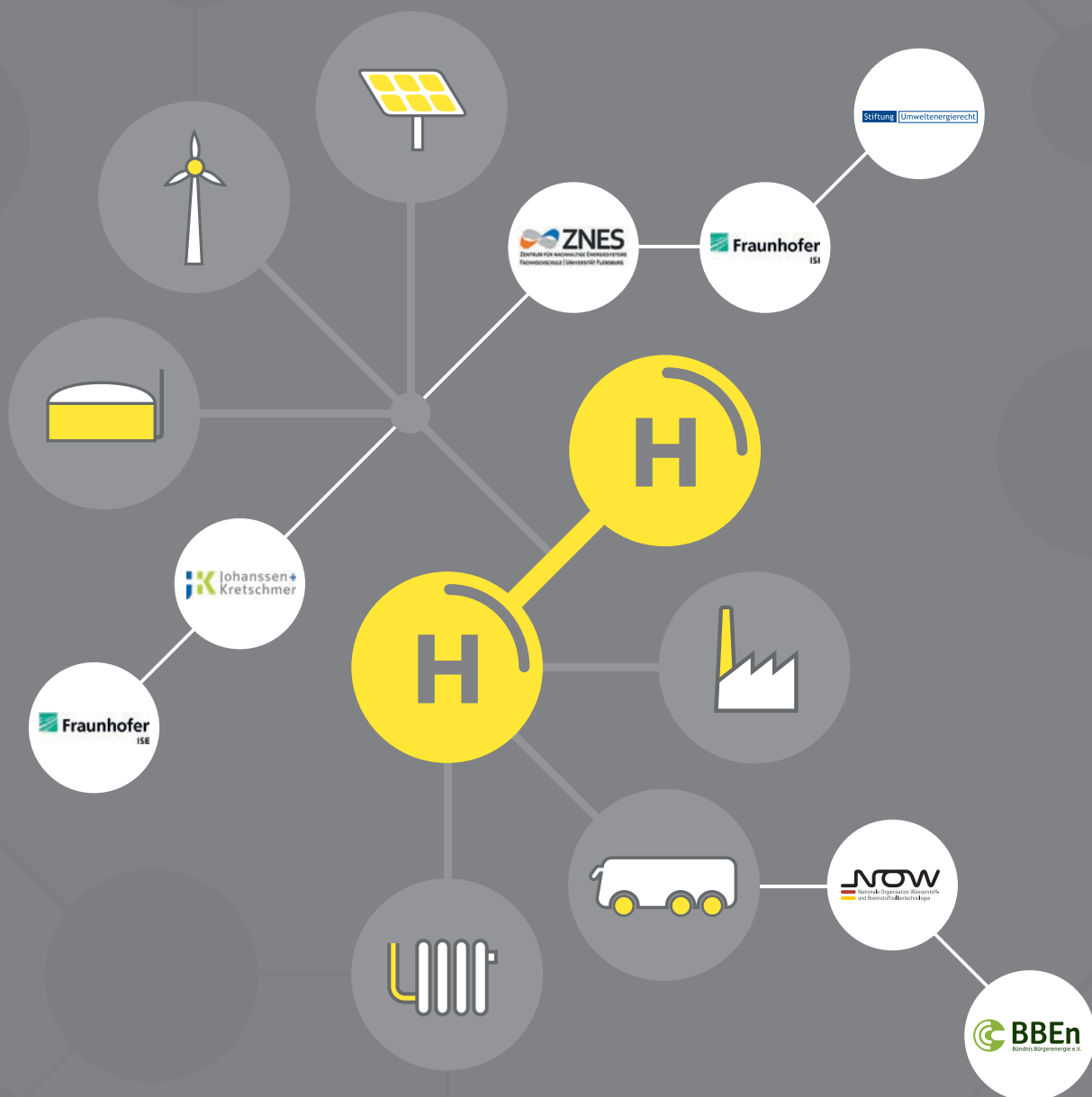


AKZEPTANZ DURCH WERTSCHÖPFUNG

Wasserstoff als Bindeglied zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und der Nutzung im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor



Machbarkeitsstudie zum Verbundvorhaben

EINLEITUNG

Die vorliegende Studie im Auftrag der GP JOULE GmbH untersucht die Machbarkeit des geplanten Verbundvorhabens „Akzeptanz durch Wertschöpfung – Wasserstoff als Bindeglied zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und der Nutzung im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor“ in Schleswig-Holstein. Die Studie stellt die sozio-, energie-, wirtschafts- und industriepolitischen Rahmenbedingungen des Projekts vor und zeigt, dass das Projekt aus technischer, genehmigungsrechtlicher und wirtschaftlicher Perspektive grundsätzlich umsetzbar ist, Akzeptanz stiften und mit der Reduktion von CO₂-Emissionen einhergehen kann.

An der Studie waren diverse externe Gutachter beteiligt, namentlich die Stiftung Umweltenergierecht (SUER), das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE), die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH), das Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) und das Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES) Flensburg. Der Nachweis der Machbarkeit durch die vorliegende Studie stellt die wissenschaftliche Grundlage für geplante Anträge auf Förderung des Verbundvorhabens dar.

In Teil I der Studie wird das geplante Verbundvorhaben zunächst vorgestellt und ein Überblick über die beteiligten Akteure, eingesetzten Technologien und geplanten Standorte sowie den Zeitrahmen der Realisierung gegeben.

Teil II bettet das Verbundvorhaben in den gesellschaftlichen Kontext ein und zeigt die erwarteten Impulse sowie Erfahrungen auf, die eine erfolgreiche Umsetzung begleiten. Dies gilt sowohl für die Klimaschutzziele, für die gesellschaftliche Akzeptanz der Energieinfrastrukturen und nicht zuletzt auch für die wirtschafts- und industriepolitischen Ziele in Schleswig-Holstein.

In Teil III wird die Machbarkeit des Verbundvorhabens dargestellt. Die Analyse des energie- und genehmigungsrechtlichen Rahmens zeigt, dass dem Projekt rechtlich nichts entgegensteht. Im Anschluss wird der Nachweis technischer Machbarkeit für die geplanten Prozesse erbracht, insbesondere im Bereich der Erzeugung von Wasserstoff aus Windstrom, für die Speicherung und den Transport von Wasserstoff sowie für die Betankung von Brennstoffzellenbussen und deren Betrieb. Im nächsten Schritt wird die wirtschaftliche Machbarkeit analysiert. Hierzu wird das Projekt aus betriebswirtschaftlicher Perspektive analysiert und Fördermöglichkeiten werden dargestellt. Abschließend wird der Nachweis des Klimaschutzeffekts des Verbundvorhabens erbracht.

Am Ende der Studie stehen ein Fazit und ein Ausblick auf die nächsten Schritte hin zur Realisierung des Verbundvorhabens.

INHALT

Einleitung 3

I. Das Verbundvorhaben „Akzeptanz durch Wertschöpfung“ 6

 a. Projektskizze und technische Beschreibung..... 6

 b. Zeitplan 8

 c. Beteiligte Akteure und die Organisation ihrer Zusammenarbeit..... 9

 d. Förderstrategien – Übersicht zu geeigneten Förderprogrammen..... 11

II. Das Verbundvorhaben: Pionier der sektorenübergreifenden Energiewende 15

 a. Soziopolitische Dimension: Schaffung von Akzeptanz für eine auf erneuerbaren Energien basierende Energiewirtschaft..... 15

 i. Die vier entscheidenden Akzeptanzfaktoren..... 15

 ii. Erfüllung der Akzeptanzfaktoren bei lokalen Lösungen..... 16

 iii. Übertragung auf das Verbundvorhaben..... 17

 b. Energiepolitische Rahmenbedingungen: Sektorkopplung..... 19

 i. Power-to-Gas als Option der Sektorkopplung..... 19

 ii. Power-to-Gas als zuschaltbare Last in Schleswig-Holstein 20

 iii. Zusammenfassung: Power-to-Gas als zuschaltbare Lastanwendung 26

 c. Die wirtschaftspolitische Bedeutung des Verbundvorhabens: Erschließung neuer Wertschöpfungspotenziale in Schleswig-Holstein 28

 i. Wirtschaftliche Entwicklung unter besonderer Berücksichtigung erneuerbarer Energien..... 28

 ii. Wirtschaftspolitische Chancen für den Standort Schleswig-Holstein..... 33

 d. Die industriepolitische Bedeutung des Verbundvorhabens: Förderung heimischer Technologien in der Markteinführungsphase 36

 i. Einführung in das Power-to-Gas-Verfahren mittels der PEM-Technologie 36

 ii. Stand der Technik..... 39

 iii. Kostenentwicklung und Zukunftspotenziale der Elektrolýsetechnik 39

 iv. Bedeutung der Power-to-Gas-Technologie für die Energiewende in Schleswig-Holstein und Deutschland 40

III. Nachweis der Umsetzbarkeit des Verbundvorhabens 44

 a. Rechtliche Rahmenbedingungen 44

 i. Geltender Rechtsrahmen für den Stromeinsatz bei der Wasserstoff-Elektrolyse 44

 ii. Bestehende Ansätze zur rechtlichen Weiterentwicklung 49

 b. Technische Machbarkeit..... 51

 i. Technische Machbarkeit der Elektrolyse 51

 ii. Technische Machbarkeit der Wasserstoff-Prozesse: Speicherung, Transport, Tankstellen 53

 iii. Technische Machbarkeit Brennstoffzellenbusse..... 54

 c. Genehmigungsrechtliche Aspekte..... 58

 i. Bau und Betrieb einer Elektrolyseanlage 58

 ii. Bau und Betrieb eines WasserstoffzwischenSpeichers (Drucktank) 60

 iii. Bau und Betrieb einer Wasserstofftankstelle..... 61

 iv. Transport des Wasserstoffs zur Tankstelle (Tank-Lkw) und Betrieb eines Wasserstoff-Brennstoffzellenbusses 63

 d. Wirtschaftliche Machbarkeit..... 64

 e. Nachweis der Reduktion von CO₂-Emissionen 68

 i. Bisherige Ergebnisse zur CO₂-Reduktion durch Wasserstofffahrzeuge 69

 ii. Ausblick: Weitere industrielle Anwendungen..... 73

Anlagen 74

Literaturverzeichnis 76

Fazit und Ausblick 82

I. DAS VERBUNDVORHABEN „AKZEPTANZ DURCH WERTSCHÖPFUNG“

Durch die vorteilhaften Bedingungen von Wind und Sonne kann Schleswig-Holstein seinen Strombedarf bilanziell bereits heute mit kostengünstiger und CO₂-freier Energieerzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen decken.

Jedoch stellt die zunehmende Abregelung von Windparks und Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) mangels ausreichender Netzkapazitäten gerade in Schleswig-Holstein ein immer größer werdendes Problem dar. Demnach steht Schleswig-Holstein vor der Herausforderung, einen sinnvollen und innovativen Weg zum Umgang mit den großen Mengen an nicht im Strommarkt nachgefragter Energie zu finden.

Mit dem Verbundvorhaben von GP JOULE soll einerseits gezeigt werden, wie diese Energiemenge durch Wandlung in den Kraftstoff Wasserstoff in den Verkehrssektor vor Ort integriert und damit zusätzliche Wertschöpfung in Schleswig-Holstein generiert werden kann. Im Zentrum des Projekts steht darüber hinaus die Stärkung der Akzeptanz für die Energiewende durch Ausweitung der Wertschöpfungsketten und Demonstration eines konkreten Nutzens der Energiewende für die Region.

a. Projektskizze und technische Beschreibung

Im Rahmen des Verbundvorhabens „Akzeptanz durch Wertschöpfung“ wird in Schleswig-Holstein Strom aus erneuerbaren Energien, der nicht ins öffentliche Netz eingespeist werden kann, per Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und genutzt. Das Projekt verknüpft alle Bausteine einer dezentralen Energiewende: die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE), die Umwandlung und Speicherung in Wasserstoff mit Wärmeauskopplung bis hin zum Transport des Wasserstoffs und seiner Nutzung im Mobilitätssektor.

Im gegenwärtigen Marktrahmen wird nicht im Strommarkt nachgefragter EE-Strom abgeregelt, anstatt ihn für den Wärme- und Verkehrsbereich zu nutzen. Besonders in Regionen wie Schleswig-Holstein mit einem hohen Anteil volatiler erneuerbarer Stromerzeugung kann jedoch perspektivisch durch den Einsatz von innovativen Power-to-X-Technologien eine nahezu 100-prozentige Energieversorgung durch Erneuerbare-Energien-Anlagen über mehrere Sektoren hinweg sichergestellt werden. Mit Hinblick auf EE-Anlagen, deren Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) endet, dient der Einsatz von Power-to-X-Technologien auch als Alternative zur Stromvermarktung und kann damit für das Land auch zukünftige Einkünfte aus Gewerbesteuern sichern, die ohne Alternativen langfristig versiegen würden.

Gerade die Dekarbonisierung der emissionsintensiven Wärme- und Mobilitätsmärkte ist für eine klimafreundliche Gesellschaft und Wirtschaft ausschlaggebend, da 40 Prozent der bundesweiten CO₂-Emissionen im Wärmesektor und circa 18 Prozent im Verkehrssektor verursacht werden. Erste gesetzliche Vorkehrungen für den Einsatz von Power-to-Heat-Technologien sind bereits angelegt. Eine Verankerung der Erzeugung von strombasierten Brenn- oder Kraftstoffen, um den Mobilitätssektor flächendeckend, effizient und volkswirtschaftlich zu dekarbonisieren, fehlt hingegen im geltenden Energierecht.

Das geplante Verbundvorhaben „Akzeptanz durch Wertschöpfung“ (vgl. Abbildung 1) zielt auf diese Lücke und demonstriert, dass im Strommarkt nicht nachgefragte erneuerbare Energien mittels PEM-Elektrolyse in Wasserstoff gewandelt und dieser für Anwendungen im Mobilitätssektor kosteneffizient nutzbar gemacht werden kann können.



Abbildung 1:
Idealtypische Darstellung
der verschiedenen
Verbundvorhaben-
Bausteine

Fünf Elektrolyseure sollen an geeigneten Standorten im Norden von Schleswig-Holstein installiert werden. Die konkreten Standorte werden anhand von Parametern wie der Existenz einer Wärmesenke und einer hohen Abregel- bzw. Einsenkenquote von EE-Anlagen zu Beginn des Vorhabens festgelegt. Es sollte also ein möglichst unmittelbarer Zugang zu einem Nah- oder Fernwärmenetz bestehen sowie die Möglichkeit, abgeregelten überschüssigen Strom zu verwenden.

Gerade in den Landkreisen Nordfriesland, Dithmarschen und Schleswig-Flensburg stehen viele EE-Anlagen, die hohe Abregel- bzw. Einsenkenquoten nach §15 EEG aufweisen. Durch die Produktion von Wasserstoff kann das energetische Potenzial sinnvoll durch eine sektorale Kopplung ausgeschöpft werden und damit spürbar

zu einer Reduktion von CO₂-Emissionen in der Region beitragen.

Damit die zugeführte Energie einen größtmöglichen Nutzen mit sich bringt, verfolgt das Verbundvorhaben das Ziel, bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff einen Gesamtwirkungsgrad von nahezu 100 Prozent zu erreichen. Demnach wird eine hocheffiziente Elektrolyse-technologie verwendet, die außerdem an Wärmesenken gekoppelt ist. Zudem ist sichergestellt, dass bei der Errichtung der PEM-Elektrolyseure das Landschaftsbild nicht signifikant beeinträchtigt wird, da die Anlagen so kompakt sind, dass sie in einem Standard-Container (20 Fuß) Platz finden. Durch die hocheffizienten PEM-Elektrolyse-Stacks finden sich bereits 75 Prozent der zugeführten Energie nach den Elektrolyseprozessen in

dem gewonnenen speicherbaren Wasserstoff wieder. 25 Prozent des Energieeinsatzes fallen bei der Aufspaltung von Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff mittels der Protonen-Austausch-Membranen als Prozesswärme an. Um die Erzeugung von Wasserstoff energie- und kosteneffizienter zu gestalten, wird die Prozesswärme mittels Wärmetauscher ausgekoppelt und in die bereits vorhandene Wärmeinfrastruktur am Standort eingespeist.

Der mit einem Druck von 30 bar erzeugte Wasserstoff wird in Drucktanks zwischengespeichert. In regelmäßigen Abständen wird durch ein zirkulierendes Tankfahrzeug – ähnlich wie seit vielen Jahren in der Milchwirtschaft – an den jeweiligen fünf Standorten der Wasserstoff aus den Drucktanks aufgenommen, um diesen zu den zwei Wasserstoff-Tankstellen zu transportieren. Die Kapazität eines Tankfahrzeugs entspricht in etwa einer Tagesproduktion der geplanten Elektrolyse-Kapazität von einem Megawatt. Um eine hohe Transportkapazität zu erreichen, muss der Wasserstoff jedoch durch einen Kompressor für den Transport höher verdichtet werden.

Die Wasserstoff-Tankstellen werden an zentralen Stellen in den Städten Husum und Niebüll errichtet und können aufgrund des geringen Platzbedarfs in vorhandene konventionelle Tankstellenstandorte integriert werden.

Um eine kontinuierliche Abnahme des Wasserstoffs zu sichern, werden täglich mindestens zwei brennstoffzellenbetriebene Busse des Verbundvorhabens für ÖPNV-Verbindungen in Nordfriesland eingesetzt. Neben dem Betrieb des ÖPNV-Netzes von Nordfriesland sind Wasserstofftankstellen aber auch von großer Bedeutung für eine mögliche zukünftige Betankung des Individual- und Schienenverkehrs sowie der Schifffahrt.

Für die Betankung der Brennstoffzellenbusse wird der Speicherdruck in den Wasserstofftanksäulen auf 350 bar erhöht. Die Betankung eines Brennstoffzellenbusses dauert circa zehn Minuten. Er hat eine Reichweite von bis zu 400 Kilometern. Das überschreitet die Strecken, die der ÖPNV im ländlichen Einsatz täglich zurücklegt, bei Weitem. Der Kraftstoffverbrauch liegt mit etwa neun bis zehn Kilogramm pro 100 Kilometer (10kg/100km -> 333 kWh/100 km) rund 20 Prozent unter dem Energieverbrauch eines konventionellen Diesel-Busses (40 l/100 km -> 420 kWh/100 km).

Mit der Wasserstoffversorgung von emissionsfreien Brennstoffzellenfahrzeugen des regionalen ÖPNV wird zudem das CO₂-freie Wertschöpfungspotenzial in der Region sichtbar gemacht bzw. demonstriert, welche weitere Wertschöpfung neben der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch die Anwendung von Sektorkopplungstechnologien möglich ist.

Darüber hinaus können Bürgerinnen und Bürger durch das Angebot von wasserstoffbetriebenen ÖPNV-Bussen erneuerbare Energien individuell nutzen und EE-Innovationen im Mobilitätssektor unmittelbar erleben. Der Fokus des Projekts richtet sich auf die Erlebbarkeit der Energiewende, aber auch auf die finanziellen Beteiligungsmöglichkeiten und die regionale Wertschöpfung. Die Akzeptanz der Energieinfrastruktur ist eine Schlüsselvoraussetzung für die Implementierung der Energiewende.

Zusammenfassend zeichnet sich das Verbundvorhaben dadurch aus, dass es zu neuen Wegen beim Verfolgen der „klassischen“ Energiewendeziele beschreitet (die sichere und effiziente Schaffung einer weitgehend CO₂-freien Gesellschaft und Wirtschaft), zum anderen aber auch offensiv mit dem Thema Akzeptanz umgeht. Denn die Energiewende kann nur dann erfolgreich umgesetzt werden, wenn diese vorhanden ist.

b. Zeitplan

Abbildung 2 stellt einen groben Zeitplan für das Verbundvorhaben dar.

Im Anschluss an die Fertigstellung der vorliegenden Studie werden Anträge auf Förderung des Verbundvorhabens gestellt und die Gründung der Verbundvorhaben-Gesellschaft eingeleitet. Nach der erfolgreichen Prüfung der Anträge kann im Sommer 2017 die Einbindung von Stakeholdern erfolgen, die konkrete Planung beginnen und die Genehmigungsverfahren eingeleitet werden. Im Anschluss werden die Anlagen errichtet und der Testbetrieb aufgenommen. Mitte 2018 kann der Betrieb der Anlagen aufgenommen werden. Dieser Zeitplan geht von relativ kurzen Genehmigungszeiträumen aus. Verzögerungen bei der Einleitung oder Durchführung der entsprechenden Verfahren können die Aufnahme der operativen Tätigkeit verschieben.

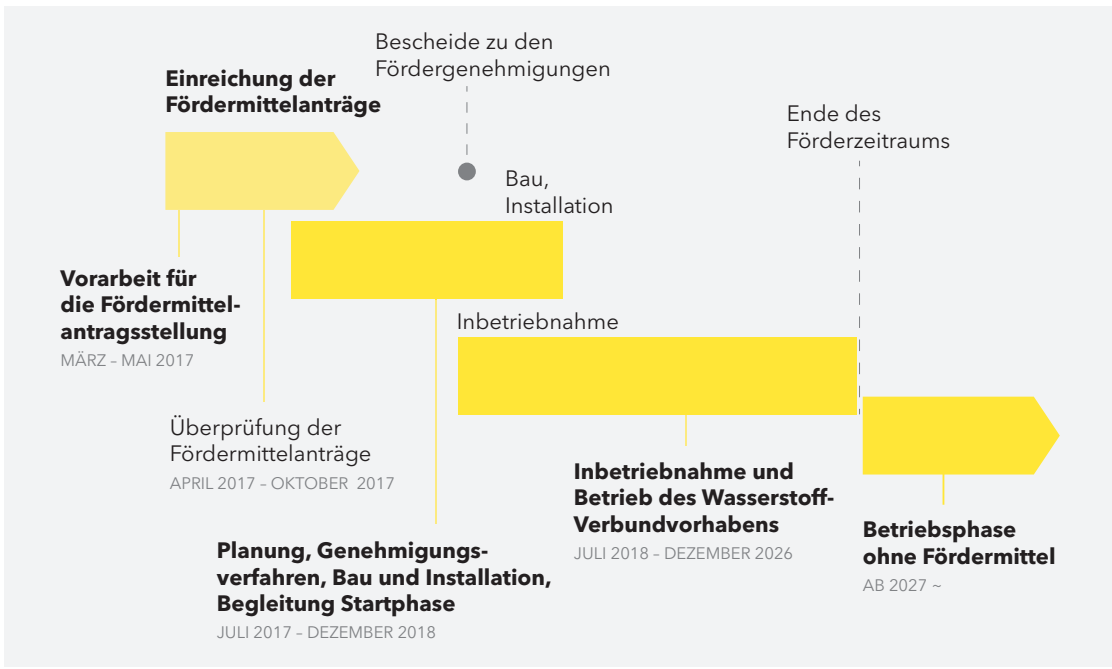


Abbildung 2:
Zeitplan
Verbundvorhaben

c. Beteiligte Akteure und die Organisation ihrer Zusammenarbeit

Das Verbundvorhaben wird federführend von einer zu gründenden Verbundvorhaben-Gesellschaft betrieben. Deren Gesellschafter („Verbundpartner“) sind mit Eigenkapital an dem Verbundvorhaben beteiligt. Darüber hinaus werden weitere Akteure über bilaterale Verträge mit der Verbundvorhaben-Gesellschaft einbezogen („eingebundene Dritte“). Diese Verträge sind beispielsweise Lieferverträge für Wärme, Leasingverträge für Wasserstoffbusse oder Dienstleistungsverträge für die Begleitforschung (vgl. Abbildung 3).



Abbildung 3:
Beteiligte Akteure und
die Organisation ihrer
Zusammenarbeit

Die konkrete Rechtsform der Verbundvorhaben-Gesellschaft wird gemeinsam mit den Verbundpartnern und den eingebundenen Dritten beschlossen. Die im Folgenden dargestellten Verbundpartner und eingebundenen Dritten bringen eine große Bandbreite von Erfahrungen in die Verbundvorhaben-Gesellschaft ein:

Projektmanagement

Die GP JOULE übernimmt als erfahrener Projektierer und Initiator des Verbundvorhabens die Aufgabe des übergeordneten Projektmanagements.

Hersteller der Wasserstoff-Technologien

Die Verbundgesellschaft setzt PEM-Elektrolyseure der Firma H-TEC SYSTEMS ein. Das Tochterunternehmen von GP JOULE, die Lübecker Firma H-TEC SYSTEMS, (einziger Hersteller von PEM-Elektrolyseuren in Schleswig-Holstein), beschäftigt sich seit 1997 intensiv mit der Entwicklung und dem Bau der Elektrolyse-technologie sowie mit der Speicherung von Wasserstoff.

Die marktfähigen und serientauglichen Elektrolyseure von H-TEC SYSTEMS sind weltweit State of the Art, sodass mit dem Verbundvorhaben die Möglichkeit besteht, die Zukunftstechnologie in der Praxis eines klimaneutralen Projekts vorzustellen sowie damit den „proof of concept“ für diese Erfolgstechnologie zu liefern, um Impulse für einen Markthochlauf der Technologie zu setzen.

Windparkbetreiber

Akteure aus dem Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung liefern Strom aus Windenergie für die Wasserstoff-erzeugung und bringen ihre Erfahrungen ebenfalls in die Verbundvorhaben-Gesellschaft ein.

Für das Verbundvorhaben sollen regionale Bürgerwind-parks aktiv eingebunden werden und als Windpark-betreiber an der Verbundgesellschaft teilhaben.

Betreiber des ÖPNV und der Wasserstoff-Tankstellen

Der Landkreis wird ÖPNV-Busse mit alternativen Antrieben in seiner öffentlichen ÖPNV-Ausschreibung für 2017/2018 integrieren. Die Verbundvorhaben-Gesellschaft wird Wasserstoffbusse erwerben und diese als Leasing-Geber dem ÖPNV-Betreiber (der durchaus auch Verbundvorhaben-Partner sein kann) zur Verfügung stellen. Durch diese Konstruktion nimmt die Verbundvorhaben-Gesellschaft dem ÖPNV-Betreiber die Risiken. Die Gesellschaft wird auch Eigentümerin des Wasserstoff-Tankwagens sein und diesen betreiben. Der Betreiber der Wasserstofftankstellen wird zunächst die Verbundvorhaben-Gesellschaft sein, jedoch mit dem Ziel, auch dritte Tankstellenbetreiber mit einzubinden.

