.10.2020).

[37] André Germann: Elektrolyse in Brunsbüttel. Wasserstoff als Energieträger rückt weiter in den Fokus von Wirtschaft und Politik. https://www.thb.info/rubriken/single–view/news/elektrolyse–in–brunsbuettel.html (Abruf: 19.19.2020).

[38] H2Mobility: H2 tanken. Wasserstoffmobilität beginnt jetzt. https://h2.live/ (Abruf: 19.10.2020).

[39] Landesverband Erneuerbare Energien Schleswig–Holstein (Hrsg.): Maßnahmenkatalog EE–Wasserstoff SH. zur Drucksache 19/1801 des Schleswig–Holsteinischen Landtags, 2020.

[40] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019–10–09–klima–massnahmen–data.pdf?download=1 (Abruf: 09.10.2020).

[41] Deutscher Bundestag: Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/199/1919929.pdf (Abruf: 09.10.2020).

[42] ifeu: Weiterentwicklung der THG–Quote als Instrument des Klimaschutzes, 2017.

[43] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.: Erneuerbare Energie im Mobilitätssektor. Klare Signale für den Klimaschutz, 2017.

[44] ecomento.de: Bericht: EU will noch strengere CO2–Grenzwerte für Autos. https://ecomento.de/2020/09/14/eu–will–noch–strengere–co2–grenzwerte–fuer–autos–bericht/ (Abruf: 05.10.2020).

[45] Cerniauskas, S.; Grube, T.; Praktiknjo, A. et al.: Future Hydrogen Markets for Transportation and Industry: The Impact of CO2 Taxes. Energies 12 (2019), Heft 24, S. 4707.

[46] Kraftfahrt–Bundesamt: Zentrale Register. https://www.kba.de/ (Abruf: 20.20.2020).

[47] Nahverkehrsverbund Schleswig–Holstein GmbH: Der Nahverkehr in Schleswig–Holstein. https://www.nah.sh/ (Abruf: 20.10.2020).

[48] Robinius, M., Markewitz, P., Lopion, P. et al.: Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. (Kurzfassung). Forschungszentrum Jülich GmbH (2019).

[49] Norman Gerhardt, Jochen Bard, Richard Schmitz, Michael Beil, Maximilian Pfennig, Dr. Tanja Kneiske: Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Studie zum Einsatz von H2 im zukünftigen Energiesystem unter besonderer Berücksichtigung der Gebäudewärmeversorgung, 2020.

[50] Hydrogen Council: Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective, 2020.

[51] Europäische FNBs: Pressemitteilung. Fernleitungsnetzbetreiber stellen Plan für Europäischen Wasserstoff Backbone vor, 2020.

[52] MELUND Schleswig–Holstein: Energiewende und Klimaschutz in Schleswig–Holstein – Ziele, Maßnahmen und Monitoring 2019. Bericht der Landesregierung. Drucksache 19/1512, 2019.

[53] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2030. Version 2019, 2.Entwurf, 2019.

[54] Dr. Christoph Kost; Dr. Thomas Schlegl: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, 2018.

[55] Bundesnetzagentur: Großhandelspreise Strom. Day Ahead 60min for Market Area DE–LU. smard.de.

[56] Johannes Hilpert: Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, Nr. 12, 2018.

[57] Giles Hundleby, K. F.: Unleashing Europes Offshore Wind Potential. A new resource assessment, 2017.

[58] Deutsche Windguard: Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020, 2017.

[59] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Die Nationale Wasserstoffstrategie.

[60] Zapf, M.: Stromspeicher und Power–to–Gas im deutschen Energiesystem. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, 2017.

[61] smard.de: Negative Strompreise. https://www.smard.de/page/home/topic–article/444/15412#:~:text=Im%20Jahr%202019%20wurden%20am,einen%20geringen%20Anteil%20am%20Gesamtstromhandel.

[62] Dr. Christian Hille: Betrieb von Elektrolyseuren am Elektrizitätsmarkt im Zuge der nationalen Wasserstoffstrategie.