Sonstige

Für die Belieferung vorhandener Wärmesenken mit Wärme aus der Wasserstofferzeugungsanlage werden als Verbundvorhaben-Partner [oder Dritte] Betreiber von Blockheizkraftwerken (BHKWs) wie örtliche Stadtwerke, Industrie- und Biogasanlagenbetreiber aufgenommen [oder eingebunden]. Idealerweise könnten sie durch die vorhandene Wärmeinfrastruktur auch weitere Standorte für Elektrolyseure bereitstellen. Weitere Verbundpartner sollten Einrichtungen sein, die das Projekt wissenschaftlich begleiten, Dienstleister für die Öffentlichkeitsarbeit des Verbundvorhabens sowie Dienstleister für die weitere Produktvermarktung des Wasserstoffs.

d. Förderstrategien - Übersicht zu geeigneten Förderprogrammen

Das geplante Vorhaben lässt sich thematisch unterschiedlichsten Förderprogrammen zuordnen, die aktuell in den Themenbereichen Energiewende und Innovationen aufgelegt sind. Jedes der unten genannten Programme bringt Vor- und Nachteile mit sich, die es in einer abgestimmten Förderstrategie zu berücksichtigen gilt.

Wichtige Kriterien zur Entscheidung für oder gegen die Beantragung von Fördermitteln in einem Programm sind:

- Die aktuellen Förderschwerpunkte (thematische Eignung, individuell oder durch Calls definiert),
- die Höhe der Förderung (in Summe, je Partner, für ausgewählte Aktivitäten),
- der mögliche Projektbeginn und die Projektlaufzeit (flexibel oder in Calls definiert),
- die Anforderung an die Zusammensetzung des Projektkonsortiums,
- die Aufwände für die administrative Begleitung des Vorhabens (Fördermittelmanagement),
- die Kombinierbarkeit mit anderen Drittmitteln/ Förderprogrammen.

Die Förderkonditionen sind häufig nicht nur von den zu fördernden Aktivitäten, sondern auch von den individuellen Rahmenbedingungen der Fördermittelempfänger abhängig. So erhalten z. B. KMU in vielen Programmen höhere Förderquoten oder es gibt Förderzuschläge bei Kooperationen von großen und kleinen Unternehmen, bei regionalen Zusammenschlüssen oder bei Kooperationen zwischen Forschung und Wirtschaft.

Die Realisierung des Vorhabens soll durch eine zu gründende Verbundvorhaben-Gesellschaft erfolgen. Im Rahmen einer zu erstellenden Förderstrategie wird geprüft, ob ein Verbundvorhaben mehrerer Unternehmen gegebenenfalls zu einer verbesserten Fördersituation führen kann.

Die Förderung des geplanten Vorhabens kann grundsätzlich in folgenden Programmen beantragt werden (im Ganzen oder in Teilen):

- **EU Horizon 2020:** Horizon 2020, das EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation im Zeitraum 2014-2020, wird für den Technologiebereich Wasserstoff- und Brennstoffzellen durch das Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU) in Brüssel koordiniert. Die Vergabe von Fördermitteln erfolgt auf Basis von Aufrufen (Calls). Aktuell befinden sich zwei zum geplanten Vorhaben passende Calls in der Antragsphase:
 - o FCH-02-4-2017: Highly flexible electrolyzers balancing the energy output inside the fence of a wind park,
 - o FCH-01-5-2017: Large scale demonstration in preparation for a wider roll-out of fuel cell bus fleets (FCB) including new cities – Phase two.

Mehr Informationen zum Programm:

<http://www.fch.europa.eu/>

- **NIP II (FuE):** Im Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie der Bundesregierung werden Projekte von Aktivitäten der Forschung, Entwicklung und Innovation mit Laufzeiten bis 30.09.2019 gefördert. Ebenso ist die Gründung und die Realisierung von Innovationsclustern (Zusammenschluss mehrerer Akteure zu einer themenorientierten Zusammenarbeit) förderfähig. Eine Förderung im Rahmen des NIP II erfolgt bevorzugt für Vorhaben mit einem Technologiereifegrad (TRL) zwischen 5 und 8. Mehr Informationen zum Programm: <https://www.now-gmbh.de/de/nationales-innovationsprogramm/>

- **NIP II (Beschaffung):** Das NIP II (Beschaffung) befindet sich gegenwärtig in der Vorbereitung.

- **UIP:** Das „Programm zur Förderung von Investitionen mit Demonstrationscharakter zur Verminderung von Umweltbelastungen – Pilotprojekte Inland“ (Umwelt-innovationsprogramm) existiert seit 1979 und fördert innovative Pilotprojekte. Aktuell wurden zusätzliche

Fördermittel aus dem Zukunftsinvestitionsprogramm der Bundesregierung für Klimaschutzprojekte zur Umsetzung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 bereitgestellt, die jedoch bereits bis Ende 2018 abgerufen sein müssen.

Mehr Informationen zum Programm:

<https://www.umweltinnovationsprogramm.de/>

- **6. EFP (BMWi):** Das 6. Energieforschungsprogramm des BMWi weist in seiner 2014 veröffentlichten Förderrichtlinie zwei Förderschwerpunkte aus, die thematisch dem geplanten Vorhaben zugeordnet werden können:

- o Systemintegration erneuerbarer Energien,
- o Systemanalyse („En:SYS – Systemanalyse für die Energieforschung“).

Mehr Informationen zum Programm:

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energieforschung/energieforschung-6-energieforschungsprogramm.html>

- **DBU:** Die Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU) wurde im Jahr 1990 vom Bund als Stiftung bürgerlichen Rechts gegründet. Aufgabe der Stiftung ist es, Vorhaben zum Schutz der Umwelt unter besonderer Berücksichtigung der mittelständischen Wirtschaft zu fördern.

Der aktuelle Katalog der DBU zu den Förderthemen sieht derzeit keinen Förderschwerpunkt im Bereich Wind-Wasserstoff oder Energiewende jenseits der Wärmewende vor. Über die konkret benannten Förderthemen hinaus ermöglicht die DBU jedoch in begrenztem Umfang auch eine am Satzungszweck der Stiftung ausgerichtete, nicht konkretisierte Förderung.

Mehr Informationen zum Programm:

<https://www.dbu.de/>

- **LPW S-H (FIT):** Die Richtlinie „Forschung, Innovationen, zukunftsfähige Technologien, Technologie- und Wissenstransfer“ im Landesprogramm Wirtschaft (LPW) fördert Vorhaben auf Basis von drei Fördertöpfen:

- o dem Europäischen Fonds für regionale Entwicklung,
- o dem GRW-Gemeinschaftsrahmen (Verbesserung der regionalen Wirtschaftsstruktur),
- o spezifischen Landesmittel (nicht näher definiert).

Die Förderung orientiert sich an den Zielsetzungen der Strategie Europa 2020 für ein intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Förderprogramme und ihre Modalitäten.

Mehr Informationen zum Programm:

<http://www.ib-sh.de/kommunen-infrastruktur/kommunen/landesprogramm-wirtschaft-2014-2020-infrastrukturfoerderung/>

- **LPW S-H (EuI):** Die Richtlinie „Energiewende und Umweltinnovationen“ im Landesprogramm Wirtschaft (LPW) zielt auf die Förderung der Entwicklung, Evaluierung und erfolgreichen Platzierung zukunftsorientierter Technologien und Verfahren der Energiewende im Markt. Die Fördergrundlagen entsprechen denen der FIT-Richtlinie.

Mehr Informationen zum Programm:

<http://www.ib-sh.de/kommunen-infrastruktur/kommunen/landesprogramm-wirtschaft-2014-2020-infrastrukturfoerderung/>

Programm	Förder-schwerpunkt	Förderquote für KMU	Projektbeginn/-laufzeit	Kumulierbarkeit der Fördermittel	Administrativer Aufwand	Vorgaben zur Partnerschaft	Programmdauer	Bemerkung
EU Horizon 2020	definiert (Projekthalte)	70-90 Prozent	70-90 Prozent	nein	hoch	international	2020	
NIP II (FuE)	individuell	25-50 Prozent ¹	flexibel (Antragsprüfung kontinuierlich)	nein	moderat	nein	2019	
NIP II (Beschaffung)²	definiert (Fahrzeuge, Anlagen)	(anteilige Förderung der Mehrkosten)	flexibel (Antragsprüfung kontinuierlich)	nein	gering	nein	2019	
UIP	definiert (Klimaschutz)	30 Prozent	flexibel	?	(unbekannt)	nein	2018	Aktivitäten müssen bis Ende 2018 abgeschlossen und vollständig abgerechnet sein.
6. EFP (BMWi)	individuell	<80 Prozent	flexibel (Antragsprüfung kontinuierlich)	nein	moderat	nein	2018 ff. ³	
DBU	individuell	individuell	flexibel (Antragsprüfung mehrmals jährlich)	nein ⁴	gering ⁵	nein	keine	Kein Förderschwerpunkt zu den Inhalten des geplanten Vorhabens. Aber Vorhaben außerhalb von Schwerpunkten förderfähig.
LPW S-H (FIT)	individuell	<80 Prozent	flexibel (Antragsprüfung kontinuierlich)	nein	(unbekannt)	regional	2023	Zusätzliche Landesmittel vorhanden. Förderbedingungen hier individuell zu klären.
LPW S-H (EuI)⁶	individuell	<89 Prozent	flexibel (Antragsprüfung kontinuierlich)	ja	(unbekannt)	regional	2023	Zusätzliche Landesmittel vorhanden. Förderbedingungen hier individuell zu klären.

Tabelle 1:
Rahmenbedingungen aktueller
Förderprogramme

¹ +15 % Zuschlag möglich bei hoher Branchenrelevanz und Veröffentlichung aller Projektergebnisse.

² Unter Vorbehalt, Schätzung aufgrund der aktuellen Informationslage.

³ Fortführung nicht entschieden, aber wahrscheinlich.

⁴ Nur in Ausnahmefällen.

⁵ Basiert auf Erfahrungen anderer Unternehmen, keine eigenen Erfahrungen mit dem Programm.

⁶ Kombinierbarkeit mit anderen Programmen.

Empfehlung zum weiteren Vorgehen

Nach Gründung der Verbundvorhaben-Gesellschaft sollte diese zeitnah Fördermittel in den Programmen NIP II (Bund, F&E) sowie LPW S-H (Land, Eul) zur Bezuschussung der geplanten Aktivitäten beantragen. Im Vorfeld ist dazu eine detaillierte Förder- und Finanzierungsstrategie zu erstellen, die das geplante Vorhaben sowohl inhaltlich als auch zeitlich in Bausteine unterteilt, die einzeln förderwürdig sind. Sobald alle Förderbausteine stehen und sowohl die Kosten als auch die Eigenmittel (Guthaben oder Darlehen) final quantifiziert sind, sollten zur Risikominimierung des Gesamtvorhabens für die Verbundvorhaben-Gesellschaft und ihre Anteilseigner Gespräche mit dem Land bzw. der Hausbank zur Integration von Landesbürgschaften geführt werden.

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Machbarkeitsstudie erscheint folgendes Vorgehen als zielführend:

1. Vorhaben: Die **Errichtung der Produktionsinfrastrukturen** zur Erzeugung und Abgabe von Windwasserstoff (Elektrolysesysteme, regel- und steuerungstechnische Integration in das Stromverbundnetz, Speicherkapazitäten, Abfüllstation bzw. Einspeisepunkt in das Gasverbundnetz) können im Rahmen der Richtlinie zu Forschung & Entwicklung des NIP II beantragt werden. Da sich die Förderquote in diesem Programm nach dem Forschungsgehalt des Vorhabens richtet, sind im Rahmen des Antrags die mit dem Vorhaben zu beantwortenden Forschungsfragen zu definieren und zu erläutern. Insbesondere Fragen zur technischen Machbarkeit, zur Wirtschaftlichkeit (TCO) und zur Optimierung der Technologien und des Systemdesigns sollten hier angebracht werden.
2. Vorhaben: Die **Realisierung der identifizierten Optimierungspotenziale** (Anpassung Systemdesign) erfolgt idealerweise nach Ende von „Vorhaben 1a“ in einem Anschlussprojekt im NIP II (Förderperiode >2019). Bis dahin liegen ausreichend Erfahrungen mit dem Design der Anlagen vor und die Technologien sind weiter ausgereift.

3. Vorhaben: Eine Bezuschussung zum **Betrieb der Anlagen und der regionalen Nutzung des Wasserstoffs** können ergänzend in einem zweiten Förderprogramm (LPW S-H) beantragt werden. Das LPW zielt auf die regionale Wertschöpfung und die nachhaltige Schaffung von Arbeitsplätzen in Schleswig-Holstein.

Um die Kosten des Gesamtvorhabens zu senken, sollte auch eine Auslagerung von Aktivitäten diskutiert werden. So kann z. B. die Finanzierung der Tankstelle für Pkw und Busse in Kooperation mit der H₂ Mobility Deutschland GmbH & Co. KG erfolgen, die in den kommenden Jahren mehrere hundert Wasserstofftankstellen in Deutschland errichten wollen. Hier sind ebenfalls zeitnah Gespräche aufzunehmen.

Folgender Realisierungshorizont zum Start der Aktivitäten erscheint realistisch:

- **März 2017:** Finalisierung der Kostenplanung (Kosten und Erträge des Vorhabens, Eigenkapital, Finanzierungslücke), Definition der Förderbausteine;
- **April 2017:** Antragstellung im NIP II, Gespräche mit den Banken zur abschließenden Klärung der Finanzierungs- und Risikominimierungsstrategien;
- **Mai 2017:** Antragstellung im LPW (Eul).

II. DAS VERBUNDVORHABEN: PIONIER DER SEKTORENÜBERGREIFENDEN ENERGIEWENDE

Das Wasserstoff-Verbundvorhaben besteht aus einem oder mehreren Pilotprojekten. Es soll neue Impulse für die Umsetzung der Energiewende geben und das gleich unter mehreren Aspekten. Es demonstriert dabei nicht nur Lösungsbeiträge zur Schaffung von Akzeptanz des Energiesystems und zur sektorenübergreifenden Dekarbonisierung, es adressiert darüber hinaus die wirtschafts- und industriepolitische Dimension einer CO₂-freien Wasserstoffwirtschaft. Im Folgenden werden also, gestützt auf übergeordnete wirtschafts- und energiepolitische Ziele, die Argumente für eine Förderwürdigkeit des Verbundvorhabens dargestellt.

a. Soziopolitische Dimension: Schaffung von Akzeptanz für eine auf erneuerbaren Energien basierende Energiewirtschaft

René Mono, Bündnis Bürgerenergie e.V.

„Dezentralität erhöht die Akzeptanz der Energiewende“; so oder ähnlich lautet eine häufig verwendete Formel. Sie wirkt simpel, aber ihre Begründung ist tiefgreifend und ihre postulierte Wirkung bedarf einiger Voraussetzungen. Eine eingehende Betrachtung ist also lohnend. Auf dieser Basis kann dann zum einen die gesellschaftspolitische Wertigkeit des Verbundvorhabens erfasst werden. Zum anderen lassen sich Herausforderungen benennen, die bei der weiteren Konzipierung bzw. Realisierung zu beachten sind.

i. Die vier entscheidenden Akzeptanzfaktoren

Die Akzeptanzforschung hat – insbesondere in Bezug auf die Energiewende – vier Faktoren gefunden (Renn, 2015). Sie sind entscheidend dafür, dass bestimmte Vorhaben von den Menschen, die von ihnen betroffen sind, akzeptiert werden. Schlagwortartig sind sie so zu benennen:

- (1) **Sinn**
- (2) **Notwendigkeit**
- (3) **Fairness**
- (4) **Gerechtigkeit**

Im Einzelnen bedeuten die Faktoren:

Ein Vorhaben ist aus der Sicht der Betroffenen dann sinnvoll, wenn es einen Nutzen stiftet. Dies klingt einfach. In der Praxis ist es aber häufig problematisch, diese Voraussetzung zu erfüllen. Denn regelmäßig lässt sich der Nutzen nicht abstrakt beweisen, sondern muss erfahr- oder erlebbar werden. Durch die konkrete Erfahrung und Erlebbarkeit entsteht eine emotionale Bindung, eine Identifikation mit dem Projekt – ein Faktor, den insbesondere Ortwin Renn als wesentlich für Akzeptanz bewertet.

Wenn ein Projekt in diesem Sinne als sinnvoll wahrgenommen wird, ist damit noch nichts über die Einschätzung der Notwendigkeit gesagt. Mit diesem Begriff ist folgender Gedankengang zusammengefasst: Ein Projekt stößt eher auf gesellschaftliche Unterstützung, wenn es in der öffentlichen Wahrnehmung bzw. in der Wahrnehmung zentraler Stakeholder ein dringliches Problem der Allgemeinheit löst oder zur Lösung beiträgt.

Der dritte Aspekt ist die Fairness. Damit ist eine prozessuale Dimension angesprochen. Fairness ist dann gegeben, wenn alle von einem Projekt Betroffenen das Gefühl haben, dass mit ihrer Meinung, ihren Erwartungen, Wünschen, Befürchtungen usw. in Bezug auf das Projekt respektvoll und angemessen umgegangen wurde. Ob sich dieses Gefühl einstellt, hängt von einer Vielzahl von Unterfaktoren (etwa Zeitverlauf, Umgang mit Wissensunterschieden, interpersonale Kommunikation)

ab. Immer geht es um die Chance auf Teilhabe, und inwieweit diese Chance gegeben ist, bewerten die Betroffenen stets aus einer subjektiven Perspektive.

Auch wenn es lexikalisch nicht vollständig überzeugt, hat der vierte und letzte Faktor, Gerechtigkeit, mit Fairness wenig zu tun. Denn gemeint ist eine als gerecht bewertete Verteilung der Nutzen und Lasten eines Projekts. Nach diesem Kriterium ist die Voraussetzung für Akzeptanz, dass diejenigen, die bestimmte Belastungen durch ein Projekt erfahren, mindestens die Möglichkeit erhalten sollten, von dem Projekt zu profitieren.

Wichtig: In der Akzeptanzforschung ist man sicher, dass alle vier Faktoren zusammenwirken müssen, damit gesellschaftliche Akzeptanz entsteht. Es reicht also nicht aus, wenn beispielsweise drei von vier Kriterien erfüllt sind. So viel zu der allgemeinen Voraussetzung gesellschaftlicher Akzeptanz.

ii. Erfüllung der Akzeptanzfaktoren bei lokalen Lösungen

Bei der dezentralen Energiewende lassen sich die vier genannten Kriterien leichter erfüllen als bei einer zentralen Energiewende. Was allerdings heißt hier „dezentral“? Die einfachste Wendung ist die plausibelste: Dezentralität bedeutet, dass die (räumliche) Distanz zwischen dem Vorhaben bzw. dem Vorhabenträger und den Betroffenen gering ist. Folgt man dieser Definition, lässt sich sagen:

- (1) Bei einer großen **Nähe** zwischen Vorhaben und Betroffenen, können die Betroffenen den Nutzen des Projekts vor Ort selbst erleben oder erfahren, bzw. für die Betroffenen ist es leichter, sich diesen Nutzen konkret vorzustellen. So ergeben die Projekte aus ihrer Sicht eher Sinn, der Sinn wird leichter nachvollziehbar, lässt sich leichter konkretisieren und manifestiert sich häufig unmittelbar während und nach der Projektumsetzung.
- (2) Aus einer regionalen Sicht – zum Beispiel unter Bezug auf regionale Klimaschutzziele – kann die **Notwendigkeit** bestimmter Projekte leichter begründet werden. Wird die Notwendigkeit hingegen allein aus einer nationalen oder gar globalen Perspektive begründet, stellt sich unweigerlich die Frage: Warum dann ausgerechnet hier und nicht woanders? Diese scheinbar harmlose Frage kann die Akzeptanz eines gesamten Vorhabens gefährden. Schließlich führt sie fast zwangsläufig zum sogenannten NIMBY-Problem¹.
- (3) **Fairness** ist, wie schon angedeutet, der vielleicht anspruchsvollste der vier genannten Aspekte. Ob ein Prozess als fair wahrgenommen wird, ist im weitesten Sinne eine Frage der richtigen Kommunikation, insbesondere der richtigen Ansprache der lokal Betroffenen. Es muss konkret vermittelt werden, dass ihre Meinung zählt und welche Möglichkeit sie haben, den Prozess mitzubestimmen. Es geht also um Mitbestimmung und Beteiligung am öffentlichen Meinungsbildungs- und Entscheidungsfindungsprozess. Hier kommt es zum einen darauf an, den richtigen Ton zu treffen. Zum anderen darf niemand, der den Anspruch hat, gehört zu werden, übersehen werden. Und die Menschen, die sich einbringen, müssen nachvollziehen können, wofür ihre Beiträge genutzt

werden. All dies fällt lokal leichter, weil persönlicher Kontakt leichter herstellbar ist und weil die Entscheidungsverfahren leichter zu überschauen sind. Je geringer also die Distanz zwischen Betroffenen und Vorhabenträger ist, umso besser ist es für die wahrgenommene Fairness – es sei denn, eingefahrene Ressentiments können nicht aufgelöst werden, was im Einzelfall nicht auszuschließen ist. Regelmäßig am unproblematischsten ist es, wenn Betroffene und Vorhabenträger identisch sind

- (4) **Gerechtigkeit** schließlich ist deshalb dezentral leichter herstellbar, weil die Kongruenz zwischen Nutznießern und Lasttragenden in aller Regel größer oder leichter herstellbar ist. Kongruenz bedeutet in diesem Fall: Diejenigen, die die Auswirkungen eines Projekts zu spüren bekommen – sei es durch Veränderungen des Landschaftsbilds, durch Lärmemissionen, durch Beeinträchtigungen des Natur- und Erholungsraums oder andere objektiv feststellbare oder auch nur subjektiv wahrgenommene Lasten – sind die gleichen, die am Ertrag eines Projekts beteiligt sind. Wie bei Fairness geht es auch hier um Beteiligung. Und wie schon unter Punkt (3) dargestellt, ist die Beteiligung unter Menschen, die einander persönlich bekannt sind, leichter zu gestalten, oder sie entsteht sogar von selbst.

iii. Übertragung auf das Verbundvorhaben

Aus akzeptanztheoretischer Sicht liegt der allgemeine Vorteil der Sektorkopplung in der historisch gewachsenen Besonderheit des Wärmemarkts: Die Versorgung geschieht überwiegend individuell. Wärme wird vor Ort erzeugt. Nur etwa 15 Prozent der über 3.000 für die Wärmeversorgung in Deutschland eingesetzten Petajoule Energie wird mit Fernwärmenetzen verteilt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2014). Und selbst diese haben eine eng begrenzte regionale Reichweite. Nach einer Sektorenuntersuchung des Bundeskartellamts (2012) für das Jahr 2008 wiesen die Fernwärmenetze in Deutschland eine durchschnittliche Länge von unter 15 Kilometern auf. In einem Satz: Anders als das transportierbare Gut Strom ist Wärme in Deutschland ein lokales Gut. Ähnlich sieht es beim motorisierten Individual- und auch beim öffentlichen Verkehr mit Bussen aus, der

sich ja gerade darin auszeichnet, dass die Energie, die benötigt wird, im Fahrzeug selbst umgewandelt wird.

Dies bedeutet: Soweit eine Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des motorisierten Verkehrs erfolgt, wird Strom in Bereichen eingesetzt, in denen die lokale Wirksamkeit von Energie seit Jahrzehnten gelernt ist. Für die Akzeptanz von Installationen zur Erzeugung und zur Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ist dies sehr wertvoll. Dies erkennt man, wenn man die oben genannten Faktoren, die Akzeptanz erzeugen, auf das Verbundvorhaben bezieht: Der Sinn einer Erzeugungsanlage oder eines Speichers ist leichter zu erkennen, wenn sich der Nutzen des erzeugten Stroms vor Ort manifestiert, zum Beispiel, weil Bürger sehen, dass Wasserstoffbusse betankt werden können. Das Beispiel lässt sich weiterspielen, um das Kriterium Gerechtigkeit zu betrachten. Denn für die Errichtung einer Erneuerbare-Energien-Anlage werden fast immer – und je leistungsfähiger sie ausfällt, umso mehr – lokale öffentliche Güter in Anspruch genommen. Ob es die Nutzung öffentlicher Fläche, die Beeinträchtigung der Flora und Fauna oder die Veränderung des Landschaftsbilds ist: Es ist nur legitim, wenn die lokale Bevölkerung für die Beanspruchung dieser öffentlichen Güter eine Kompensation einfordert, die allen Anwohnern zugutekommt. Die Gewerbesteuer, die die Standortkommune erhält, wird in diesem Kontext zwar häufig erwähnt. Doch Steuerströme sind zu abstrakt und in ihrer Wirkungsweise zu indirekt, um diesen Anspruch voll zu erfüllen. Beim ÖPNV, der seinem Wesen nach ebenfalls ein öffentliches Gut ist und allen Bürgern vor Ort einen direkten Nutzen anbietet, sieht das ganz anders aus. Insofern ist das geplante Verbundvorhaben in dieser Hinsicht der klassischen Lösung der Gerechtigkeitsfrage, nämlich der direkten finanzökonomischen Beteiligung der Betroffenen an einem Projekt, gleichwertig, wenn nicht sogar überlegen.