[63] Drünert, S.; Neuling, U.; Timmerberg, S. et al.: Power–to–X (PtX) aus „Überschussstrom" in Deutschland – Ökonomische Analyse. Zeitschrift für Energiewirtschaft 43 (2019), Heft 3, S. 173–191.

[64] Meyer, B.: Bericht zum Engpassmanagement in Schleswig–Holstein. MELUND Schleswig–Holstein, 2019.

[65] Kopernikus–Projektes SynErgie: Positionspapier zu regulatorischen Änderungen. Das Kopernikus–Projekt SynErgie.

[66] Tom Smolinka; Nikolai Wiebe; Philip Sterchele et al.: Studie IndWEDe. Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in -Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme. Berlin, 2018.

[67] Wallasch, A.–K.; Lüers, S.; Rehfeldt, K. et al.: Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2018/Perspektiven%20f%C3%BCr%20den%20Weiterbetrieb%20von%20WEA%20nach%202020.pdf.

[68] Wallasch, A.–K.; Lüers, S.; Heyken, M. et al.: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare–Energien–Gesetz. Teilvorhaben II e): Wind an Land. https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2019/Endbericht%202019%20%E2%80%93%20Erfahrungsbericht%20gem%C3%A4%C3%9F%20%C2%A7%2097%20EEG%20–%20Wind%20an%20Land.pdf.

[69] Ministerium für Inneres, ländliche Räume und Integration Landesplanungsbehörde: Gesamträumliches Plankonzept zu dem dritten Entwurf der Teilfortschreibung des Landesentwicklungsplanes (LEP) 2010 Kapitel 3.5.2 sowie der Teilaufstellung der Regionalpläne der Planungsräume I, II und III in Schleswig–Holstein (Sachthema Windenergie an Land). Kiel, 2010.

[70] Deutsche Energie–Agentur GmbH (dena): Power to X: Strombezug.

[71] Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch die Bundesministerin der Justiz und für Verbraucherschutz: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare–Energien–Gesetz – EEG 2017). EEG 2017, 2014.

[72] Nel Hydrogen Fueling: Supply Storage Tubes–Short_LH1–RGB. https://nelhydrogen.com/product/hydrogen–supply–storage–ss001/.

[73] © DEEP.KBB GmbH: Leistungsbild DEEP–KBB.

[74] Hydrogenious LOHC Technologies GmbH; Frames Group: Skid–montierte Systeme. https://www.hydrogenious.net/index.php/de/products–2/thestorageunit/#anchor_storageunit_sseries.

[75] Reuß, M.: Techno–ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur, Rheinisch–Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, 2019.

[76] Robinius, M.; Linßen, J.; Grube, T. et al.: Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles.

[77] Görner, K.; Lindenberger, D.: Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme – Flexibilisierungsoptionen im Strom–Gas–Wärme–System, Abschlussbericht, Band II, 2018.

[78] Führen, D.: Hydrogen Economy – Market Assessment – Hydrogen Storage.

[79] Kayser, P.: Hydrogen Economy – Hydrogen Storage & Distribution.

[80] International Energy Agency– IEA: The Future of Hydrogen (2019).

[81] Reuß, M.; Grube, T.; Robinius, M. et al.: Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. Applied Energy 200 (2017), S. 290–302.

[82] Sterner, M.; Stadler, I.: Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2017.

[83] dena: Dena–Factsheet. Power to X: Strombezug, 2018.

[84] Töpler, J.; Lehmann, J. (Hrsg.): Wasserstoff und Brennstoffzelle. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2017.

[85] Horst, J.; Merten, F.; Kiefer, S. et al.: Technologiebericht 3.4 Nutzung von Erdgas– und Erdölinfrastrukturen und Raffinerien für strombasierte Brennstoffe. In: Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

[86] K. Stolzenburg: Integration von Wind–Wasserstoff–Systemen in das Energiesystem– Abschlussbericht, 2014.

[87] Fischedick, M.: Die Rolle von Erdgas(import–)infrastrukturen für zukunftsfähige Energiesysteme. Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2019), 45–50.

[88] Führen, D.: Hydrogen Economy – Market Assessment – Hydrogen Distribution.