Ähnlich positiv fällt die Einschätzung bei dem Kriterium der Notwendigkeit aus. Dass die Dekarbonisierung der Mobilität und an erster Stelle auch des ÖPNV eine wichtige Zukunftsaufgabe ist, dürfte von kaum jemandem mehr in Zweifel gezogen werden. Das Verbundvorhaben bietet eine positive Antwort auf die Frage an, wie diese Notwendigkeit in vor Ort wirksames Handeln übertragen werden kann. Mit der Entscheidung, bei dem geplanten Verbundvorhaben auf Wasserstoff zu setzen, wird ein

¹ NIMBY steht für die Formel „Not in my Backyard“, im Deutschen auch bisweilen als „St. Florians-Prinzip“ bezeichnetes Phänomen, grundsätzliche Unterstützung für bestimmte Anliegen zu signalisieren, aber gegen eine konkrete Realisierung in der unmittelbaren Umgebung einzutreten.

zusätzlicher Vorteil erschlossen. Denn Power-to-Gas-Anwendungen sind vielseitig einsetzbar, sie erschließen die Möglichkeiten, Strom langfristig zu speichern, schlagen die Brücke zu Wärmeanwendungen oder lassen gar eine Rückverstromung zu. Mit einem Wort: Power-to-Gas (PtG) kann mit Fug und Recht als Schlüsseltechnologie für die Dekarbonisierung des Energiesystems angesehen werden, zu der es – gerade was das Potenzial des Langfristspeichers angeht – keine erkennbare Alternative gibt. Dies ist auch der eindeutige Vorteil gegenüber batterieelektrischer Elektromobilität, die es erleichtert, die tatsächliche Notwendigkeit des Vorhabens herauszustellen.

Viel voraussetzungsreicher ist hingegen der Faktor Fairness. Auch bei einem Verbundvorhaben, das wie beschrieben lokal einen Nutzen stiftet, von dem alle profitieren und das eine allgemein akzeptierte Handlungsnotwendigkeit bedient, ist Fairness nicht per se

gegeben. Es geht darum, dass die Menschen an den Entscheidungen über das Vorhaben direkt beteiligt werden. Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten, dies herzustellen. Das eine sind Partizipationsformate. Hier geht es darum, den Menschen in seinem Wunsch nach Gestaltungshoheit ernst zu nehmen. Eine weitere Variante ist die direkte finanzökonomische Beteiligung. Es geht in diesem Fall um Anteile am Eigenkapital, die eine Gestaltungshoheit über die gesellschaftsrechtlich garantierte Mitsprache garantieren. Nur dies würde dem Wesen der Bürgerenergie entsprechen.

Alles in allem kann gesagt werden: Das Verbundvorhaben der GP JOULE hat tatsächlich gute Chancen, die Akzeptanz der Energiewende bei den Bürgern in Schleswig-Holstein zu steigern bzw. langfristig zu sichern. Von besonderer Bedeutung ist dabei der überzeugende Umgang mit der Frage nach Fairness.

b. Energiepolitische Rahmenbedingungen: Sektorkopplung

Julia Michaelis, Martin Wietschel, Marian Klobasa, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

i. Power-to-Gas als Option der Sektorkopplung

Zur Dekarbonisierung des Energiesystems ist die Reduktion von Treibhausgasemissionen in allen Sektoren unumgänglich. Neben der effizienteren Nutzung von Energie ist die Umstellung auf erneuerbare Energieträger nötig, um die Klimaziele zu erreichen. Im Stromsektor kann durch den kontinuierlichen Ausbau insbesondere von Wind- und PV-Anlagen die Stromproduktion zunehmend emissionsärmer werden. In den anderen Sektoren, beispielsweise im Verkehr oder im Wärmesektor, müssen konventionelle durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden. Technologien der Sektorkopplung bieten hierbei die Möglichkeit, Strom aus erneuerbaren Energien für alle Energienachfrager nutzbar zu machen, z. B. in der Herstellung strombasierter Brenn- oder Kraftstoffe. Power-to-Gas (PtG) bezeichnet hierbei die Umwandlung von Strom und Wasser mittels Elektrolyse in Wasserstoff. Ein wesentlicher Vorteil von Power-to-Gas liegt in der flexiblen Steuerung der Elektrolyse und der Speichermöglichkeit des Gases in großen Mengen über lange Zeiträume. Nachteilig sind die derzeit noch vergleichsweise hohen spezifischen Investitionen und der elektrische Gesamtwirkungsgrad, was beides in Forschungsprojekten verbessert werden soll. Zu den interessanten Anwendungsfällen zur Stromaufnahme von PtG zählen zum einen kurzfristig auftretende Netzengpässe auf lokaler Ebene, und zum anderen sogenannter Überschussstrommengen, die zukünftig möglich sind, wenn die erneuerbaren Energien weiter ausgebaut werden und deren gesamte Einspeisung im Marktgebiet die Nachfrage übersteigt (negative Residuallast). In diesen Situationen, in denen also im Vergleich zum Verbrauch sehr viel Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, wird dieser tendenziell zu niedrigen oder sogar negativen Preisen angeboten. Der Strombezug für PtG ist in diesen Situationen somit besonders attraktiv und die Umwandlung in Gas stellt damit eine vielversprechende Flexibilitäts- und Dekarbonisierungsoption für die Sektoren Mobilität, Wärme und Industrie sowie

für die Rückverstromung dar. Der Ausbau von Elektrolyseuren ist somit nicht allein vom Ausbau der Stromnetze abhängig. Allerdings werden auch andere Nachfrageeinheiten mit PtG um die niedrigen Preise an der Strombörse konkurrieren, was wiederum einen preisstärkernden Effekt haben könnte (Brunner & Möst, 2015). Dies gilt es in der ökonomischen Bewertung von PtG zu berücksichtigen.

Das hergestellte Gas ist anschließend vielfältig nutzbar. Wasserstoff ist ein wichtiger Grundstoff in der chemischen Industrie, wo er beispielsweise für die Herstellung von Ammoniak und Methanol sowie in der Ölraffination eingesetzt wird. In Deutschland werden hierfür aktuell etwa 22 Milliarden Normkubikmeter Wasserstoff industriell genutzt, was einer Energiemenge von etwa 66 Terawattstunden entspricht (Noack et al., 2015; Ball, Weindorf & Bünger, 2009). Zukünftig könnte außerdem Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge ein Anwendungsfeld darstellen, wenn diese stärker im Markt vertreten sind. Auch können auf Wasserstoff basierende flüssige Kraftstoffe wie Methanol im Verkehr zum Einsatz kommen. Daneben kann Wasserstoff auch direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden. Dabei ist zu beachten, dass aufgrund technischer Restriktionen eine Wasserstoffeinspeisung derzeit im einstelligen Prozentbereich einzuhalten ist (Müller-Syring et al., 2013).

Als weitere Option lässt sich Gas aus PtG rückverstromen. In diesem Fall funktioniert das System als Stromspeicher, was jedoch einen geringen Gesamtwirkungsgrad von unter 50 Prozent aufweist im Vergleich zu Pumpspeichern, deren Wirkungsgrade bei über 80 Prozent liegen (Stolzenburg et al., 2014). Einen Überblick über die Nutzungsmöglichkeiten von PtG-Gas gibt Abbildung 4.

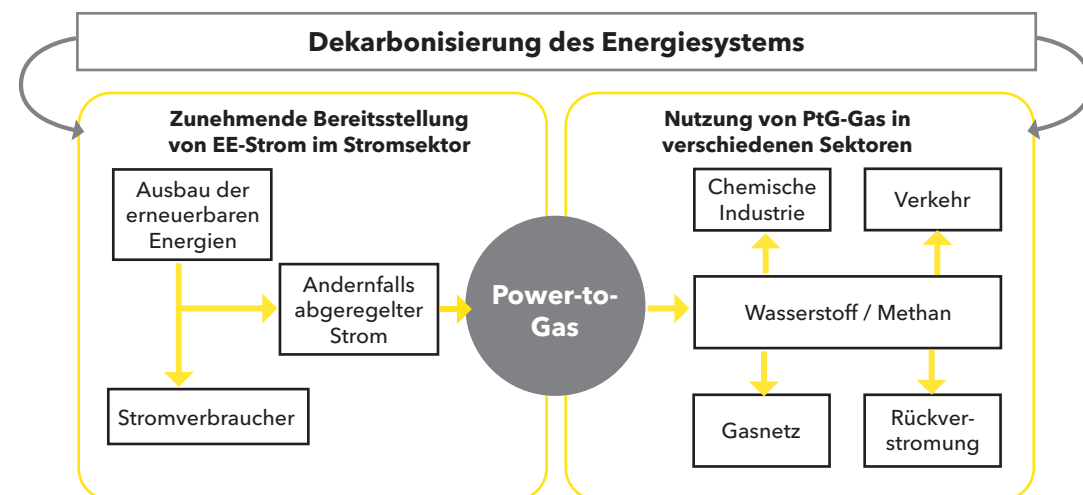


Abbildung 4:
Herstellung und
Nutzungspfade
für Power-to-Gas

Durch die vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten kann PtG in der Energiewende einen Baustein zur Dekarbonisierung darstellen. Im Stromsektor kann PtG außerdem Flexibilitäten bereitstellen und somit zum Ausgleich von fluktuierendem Stromangebot und schwankender Stromnachfrage beitragen, da die Stromnachfrage des Elektrolyseurs in Sekunden bis Minuten erhöht bzw. abgesenkt werden kann. Dadurch ließen sich lokale oder zentrale Strommengen aufnehmen, die aufgrund von Netzengpässen oder einem Erzeugungsüberangebot andernfalls abgeregelt werden müssten. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass diese Strommengen in ausreichender Anzahl und Menge auftreten müssen, damit die Auslastung des Elektrolyseurs ausreichend ist für einen wirtschaftlichen Betrieb. Die Wirtschaftlichkeit wird maßgeblich durch die Volllaststunden und die Strombezugskosten beeinflusst. Allerdings bestehen prinzipiell auch Erlösmöglichkeiten durch die Teilnahme am Regenergiemarkt, für den der Elektrolyseur die Präqualifikationskriterien erfüllt (Michaelis, Junker & Wietschel, 2013).

Wenn PtG als Stromspeicher genutzt wird, d. h. das erzeugte Gas wird zwischengespeichert und bei Bedarf rückverstromt, kann das Konzept außerdem zur Versorgungssicherheit beitragen. Diese Option hat den Vorteil, dass die Energie über lange Zeiträume zwischengespeichert werden kann, allerdings ist der Gesamtwirkungsgrad

gering, sodass eine direkte Nutzung des Gases, wie in Abbildung 4 dargestellt, gegenüber der Rückverstromung in der Regel zu bevorzugen ist (Albrecht et al., 2013; Stolzenburg et al., 2014).

ii. Power-to-Gas als zuschaltbare Last in Schleswig-Holstein

Zuschaltbare Lasten dienen dazu, kurzfristig die Stromnachfrage zu erhöhen, wenn lokal ein Stromüberangebot auftritt. Damit sind sie geeignet, Strom aufzunehmen, der andernfalls als Ausfallarbeit bzw. im Rahmen eines Einspeisemanagements abgeregelt wird. Dies tritt insbesondere bei der Stromeinspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien auf, wenn entweder die Nachfrage bei hohem Stromangebot zu gering ist oder aufgrund von Netzengpässen nicht die gesamte Strommenge aufgenommen werden kann.

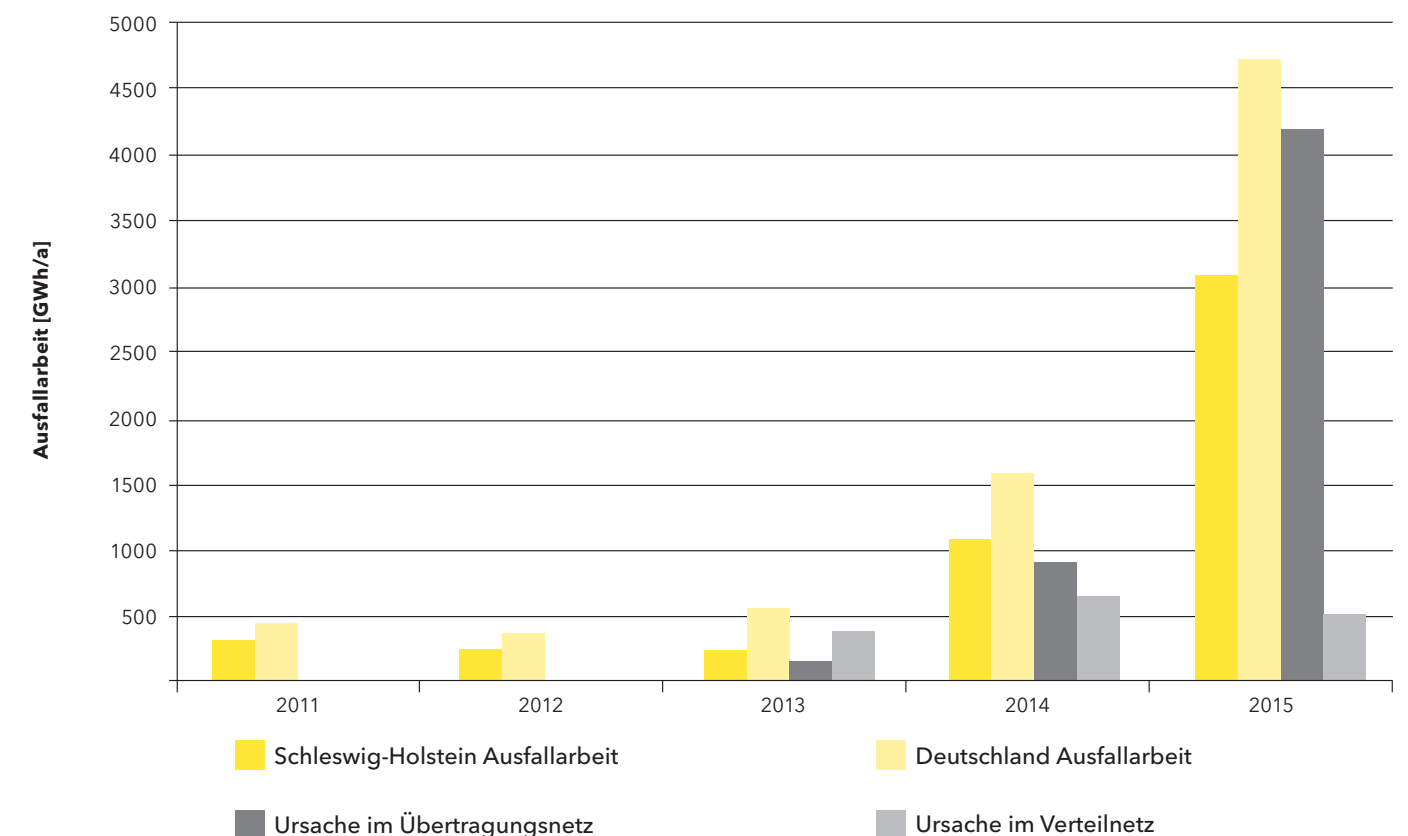
Historische Entwicklung der Ausfallarbeit in Schleswig-Holstein

In den vergangenen Jahren hat die Ausfallarbeit sowohl in Schleswig-Holstein als auch in ganz Deutschland stark zugenommen. Insbesondere im Jahr 2015 war eine Verdreifung gegenüber dem Vorjahr festzustellen (siehe Abbildung 5). Ursache hierfür ist hauptsächlich, dass der EE-Ausbau schneller umgesetzt wird als die notwendigen

Maßnahmen zum Ausbau und zur Verstärkung der Netze. Insbesondere Umspannwerke, die zur Rückspeisung von EE-Strom in die Höchstspannungsebene benötigt werden, sind noch nicht verfügbar. Daher waren v. a. Engpässe im Übertragungsnetz für die Abregelung verantwortlich (siehe Abbildung 5), auch wenn die Durchführung bei 93 Prozent der gesamten Ausfallarbeit auf den Verteilnetzbetreiber zurückgeht, der Unterstützungsmaßnahmen im Auftrag des Übertragungsnetzbetreibers durchgeführt hat. Des Weiteren können Netzausbaumaßnahmen in der Bauphase zu einer vorübergehenden Erhöhung der Netzengpässe führen

(BNetzA, 2016). Als weiterer Faktor ist zu berücksichtigen, dass im Jahr 2015 die Wetterverhältnisse zu einer starken Einspeisung der Windenergieanlagen geführt haben. Etwa 87 Prozent der Ausfallarbeit in Deutschland (BNetzA, 2016) und 89 Prozent in Schleswig-Holstein (Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein & Schleswig-Holstein Netz, 2016) entfallen im Jahr 2015 auf Windenergieanlagen. Erstmals waren auch Offshore-Anlagen von den Einspeisemanagement-Maßnahmen betroffen, wenn auch nur in geringem Umfang von insgesamt 16 Gigawattstunden (BNetzA, 2016).

Abbildung 5:
Entwicklung der Ausfallarbeit in Deutschland
und Schleswig-Holstein (Quelle: Eigene
Darstellung basierend auf BNetzA, 2016,
BNetzA, 2015a-c, Ministerium für Energiewende,
Landwirtschaft, Umwelt und ländliche
Räume Schleswig-Holstein, 2015a)



Zukünftige Entwicklung der Ausfallarbeit in Schleswig-Holstein

In Schleswig-Holstein wurden im Jahr 2015 etwa 17,5 Terawattstunden Strom mittels erneuerbarer Energien erzeugt, womit erstmals der jährliche Bruttostromverbrauch von circa 16 Terawattstunden überschritten wurde. Etwa 13 Terawattstunden wurden aus Windenergie gewonnen (Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein & Schleswig Holstein Netz, 2016). Es wird erwartet, dass im Jahr 2016 die Ausfallarbeit weiter angestiegen ist, da sich die Netzausbauprojekte noch im Planungs- oder Ausführungsstadium befinden. Die durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlichten Zahlen für das erste Quartal 2016 belegen diesen Trend, da der Umfang des Einspeisemanagements im ersten Quartal bereits höher ausfällt als im Vergleichsquartal Jahr 2015. Ab 2017 ist eine Entspannung und sogar eine regionale Reduzierung von Einspeisemanagement-Maßnahmen möglich, wenn die Netzteile in der Höchstspannungsebene wie vorgesehen im Raum Dithmarschen in Betrieb genommen werden (Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein & Schleswig Holstein Netz, 2016).

Nach einer Studie von Fraunhofer IWES und Ecofys (2014) würde bei einem Ausbau der Windenergie auf 12,6 Gigawatt bis zum Jahr 2025 die Stromerzeugung aus Wind auf 35 bis 40 Terawattstunden ansteigen (Fraunhofer IWES & Ecofys, 2014). Dies entspräche in etwa den Zielen der Landesregierung Schleswig-Holsteins, die bis 2025 eine Windstromerzeugung von fast 36 Terawattstunden anvisiert (Landesregierung Schleswig-Holstein, 2015). Ein derartiger Ausbau würde unter den heute verfügbaren Netzaustauschkapazitäten eine maximale Abregelung von 5,1 Gigawatt hervorrufen und eine Abregelenergie von 2,7 Terawattstunden (Fraunhofer IWES & Ecofys, 2014). Diese würden sich auf 1.600 Stunden im Jahr verteilen. Werden allerdings die erwarteten Netzausbaumaßnahmen umgesetzt, würden keine Engpässe im Übertragungsnetz auftreten, sodass keine Abregelung mehr nötig wäre (Fraunhofer IWES & Ecofys, 2014). Diese Berechnungen verdeutlichen, dass die Ausfallarbeit stark von dem umgesetzten Netzausbau abhängig ist.

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber wird jedoch auch eine Abregelung

an EE-Anlagen bei erfolgtem Netzausbau unterstellt (sogenannte Spitzenkappung). Insgesamt weist der Netzentwicklungsplan 2025 eine Abregelung von circa 2,7 Terawattstunden im Jahr 2025 auf, die insbesondere die nördlichen Bundesländer und die dort installierten Windenergieanlagen betreffen (Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein & Schleswig Holstein Netz, 2015b).

Nutzung nicht (wirtschaftlich) nachgefragter Strommengen durch zuschaltbare Lasten

Derzeit werden Strommengen, die von keinem Verbraucher aufgenommen werden, abgeregelt, da sich ihre Speicherung oder Umwandlung noch nicht rentiert. Unter nicht wirtschaftlich nachgefragten Strommengen wird verstanden, dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen abgeregelte Strommengen nicht von potenziellen Nutzern nachgefragt werden, da die Summe der regulär anfallenden Steuern, Entgelte und Umlagen die Zahlungsbereitschaft übersteigt. Eine Möglichkeit, die nicht - bzw. nicht zu wirtschaftlichen Bedingungen - nachgefragten Strommengen regional nutzbar zu machen, bieten zuschaltbare Lasten. Hierfür stehen neben Power-to-Gas verschiedene Anwendungen zur Verfügung, die im Folgenden vorgestellt und kurz bewertet werden sollen.

Optionen für die Lastzuschaltung

Eine Nachfrageeinheit eignet sich als zuschaltbare Last, wenn sie die nötige Flexibilität aufweist, um schnell auf eine Aktivierung zu reagieren. Neben PtG bestehen weitere geeignete Technologien. Eine kostengünstige Option stellen Power-to-Heat (PtH) Anwendungen (z. B. elektrische Heizstäbe oder Wärmepumpen) dar, da sie eine vergleichsweise geringe Gesamtinvestition aufweisen (vgl. Tabelle 2). Speichertechnologien eignen sich ebenfalls gut zur Aufnahme von Strom und können bei Bedarf den Strom wieder rückspeisen. Ihre Investitionen hängen stark von der jeweiligen Technologie ab.

Des Weiteren bieten sich zuschaltbare industrielle Verbraucher an, um die Nachfrage kurzfristig anzuheben. Geeignete Anwendungen finden sich in der Papierindustrie, in der Chlorelektrolyse, in Elektrostahlwerken, in der Zementherstellung und Behälterglasindustrie sowie in der Aluminiumelektrolyse und der Luftzerlegung. Die Kosten variieren stark nach Anwendung. In der Papier-

industrie fallen durchschnittlich etwa 17.000 Euro pro Megawatt pro Jahr für laufende fixe und Bereitstellungskosten an. Hinzu kommen ggf. noch einmalige Fixkosten in Höhe von etwa 4.400 Euro pro Megawatt, falls eine neue Steuerungstechnik und Umorganisation benötigt wird (SUER & Fraunhofer ISI, 2016). Damit zeigt sich, dass in der Industrie ein vergleichsweise kostengünstiges Potenzial erschlossen werden kann.

Wirtschaftlichkeit der zuschaltbaren Lasten

Zum ökonomischen Vergleich der verschiedenen Optionen werden für PtH und die Speichertechnologien sowie PtG (ohne Rückverstromung) die jährlichen Kapitalkosten eines Systems mit einem Megawatt Anschlussleistung und acht Megawattstunden Speicherkapazität berechnet. Das Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung wird mit dem Faktor acht angesetzt, da die Einspeisemanagement-Aktivierungen im Jahr 2015 in

Schleswig-Holstein im Mittel acht bis neun Stunden dauerten (SUER & Fraunhofer ISI, 2016).

Abbildung 6 zeigt, dass der Pumpspeicher für diese Auslegung die bisher kostengünstigste Option ist. Die Lithium-Ionen-Batterie weist vergleichsweise hohe Kosten auf, die die Blei-Säure-Batterie deutlich unterbietet. PtG bietet den Vorteil, dass die Investition in den unterirdischen Wasserstoffspeicher gering ist, daher sind die Kapitalkosten ebenfalls vergleichsweise niedrig. Es wird erwartet, dass die Investition in die Elektrolyse zukünftig weiter sinkt, sodass auch die Kapitalkosten deutlich abnehmen. Bei PtH fallen in geeigneten Anwendungen heute schon vergleichsweise geringe Kosten an. Zu berücksichtigen ist, dass neben den kalkulierten Kapitalkosten noch variable Kosten - insbesondere für den Strombezug und den Betrieb - anfallen.

Tabelle 2:
Investitionen in Power-to-Heat
und andere Speicher

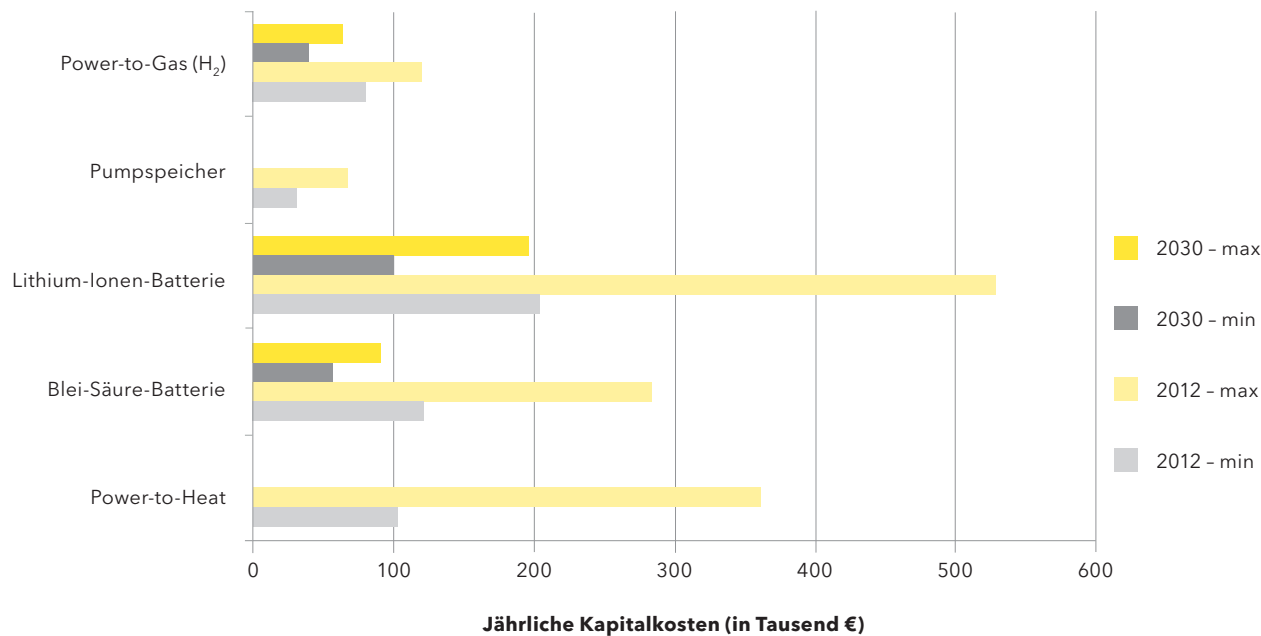
	Leistungsbezogene Investitionen (in €/kW)		Kapazitätsbezogene Investitionen (in €/kWh)		Quelle
	2012	2030	2012	2030	
Power-to-Heat			100 - 350		Agora Energiewende (2014a)
Blei-Säure-Batterie	150 - 200	35 - 65	100 - 250	50 - 80	Fuchs et al. (2012)
Lithium-Ionen-Batterie	150 - 200	35 - 65	300 - 800	150 - 300	Fuchs et al. (2012)
Pumpspeicher	500 - 1.000		5 - 20		Fuchs et al. (2012)
Power-to-Gas (H ₂)	1.000 - 1.500	500 - 800	0.3 - 0.6	0.3 - 0.6	Fuchs et al. (2012)

Für Power-to-Gas wird außerdem berechnet, welche Gesteungskosten für Wasserstoff unter den angenommenen Investitionen und bei einem Wirkungsgrad von 75 Prozent (2012) und 80 Prozent (2030) in Abhängigkeit der Auslastung entstehen. Dabei wird in Abbildung 7 ein kostenloser Strombezug und in Abbildung 8 ein Strombezug zu 30 Euro pro Megawattstunde unterstellt. Weitere Kosten für Wartung, Personal etc. werden vernachlässigt.

Um zu zeigen, welche Gesteungskosten mit einem weit verbreiteten konventionellen Konkurrenzverfahren möglich sind (Wasserstoff wird heute überwiegend über die Erdgasreformierung hergestellt), sind zusätzlich die Gesteungskosten der Erdgasreformierung dargestellt.¹ Sie wurden mit einem Grenzübergangspreis von Erdgas in Höhe von 25 Euro pro Megawattstunde berechnet und belaufen sich auf 30 Euro pro Megawattstunde Wasserstoff (Müller-Syring et al., 2013).

Anhand der beiden Abbildungen (7 und 8) wird deutlich, dass eine erhebliche Reduktion der Gesteungskosten durch eine Auslastung von mehreren tausend Stunden erreicht werden kann. Beim kostenlosen Strombezug sind in 2012 über 2.000 und in 2030 über 1.000 Volllaststunden nötig, um die Gesteungskosten der Erdgasreformierung zu unterbieten. Bei einem Strombezug zu 30 Euro pro Megawattstunde müssen je nach Fall etwa 5.000 Volllaststunden oder mehr erzielt werden. Dies verdeutlicht den großen Einfluss der Strombezugskosten auf die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen. Bei einer Auslastung von 1.600 Stunden, an denen nach Fraunhofer IWES und Ecofys (2014) im Jahr 2025 Abregelungen bei gleichbleibenden Netzkapazitäten in Schleswig-Holstein auftreten könnten, wäre ein wirtschaftlich konkurrenzfähiger Betrieb der Elektrolyse somit nur bei nahezu kostenlosem Strombezug möglich.

Abbildung 6:
Jährliche Kapitalkosten von Power-to-Heat und Speichern (Beispielsystem mit 1 MW und 8 MWh, Zins 8 %, Lebensdauer nach Fuchs et al., 2012 (Quellen: Agora Energiewende, 2014a, Fuchs et al., 2012))



¹ Die Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasreformierung sind für eine Auslastung von 8.000 Stunden angegeben, da diese Anlagen in der Regel durchgängig betrieben werden.

Bedarf an alternativen Kraftstoffen in Wärme- und Verkehrssektor und Industrie

Der Nutzen von Power-to-Gas (PtG) ist nicht auf den Stromsektor beschränkt, bei dem durch flexible Nachfragesteuerung andernfalls abgeregelte Strommengen aufgenommen werden können. Der aus erneuerbaren Energien hergestellte Wasserstoff kann im Wärme- und Verkehrssektor, aber auch in der Industrie dazu beitragen, konventionelle Energieträger zu ersetzen. Für eine Erreichung der Klimaziele ist die Nutzung von strombasierten Kraftstoffen unumgänglich.

Im Verkehrssektor bietet sich PtG in verschiedenen Anwendungsbereichen an. Beim Pkw wird seit Jahren die Verwendung von Wasserstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen (BZ-Fahrzeugen) erforscht und erste kommerzielle Fahrzeuge sind auf dem Markt. Gerade im Bereich der Langstreckenmobilität können sich BZ-Pkw gegenüber Elektrofahrzeugen mit Batterie eher durchsetzen, da hier

hohe Speicherkapazitäten benötigt werden, die bei rein elektrischen Antrieben mit hohem Gewicht, Volumen und Kosten verbunden sind. Dies macht den Wasserstoff-einsatz auch bei leichten Nutzfahrzeugen sowie dem Straßengüterverkehr als Option zur Dekarbonisierung interessant. Gerade für den Straßengüterfernverkehr, der einen hohen Anteil an den Treibhausgasemissionen im Verkehr aufweist und der gemäß vieler Prognosen künftig weiter steigen wird, ist Wasserstoff eine wichtige Alternative. Daneben können alternative strombasierte Kraftstoffe wie Methan oder Methanol zum Einsatz kommen, die ebenfalls für die Nutzung im Fernverkehr geeignet sind und auf Wasserstoff basieren.

Wasserstoff ist auch eine Option, um bei derzeit nicht elektrifizierten Bahnstrecken fossile Kraftstoffe durch Erneuerbare zu ersetzen. Eine Zukunftsoption im Wärmebereich sind die Mikro-KWK-Anlagen (kleine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen) zur Strom- und

Abbildung 7:
Wasserstoffgestehungskosten von PtG bei kostenlosem Strombezug

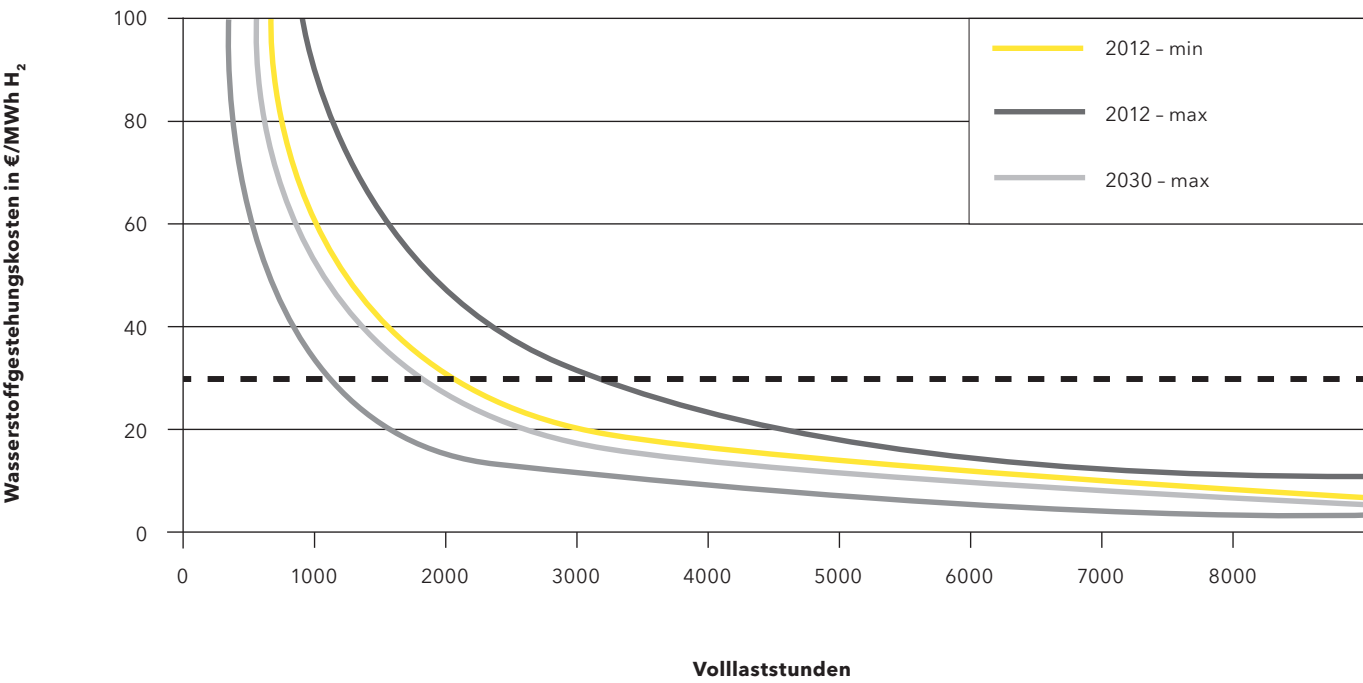
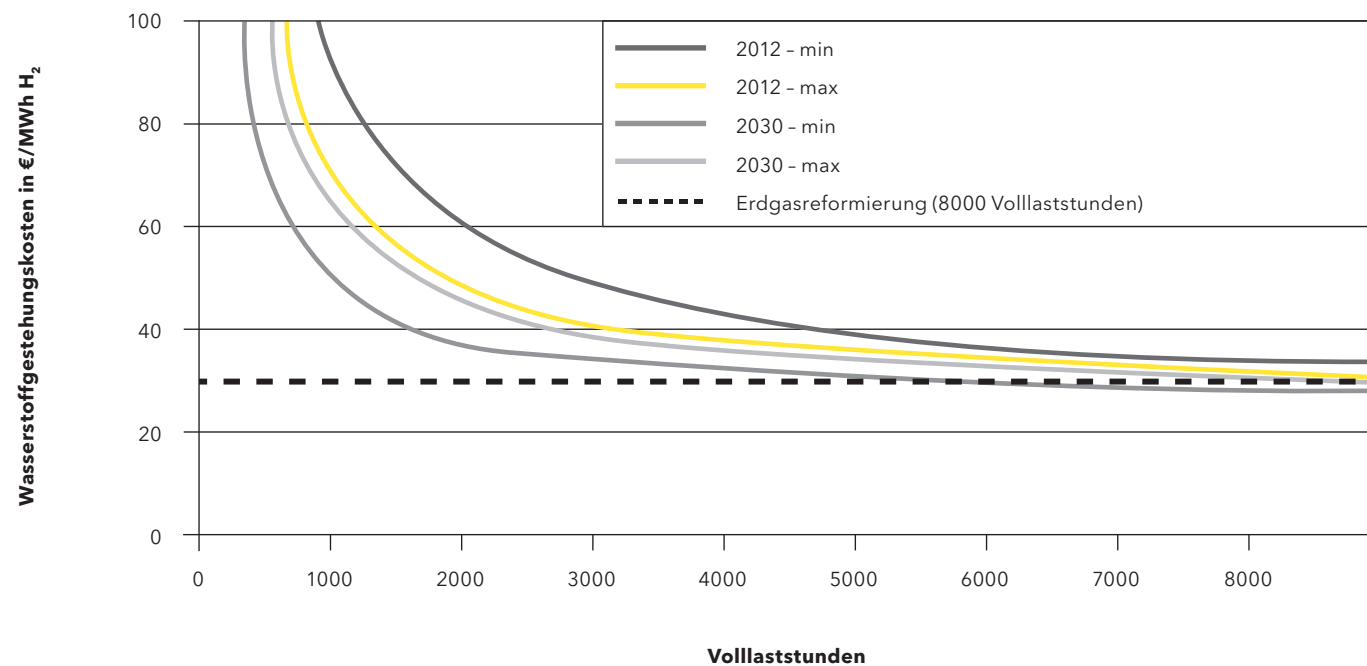


Abbildung 8:
Wasserstoffgestehungskosten von PtG
bei Strombezugskosten von 30 €/MWhel



Wärmeversorgung im Hausenergiebereich durch Brennstoffzellen. Diese sind entweder Niedertemperaturbrennstoffzellen, die direkt mit Wasserstoff betrieben werden oder Hochtemperaturbrennstoffzellen auf Gasbasis. Gerade bei einem sinkenden Wärmebedarf durch die Energiewende können diese Anlagen interessant werden, weil sie im Vergleich zu anderen Mikro-KWK-Technologien mehr Strom als Wärme erzeugen.

iii. Zusammenfassung: Power-to-Gas als zuschaltbare Lastanwendung

In den letzten Jahren sind die abgeregelten Strommengen in Schleswig-Holstein und Deutschland kontinuierlich gestiegen, sodass sich die Frage stellt, ob durch zuschaltbare Lasten diese Strommengen nutzbar gemacht werden können. Die Analyse hat gezeigt, dass die Ausfallarbeit stark von der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen, v. a. im Übertragungsnetz, abhängt. Es ist davon auszugehen, dass kurzfristig weiterhin Abregelungen nötig werden, die jedoch zurückgehen können, wenn der Netzausbau wie geplant umgesetzt wird. Bei

Verzögerungen können Abregelungen auch mittel- bis langfristig auftreten, wenn keine anderen Abnehmer für den andernfalls abgeregelten Strom bereit stehen.

Der Bau von Power-to-Gas-Anlagen stellt eine Möglichkeit dar, um kurzfristig auftretende Erzeugungsüberschüsse durch Erhöhung der Stromnachfrage des Elektrolyseurs aufzunehmen. Mit PtG kann so Wasserstoff oder Methan auf Basis von Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt werden. Die Herausforderung liegt derzeit v. a. in der Wirtschaftlichkeit, denn damit sich die Investition rentiert, sind Volllaststunden im Bereich mehrerer tausend Stunden nötig. Für die Zukunft wird jedoch eine Reduktion der Investition und einer Wirkungsgradsteigerung erwartet. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass auch andere Optionen wie Power-to-Heat oder industrielle Verbraucher eine attraktive Option für die Nutzung von andernfalls abgeregeltem Strom darstellen, die in Konkurrenz zu PtG stehen.

Unabhängig von den Kosten von PtG ist die Herstellung von strombasierten Kraftstoffen ein wichtiger Baustein

für die Erreichung der Klimaziele. Eine Reduktion von Treibhausgasen ist in begrenztem Maße durch eine Steigerung der Energieeffizienz möglich und Elektromobilität kann einen großen Beitrag zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors leisten. Jedoch ist die Anwendung von Elektromobilität aufgrund der geringen Energiedichte der Batterien auf Anwendungen beschränkt, bei denen die begrenzte Reichweite keine Herausforderung darstellt. Für den Straßengüterfernverkehr und den Schiffs- und Schienenverkehr bieten sich interessante Potenziale für die Nutzung alternativer Kraftstoffe wie Wasserstoff oder Flüssigerdgas (LNG) an. Auch im Wärmesektor kann die Nutzung erneuerbarer Gase dazu beitragen, die Emissionen zu senken, wenn z. B. Sanierungsraten nicht wie eigentlich benötigt eingehalten werden können und somit der Wärmebedarf nicht in ausreichendem Umfang sinkt. Zudem kann die Substitution von konventionell durch erneuerbar hergestellten Wasserstoff in der Industrie zur Senkung der Treibhausgasemissionen beitragen. Damit zeigt sich, dass für die Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien vielfältige Absatzmöglichkeiten bestehen. Aktuell stellt sich aber die Frage, ab wann mit einem wirtschaftlichen Einsatz von PtG zu rechnen ist.

PtG kann als zuschaltbare Lastanwendung dazu beitragen, den andernfalls abgeregelten Strom zu nutzen und diesen in Form eines gasförmigen oder flüssigen Energieträgers für andere Sektoren bereitzustellen. Zum heutigen Zeitpunkt kann eine Investition jedoch nur dann wirtschaftlich werden, wenn der Strombezug kostenlos ist und die Anlage hohe Volllaststunden aufweist. In den meisten Fällen ist somit ein Betrieb nur durch Förderung möglich, mit dem Ziel, den Einsatz der Technologie zu testen und zu erforschen, damit die Voraussetzungen für einen Einsatz in der Zukunft verbessert werden. Vor diesem Hintergrund kann das angestrebte Verbundvorhaben zur Nutzung von Elektrolyseuren dazu beitragen, neue Erkenntnisse über die Betriebsweise der Technologie und der Verwertung von Wasserstoff zu gewinnen.

Langfristig und vor dem Hintergrund der ambitionierten Pariser Klimaziele ist die Sinnhaftigkeit von PtG nicht an netzbedingte Abregelungen erneuerbarer Stromerzeugung gebunden, sondern kann aus heutiger Perspektive notwendig werden, um eine erfolgreiche Dekarbonisierung des Energiesystems unter Wahrung der Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

c. Die wirtschaftspolitische Bedeutung des Verbundvorhabens: Erschließung neuer Wertschöpfungspotenziale in Schleswig-Holstein

In diesem Abschnitt soll das Verbundvorhaben im Kontext der wirtschaftlichen Entwicklung Schleswig-Holsteins betrachtet werden. An die Darstellung der vergangenen Entwicklung und des Status Quo (mit Schwerpunkt auf der Energiewirtschaft), schließt sich eine Auslotung des Zukunftspotenzials einer Wasserstoffwirtschaft an.

i. Wirtschaftliche Entwicklung unter besonderer Berücksichtigung erneuerbarer Energien

Jens Born, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES) Flensburg

Aufgrund seiner geografischen Lage zwischen der Nord- und Ostsee und als nördlichstes Flächenland Deutschlands ist Schleswig-Holstein seit alters durch Fischerei, Seefahrt und Landwirtschaft und den damit verbundenen Industrien geprägt. Bis vor wenigen Jahrzehnten gab es nur eine Universität und keine Forschungseinrichtungen.

Die Ernährungsindustrie in Schleswig-Holstein war historisch mittelständisch und regional verteilt. Im Zuge der Konzentration in den vergangenen Jahrzehnten sind viele Branchen aus Schleswig-Holstein – insbesondere von der Westküste – abgewandert (Fischverarbeitung, Molkereien, Schlachthöfe) oder verschwunden (Zuckerindustrie, Getreidemühlen).

Die wirtschaftliche Bedeutung des Schiffbaus hat im Zuge der weltweiten Krisen und Umstrukturierungen in der Branche in den siebziger und achtziger Jahren des vorigen Jahrhunderts abgenommen. Geblieben sind der Spezialschiffbau und die Schiffsreparatur in den Ostseestädten Kiel mit der größten deutschen Werft (Thyssenkrupp Marine Systems GmbH, TKMS) sowie Rendsburg und Flensburg.

Schleswig-Holstein ist arm an Rohstoffen. Es gab geringe Ressourcen an Öl und Gas in der Nord- und Ostsee, von denen aber nur noch die Mittelplate im Wattenmeer exploriert wird. Die Raffinerie Heide in Hemmingstedt als

einzigste Raffinerie in Schleswig-Holstein verarbeitet u. a. das Öl aus dieser Quelle.

Die Metropole Hamburg hatte und hat für Schleswig-Holstein in jeder Hinsicht eine enorme Attraktion: Zu Zeiten des Wirtschaftswunders zog sie viele Arbeitskräfte an, die zuvor als (hauptsächlich aus den ehemaligen deutschen Ostgebieten geflohene) Tagelöhner in der Landwirtschaft gearbeitet hatten, und forcierte die Konzentration in der Land- und Ernährungswirtschaft, speziell im Westen und Norden Schleswig-Holsteins. In diesen Boom-Zeiten entwickelte der damalige Hamburger Wirtschaftssenator Helmut Kern den Wirtschaftsentwicklungsplan „Hamburg im Jahr 2000“. Dieser Plan sah vor, die Unterelberegion von Hamburg bis zur Elbmündung durchgehend zu industrialisieren (Kern, 1969). Zur energetischen Versorgung der anzusiedelnden Industrie waren 40 Atomkraftwerke vorgesehen. Auf der schleswig-holsteinischen Seite der Elbe wurden lediglich die beiden Atomkraftwerke Brunsbüttel und Brokdorf sowie der Chemiapark und der Hafenausbau in Brunsbüttel umgesetzt. Aufgrund der demografischen und kulturellen Entwicklung sowie durch die finanzielle Attraktivität zog es seit den Siebzigerjahren viele Betriebe in den Speckgürtel der Metropolregion. Die Länder Hamburg und Schleswig-Holstein kooperieren wirtschaftlich und politisch. Die aktuell bedeutsamste Kooperation ist das Projekt der Norddeutschen Energiewende (NEW 4.0).

Status Quo

Schleswig-Holstein ist das nördlichste Bundesland. Es hat 2,86 Millionen Einwohner auf 15.800 Quadratkilometern (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2017). Es gibt vier kreisfreie Städte, von denen die drei größten an der Ostsee liegen, die durch Handel, Verkehr, Ernährungswirtschaft und Schiffbau eine der drei wirtschaftlichen Großräume bilden. Der zweite wirtschaftliche Großraum ist die Metropolregion Hamburg (Speckgürtel, der geprägt ist durch Maschinenbau und Dienstleistungen) sowie die strukturschwache Westküste (Landwirtschaft und erneuerbare Energien). Der Tourismus spielt sowohl an der Nordseeküste als auch an der Ostseeküste sowie mit Abstrichen in der Holsteinischen Schweiz wirtschafts- und arbeitsmarktpolitisch eine wichtige Rolle.

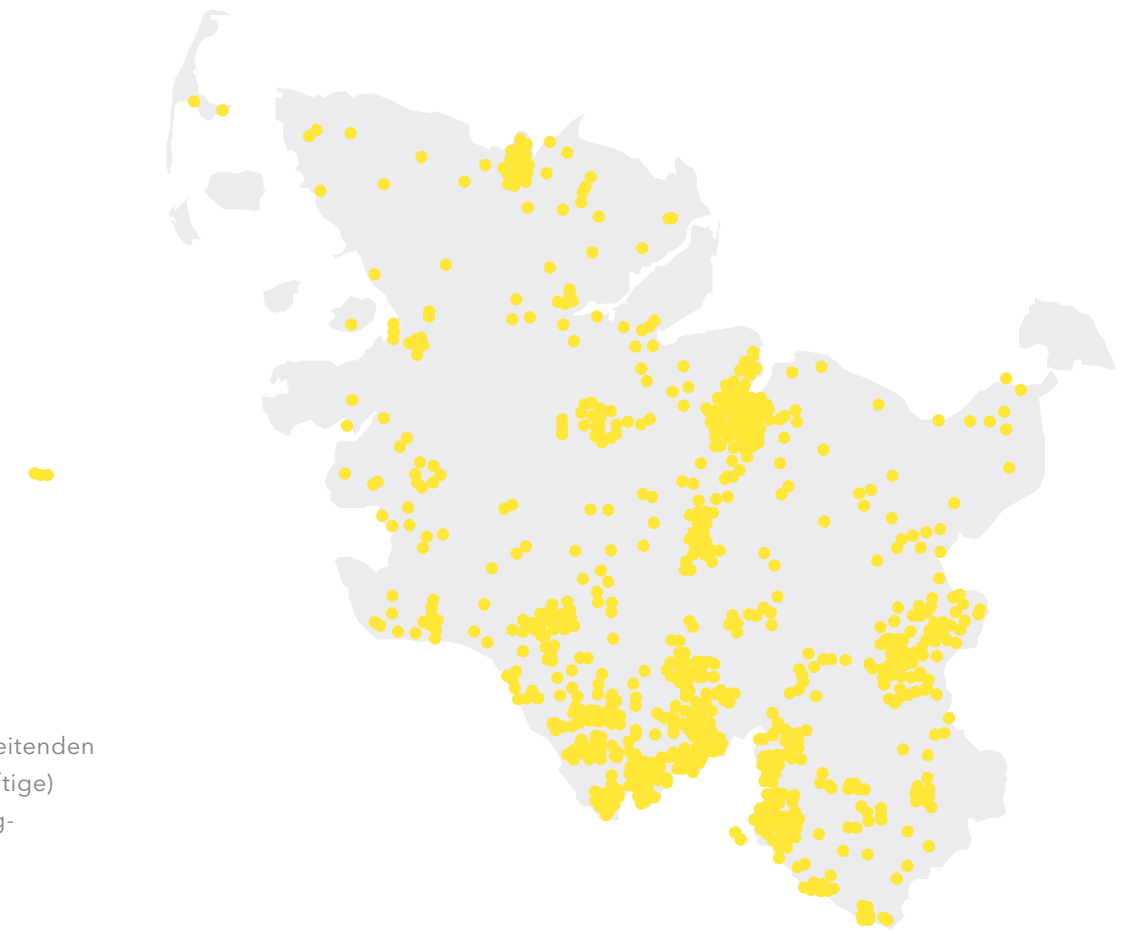


Abbildung 9:
Verteilung der verarbeitenden Betriebe (20+ Beschäftigte)
(Quelle: IHK Schleswig-Holstein, 2015)

Die wirtschaftliche Entwicklung Schleswig-Holsteins liegt unterhalb des Bundesdurchschnitts. Seit der Wiedervereinigung ist die Bruttowertschöpfung um 56,9 Prozent gestiegen, der Bundesdurchschnitt (76,1 %) und der Durchschnitt der alten Bundesländer (68,6 %) lagen höher.

In dieser Zeit ist das verarbeitende Gewerbe – die Basis vieler stark prosperierender Branchen – bundesweit um 44,4 Prozent, in den alten Bundesländern um 36,9 Prozent, aber in Schleswig-Holstein nur um 15,8 Prozent gewachsen.