[89] Wang, A. e. a.: European Hydrogen Backbone. HOW A DEDICATED HYDROGEN INFRASTRUCTURE CAN BE CREATED, 2020.

[90] Posch, I.: H2–Startnetz 2030. Von der Vision zur Umsetzung: Das H2–Startnetz 2030, 2020.

[91] Vorwig, W.; Wiemann, U.; Kobbe, W.: Seeschifffahrt und Häfen in Norddeutschland.

[92] Lübecker Hafen–Gesellschaft mbH: Die Terminals der Lübecker Hafen–Gesellschaft mbH. https://www.lhg.com/index.php?id=6 (Abruf: 21.09.2020).

[93] Brunsbüttel Ports GmbH: Flüssiggut. https://www.brunsbuettel–ports.de/fluessiggut.html (Abruf: 21.09.2020).

[94] Raffinerie Heide GmbH: Neue Öl–Löscharme für den Elbehafen Brunsbüttel. Verträge mit der Raffinerie Heide bis 2034 verlängert – 140 Mio. Tonnen Rohöl bisher gelöscht, 2014.

[95] Prager, A.: LNG–Terminals für den Wasserstoffimport. Tagesspiegel Background (2020).

[96] German LNG Terminal GmbH: German LNG Terminal und RWE prüfen Möglichkeiten für Wasserstoff in Brunsbüttel, 2020.

[97] Gitzbrecht, I.; Noack, M.: Roadmap Gas. Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Flexibilität mit klimaneutralen Gasen, 2020.

[98] Simm, M.; Brauer, H.: Hydrogen transport via pipelines – the future is now. Mannesmann Line Pipe GmbH, 2020.

[99] Wang, A. e. a.: European Hydrogen Backbone. Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga 2020 (2020).

[100] World Energy Council; Frontier Economics: INTERNATIONAL ASPECTS OF A POWER–TO–X ROADMAP. A report prepared for the World Energy Council Germany 2018 (2018).

[101] Jensterle, M.; Jana Narita, Raffaele Piria, Sascha Samadi, Magdolna Prantner, Kilian Crone, Stefan Siegemund, Sichao Kan, Tomoko Matsumoto, Yoshiaki Shibata and Jill: The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany 2019 (2019).

[102] Deutschlands Informationsportal zur Energiewende – Agentur für Erneuerbare Energien. https://www.unendlich-viel-energie.de/ (Abruf: 19.10.2020).

[103] Statistikamt Nord. https://www.statistik-nord.de/ (Abruf: 19.10.2020).

[104] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH: INTERNATIONAL HYDROGEN STRATEGIES. A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany (2020).

[105] Wöhe, G.: Einführung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre. Franz Vahlen GmbH, München.

[106] Schiffer, H.-W.: Energiemarkt Deutschland. European Hydrogen Backbone. How a dedicated hydrogen infrastructure can be created.

[107] Kley, C.: Messung der Marktliquidität am Beispiel des Schweizer Aktienmarktes. Banking & Finance-Arbeitspapier Nr.1. ZHAW School of Management and Law 2013 (2013).

[108] Den Ouden: Een Waterstofbeurs voor het Klimaat 2020 (2020).

[109] Bundeszentrale für politische Bildung: Markt. Grundlagenwissen für Schule und Studium, Beruf und Alltag. 6. Aufl. Mannheim: Bibliographisches Institut 2016 2016 (2016).

[110] WECOM: Gutachten zu Potentialen weiterer nationaler oder grenzüberschreitender Gasmarktgebietsintegrationen sowie den damit verbundenen Auswirkungen auf den deutschen Gasmarkt 2016 (2016).

[111] Börsennews.de: Handelsvolumen. https://www.boersennews.de/lexikon/begriff/handelsvolumen/521/ (Abruf: 05.10.2020).

[112] IG Group: Was bedeutet Volumen 2020 (2020).

[113] Bundeszentrale für politische Bildung: Infrastruktur. Grundlagenwissen für Schule und Studium, Beruf und Alltag. 6. Aufl. Mannheim: Bibliographisches Institut 2016.