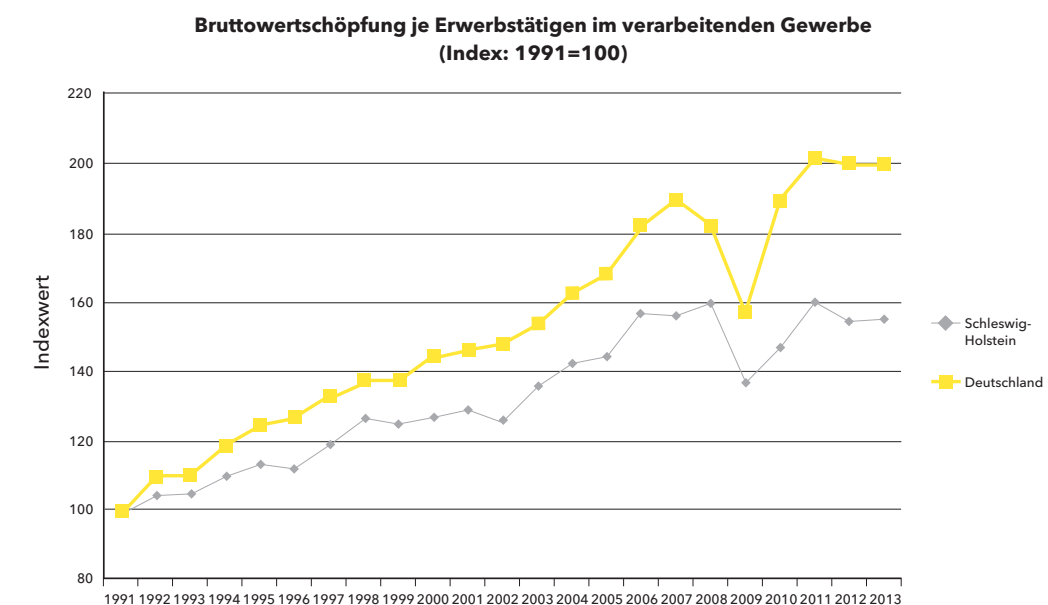


Abbildung 10:
Wertschöpfung im verarbeitenden Gewerbe
(Quelle: IHK Schleswig-Holstein, 2015)

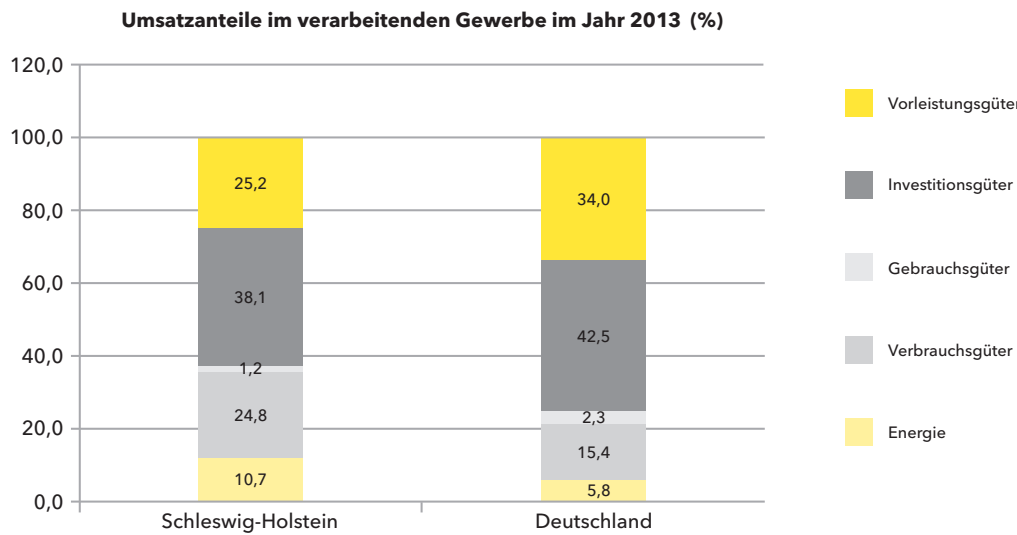


Abbildung 11:
Umsatzanteile im
verarbeitenden Gewerbe
(Quelle: IHK Schleswig-
Holstein, 2015)

Der Anteil an der Gesamtwertschöpfung sank von 2,4 Prozent auf 1,9 Prozent. Die wesentliche Ursache sieht die IHK Schleswig-Holstein im wenig wertschöpfungsintensiven Charakter der verarbeitenden Industrie in Schleswig-Holstein (siehe Abbildung 11 sowie Tabelle 3).

Veränderung Betriebe und tätige Personen im verarbeitenden Gewerbe von 2008 bis 2013

Veränderung Anzahl der Betriebe					
	Vorleistungsgüter	Investitionsgüter	Gebrauchsgüter	Verbrauchsgüter	Energie
Schleswig-Holstein	-2,1 %	-5,6 %	6,9 %	-5,1 %	20,0 %
Deutschland	0,8 %	3,1 %	-2,5 %	-3,5 %	-10,2 %
Veränderung tätige Personen					
	Vorleistungsgüter	Investitionsgüter	Gebrauchsgüter	Verbrauchsgüter	Energie
Schleswig-Holstein	-5,2 %	-3,0 %	1,2 %	-3,2 %	5,0 %
Deutschland	-0,3 %	2,4 %	-9,6 %	-1,2 %	-28,3 %

Die Rolle der regenerativen Energien

Schleswig-Holstein ist ein Pionier auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien. Schon Ende der Achtzigerjahre des vorigen Jahrhunderts startete die Landesregierung, insbesondere auf innovative Initiativen von der Westküste, ein Investitionsprogramm zur Förderung der Windenergie. In den darauf folgenden Jahrzehnten und bis heute erlebte der Ausbau einen erheblichen Boom. In dieser Zeit wurden nicht nur zahlreiche Windenergieanlagen installiert und betrieben, sondern es entwickelte sich auch eine mittelständisch geprägte Industrie von Windkraftanlagenherstellern sowie die weltweit wichtigste Windenergie-Messe „Husum Wind“ in Husum. Bedingt durch das Wachstum und die gleichzeitige Konzentration in der Herstellerbranche gibt es heute keinen Windkraftproduzenten mehr, der seinen Firmensitz in Schleswig-Holstein hat. Lediglich die Firma Senvion hat noch einen Standort in Rendsburg. Die Windmesse teilt Husum sich heute abwechselnd mit Hamburg. Eine ähnliche Entwicklung war in der Biogasbranche zu beobachten. Heute existieren nur noch ein hauptsächlich im Ausland tätiger Anlagenbauer sowie einige Ausrüster.

Eine ganz andere Richtung hat die Entwicklung im Bereich Anlagenbetrieb genommen. Hier hat es überdurchschnittliche Zuwachsraten und Diversifizierungsprozesse gegeben.

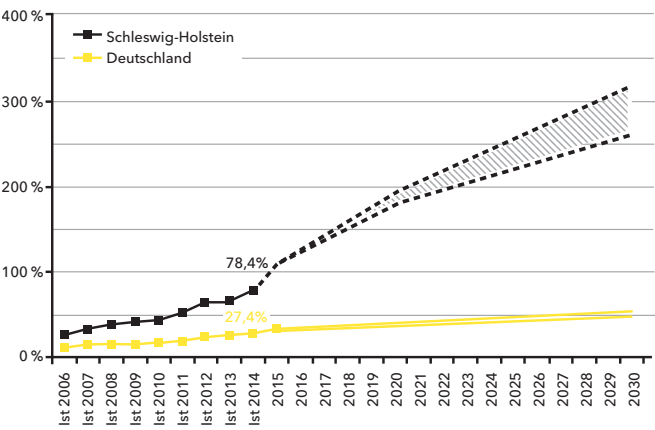
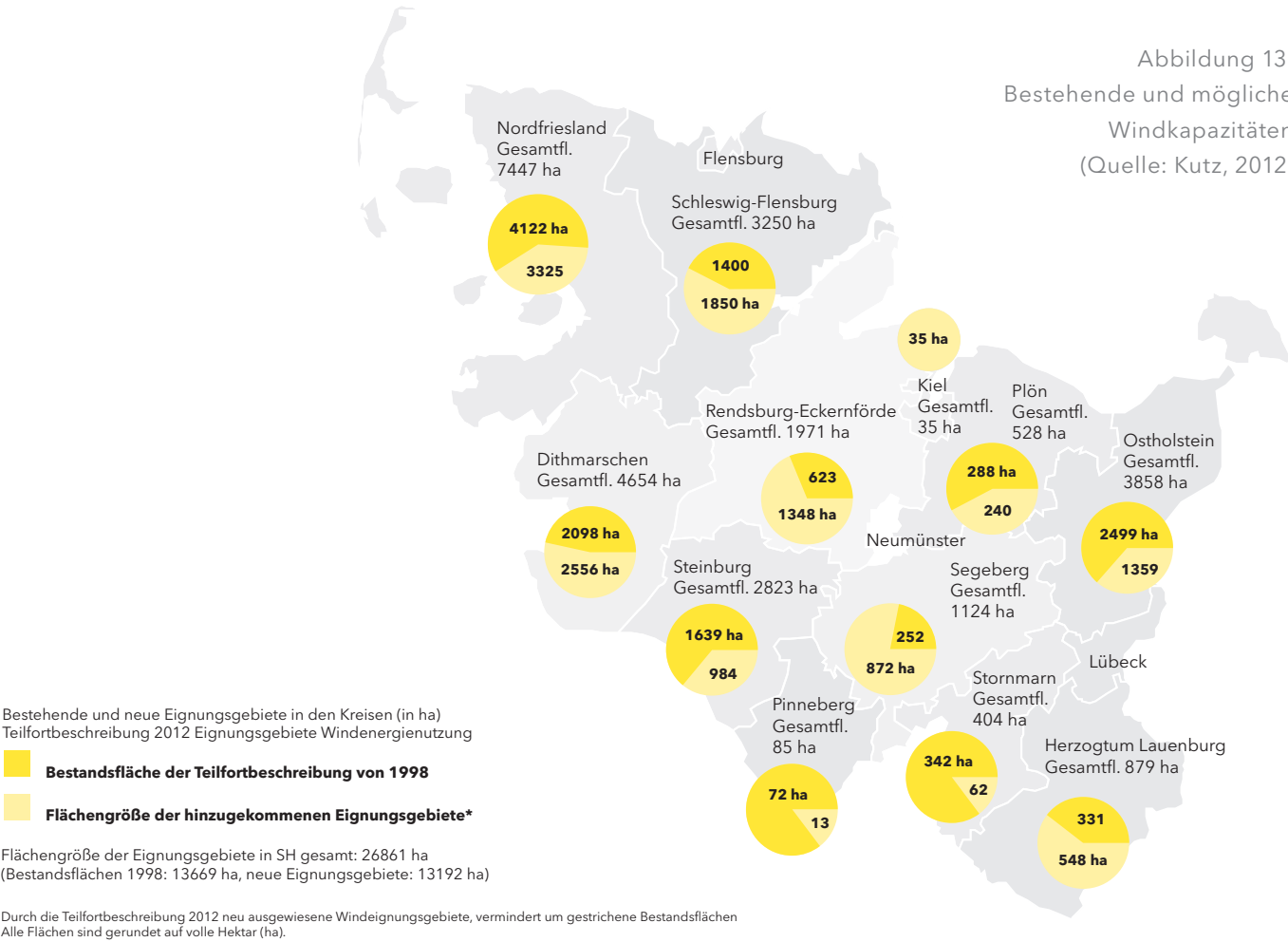


Abbildung 12:
Anteil des erneuerbaren Stroms am Gesamtverbrauch
(Quelle: Kutz, 2012)

Insbesondere die beiden wirtschaftsschwachen Kreise Nordfriesland und Dithmarschen an der Westküste sind laut energiemap.info deutschlandweit führend in der Erzeugung von regenerativer Elektrizität vor allem aus Wind, aber auch im Bereich Photovoltaik und Biogas. 2015 wurden 110 Prozent des schleswig-holsteinischen Strombedarfs rechnerisch aus erneuerbaren Energien gedeckt (Abbildung 12). Der bundesweite Anteil liegt bei 32 Prozent (Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein, 2016a). Der Anteil könnte höher sein, wenn der Netzausbau und/oder die regionale Wertschöpfung aus regenerativ erzeugtem Strom vorankommen würden. Im Jahr 2015 wurden bereits drei Terawattstunden abgeregelt (Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein, 2016b). Es bestehen weitere Ausbaumöglichkeiten, die sich im administrativen Planungsverfahren befinden (Abbildung 13).

Tabelle 3:
Veränderungen der Anzahl
der Betriebe und tätigen
Personen im verarbeiten-
den Gewerbe von 2008
bis 2013 (Quelle: IHK
Schleswig-Holstein, 2015)



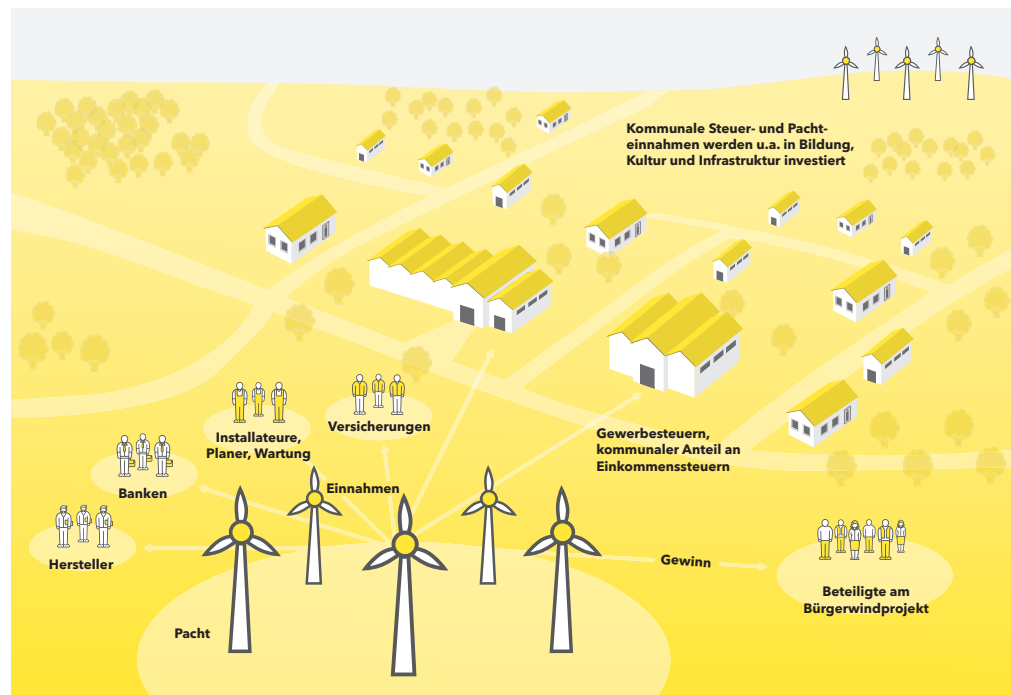


Abbildung 14:
Wertschöpfungsketten
in Bürgerwindparks
(Quelle: Kutz, 2012)

Während der Netzausbau ein bundesdeutsches Politikum ist und nur langsam vorankommt, entstehen neue Anwendungspotenziale durch die Kopplung von verschiedenen Energie-Sektoren und darüber hinaus. Besonders vereinfacht wird dieser Prozess, wenn Bürgerenergieparks bestehen, die sich aus den Anwohnern der Gemeinden konstituieren (Abbildung 14). Um diese Prozesse extensiv umzusetzen und den Wertschöpfungsprozess zu intensivieren, sind jedoch noch die gesetzlichen Rahmenbedingungen zu verbessern. Dafür engagiert sich die Landesregierung Schleswig-Holstein in Berlin. Sie verfolgt dabei die Doppelstrategie des Netzausbaus einerseits und der Erhöhung der Wertschöpfungstiefen vor Ort andererseits. Neben der Digitalisierung und dem Ausbau der maritimen Industrie ist die Energiewende wirtschaftspolitischer Schwerpunkt der Landesregierung (Albig, 2015).

Zugleich wurden erfolgreich Bundesmittel für das Gemeinschaftsprojekt Norddeutsche Energiewende (NEW 4.0) eingeworben, dessen erklärtes Ziel es ist, die Wertschöpfungstiefen der erneuerbaren Energien in Einzelprojekten zu entwickeln. Diese Einzelprojekte konzentrieren sich jedoch nicht auf die Integration der erneuerbaren Energien in den regionalen Mobilitätssektor, sondern haben als übergeordnetes Ziel eine sichere, kostengünstige, umweltverträgliche und gesell-

schaftlich akzeptierte regenerative Stromversorgung sicherzustellen. An diesem aus vielen Industriepartnern bestehenden Projekt sind Forschungseinrichtungen und Hochschulen aus Hamburg und Schleswig-Holstein beteiligt.

Eine große Anzahl vielversprechender Möglichkeiten der Steigerung von Wertschöpfungspotenzialen durch verlängerte Wertschöpfungsketten wird unter dem Begriff Power-to-X zusammengefasst. Unter Power-to-Heat versteht man beispielsweise den Versuch, Elektroenergie – oft ergänzend zu Wärme aus Biogasanlagen – zum Heizen über Nahwärmenetze zu nutzen. Diese Strategie verfolgen mittlerweile zahlreiche Gemeindewerke, Stadtwerke und Zweckverbände in Schleswig-Holstein.

Power-to-Gas ist hingegen eine Strategie, Elektroenergie via Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion einzusetzen. Dieser kann als Speicher in Brennstoffzellen genutzt, anteilig oder zu Methan umgewandelt ins Erdgasnetz eingespeist werden. Hier bieten sich Experimentierfelder für die Praxis in den Bereichen Wärme, Wasserstoffmobilität und saisonale Speicher an, besonders in Regionen mit großen Elektroenergieüberschüssen, also an der Westküste oder auf Fehmarn. In Kombination mit Biogasanlagen bieten sich Optionen zur Methanisierung und Methanolsynthese an.

Wasserstoff ist aber auch ein Grundstoff für die petrochemische und chemische Industrie, aus dem durch Kopplung mit CO₂ oder N₂ sämtliche Basischemikalien für die chemische Industrie hergestellt werden können und die Wertschöpfung um eine beliebige Fertigungstiefe erhöht werden können. Der Standort Brunsbüttel mit dem ChemCoast Park und seinen schon heute Wasserstoff verbrauchenden Industrien ist dort prädestiniert. Eines der Projekte aus NEW 4.0 befasst sich an diesem Standort mit der Produktion von Wasserstoff aus Dithmarscher Windstrom. Hier gibt es erhebliche Potenziale und Beschäftigungseffekte zu heben, und es könnte zu einem international beachteten Vorzeigeprojekt werden. Die Kombination von Industrie 4.0 und Energiewende, die einer Dezentralisierung gute Chancen eröffnet, fördert solche Entwicklungen.

Da Power-to-Gas im Fokus des Wasserstoff-Verbundvorhabens steht, sollen die wirtschaftspolitischen Potenziale an dieser Stelle noch einmal genauer betrachtet werden.

ii. Wirtschaftspolitische Chancen für den Standort Schleswig-Holstein

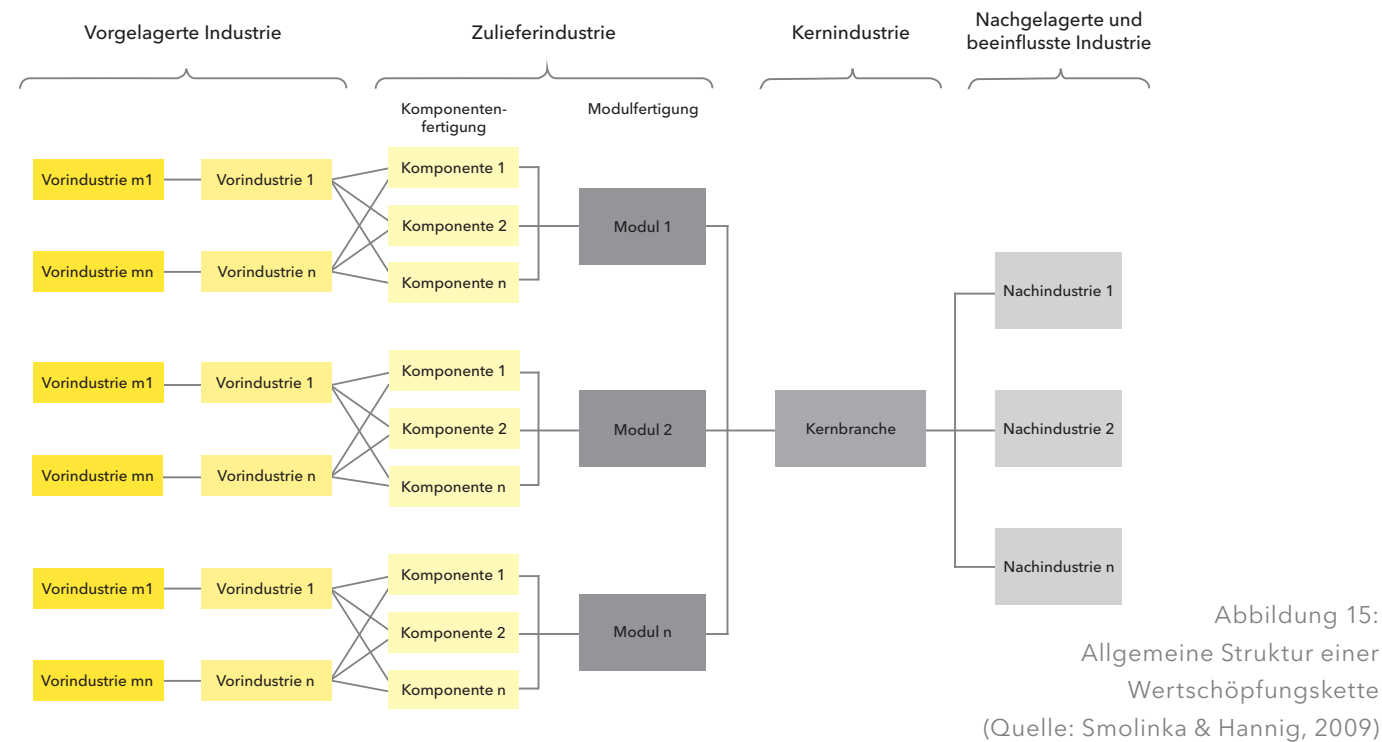
Nikolas Knetsch, Tom Smolinka, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Bei der potenziellen Nutzung von überschüssigem Windstrom für die Wasserstofferzeugung und der damit einhergehenden Verknüpfung des Strom-, Wärme- und Kraftstoffmarkts besitzt das Bundesland Schleswig-Holstein neben Mecklenburg-Vorpommern bundesweit einen Standortvorteil.

Zum einen treten insbesondere entlang der Nordseeküste bereits heute erhebliche Stromüberschüsse auf, die durch das Übertragungsnetz nicht aufgenommen werden können (Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein, 2016c). Zum anderen befinden sich in kurzer bis mittlerer Entfernung regionale städtische Zentren wie Husum, Niebüll, Flensburg und Schleswig, die aufgrund ihrer Größe eine kontinuierliche Abnahme der während der Elektrolyse anfallenden Wärme sowie des erzeugten Wasserstoffs gewährleisten können. Zudem befinden sich Kiel, Lübeck und auch Hamburg zumindest hinsichtlich der Wasserstoffversorgung in akzeptabler Reichweite.

Zur Beurteilung der industriepolitischen Chancen müssen auf Basis der Abbildung 15 verschiedene Industriezweige in der gesamten Wertschöpfungskette betrachtet werden (Smolinka & Hannig, 2009), welche in den Ausbau einer Wasserstoffwirtschaft in Schleswig-Holstein direkt oder indirekt involviert wären.

Dem Bereich „Kernindustrie“ sind Hersteller von Elektrolyse- und Power-to-Gas-Anlagen zuzuordnen. Wie in Abbildung 19 (siehe Seite 40) dargestellt, entfällt der größte Einzelposten der Investitionskosten einer PEM-Elektrolyseanlage auf die Beschaffung der Zellstapel, was für Hersteller dieser Technologie (z. B. H-TEC SYSTEMS, Siemens oder europäische Firmen wie ITM, Areva H₂Gen etc.) eine relevante Wertschöpfung darstellen kann. Deutschlandweit sind bisher auf dem Gebiet der PEM-Zellherstellung nur die beiden Unternehmen H-TEC SYSTEMS und Siemens tätig. Durch den derzeit auch international sehr kleinen Markt erfolgt die Fertigung ausnahmslos im Manufakturbetrieb und in



Kleinserie bzw. in Einzelanfertigung. Sollten die Klimaschutzziele der Bundesregierung umgesetzt und alleine in Deutschland im Gigawatt-Bereich Elektrolyseanlagen aufgebaut werden, müssen sich sowohl die Zulieferindustrie als auch die eigentlichen Herstellungsprozesse der Anlagen grundlegend wandeln und der Kreis der Akteure insgesamt erheblich vergrößern. Durch die aktuell geringe Konkurrenzsituation auf dem Gebiet können somit für Schleswig-Holstein große Potenziale erschlossen werden. Eine Förderung der entsprechenden Technologien würde die Markteinführung von PEM-Power-to-Gas-Systemen begünstigen, sodass in Schleswig-Holstein ansässige Unternehmen mittelfristig von starken positiven Effekten profitieren könnten.

Der „Zulieferindustrie“ werden Hersteller einzelner Baugruppen und Komponenten von Elektrolyseanlagen wie Rohrleitungen, Armaturen und einzelne Komponenten, die typischerweise im näheren räumlichen Umfeld des eigentlichen Anlagenherstellers angesiedelt sind, zugeordnet. Gemäß Abbildung 19 entfallen etwa 17 Prozent der Gesamtinvestition auf den Rohrleitungs- und Armaturenbau. Die Herstellung und die Verarbeitung der entsprechenden Komponenten sind aufgrund der

Materialanforderungen und der notwendigen Druckfestigkeit anspruchsvoll. Für lokale Handwerksfirmen und mittelständische Betriebe aus dem verfahrenstechnischen Bereich kann es daher einen Wettbewerbsvorteil bedeuten, sich frühzeitig mit dieser Materie zu befassen und daraus perspektivisch eine höhere Wertschöpfung zu generieren.

Andere Baugruppen der Zulieferindustrie wie die Leistungselektronik (Gleichrichter und Transformatoren) sowie Aktorik und Sensorik müssen stärker im nationalen oder auch internationalen Kontext betrachtet werden. Trotz der besonderen Anforderungen existiert für diese Baugruppen meistens bereits eine etablierte Zulieferindustrie. Die erwarteten Stückzahlen auch beim ambitionierten Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur sind im Verhältnis zu anderen Industriezweigen wie dem Chemieanlagenbau relativ gering. Hier ist eine detaillierte Marktanalyse notwendig, um die industriepolitischen Chancen für Schleswig-Holstein abzuschätzen.

Die „vorgelagerte Industrie“ ist ebenfalls nicht zwangsläufig in räumlicher Nähe angesiedelt und stellt üblicherweise Vorprodukte (Katalysatoren), einzelne Bauteile

(Komponenten wie die Membran, Dichtungen oder Zellrahmen) und vorverarbeitete Materialien (Elektroden) her. Typischerweise handelt es sich dabei um national oder international tätige Industrieunternehmen, die unterschiedliche Branchen beliefern, sodass weder positive noch negative Effekte für die Wertschöpfung in Schleswig-Holstein vorhergesagt werden können.

Abbildung 15 bezieht sich nur auf die eigentliche Elektrolyseanlage. Weitere Komponenten und Subsysteme der nachgelagerten Power-to-Gas-Anlage wie Stahlbau, Armaturen, Behälter, Rohre, Pumpen, Filter etc. sind nicht dargestellt, werden jedoch wiederum dem chemischen Anlagenbau zugeordnet und befinden sich damit typischerweise im näheren räumlichen Umfeld zum eigentlichen Anlagenhersteller. Hinsichtlich der industriepolitischen Chancenbetrachtung in Schleswig-Holstein wird bei diesen Baugruppen daher ebenfalls von positiven Effekten ausgegangen. Die in Schleswig-Holstein vorhandene Zulieferindustrie in den Bereichen Gas- und Ölwirtschaft sowie Windenergie sollten dem Land eine gute Ausgangslage zur Etablierung einer konkurrenzfähigen Wertschöpfungskette für Power-to-Gas-Technologien ermöglichen.

Auch für die nachgelagerten Industrien sollten sich positive wirtschaftliche Effekte durch den Aufbau einer Power-to-Gas-Industrie ergeben. Die Erzeugung von Wasserstoff als Kraftstoff zur Versorgung des regionalen, öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) kann – gerade vor dem Hintergrund einer künftigen Ressourcenknappheit und damit potenziell steigender Preise für fossile Kraftstoffe –, einen Wettbewerbsvorteil für die Betreiber des ÖPNV darstellen, die hier der „nachgelagerten Industrie“ zugeordnet werden können, auch wenn es sich bei ihnen eher um Dienstleistungsunternehmen handelt.

Deren Wertschöpfung kann durch die Integration der Power-to-Gas-Technologien in den EE-Bereich größtenteils von multinationalen Ölkonzernen entkoppelt und hin zu (auch metropolregionalen versorgenden) regionalen Energieversorgern, Power-to-Gas-Anlagenbetreibern und Betreibern lokaler Windenergieanlagen verlagert werden.

Der Aufbau einer lokalen Wasserstoffwirtschaft auf Basis von PEM-Elektrolyseanlagen hat für die beteiligten Industrie- und Wirtschaftsunternehmen in Schleswig-Holstein zudem den Vorteil der räumlichen Nähe zu den Power-to-Gas-Anlagen. Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen können somit kurzfristig und direkt durch die Herstellerfirmen durchgeführt werden. Dadurch lassen sich sowohl bei Herstellerfirmen als auch bei Anlagenbauern Lerneffekte erzielen. Dieser technologische Vorteil könnte die lokale Wirtschaft entlang der eher strukturschwachen schleswig-holsteinischen Nordseeküste langfristig auf dieses neue Geschäftsfeld vorbereiten und ließe sich, bei einem möglichen weiteren Ausbau der Wasserstoffwirtschaft, sowohl regional als auch überregional nutzen.

Die deutsche Automobilindustrie sowie die vorgelagerte Zulieferindustrie sind in Schleswig-Holstein schwach vertreten. Es ist daher kein direkter negativer Einfluss auf Wertschöpfung und Arbeitsplätze durch den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft und die damit einhergehende sektorenübergreifende Energiewende innerhalb Schleswig-Holsteins zu erwarten. In Gegenteil können regionale Energieversorgungsunternehmen, wie Stadtwerke, durch die verstärkte Transformation hin zu einer strombasierten Wärme- und Kraftstofferzeugung eher zu den Profiteuren gezählt werden.

d. Die industriepolitische Bedeutung des Verbundvorhabens: Förderung heimischer Technologien in der Markteinführungsphase

Nikolas Knetsch, Tom Smolinka, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

i. Einführung in das Power-to-Gas-Verfahren mittels der PEM-Technologie

Der Begriff Power-to-Gas (PtG) bezeichnet die Umwandlung von elektrischer Energie (Strom) in chemische Energie (Gas) mittels der Wasserelektrolyse. Das dabei entstehende Wasserstoffgas kann sowohl energetisch (z. B. als Kraftstoff) als auch stofflich (z. B. in der Industrie) genutzt werden. Der generelle Zusammenhang dieser Kopplung verschiedener Energiesektoren ist in

Abbildung 16 gezeigt. Aufgrund der nicht vermeidbaren Umwandlungsverluste entlang der Prozesskette wird das Power-to-Gas-Konzept vor allem im Zusammenspiel mit erneuerbaren Energien (EE) gesehen, da sich durch die Speicherfähigkeit des Wasserstoffs als chemischer Energieträger eine Verstärkung des EE-Eintrags in das Energiesystem ergibt. Im Prinzip kann der Wasserstoff auch zur Rückverstromung genutzt werden, jedoch ergeben sich vor allem durch die Sektorkopplung zur Mobilität und zur chemischen Industrie wirtschaftlich attraktive Optionen und die Möglichkeit, CO₂-Minderungsmaßnahmen in diesen Bereichen umzusetzen.

Wie Abbildung 16 zeigt, besteht eine Power-to-Gas-Anlage im Wesentlichen aus einer Elektrolyseeinheit zur Erzeugung des Wasserstoffs, der nachgelagerten Gasaufbereitung, mit deren Hilfe die gewünschte Reinheit

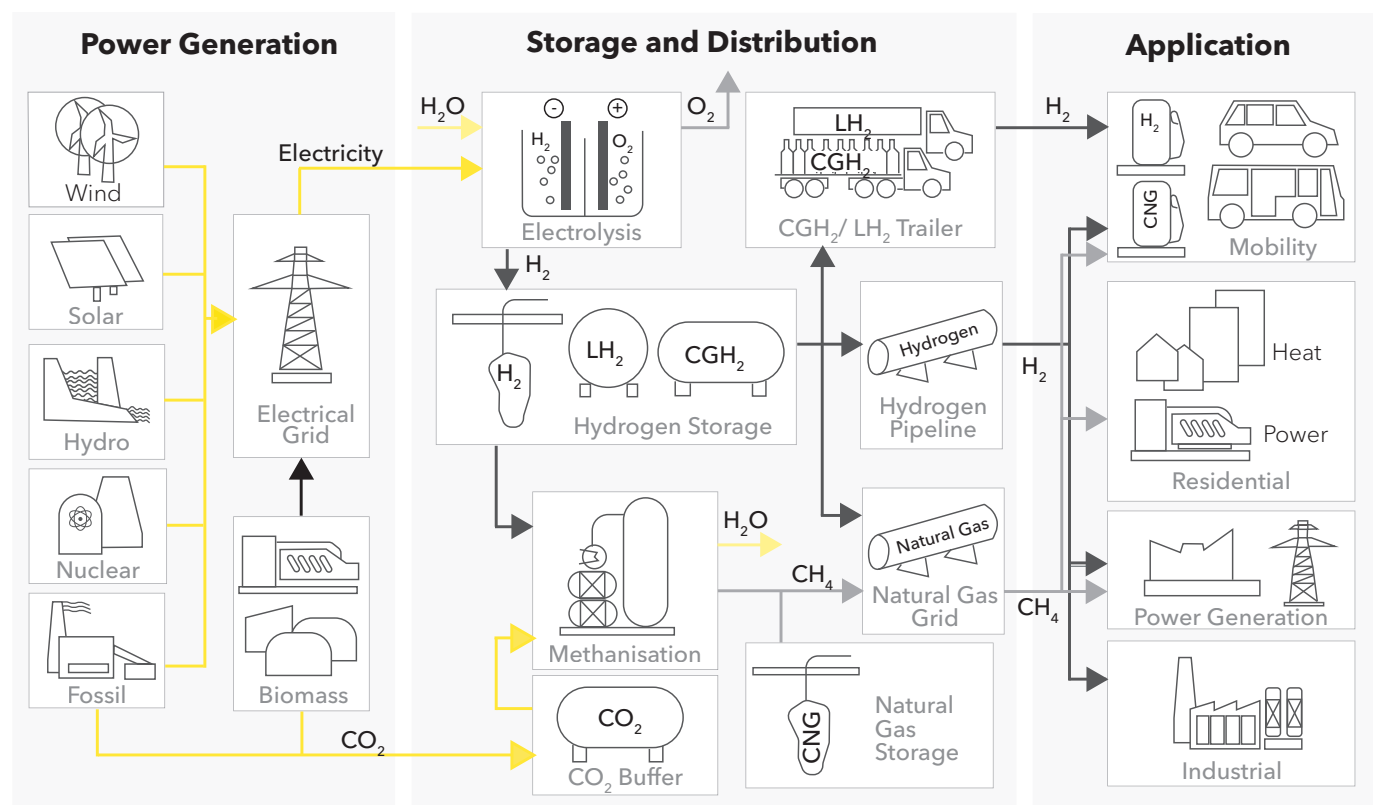


Abbildung 16:
Prinzipieller Zusammenhang des Power-to-Gas-Konzepts: Der mittels Überschussstrom erzeugte Wasserstoff kann sowohl direkt verteilt und genutzt als auch mit Kohlendioxid in synthetisches Erdgas (Methan) umgesetzt werden.

erzielt wird und einer Speicher-, Abfüll- und/oder einer Einspeiseeinheit, um den Wasserstoff für die Anwendung bereitzustellen. In einigen Power-to-Gas-Anlagen wird der erzeugte Wasserstoff mit Kohlendioxid auch zu Methan synthetisiert, da sich dadurch zusätzliche Anwendungsmöglichkeiten ergeben. Dieser weitere Prozessschritt wird aber im Folgenden nicht betrachtet, da er im benannten Vorhaben nicht angewendet werden soll.

Es gibt heute drei relevante Verfahren der Wasserelektrolyse: die alkalische Elektrolyse (AEL) mit einem flüssigen, basischen Elektrolyt, die saure Proton-Exchange-Membrane-Elektrolyse (PEMEL) mit einem polymeren Festelektrolyt und die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL) mit einem Festoxid als Elektrolyt. Vor allem gegenüber dem alkalischen Verfahren zeichnet sich die PEMEL durch folgende Vorteile aus:

1. Hohe Leistungsdichte: Bei vergleichbaren Wirkungsgraden lassen sich deutlich höhere Stromdichten erzielen, sodass sehr kompakte Zellen und Zellstapel (Stacks) realisiert werden können.
2. Kompakte Bauweise: Durch das vergleichsweise einfache Verfahren (keine Laugen-zirkulation, nur Einsatz von deionisiertem (DI)-Wasser, keine zusätzliche Laugen-wäsche) und die hohen Leistungsdichten lassen sich PEM-Elektrolyseanlagen auf sehr kleinem Raummaß realisieren.

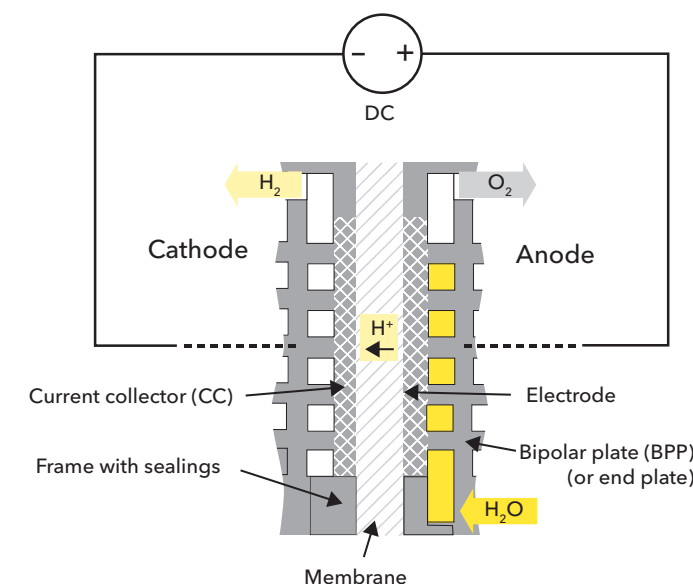


Abbildung 17:
Prinzipieller Aufbau einer PEM-Elektrolysezelle (Quelle: Smolinka, Ojong & Lickert, 2016)

3. Möglichkeit zum Differenzdruckbetrieb: Durch die kompakte Bauweise können vergleichsweise einfach sehr hohe Systemdrücke im Stack realisiert werden. Zudem erlaubt der Einsatz einer Membran den Betrieb der Anlage im Differenzdruckbetrieb, sodass die Wasserzirkulation und das Wärmemanagement auf der Anode drucklos ausgeführt werden können (Einsparung von Investitionskosten).
4. Hohe Dynamik: Die kompakte Bauweise und hohe Leistungsdichten ermöglichen sehr schnelle An- und Abfahrvorgänge, wodurch im Anlagenbetrieb eine hohe Flexibilität erreicht werden kann, was insbesondere bei der Nutzung überschüssiger Wind- oder PV-Energie von Vorteil ist.
5. Überlastfähigkeit: Je nach Anlagendesign kann die PEM-Elektrolyse auch zeitlich begrenzt mit Überlast betrieben werden, sodass Stromspitzen abgefangen werden können und eine hohe Netzdienlichkeit möglich ist.

Die genannten Vorteile 2. bis 5. gelten auch gegenüber der Hochtemperaturelektrolyse, jedoch besteht zu dieser Technologie aktuell noch keine Konkurrenzsituation, da das Verfahren bisher noch nicht marktverfügbar ist.

In Abbildung 17 ist der allgemeine Aufbau einer PEM-Elektrolysezelle dargestellt. Die Zelle besteht aus einer Anode für die Sauerstoffproduktion und einer Kathode für die Wasserstoffproduktion, die durch eine saure Protonaustauschmembran voneinander getrennt sind. Der Zelle wird an der Anodenseite Wasser zugeführt. Dieses wird dort in Sauerstoff, Protonen und Elektronen aufgespalten. Der Sauerstoff entweicht an die Umgebung und die Protonen (H⁺) migrieren durch die Membran zur Kathode. Dort bilden sie zusammen mit den über einen äußeren Leiter von der Kathode zur Anode gewanderten Elektronen (e⁻) Wasserstoff.

Anodenreaktion: $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + 2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^-$

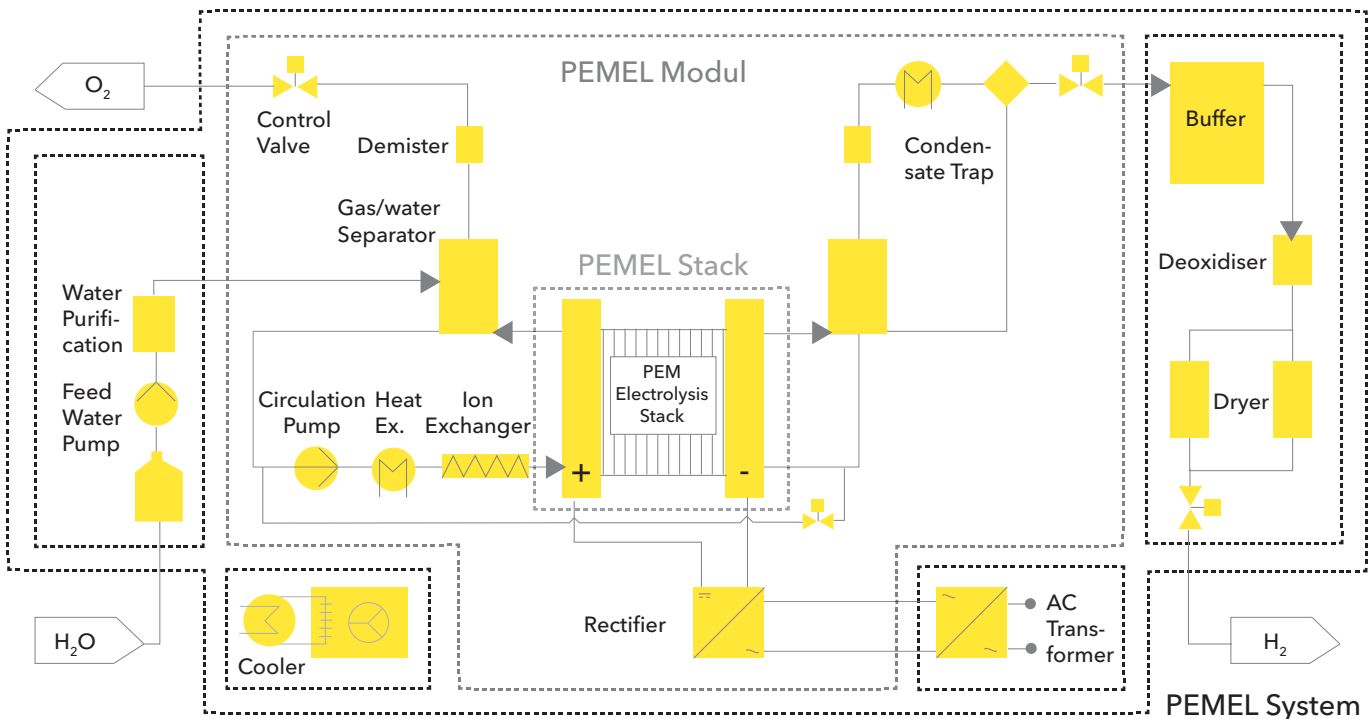
Kathodenreaktion: $2 \text{H}^+ + 2 \text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$

Gesamtgleichung: $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2} \text{O}_2 + \text{H}_2$

Der erzeugte gasförmige Wasserstoff wird in der Power-to-Gas-Anlage anschließend für die weitere Nutzung aufbereitet (Reinigung, Trocknung und ggf. Verdichtung), (vgl. Abbildung 18). In fast allen Power-to-Gas-Anlagen wird der erzeugte Sauerstoff abgeschieden, da sich eine wirtschaftliche Nutzung schwer realisieren lässt.

Typischerweise liegt der Temperaturbereich einer PEM-Elektrolysezelle zwischen 20 Grad Celsius und etwa 80 Grad Celsius, wobei die meisten Zellstapel bei circa 60 Grad Celsius arbeiten. Diese Temperatur hat sich als guter Kompromiss zwischen einem ausreichend schnellen Ablauf der chemischen Reaktionen (Kinetik) und der Lebensdauer der Zellstapel herausgestellt. Die PEM-Elektrolyse zählt damit, wie auch die AEL, zu den Niedertemperatur-(NT-)Verfahren.

Abbildung 18 :
Schematische Darstellung eines
Elektrolysesystems (Quelle: Smolinka,
Ojong & Lickert, 2016)



ii. Stand der Technik

Kommerziell werden heute PEM-Elektrolyseure in der Größenklasse bis maximal 60 Normkubikmeter pro Stunde und einer Anschlussleistung bis zu 250 Kilowatt (elektrisch) von wenigen Herstellern kommerziell verkauft. Anlagen dieser Größenordnung sind teilweise seit mehreren Jahren im Betrieb und seit circa 20 Jahren erfolgreich in den Markt eingeführt (DLR, 2015). Durch ein sogenanntes Numbering-up können größere Leistungsklassen erschlossen werden. Weltweit haben beinahe alle Hersteller in letzter Zeit auch die Entwicklung großer PEM-Elektrolyseure der Megawatt-Klasse angekündigt bzw. diese bereits als Prototypen in Feldtests umgesetzt. Je nach Zählweise sind seit 2013 in Deutschland fünf Power-to-Gas-Anlagen mit PEM-Elektrolyseuren und einer Anschlussleistung von 0,15 bis sechs Megawatt errichtet und erfolgreich in Betrieb genommen worden. Weitere Anlagen sind geplant, sodass sich die Technologie momentan in der Markteinführungsphase befindet.

iii. Kostenentwicklung und Zukunftspotenziale der Elektrolysetechnik

Im Jahr 2010 beschränkte sich der Markt für PEM-Elektrolyseanlagen auf Anlagen der Größenordnung

0,5 Normkubikmeter pro Stunde bis 60,0 Normkubikmeter pro Stunde, die weltweit von sehr wenigen Herstellern gefertigt wurden und zudem überwiegend nicht serienmäßig verfügbar waren. Die Kosten für eine PEM-Elektrolyseanlage mit einer Wasserstoffproduktionsrate von einem Normkubikmeter pro Stunde betrug im Jahr 2010 etwa 6.200 Euro pro Kilowatt Anschlussleistung für eine Indoor-Aufstellung (Smolinka, Günther & Garche, 2010).

Das Fraunhofer ISE hat im Jahr 2015 in einer Studie ein Investitions-Kostenmodell für Power-to-Gas-Anlagen mit PEM-Elektrolyse aufgestellt und dabei Anlagen mit einer Größe von fünf Megawatt mit heute verfügbaren Materialien und 100 Megawatt mit einem Technologiehorizont 2030+ untersucht. Demzufolge betragen die spezifischen Investitionskosten für eine Fünf-Megawatt-Anlage weniger als 1.000 Euro pro Kilowatt, wobei der größte Kostenblock von 32 Prozent der Gesamtinvestition auf den Elektrolyse-Zellstapel entfällt (siehe Abbildung 19). Der Anlagenwirkungsgrad wird in dieser Studie mit 69 Prozent angegeben (DLR, 2015).

Eine wachsende Anlagengröße auf 100 Megawatt, verbunden mit einem deutlichen Scale-Up der Zellfläche auf einem Quadratmeter und fortschreitender Technologie auf Zellebene, erlaubt zukünftig eine dramatische

Standort	Inbetriebnahme	Anschlussleistung	Produktionsmenge
Allendorf	03/2015	0,3 MW (2. Ausbaustufe)	60 Nm ³ /h H ₂
Ibbenbüren	05/2015	0,15 bis 0,20 MW (Überlast)	30 bis 40 Nm ³ /h H ₂
Hamburg, Reitbrook	10/2015	1,0 bis 1,5 MW (Überlast)	220 bis 290 Mn ³ /h H ₂
Haßfurt	10/2016	1,25 MW	225 Nm ³ /h H ₂
Energiepark Mainz	07/2015	3,75 bis 6,0 MW (Überlast)	1.000 Nm ³ /h H ₂

Tabelle 4:
Power-to-Gas-Anlagen mit PEM-Technologie im Leistungsbereich von 0,15 bis 6,0 MW, aktualisierte
Datenlage auf Basis von DVGW, 2015; Städtische Betriebe Haßfurt & Greenpeace Energy, 2016

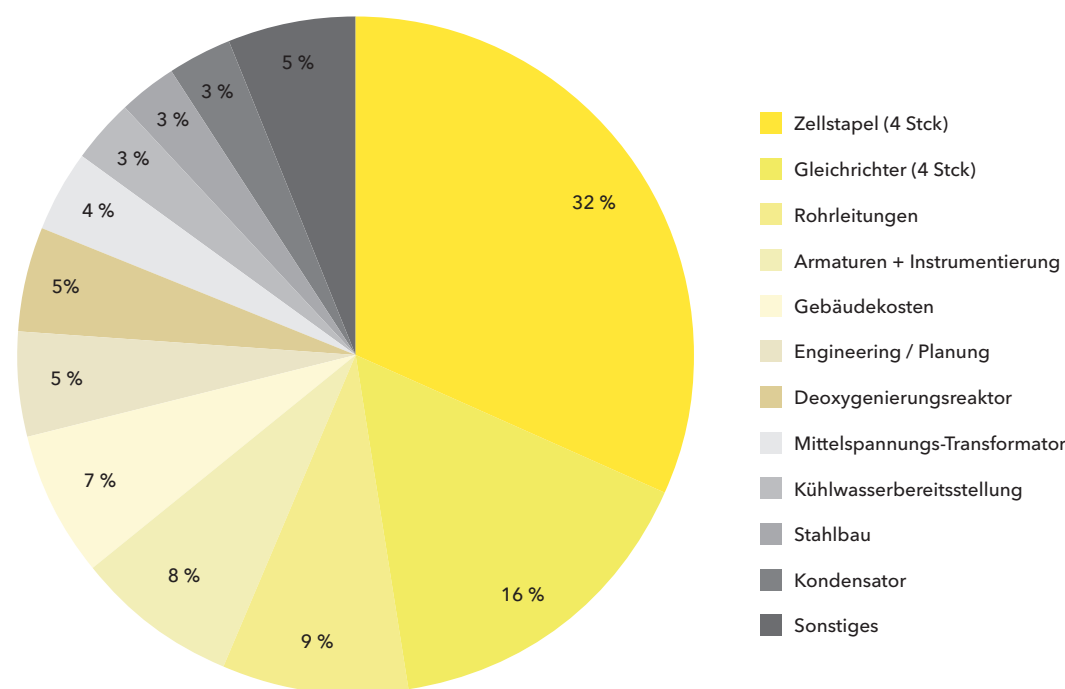


Abbildung 19:
Kostenverteilung für ein
5-MW-PEM-Elektrolyse-
system (Quelle: DLR, 2015)

Senkung der Herstellungskosten. Für eine 100-Megawatt-Anlage kann daher mit einer deutlichen Kostenreduktion gerechnet werden. Insbesondere das Scale-Up der Zellstapel hat einen deutlich positiven Effekt, wenn gleich dieser Kostenpunkt weiterhin den größten Anteil ausmachen wird. Unter den in (DLR, 2015) getroffenen Annahmen ist für ein PEM-Elektrolysesystem mit einer Leistung von 100 Megawatt perspektivisch mit spezifischen Investitionskosten von circa 300 bis 400 Euro pro Kilowatt zu rechnen, bei einem gleichzeitigen Anstieg des Anlagenwirkungsgrads auf 84 Prozent (DLR, 2015).

In bisher unveröffentlichten Daten aus dem Projekt „Leuchtturmprojekt Power-to-Gas Baden-Württemberg“ (Löffler, 2017) konnten für heutige PEM-Elektrolyseure in der einstelligen Megawatt-Klasse in Skid-Montage und inkl. Reinigung und Rückkühler Kosten von circa 1.400 bis 1.800 Euro pro Kilowatt ermittelt werden. Eine Kostenprojektion auf die Jahre 2020 und 2025 für eine Fünf-Megawatt-Anlage in Kleinstserie ergab spezifische Kosten von circa 1.200 Euro pro Kilowatt für das Jahr 2020 und circa 1.000 Euro pro Kilowatt für das Jahr 2025.