[114] Woeckener, B.: Volkswirtschaftslehre. Eine Einführung 2013 (2013).

[115] Leuschner, U.: Die deutsche Gasversorgung von den Anfängen bis 1998 2008 (2008).

[116] Niehörster, C.; Waschulewski, B.: Entwicklung des Erdgasmarktes. BET Energie 2009 (2009).

[117] Bundesnetzagentur: Regulierung von Wasserstoffnetzen. Bestandsaufnahme. Bundesnetzagentur 2020 (2020).

[118] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Dialogprozess Gas. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2019 (2019).

[119] Robinius, M.; Stolten, D.; Küster, M.: Power to Gas: Netzzugangsmodelle und Marktdesign, 2014.

[120] Krieg, D.: Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff 2012 (2012).

[121] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2019, 2020.

[122] Robinius, M.: Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff 2015 (2015).

[123] Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur – Netzzugang und KoV Gas. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzzugang_Messwesen/NetzzugangGas_KOV/gas-node.html (Abruf: 08.10.2020).

[124] Bundesnetzagentur: Pressemitteilung: Bundesnetzagentur begrüßt einheitliches Marktgebiet Gas. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180628_MarktgebieteGas.html (Abruf: 29.09.2020).

[125] Jahnke, P.; Taubert Giacomo: Relevanz von synthetischen Gasen im zukünftigen Energiesystem und erste Ableitungen von Auswirkungen auf kommunale Versorgungsinfrastrukturen 2018 (2018).

[126] Oxford Institute for Energy Studies: Natural gas demand in Europe in 2017 and short term expectations 2018 (2018).

[127] Aurora Energy Research Ltd.: Hydrogen–in–the–Northwest–European–energy–system 2020 (2020).

[128] Wlw.de: Wasserstoff. Wer liefert was. https://www.wlw.de/de/firmen/wasserstoff?entered_search=1 (Abruf: 05.10.2020).

[129] BDEW – Bundesverband der Energie– und Wasserwirtschaft e. V.: Bestandaufnahme Gasmarkt.

[130] Gaspool: Informationen für Bilanzkreisverantwortliche. https://www.gaspool.de/services/bilanzkreisverantwortliche/informationen.

[131] NetConnect Germany: Entwicklung Handelsteilnehmer 2020 (2020).

[132] Bathke, R.: LNG–Terminal in Brunsbüttel öffnet sich für Wasserstoff 2020 (2020).

[133] Forschungsstelle für Energiewirtschaft: Studie zur Regionalisierung von PtG–Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 – 2030 2019 (2019).

[134] AirLiquide (o. J.): Unsere Wasserstoff–Pipeline. https://industrie.airliquide.de/wasserstoffanlagen (Abruf: 29.09.2020).

[135] Ministerium für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes Sachsen–Anhalt: Energiekonzept 2030 der Landesregierung von Sachsen–Anhalt 2014 (2014).

[136] Teuffer, M.: BEE: Wasserstoff nicht für den Wärmemarkt.

[137] Albert, D.: Abschlussbericht zum ENAVI–Schwerpunkt Wärmewende, 2020.

[138] Becker Büttner Held Consulting AG; Becker Büttner Held, ZBT – Zentrum für Brennstoffzellen–Technik GmbH; motum GmbH – Kommunikationskonzepte und Präsentationsdesign et al.: HIER. HEUTE. H2. Teil 1 – Endbericht. Ein Beitrag im Wettbewerb „Modellkommune/–region Wasserstoffmobilität NRW" 2020 (2020).

[139] Czechanowsky, T.: Niederlande bringen Wasserstoff an die Börse. https://www.energate–messenger.de/news/205943/niederlande–bringen–wasserstoff–an–die–boerse (Abruf: 01.10.2020).

[140] Hebling, C. e. a.: Eine Wasserstoff–Roadmap für Deutschland 2019 (2019).

[141] Wirtschafts– und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer: Norddeutsche Wasserstoffstrategie (2019).

[142] Gerbert, P., Herhold, P.; Burchardt, J.; Schönberger, S. et al.: Klimapfade für Deutschland (2018).