Daraus können sich Wasserstofferzeugungskosten von drei bis sieben Euro pro Kilogramm ergeben (DLR, 2015). Der derzeitige Wasserstoffpreis an den bestehenden

Tankstellen beträgt bundesweit 9,50 Euro pro Kilogramm (brutto, energiesteuerbefreit), was bezogen auf den Energieinhalt dem derzeitigen Preis von Dieselmotorkraftstoff entspricht. Eine positive Erlösbilanz ist somit vorerst lediglich bei der Nutzung des erzeugten Wasserstoffs im Verkehrssektor möglich. Die Nutzung in anderen Sektoren (z. B. Einspeisung ins Gasnetz, Industriegas) scheint derzeit aufgrund der geringen Kosten des jeweiligen Konkurrenzprodukts eher schwierig bzw. nur ökonomisch darstellbar, wenn der Elektrolyseur neben der Wasserstofferzeugung weitere Geschäftsmodelle bedienen kann (bspw. Netzdienlichkeit).

iv. Bedeutung der Power-to-Gas-Technologie für die Energiewende in Schleswig-Holstein und Deutschland

In Schleswig-Holstein ist die installierte Leistung an nicht regelbaren erneuerbaren Energieanlagen, insbesondere Windenergieanlagen, in den vergangenen Jahren stark gewachsen (vgl. Abschnitt II. b). Zwischen 2010 und 2015 ist der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung dort um mehr als das 2,5-Fache auf 53,2 Prozent im Jahr 2015 angestiegen (Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein, 2016c). Über 76 Prozent des erzeugten

EE-Stroms stammen dabei aus Windenergieanlagen (Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2016) und weisen also eine hohe Volatilität auf.

Gleichzeitig hat sich in Schleswig-Holstein die Menge des EE-Stroms erhöht, die aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz oder fehlender Nachfrage nicht benötigt wird und daher abgeregelt werden musste, etwa durch gezieltes zeitweises Abschalten von EE-Erzeugungsanlagen. Zwischen 2010 und 2015 stieg die in Folge dieses sogenannten Einspeisemanagements abgeregelte Strommenge von 100 auf 2.900 Gigawattstunden. Dabei handelt es sich zu 90 Prozent um Strom aus Windenergieanlagen (Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein, 2016c). Im Fall der Abregelung einer EE-Anlage wird dem Anlagenbetreiber die entgangene Strommenge gemäß § 15 EEG 2017 in voller Höhe vergütet, wodurch es zu einer jährlichen Belastung der Stromendkunden in Schleswig-Holstein in Höhe von 295 Millionen Euro im Jahr 2015 kam (Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein, 2016c). Mit der Anbindung weiterer Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz ist in den kommenden Jahren insbesondere in Schleswig-Holstein eine weitere Zunahme von Netzengpässen und damit der abgeregelten Strommenge auf bis zu 4.000 Gigawattstunden im Jahr 2020 zu erwarten (das entspricht bis zu 20 Prozent des erzeugten Windstroms) (Stiller, Schmidt & Michalski, 2010).

Die Power-to-Gas-Technologie wird daher künftig eine entscheidende Rolle in der Energiewende spielen, sofern die politischen Ziele der Bundesregierung zur Minderung der Treibhausgasemissionen gemäß dem Energiekonzept aus dem Jahre 2010 umgesetzt werden. Dies zeigen u. a. Berechnungen des Fraunhofer ISE zur kostenoptimierten Transformation des deutschen Energiesektors (Henning & Palzer, 2013). Im Jahr 2050 werden demzufolge in Deutschland Elektrolyseanlage mit einer Gesamtleistung von mindestens 33 Gigawatt (elektrisch) nötig sein. Dabei wird überschüssiger Strom aus nicht regelbaren erneuerbaren Energieanlagen (Windkraftanlagen, PV-Anlagen) verwendet, um Wasserstoff u. a. für den Verkehrssektor zu erzeugen. Die Verknüpfung verschiedener Energiesektoren – wie des Strom- und des Mobilitätssektors – stellt somit einen wesentlichen Schritt zum Erreichen der Klimaziele der Bundesregierung dar.

Aufgrund der großen Anzahl an Windenergieanlagen entlang der Nord- und Ostsee, des prognostizierten EE-Ausbaus, der daraus resultierenden weiteren Zunahme von Netzengpässen und damit der Notwendigkeit einer örtlichen Nähe der Power-to-Gas-Anlagen zu den EE-Anlagen muss Schleswig-Holstein perspektivisch einen bundesweiten Schwerpunkt der Wasserstofferzeugung darstellen. Die Power-to-Gas-Technologie kann dabei einen entscheidenden Beitrag zur Reduktion der Stromnetzlast leisten und die Verknüpfung unterschiedlicher Energiesektoren beschleunigen.

BEISPIEL-PILOTPROJEKT 1 ZUR WINDWASSER-STOFFWIRTSCHAFT IN SCHLESWIG HOLSTEIN

Das Windwasserstoffprojekt des ChemCoast e.V. erforscht in der Region Unterelbe eine Wasserstoffwirtschaft aus erneuerbaren Energien.

Das ChemCoast e.V. Windwasserstoffprojekt ist eine Initiative der norddeutschen Bundesländer Niedersachsen, Hamburg und Schleswig-Holstein für die Region Unterelbe in enger Zusammenarbeit mit einer Reihe von Unternehmen, Verbänden, Landkreisen und Kammern. Gemeinsam haben diese im Jahr 2013 unter der Projektkoordination des ChemCoast e.V. überprüft, welche Marktchancen bestehen, um überschüssigen Windstrom durch die Umwandlung in Wasserstoff sinnvoll vor Ort weiter zu nutzen. ChemCoast e.V. ist eine Initiative des Verbands der Chemischen Industrie, Landesverband Nord, und dient der Stärkung der Wirtschaftskraft der norddeutschen Chemiestandorte.

Für die Überprüfung der betriebswirtschaftlichen Umsetzung der Erzeugung, der Lagerung, des Transports und der Verwendung von Windwasserstoff in der Region Unterelbe wurde die Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Ernst & Young GmbH mit einer praxisnahen Studie beauftragt. Aus dieser Studie geht hervor, dass die Region Unterelbe zu einer Modellregion werden könnte, in der erneuerbare Energien nicht nur in den Kraftwerksparks, sondern in bereits bestehende Prozesse, beispielsweise in der Industrie und im Verkehr, erfolgreich integriert werden können. Neben dieser erfolgreichen Untersuchung der Aufbau- und Entwicklungschancen einer Windwasserstoffwirtschaft für die Region Unterelbe hat der zuständige Projektkoordinator ChemCoast e.V. einen Fahrplan für das Projekt Windwasserstoffwirtschaft erstellen lassen. Darin sind drei Wertschöpfungspfade vorgesehen.

- Hamburg: Dazu gehört im ersten Schritt der Bau einer Elektrolyse-Anlage in Hamburg mit 20 Megawatt elektrischer Eingangsleistung. Diese soll zunächst ausschließlich Wasserstoff für den industriellen Eigenbedarf produzieren.

- Cluster Brunsbüttel – Heide: Ebenso soll in Brunsbüttel eine vergleichbare Elektrolyse-Anlage gebaut werden, deren Wasserstoff durch eine bestehende Infrastruktur, eine frühere Ölleitung zwischen Brunsbüttel und Heide, an erster Stelle für den Endverbraucher zur Verfügung gestellt werden soll.
- Region Stade: Der Fahrplan sieht vor, die Eingangsleistungen der Elektrolyseanlagen bis 2025 zu erweitern sowie eine umfangreiche Rohrleitungsinfrastruktur, ausgehend von der Unterelberegion, rund um Stade zu errichten. Für die Speicherung des Wasserstoffs soll zusätzlich eine spezielle Salzkaverne in Stade, die erste Wasserstoff-Speicherkaverne Deutschlands, mit einem Volumen von 500.000 bis 700.000 Kubikmeter erschlossen werden. Diese könnte mehr als 4.000 Tonnen Wasserstoff speichern.

Durch die Errichtung einer neuen Rohrleitungsinfrastruktur, die zwischen der Speicherkaverne in Stade und den Städten Hamburg, Brunsbüttel und Heide verlaufen soll, können die bis zu 4.000 Tonnen Wasserstoff für die gesamte Unterelbe-Region zur Verfügung gestellt werden.

Nach der Prognose beläuft sich das Investitionsvolumen für das Windwasserstoffprojekt auf insgesamt rund 531 Millionen Euro, um die dafür notwendige Infrastruktur für Speicherung und Transport im Dreieck Hamburg, Brunsbüttel und Stade zu errichten.

Ohne die Unterstützung aus der Wirtschaft und vor allem aus der Politik wird die Umsetzung des Wind-Wasserstoff-Projekts aus Sicht des ChemCoast e.V. jedoch nur schwer möglich sein. ChemCoast e.V. hat in mehreren Stellungnahmen bereits deutlich dargestellt, dass für das Projekt eine Entlastung von der EEG-Umlage und den Netzentgelten erforderlich ist, damit Windwasserstoff eine reelle Chance hat, um sich am Markt durchzusetzen.

BEISPIEL-PILOTPROJEKT 2 ZUR DEMONSTRATION UND ERFORSCHUNG VON POWER-TO-X

„ENTREE100“ forscht und erprobt am Demonstrationsstandort Heide die Markt- und Transferfähigkeit von Power-to-X Technologien.

Das von der Entwicklungsagentur Region Heide in Schleswig-Holstein geleitete Projekt „ENTREE100“ hat das Ziel, in der Region Heide Lösungskonzepte für die vollständige Nutzung erneuerbarer Energien und die Vermeidung netzbedingter Anlagenabschaltungen zu entwickeln und diese praktisch zu erproben.

Der Schwerpunkt der Initiative „ENTREE100“ mit mehr als 60 Partnern aus Wissenschaft und Industrie sowie Anwendern, Dienstleistern und Kommunen der Region Heide liegt dabei auf der Power-to-X-Technologie im Multi-Megawatt-Bereich. Gleichzeitig hat die Projektinitiative „ENTREE100“ den Anspruch, die Weichen für ein hochgradig versorgungssicheres, resilientes und wirtschaftlich wettbewerbsfähiges Energiesystem zu stellen, das nicht nur lokal zum Erfolg einer großskaligen Energieversorgungssicherheit führen soll, sondern auch auf nationaler und internationaler Ebene zum Einsatz kommen wird.

Mit dem Industrie- und Gewerbepark Westküste, der sich direkt an der A23 und nur zehn Kilometer von der Nordsee entfernt befindet, der Raffinerie Heide in ihrem Mittelpunkt, den in Reichweite liegenden Windparks (> 200 Megawatt) und einem direkten Anschluss an das europäische Erdgasnetz, bietet die Region Heide die notwendige und umfassende Infrastruktur für großskalige Forschungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich Power-to-X-Technologien. Dabei handelt es sich im Allgemeinen um die Untersuchung, wie Strom in Wasserstoff, Methan, Flüssigbrennstoffe und chemische Grundstoffe umgewandelt werden kann und welche Chancen Power-to-X Technologien bieten, um bei hoher Nachfrageflexibilität in gewerblich-industrieller Umgebung effizient eingesetzt zu werden.

Wissenschaftliche Projektpartner wie das Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte

Materialforschung (Fraunhofer IFAM), das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) sowie das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) sind an der Erforschung zusammen mit Partnern aus der Industrie beteiligt. Bei den Industriepartnern werden auch regionalansässige Unternehmen wie chemische Betriebe, umliegende Windparks, Biogas- und Solaranlagenbetreiber sowie die Raffinerie, welche bereits heute einen kontinuierlichen Wasserstoffbedarf hat, direkt mit eingebunden.

Neben der technologischen Entwicklung und Umsetzung der Systemlösungen werden die juristischen und ökonomischen Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen definiert, die für die Umsetzung und erfolgreiche Geschäftsmodelle notwendig sind.

Die Umsetzung der Forschungs- und Demonstrationsvorhaben wird sukzessiv erfolgen, erste Maßnahmen werden bereits in 2017 umgesetzt. Der bisherige Fahrplan sieht vor, dass bis zum Ende des Jahres 2019 im Gewerbepark Westküste der Region Heide zunächst die technischen Lösungen erprobt werden, um diese später auf Geschäftsmodelle zu übertragen und in Hinblick auf soziale und ökologische Aspekte zu bewerten. Im nächsten Schritt ist geplant, die gewonnenen Erkenntnisse zur Power-to-X-Technologie und systemische Ansätze in den umliegenden Regionen und in Regionen mit einem ähnlich hohen Anteil an erneuerbaren Energien einzusetzen. Bis 2026 sollen die bereits regional angewandten Lösungen auf Bundesebene sowie auf europäisch und schließlich auf internationale Ebene überführt werden. Bei letzterem Punkt liegt der Fokus auf Entwicklungs- und Schwellenländern.

III. NACHWEIS DER UMSETZBARKEIT DES VERBUNDVORHABENS

Im dritten Teil der Studie soll nachgewiesen werden, dass das Verbundvorhaben tatsächlich umsetzbar ist. Im folgenden Abschnitt wird zunächst dargelegt, dass das Verbundvorhaben energierechtlich zulässig ist und seine energierechtliche Einbettung dargestellt. Im Anschluss erfolgt der Nachweis der technischen Machbarkeit. Es wird zudem gezeigt, dass keine genehmigungsrechtlichen Hürden zu befürchten sind.

Die wirtschaftliche Machbarkeit wird dann aus betriebswirtschaftlicher Perspektive ebenso dargestellt wie der finanzielle Förderbedarf. Abschließend erfolgt der Nachweis, dass und in welcher Höhe die Vermeidung von Treibhausgasen durch das Verbundvorhaben zu erwarten sind.

a. Rechtliche Rahmenbedingungen

Oliver Antoni, Johannes Hilpert, Thorsten Müller, Stiftung Umweltenergierecht

i. Geltender Rechtsrahmen für den Stromeinsatz bei der Wasserstoff-Elektrolyse¹

Im Folgenden erfolgt eine Kurzbeurteilung der energierechtlichen Rahmenbedingungen (Fraunhofer IWES et al., 2015; Stiftung Umweltenergierecht & Fraunhofer ISI, 2016) zur Umsetzung des Verbundvorhabens nach den aktuellen Planungsgrundlagen². An der grundsätzlichen energierechtlichen Zulässigkeit bestehen keine Bedenken. Sollen die Elektrolyseure im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelten Strom nach § 14 EEG 2017 einsetzen, ist jedoch darauf hinzuweisen, dass bislang nicht geklärt ist, inwiefern für den betroffenen Betreiber der EE-/Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK-Anlage)

eine Nutzungserlaubnis im Rahmen der Eigenversorgung besteht. Es spricht aber wohl nichts dagegen, diesen Strom einer Nutzung außerhalb der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung zuzuführen. Dies lässt sich nun auch aus § 27a Satz 2 Nr. 5 EEG 2017 ableiten, wonach die Inkompatibilität von EEG-Förderung in Ausschreibungen und Eigenversorgung für EinsMan-Zeiten aufgeweicht wird. Die Auswirkungen auf die Härtefallentschädigung nach § 15 EEG 2017 sind jedoch unklar.

Strompreissituation unter Berücksichtigung von Eigenverbrauchsregelungen

Von besonderer Bedeutung für die wirtschaftliche Umsetzbarkeit des Verbundvorhabens ist die Belastung des Stromverbrauchs der geplanten Elektrolyseure mit den staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteilen.³

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass die Stromnutzung teilweise von den staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteilen befreit ist. Hinsichtlich der EEG-Umlage in Höhe von derzeit 6,88 Cent pro Kilowattstunde können unter Umständen Eigenverbrauchsprivilegierungen nach § 61b EEG 2017 zur Reduzierung der EEG-Umlage in Anspruch genommen werden. Weitere Befreiungs- oder Reduzierungstatbestände in den

§§ 61 ff. EEG 2017 sind für die zu untersuchende Anwendungskonstellation wohl nicht einschlägig. Aufgrund des „Speicherprivilegs“ in § 118 Abs. 6 Satz 1, 3, 7 EnWG⁴ ist ferner kein Netzentgelt zu zahlen. Die weiteren mit dem Netzentgelt gewälzten Umlagen sowie die Konzessionsabgabe sind jedoch – nach allerdings nicht abschließend geklärter Rechtslage – zu entrichten. Die Stromsteuerpflicht entfällt gem. § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG⁵ in voller Höhe.

Im Einzelnen:

EEG-Umlage

Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff bzw. Wärme stellt nach der geltenden Rechtslage unstreitig einen Letztverbrauch von Strom dar (vgl. § 3 Nr. 33 EEG 2017) und ist nach §§ 60, 61 EEG 2017 grundsätzlich umlagepflichtig (Sailer, 2014, S. 115 (121 f.); Schäfer-Stradowsky & Boldt, 2015, S. 451 (452)).⁶ Da vorliegend Strom in Wasserstoff umgewandelt werden soll, der an Wasserstofftankstellen geliefert und schließlich von Fahrzeugen verwendet wird, findet keine Rückverstromung (also eine Erzeugung von Strom aus dem zwischengespeicherten Wasserstoff), statt (Antoni, 2015, S. 7 (14)).⁷ Dies betrifft auch die entstehende Abwärme, die in Fernwärmenetze gespeist werden soll (von Oppen, 2014, S. 9 (12); Hilpert, 2015, S. 128 (130)). In der Folge kommen keine Privilegierungen in Betracht, die an die Stromzwischen-speicherung anknüpfen (§ 61k EEG 2017).

Eigenversorgungsmodelle erfordern einen unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsanlage, hier also zwischen erzeugender EE-Anlage und verbrauchendem Elektrolyseur, die Personenidentität von Erzeuger und Verbraucher, sowie dass keine Netzdurchleitung erfolgt (§ 3 Nr. 19 EEG 2017) (Moench & Lippert, 2014, S. 392 (393)). Darüber hinaus ist im Rahmen eines 15-Minuten-Intervalls die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch zu wahren (§ 61h Abs. 2

EEG 2017). Nur wenn diese Voraussetzungen kumulativ vorliegen, kommt bei Strom aus erneuerbaren Energien eine Verringerung der EEG-Umlage in Betracht (§ 61b EEG 2017). Personenidentität erfordert dabei, dass auf Erzeuger- und Verbraucherseite tatsächlich dieselbe natürliche bzw. juristische Person steht, wobei es nicht ausreicht, wenn eine rein konzernbezogene Verbundenheit besteht (Cosack, 2015, § 61 Rn. 23). Für den Betrieb einer Stromerzeugungsanlage durch einen Eigenversorger kommt es darauf an, wer das wirtschaftliche Risiko trägt und bestimmenden Einfluss auf die Anlage ausübt (ebd., § 61 Rn. 23); auf das Eigentum an der Anlage kommt es nicht an (vgl. § 3 Nr. 2 EEG 2017). Für die Feststellung eines unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs ist eine Einzelfallprüfung anzustellen – pauschale kilometerscharfe Abgrenzungen können zur Ausfüllung dieses unbestimmten Rechtsbegriffs nicht vorgegeben werden (Cosack, 2015, § 61 Rn. 24 ff.; Salje, 2015, § 5 Rn. 55; Herz & Valentin, 2014, S. 358 (364))⁸. Zu beachten ist ferner die grundsätzliche Inkompatibilität von Vergütungszahlungen nach EEG bzw. Zuschlagszahlungen nach KWKG, die im Zuge von Ausschreibungen ermittelt wurden, und der Nutzung des erzeugten Stroms zur Eigenversorgung (§ 27a EEG 2017, § 8d KWKG 2016).

Die Anwendung der besonderen Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen setzt insbesondere voraus, dass das stromverbrauchende Unternehmen einer Branche nach Anlage 4 zum EEG zuzuordnen ist, sowie, dass der Verbrauch an einer Abnahmestelle⁹ eine Gigawattstunde in einem Geschäftsjahr übersteigt (§ 64 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017). Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff mittels Elektrolyse könnte an sich unter die laufende Nummer 78 „Herstellung von Industriegasen“ fallen. Aufgrund der ausschließlichen Verwendung des Wasserstoffs zum Antrieb von Fahrzeugen ist die Anwendbarkeit bereits nach Auslegung des Wortlauts jedoch äußerst zweifelhaft.

¹ Gesetzgebungsstand: EEG 2017 und KWKG 2016 in der Fassung des am 15.12.2016 vom Bundestag verabschiedeten Änderungsgesetzes (Grunddrucksache, BR-Drs. 767/16).

² Einsatz von fünf 200-Kilowatt-Elektrolyseuren an geeigneten Standorten in der Nähe von Wärmesenken, die Strom in 75 Prozent Wasserstoff und 25 Prozent Abwärme umwandeln. Der zunächst zwischengespeicherte Wasserstoff wird mithilfe von speziellen Lkw dann abtransportiert und an Wasserstofftankstellen geliefert. Die Abwärme wird direkt in Fernwärmenetze gespeist.

³ Für die Nutzung der entstehenden Abwärme der Elektrolyseure sind – soweit ersichtlich – keine staatlich induzierten oder regulierten Kosten zu tragen.

⁴ Energiewirtschaftsgesetz vom 7.7.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22.12.2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

⁵ Stromsteuergesetz vom 24.03.1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das durch Artikel 19 Absatz 13 des Gesetzes vom 23.12.2016 (BGBl. I S. 3234) geändert worden ist.

⁶ Ganz herrschende Meinung, vgl. BGH, ZNER 2010, S. 172 (173).

⁷ So bereits zur alten Rechtslage Antoni, 2015, S. 7 (14).

⁸ Das Verhältnis zum Begriff des „räumlichen Zusammenhangs“ in § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG (vgl.u. A.I.3.) ist nunmehr unklar, vgl. hierzu auch Herz & Valentin, 2014, S. 358 (364).

⁹ Der Begriff der Abnahmestelle ist in § 64 Abs. 6 Nr. 1 EEG 2017 legaldefiniert als „die Summe aller räumlich und physikalisch zusammenhängenden elektrischen Einrichtungen einschließlich der Eigenversorgungsanlagen eines Unternehmens, die sich auf einem in sich abgeschlossenen Betriebsgelände befinden und über einen oder mehrere Entnahmepunkte mit dem Netz verbunden sind; [...]“.

Netzentgelt und weitere netzentgeltbezogene Preisbestandteile

Soweit durch den Elektrolyseur ein Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt, ist das Netzentgelt grundsätzlich zu tragen (vgl. § 17 StromNEV¹⁰) (Lietz, 2014, S. 96 (100 ff.)). Soweit er aufgrund von Eigenversorgung keinen Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezieht, fallen also zumindest keine Arbeits-Netzentgelte an (Hilpert, 2015, S. 128 (131)). Ein mögliches Leistungs-Entgelt ist davon nicht betroffen. Umgekehrt können sich durch eine Erhöhung des Strombezugs in Hochlastzeiten die Jahreshöchstleistung und damit das Leistungselement des Netzentgelts erhöhen.

Aus § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG ergibt sich eine befristete Freistellung von den Netzentgelten für neu errichtete Speicheranlagen. Handelt es sich dabei, wie hier, um Elektrolyse-Anlagen zur Wasserstoffherstellung, ist ausnahmsweise keine Rückverstromung erforderlich (§ 118 Abs. 6 Satz 3, 7 EnWG) (Sailer, 2012, S. 153 (156); Thomas, 2011, S. 608 (613 f.); Thomas & Altmann, 2013, S. 579 (582); von Oppen, 2014, 9 (13 f.); Stiftung Umweltenergierecht & Fraunhofer ISI, 2016, S. 29; Lehnert & Vollprecht, 2012, S. 356 (360)). Die Pflicht zur Zahlung des Netzentgelts entfällt mithin. Der Abwärme-Anteil dürfte unseres Erachtens hiervon mit umfasst sein, da § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG auf die Elektrolyse-Anlage abstellt und nicht auf den Umwandlungsvorgang bzw. das -ergebnis.

Die neu eingefügte weitere Privilegierungsvorschrift für Stromspeicher in § 19 Abs. 4 StromNEV erfordert in allen Anwendungsfällen eine Rückverstromung und ist demnach nicht einschlägig. Die Ausnahmevorschriften für atypische sowie für intensive Netznutzung (§ 19 Abs. 2 StromNEV) sind potenziell anwendbar, treten aber hinter § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG während dessen zwanzigjähriger Anwendungsdauer zurück. § 14a EnWG betrifft nur

Letztverbraucher in Niederspannung und zudem nur die Abschaltung, nicht aber die Zuschaltung von Last durch Elektrolyse-Anlagen, ist folglich nicht einschlägig.¹¹

Neben dem Netzentgelt bestehen weitere, hieran angelehnte Preisbestandteile: KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, § 19 StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage sowie Konzessionsabgabe. Ob und inwieweit Privilegierungen im Rahmen der Netzentgelte auch dazu führen, dass diese Preisbestandteile entfallen oder sich reduzieren, ist gerichtlich – soweit ersichtlich – noch nicht abschließend geklärt (Stappert, Vallone & Groß, 2015, 62 (65 ff.)).¹² Nur soweit die Netzentgelte eigenversorgungsbedingt entfallen, gilt dies unstreitig auch für die weiteren netzentgeltbezogenen Bestandteile (Heller, 2013, S. 177 (179 f.); Topp, 2014)¹³. Die Deckelungsregelungen für Großverbraucher mit mehr als einer Gigawattstunde Verbrauch bei Offshore-Haftungsumlage und § 19 StromNEV-Umlage sind vorliegend aber zumindest potenziell anwendbar. Für die KWK-Umlage erfolgt in § 27 KWKG 2016 neuerdings eine Anlehnung an die besondere Ausgleichsregelung im EEG für stromintensive Industrie, sodass Privilegierungen insoweit in Betracht kommen, als auch die EEG-Umlage nach § 64 EEG 2017 reduziert ist, was hier eher nicht der Fall ist (dazu vgl. o. A.I.1.). Zudem besteht nun in § 27b KWKG 2016 auch eine Privilegierungsregelung für die Stromzwischen-speicherung, die auf § 61k EEG 2017 (dazu ebenfalls vgl. o. A.I.1.) verweist und vorliegend mangels Rückverstromung ebenfalls nicht einschlägig ist.