[143] DWV: H2–Industrie Potenzialstudie Brandenburg – Studie zur Identifizierung und Analyse der Chancen und Potenziale zur Wasserstoffnutzung und Ansiedlung einer Wasserstoffindustrie im Land Brandenburg, insbesondere unter Beachtung der energie– und industriepolitischen Aspekte.

[144] Hunke, F.: MONATLICHE FESTLEGUNG VON STUNDENPREISENZUM ANREIZ EINER ENERGIEWENDEDIENLICHEN FAHRWEISE VON ELEKTROLYSEUREN (2019).

[145] E4tech: The Fuel Cell Industry Review 2018 (2018).

[146] Weichenhain, U.; Lange, S.; Koolen, J. et al.: Potenziale der Wasserstoff– und Brennstoffzellen–Industrie in Baden–Württemberg (2020).

[147] Hydrogen Council: Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition. (2017).

[148] Jendrischik, M.: Linde beteiligt sich an Cleantech–Unternehmen ITM Power. Jendrischik PR, Leipzig (2019).

[149] Zentrum für Sonnenenergie– und Wasserstoff–Forschung Baden–Württemberg (ZSW): ZSW: Stacktechnologie. https://www.zsw–bw.de/forschung/h2–und–brennstoffzellen/themen/stacktechnologie.html (Abruf: 28.10.2020).

[150] Fraunhofer–Institut für Solare Energiesysteme ISE / Freiburg: Jahresbericht 2013/14.

[151] Melde, A.: Identifikation und Bewertung von investorenquellmärkten und Branchen (2015).

[152] Landua, D.; Wagner–Endres, S.; Wolf, U.:): Kurzstudie zu kommunalen Standortfaktoren. Deutsches Institut für Urbanistik., Im Auftrag von: KfW Bankengruppe (2017).

[153] Vereinigung der Bayerischen: Industrielle Arbeitskosten 2018 im internationalen Vergleich (2019).

[154] Fraunhofer ISIT: Wettbewerbsfähigkeit und Energiekosten der Industrie im internationalen Vergleich (2015).

[155] Kröger, M.; Wassermann, A.: Warum ausgerechnet Grünheide? (2019).

[156] Fraunhofer ISIT: Forschung und Produktion an einem Standort. Fraunhofer–Institut für Siliziumtechnologie (2020).

[157] Helmholtz–Zentrum Geesthacht: Hydrogen Technology Centre (HTC). Helmholtz –Zentrum Geesthacht, Zentrum für Material– und Küstenforschung (2020).

[158] Region Heide: Was ist ENTREE100? https://www.region–heide.de/projekte/entree100.html (Abruf: 20.10.2020).

[159] Kompetenzzentrum Erneuerbare Energien und Klimaschutz Schleswig–Holstein: Testlabor Sektorkopplung Power–to–Fuels and Chemicals: Biogas– und Energiespeichertechnologie. https://eek–sh.de/de/testlabor–sektorkopplung.html (Abruf: 20.10.2020).

[160] ArcelorMittal: ArcelorMittal beauftragt Midrex mit der Planung einer Demonstrationsanlage für die Wasserstoff–Stahlproduktion in Hamburg.

[161] Hamburg Aviation: Deutschlands größter Luftfahrtstandort. https://www.hamburg–aviation.de/luftfahrt–standort.html (Abruf: 19.10.2020).

[162] e4ships c/o hySOLUTIONS GmbH: e4ships. Brennstoffzellen im maritimen Einsatz. https://www.e4ships.de/ (Abruf: 30.09.2020).

[163] Zentrum für Angewandte Luftfahrtforschung: Fuel Cell Lab. https://zal.aero/innovation–rt/research–infrastructure/ (Abruf: 19.10.2020).

[164] Energiepark Mainz: Erfahrungen beim Genehmigungsverfahren der Power–to–Gas Anlage „Energiepark Mainz". Handlungsempfehlung hinsichtlich einer Vereinfachung des Genehmigungsverfahrens bei Power–to–Gas–Anlagen. https://www.energiepark–mainz.de/uploads/tx_news/2016–03–31_Genehmigungsverfahren_Erfahrungen_Handlungsempfehlungen.pdf (Abruf: 19.10.2020).

[165] Klebsch, W.; Guckes, N.; Heininger, P.: Bewertung klimaneutraler Alternativen zu Dieseltriebzügen. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen am Praxis–Beispiel ›Netz Düren‹, 2020.

[166] Forschungs– und Entwicklungszentrum Fachhochschule Kiel GmbH: FESH – Feldversuch eHighway an der BAB A1 in Schleswig–Holstein, eHighway.SH.

[167] McKinsey & Company: Hydrogen–powered aviation. A fact–based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050, 2020.

[168] Zerta, M.; Schmidt, P.; Weindorf, W. et al.: SHIPFUEL – Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt. Hintergrundbericht; Studie im Auftrag der Nationalen Organisation Wasserstoff– und Brennstoffzellentechnologie (NOW) für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI),, 2019.

[169] Hochschule für Angewandte Wissenschaft Hamburg: Competence Center für Erneuerbare Energien und EnergieEffizienz (CC4E). https://www.haw–hamburg.de/cc4e/projekte/ (Abruf: 19.10.2020).

[170] Kompetenzzentrum Erneuerbare Energien und Klimaschutz Schleswig–Holstein: Testlabor Sektorkopplung Power–to–Fuels and Chemicals: Biogas– und Energiespeichertechnologie. https://eek–sh.de/de/testlabor–sektorkopplung.html (Abruf: 19.10.2020).

[171] Cerniauskas, S., Junco A.J.C., Grube T., Robinius M., Stolten D.: Options of Natural Gas Pipeline Reassignment for Hydrogen. Cost Assessment for a Germany Case Study. In: International Journal of Hydrogen Energy.

[172] Robinius, Martin and Otto, Alexander and Syranidis, Konstantinos and Ryberg, David S and Heuser, Philipp and Welder, Lara and Grube, Thomas and Markewitz, Peter and Tietze, Vanessa and Stolten, Detlef: Linking the power and transport sectors—Part 2: Modelling a sector coupling scenario for Germany, 2017.

[173] Joest, S.; Fichtner, M.; Wietschel, M. et al.: Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050, 2009.

[174] Bründlinger, T.; König, J. E.; Frank, O. et al.: dena–Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Deutsche Energie–Agentur GmbH (dena), ewi Energy Research & Scenarios gGmbH: Berlin/Köln, Germany (2018).

[175] Hydrogen Council: Hydrogen scaling up, A sustainable pathway for the global energy transition. Hydrogen Council: Brussels, Belgium (2017).

[176] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking: Hydrogen roadmap Europe. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (2019).

[177] Bünger, U.; Landinger, H.; Pschorr–Schoberer, E. et al.: Power–to–gas (PtG) in transport status quo and perspectives for development. German Federal Ministry of Transport and Digital Infrastructure, Tech. Rep 6 (2014).

[178] Albrecht, U.; Bünger, U.; Michalski, J. et al.: Kommerzialisierung der Wasserstofftechnologie in Baden–Württemberg–Rahmenbedingungen und Perspektiven (2016).

[179] Kraftfahrt–Bundesamt: Zentrale Register. https://www.kba.de/DE/ZentraleRegister/zentraleregister_node.html (Abruf: 20.10.2020).

[180] Nahverkehr in Schleswig–Holstein. https://www.nah.sh/ (Abruf: 20.10.2020).

[181] Staffell, I.; Green, R.: How does wind farm performance decline with age? RENEWABLE ENERGY 66 (2014), S. 775–786.

[182] Steven, P.: Modern–Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2.

[183] Technical University of Denmark (DTU): Global Wind Atlas 2.0.

[184] Bosilovich, M. G.; Lucchesi, R.; Suarez, M.: MERRA–2: File Specification. GMAO Office Note No. 9 (Version 1.1).

[185] Reuß, M. E.: Techno–ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur. Dissertation / PhD Thesis, University, R. A., Jülich, 2019.

[186] Brakelmann, H.: Netzverstärkungs–Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?