Stromsteuer

Auch die Stromsteuer in Höhe von 20,50 Euro pro Megawattstunde (§ 3 StromStG) ist bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff grundsätzlich zu tragen (§ 5 StromStG). Ausnahmen können sich jedoch aus den §§ 9 ff. StromStG ergeben.

Nach § 9a StromStG wird die Steuer bei bestimmten Prozessen und Verfahren bei Unternehmen des produzierenden Gewerbes (§ 2 Nr. 3 StromStG¹⁴) erlassen. Dies betrifft etwa ausdrücklich die Elektrolyse-Verfahren (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG) und ist demnach hier einschlägig. Für den entnommenen Strom entfällt die Stromsteuer in voller Höhe (Antoni, 2015, S. 7 (14); von Bredow & Balzer, 2015, S. 72 (75)). Hierzu ist allerdings ein Antrag beim zuständigen Hauptzollamt erforderlich (§ 17a Abs. 1 StromStV).

Die Heranziehung von § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG wäre ferner denkbar („grüner Strom aus grüner Leitung“), sofern der Strom aus EE-Anlagen über eine Direktleitung an die Elektrolyseure transportiert wird. Kommen in einer Stromleitung allerdings grüner und konventioneller Strom zusammen, scheidet eine Befreiung aus. Da keine Entnahme zur Stromerzeugung erfolgt, sondern zur Erzeugung von Wasserstoff, scheidet zudem § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG aus (Hilpert, 2015, S. 128 (132))¹⁵. Privilegierungen bei Eigenversorgungsmodellen sind nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG möglich, betreffen aber nur Erzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nennleistung bis zwei Megawatt und eine Entnahme im räumlichen Zusammenhang durch den Betreiber der Erzeugungsanlage. Die gleichen Voraussetzungen (2 MW, räumlicher Zusammenhang) gelten für den Direktverbrauch durch Dritte nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG. Die Finanzverwaltung zieht als Kriterien die tatsächliche Entfernung der Entnahmestellen zu der Anlage, die Anzahl der Entnahmestellen, ihre Verteilung in der Fläche und die Spannungsebene des Versorgungsnetzes, in das der

Strom eingespeist wird, heran.¹⁶ Der Bundesfinanzhof hat eine Entfernung von 4,5 Kilometern zwischen Erzeugungsanlage und Entnahmestelle gebilligt.¹⁷ Diese Zahl stellt jedoch nur einen Richtwert dar und kann nicht im Sinne einer Obergrenze verstanden werden. Zu beachten ist, dass künftig Befreiungen nach dem StromStG auf die Förderungen nach EEG und KWKG für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2017 anzurechnen sind (§ 53c EEG 2017, § 8a KWKG 2016).

Energiesteuerpflichten für die erzeugten Produkte

Wasserstoffeinsatz im Mobilitätssektor

Beim geplanten Einsatz des im Elektrolyse-Verfahren erzeugten Wasserstoffs im Mobilitätssektor könnte Energiesteuer anfallen. Erforderlich hierfür ist, dass Wasserstoff ein Energieerzeugnis i.S.d. § 1 Abs. 2 und Abs. 3 EnergieSt¹⁸ ist. Wasserstoff wird zunächst in den in § 1 Abs. 2 EnergieStG aufgeführten Positionen der Kombinierten Nomenklatur¹⁹ jedoch nicht ausdrücklich genannt. Insbesondere unterfällt er nicht den Positionen „gasförmige Kohlenwasserstoffe“ (2705, 2711). Auch unter die Begriffsbestimmung zu „gasförmige Kohlenwasserstoffe“ nach § 1a Nr. 16 EnergieStG, der auf die Waren der Unterposition 2711 29 der Kombinierten Nomenklatur verweist, kann Wasserstoff nicht subsumiert werden. Auch unter den Begriff der „Biokraftstoffe“ in § 1a Nr. 13a EnergieStG dürfte Wasserstoff nicht fallen (Schäfer-Stradowsky & Boldt, 2015, S. 451 (457)). Wasserstoff ist folglich kein Energieerzeugnis im Sinne von § 1 Abs. 2 EnergieStG.

Der Auffangtatbestand des § 1 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 EnergieStG, wenn Wasserstoff zu Heizzwecken eingesetzt wird,²⁰ ist nicht einschlägig, da Wasserstoff in diesem Vorhaben nach dem Transport ausschließlich im Mobilitätssektor genutzt werden soll. Durch diese Verwendung als Kraftstoff könnte der Wasserstoff allerdings vom Anwendungsbereich des Erweiterungstatbestands des

¹⁰ Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2225), die durch Artikel 8 des Gesetzes vom 22.12.2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

¹¹ BT-Drs. 17/6072, S. 74.

¹² Die BNetzA lehnt dies ab, vgl. die Entscheidung BK4-13-739, S. 49; ebenso: OLG Düsseldorf, EnWZ 2016, S. 318 (324); a. A. etwa Stappert, Vallone & Groß (2015), Die Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG, RdE 2015, S. 62 (65 ff.).

¹³ Vgl. etwa Heller, 2013, S. 177 (179 f.); a. A. offenbar Topp, 2014, § 9 KWKG Rn. 6.

¹⁴ Erfasst auch Energieversorgungsunternehmen.

¹⁵ Vgl. (bezogen auf Power-to-Heat) Hilpert, 2015, S. 128 (132).

¹⁶ K. Milewski, in: K. Möhlenkamp/ders., EnergieStG/StromStG, § 9 StromStG Rn. 17, unter Bezugnahme auf das BMF.

¹⁷ BFH, ZNER 2004, S. 282.

¹⁸ Energiesteuergesetz vom 15.07.2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 3.12.2015 (BGBl. I S. 2178) geändert worden ist.

¹⁹ Dies bezieht sich auf die Warennomenklatur nach Art. 1 der VO (EWG) Nr. 2658/87 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie den Gemeinsamen Zolltarif, vgl. § 1a S. 1 Nr. 2 EnergieStG.

²⁰ Siehe hierzu K. Milewski, in: K. Möhlenkamp/ders., EnergieStG/StromStG, § 1 EnergieStG Rn. 14.

§ 1 Abs. 3 Nr. 1 EnergieStG erfasst sein (Schäfer-Stradowsky & Boldt, 2015, S. 451 (457)) und mithin der Energiesteuerpflicht unterliegen. Hierfür spricht, dass alle Erzeugnisse erfasst werden sollen, die nach objektiven Merkmalen für den Antrieb einer Verbrennungskraftmaschine geeignet sind,²¹ was auf Wasserstoff zutreffen dürfte, und zum anderen die Funktion von Absatz 3 als Auffangtatbestand eine Umgehung der Besteuerung mit Substituten zu verhindern²². Die Bestimmung des Steuersatzes würde nach § 2 Abs. 4 EnergieStG erfolgen. Danach unterläge Wasserstoff der gleichen Steuer wie die Erzeugnisse, denen er nach seiner Beschaffenheit und seinem Verwendungszweck als Kraftstoff am nächsten steht.²³

Abwärmenutzung in Wärmenetzen

Für die Nutzung der Abwärme aus den Elektrolyse-Verfahren in Wärmenetzen und im Anschluss bei den Abnehmern fallen – soweit ersichtlich – keine Energiesteuern an, da das Produkt „Wärme“ nicht vom EnergieStG erfasst wird^{24 25}.

Abwärmenutzung in Fermentern von Biogasanlagen

Ferner bestehen keine rechtlichen Bedenken, die Abwärme als Prozessenergie in Fermentern von nach dem EEG geförderten Biogasanlagen einzusetzen. Das in § 19 Abs. 1 EEG 2017 (und in den Vorfassungen des EEG) geregelte Ausschließlichkeitsprinzip steht der Vergütungsfähigkeit des unter Zuhilfenahme der Abwärme letztlich erzeugten Stroms nicht entgegen. Nach dem Ausschließlichkeitsprinzip ist nur diejenige Stromerzeugung nach dem EEG privilegiert, die vollständig auf dem Einsatz von erneuerbaren Energien oder von Grubengas beruht (Lehnert & Thomas, 2013, § 16 Rn. 20)²⁶. Es gilt jedoch nur für den Prozess der Stromerzeugung selbst²⁷, nicht soweit der Energieeinsatz der Anlagen- und Verfahrenstechnik zuzuordnen ist (Boewe & Bues, 2016, § 19 Rn. 16; Reshöft, 2014, § 16 Rn. 14)²⁸. Die Beheizung der Fermenter von

Biogasanlagen gehört zur Biogasproduktion und damit zu den vorbereitenden Schritten, für die das Ausschließlichkeitsprinzip keine Anwendung findet (Reshöft, 2014, § 16 Rn. 18)²⁹.

Weitere fachrechtliche Voraussetzungen zur Herkunft oder Beschaffenheit der für den Fermenter genutzten (Ab-)wärme sind darüber hinaus in den verschiedenen EEG-Fassungen nicht ersichtlich. Hinzu tritt das Argument, dass der im geplanten Elektrolyse-Verfahren eingesetzte Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, sodass systematisch keine Anhaltspunkte dafür erkennbar sind, warum diese erneuerbare Abwärme Einfluss auf die Vergütungsfähigkeit des unter Zuhilfenahme der Abwärme letztlich erzeugten Stroms haben sollte.

Rechtsrahmen Zahlungsansprüche/Förderung

Auf der Einnahmenseite können nach den Sachverhaltsangaben nur in geringem Umfang Einnahmen erlöst oder staatliche Förderungen in Anspruch genommen werden; insbesondere wird die Erzeugung von Wärme nicht durch das KWKG gefördert.

Systemdienstleistungen

Zunächst können durch den Stromverbrauch mit der Wasserstoff-Elektrolyse Systemdienstleistungen im Rahmen des Lastmanagements angeboten werden. So können diese Anlagen rechtlich zulässig Systemdienstleistungen in Form von negativer (Sekundär-)Regelenergie im Regelenergiemarkt erbringen sowie an unter § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG zu subsumierenden Redispatch-Maßnahmen teilnehmen (Agora Energiewende, 2014a, S. 52 ff., S. 96 ff.)³⁰.

„Nutzen statt abregeln“, § 13 Abs. 6a EnWG

Das seit dem 1. Januar 2017 geltende spezielle Instrument zum Umgang mit Netzengepässen in § 13 Abs. 6a EnWG ist für das hier vorgeschlagene Verbundvorhaben nicht nutzbar. Zwar dient die neue Vorschrift dazu, die Abregelung von erneuerbaren Energien zu verhindern, jedoch adressiert sie ausschließlich eine Kombination aus bestehenden KWK-Anlagen und neu zu errichtenden Power-to-Heat-Anlagen³¹. Weitere zuschaltbare Lasten – und damit auch die Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff – werden von dieser Norm grundsätzlich nicht adressiert.

Förderung Power-to-Gas-Anlagen

Im Bereich der Investitionshilfen fördert die KfW seit November 2016 mit dem Programm „Erneuerbare Energien Standard“ Nr. 270 (KfW, 2016a) mit vergünstigten Krediten die Errichtung, die Erweiterung und den Erwerb von Power-to-Gas-Anlagen als Maßnahme zur Flexibilisierung von Stromnachfrage und -angebot. Eine Kombination dieser Förderung mit anderen Förderprogrammen ist unter bestimmten Bedingungen zulässig.

Förderung Wärmenetze

Für neu zu errichtende oder auszubauende Wärmenetze können unter bestimmten Voraussetzungen staatliche Infrastrukturförderungen zum einen nach den §§ 18 - 21 KWKG 2016 in Anspruch genommen werden. Diese nicht rückzahlbaren Zuschläge sind insbesondere von den Anteilen von KWK-Wärme und Wärme aus erneuerbaren Energien im Wärmenetz abhängig.

Alternativ zum KWKG kann die Errichtung und die Erweiterung von Wärmenetzen über das KfW-Förderprogramm „Erneuerbare Energien Premium“ Nr. 271, 281 (KfW, 2016b) förderfähig sein. Auch hierfür sind bestimmte Mindestanteile an erneuerbaren Energien, KWK oder Abwärme erforderlich. Zudem wird überwiegend die Versorgung von Neubauten vorausgesetzt.

ii. Bestehende Ansätze zur rechtlichen Weiterentwicklung

„Nutzen statt abregeln“, § 13 Abs. 6a Satz 7 EnWG

Wie oben dargestellt, können Wasserstoff-Elektrolyseure nach geltender Rechtslage die Voraussetzungen des § 13 Abs. 6a EnWG nicht erfüllen. Sollten die Übertragungsnetzbetreiber jedoch keine zwei Gigawatt elektrischer Leistung von Wärmeerzeugern (Power-to-Heat-Anlagen) kontrahieren können, ist vorgesehen, dass die Bundesregierung einen Verordnungsentwurf auch zur Ausdehnung auf weitere zuschaltbare Lasten vorlegt (§ 13 Abs. 6a Satz 7 EnWG). Insoweit bestehen allerdings noch einige Unklarheiten, insbesondere wird kein Zeitpunkt genannt, bis zu dem die zwei Gigawatt erreicht werden sollen. Auch besteht keine Rechtspflicht für die Bundesregierung, eine solche Verordnung dann auch zu erlassen.

21 K. Milewski, in: K. Möhlenkamp/ders., EnergieStG/StromStG, § 1 EnergieStG Rn. 14.

22 K. Milewski, in: K. Möhlenkamp/ders., EnergieStG/StromStG, § 1 EnergieStG Rn. 12.

23 K. Milewski, in: K. Möhlenkamp/ders., EnergieStG/StromStG, § 2 EnergieStG Rn. 48.

24 Erfasst wird lediglich die (gekoppelte) Erzeugung von Wärme mittels Energieerzeugnissen.

25 Nicht Prüfungsgegenstand sind weitere, allgemeine Steuertatbestände außerhalb des Energiesteuerrechts, wie etwa die Umsatzsteuerpflicht.

26 Vgl. zur Vorgängernorm Lehnert & Thomas, 2013, § 16 Rn. 20.

27 BT-Drs. 16/8148, S. 48.

28 Boewe & Bues, 2016, § 19 Rn. 16; zur Vorgängernorm Reshöft, 2014, § 16 Rn. 14.

29 Zur Vorgängernorm Reshöft, 2014, § 16 Rn. 18.

30 Vgl. zum gleichgelagerten Fall der Erbringung von Systemdienstleistungen durch Power-to-Heat-Anlagen: Agora Energiewende, 2014a, S. 52 ff., 96 ff.

31 Ob auch bestehende PtH-Anlagen erfasst werden, ist unklar.

Experimentierklausel, § 119 EnWG

Mit § 119 EnWG wurde eine Experimentierklausel in das EnWG eingefügt, durch die die Bundesregierung zum Erlass einer Verordnung ermächtigt wird, nach der für Teilnehmer am SINTEG-Programm („Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“) von im Einzelnen benannten Vorschriften abweichende Regelungen getroffen werden können. Im Bereich des EnWG betrifft dies insbesondere Befreiungen von der Pflicht zur Zahlung der Netzentgelte sowie von weiteren netzentgeltbezogenen Preisbestandteilen. Daneben wird auch eine Befreiung von der KWK-Umlage sowie eine Verringerung der EEG-Umlage ermöglicht (vgl. § 33 Abs. 1 Nr. 3 KWKG 2016, § 95 Satz 1 Nr. 6 EEG 2017). Statt der Einführung von Befreiungen sind auch Erstattungen möglich. Hintergrund der Experimentierklausel ist die Erprobung neuer Instrumente oder Modelle im kleinskaligen Maßstab.

Nach § 119 Abs. 2 Nr. 2 EnWG fallen Elektrolyseure als Anlagen zur „Umwandlung elektrischer Energie in einen anderen Energieträger“ sachlich in den Anwendungsbereich.³² Für die Nutzbarmachung im vorliegenden Kontext kommt es jedoch ferner darauf an, ob das Verbundvorhaben den Status als „Teilnehmer“ am SINTEG-Programm erfüllen kann. Hier ist noch unklar, ob auch assoziierte Partner ohne Förderung erfasst wären.³³

Dann könnte ggf. geprüft werden, ob das hier zur Begutachtung anstehende Vorhaben als assoziiertes Vorhaben Teil des in Schleswig-Holstein angesiedelten Vorhabens NEW 4.0 werden könnte, worüber die Partnerversammlung entscheiden müsste.

Immissionsschutzrecht, 37. BImSchV (Referentenentwurf)

Seit dem 1. Januar 2015 gilt nach § 37a Abs. 4 BImSchG³⁴ eine Treibhausgasminderungsquote für die Mineralölwirtschaft, wonach aufgrund eines gewollten Systemwechsels (Probst, 2015, S. 393 (397))³⁵ durch den Einsatz von Biokraftstoffen eine Treibhausgasminderung der gesamten Kraftstoffe erreicht werden muss. Bislang kann synthetisch erzeugter Wasserstoff nicht unter den Begriff der Biokraftstoffe subsumiert werden (§ 37b BImSchG) (Valentin & von Bredow, 2011, S. 99 (103); Schäfer-Stradowsky & Boldt, 2015, S. 451 (457))³⁶. Künftig sollen nach einem Verordnungsentwurf jedoch unter bestimmten Voraussetzungen³⁷ nach § 3 Abs. 1 der 37. BImSchV (i.V.m. Anlage 1)³⁸ strombasierte Kraftstoffe im Rahmen der Treibhausgasquoten des Kraftstoffsektors anrechenbar sein (§§ 37a ff. BImSchG). Sofern die Verordnung in dieser Form beschlossen wird, könnte die Herstellung von Wasserstoff aus EE-Strom zur Verwendung im Mobilitätssektor auf diese Weise in nicht-finanzieller Form gefördert werden (Buchmüller & Hennig, 2016, S. 384 (390 f.)).

b. Technische Machbarkeit

i. Technische Machbarkeit der Elektrolyse

Nikolas Knetsch, Tom Smolinka, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

In der vorliegenden Projektskizze soll ein dezentrales Wasserstoff-Verbundnetz mit primärer Nutzung des Wasserstoffs in der Mobilität aufgebaut werden. Es besteht im Wesentlichen aus folgenden Elementen:

1. Fünf PEM-Elektrolyseure, jeweils mit einer Anschlussleistung von 200 Kilowatt und einem Systemdruck von 30 bar. Die Wärme wird vor Ort für die Nahwärmeversorgung ausgekoppelt. Der Wasserstoff wird vor Ort in Drucktanks zwischengespeichert.
2. Einsatz eines CGH₂-Trailers (inklusive einer mobilen bzw. on-board Verdichtungseinheit zur Verdichtung auf 150 bis 250 bar), welcher den Wasserstoff der fünf Elektrolyseure im täglichen Rhythmus aufnimmt.
3. Zwei Wasserstofftankstellen mit on-site Wasserstoff-Verdichtung. Über den CGH₂-Trailer werden die Tankstellen (täglich) mit Wasserstoff beliefert. Es stehen Dispensersäulen mit einem Abgabedruck von 350 bar (BZ-Busse) und 700 bar (BZ-Pkw) zur Verfügung.
4. Zwei BZ-Busse für den Überland-ÖPNV.

Alle Einzelkomponenten der skizzierten Prozesskette sind bereits heute am Markt verfügbar bzw. wurden bereits in diversen Demonstrationsprojekten und Feldtests langfristig erprobt und befinden sich nicht mehr im Forschungsstadium.³⁹

Die technische Umsetzbarkeit der PEM-Elektrolyse gemäß gegebenen Spezifikationen wird als sehr hoch eingeschätzt. Sie wird im Folgenden hinsichtlich der spezifizierten Parameter Leistungsbereich, Arbeitsdruck, Gasreinheit, Dynamik, Wirkungsgrad und Lebensdauer diskutiert.

Leistungsbereich

Die elektrische Leistung pro PEM-Elektrolysesystem/-modul liegt mit 200 Kilowatt im unteren Mittelfeld heutiger kommerziell erhältlicher oder prototypischer Elektrolyseure. Es wird gemäß Literaturwerte angenommen, dass eine Zellfläche von 450 Quadratzentimetern im Zellstapel umgesetzt wird. In Prototypen anderer Hersteller werden aktuell Zellflächen von circa 1.000 bis 1.500 Quadratzentimetern realisiert, neuere konzeptionelle Überlegungen zielen auf Zellflächen von circa 2.000 bis 3.000 Quadratzentimetern. Ausgehend von der bisherigen Stack-Technologie des EL-30 der Tochterfirma H-TEC SYSTEMS mit einer Fläche von nur 30 Quadratzentimetern entspricht dies einem Scale-Up um den Faktor 15 und stellt damit einen ambitionierten Technologiesprung dar. Trotzdem wird das technische Risiko als gering angesehen, da am Markt für diese Zellfläche ausreichend Komponenten wie Membran-Elektroden-Einheiten, Stromverteiler, Zellrahmen etc. verfügbar sind.

Arbeitsdruck

Der Arbeitsdruck wird mit 30 bar angegeben. Wie beim oben genannten EL-30 wird von einem Stack-Betrieb im Differenzdruckmodus ausgegangen. D. h. die Wasserstoffseite arbeitet bei 30 bar Überdruck und die Sauerstoffseite nahe atmosphärischen Bedingungen. Dadurch lassen sich Kostenvorteile auf der Systemseite realisieren, jedoch bestehen höhere Anforderungen an das Stack-Design. Für die PEM-Elektrolyse kann jedoch dieser Differenzdruckbetrieb als Stand der Technik angesehen werden, mehrere Firmen verfolgen dieses Konzept. Aufgrund der langjährigen Differenzdruckerfahrungen mit dem EL-30 wird daher das technische Risiko als beherrschbar bewertet. Hinzu kommt der positive Effekt, dass die Zulieferindustrie Komponenten anbietet, die für solche Differenzdrücke geeignet sind.

Gasreinheit

Die Gasreinheit wird in der Skizze nur indirekt spezifiziert, da in der mobilen Anwendung Wasserstoffreinheit der Qualität 5.0 (Reinheit von 99,999 Prozent des trockenen Wasserstoffs) gefordert wird. Prinzipiell ermöglicht die PEM-Elektrolyse am Zellausgang bereits eine Reinheit von 3.0 bis 4.0. Typische Fremd-Bestandteile im Wasserstoff sind Wasserdampf und Sauerstoff. Für die Feinreinigung und Trocknung ist auch bei der PEM-

32 gl. BT-Drs. 767/16, S. 50.

33 § 119 und die Gesetzesbegründung definieren den Begriff des „Teilnehmers“ nicht.

34 Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17.05.2013 (BGBl. I S. 1274), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 30.11.2016 (BGBl. I S. 2749) geändert worden ist.

35 Zuvor galt als Bezugsgröße für die Quotenverpflichtung der Energiegehalt der in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe, vgl. Probst, 2015, S. 393 (397).

36 Im Ergebnis so auch: Valentin & von Bredow, 2011, S. 99 (103); Schäfer-Stradowsky & Boldt, 2015, S. 451 (457).

37 Insbesondere abschließende Aufzählung erfasster Rohstoffquellen und Verfahren in Anlage 1 der 37. BImSchV.

38 Referentenentwurf des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit vom 19.08.2016.

39 Der Stand der Technik für Wasserstofftankstellen kann unter anderem in (E-mobil BW GmbH, 2013) nachvollzogen werden.

Elektrolyse zusätzliche „End-of-Pipe“-Technik notwendig. Eine Reinheit von 5.0 bis sogar 7.0 kann so ohne Probleme in Wasserelektrolyseuren erreicht werden. Im Teillastbetrieb kann es beim Zellausgang zu höheren Fremdgasgehalten kommen. Hierbei ist darauf zu achten, dass Reinigungsverfahren eingesetzt werden, die auch im kleinen Teillastbereich zuverlässig arbeiten. Da die Verfahren verfügbar sind, ist dies jedoch eine reine Auslegungs- und Dimensionierungsaufgabe.

Dynamik

Durch die kompakte und vergleichsweise leichte Bauweise, sowie das prinzipiell gute Teillastverhalten verfügt die PEM-Elektrolyse über eine hohe dynamische Betriebsweise und kann schnell aus dem kalten sowie warmen Stand-by angefahren werden. Dies gilt für alle gängigen Zellkonzepte. Das dynamische Verhalten auf der Systemebene kann jedoch nur mit genauerer Kenntnis des Anlagenlayouts bewertet werden. Das technische Risiko wird als gering eingeschätzt.

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad auf Systemebene wird mit 75 Prozent angegeben. Üblicherweise verwenden Hersteller von Niedertemperatur-Elektrolyseuren den Wasserstoff-Brennwert (= 3.54 kWh pro Nm³ Wasserstoff) zur Berechnung des Wirkungsgrads. Dies entspricht einem spezifischen (elektrischen) Energiebedarf von 4,72 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Wasserstoff und stellt in dieser Leistungsklasse für die geforderte Wasserstoff-Qualität einen guten Wert da.

Lebensdauer

Die Lebensdauer des Zellstapels wird mit 25.000 Stunden Betrieb spezifiziert. Literaturwerte zur Lebensdauer der PEM-Elektrolyse im realen Betrieb sind praktisch nicht öffentlich verfügbar. Jedoch wurde schon in den Neunzigerjahren des vergangenen Jahrhunderts von Lebensdauern bis zu 100.000 Stunden für PEM-Shortstacks in der militärischen Anwendung berichtet (Leonida, McElroy & Sexauer, 1992). Üblicherweise wird die Lebensdauer der PEM-Elektrolyse auf Zellebene heutzutage mit circa 10.000 bis 60.000 Stunden abgeschätzt. Jedoch hängt die Lebensdauer entscheidend von der verfügbaren DI-Wasserqualität am Aufstellungsstandort und der Betriebsweise ab. Diese Lebensdauer von mehreren

10.000 Stunden wird von den Autoren als durchaus realistisch bewertet. Siemens gibt für seine Elektrolysestacks eine garantierte Lebensdauer von bis zu 90.000 Stunden an (Beumelburg, 2016). Jedoch wird vermutet, dass dies ggf. über einen Stack- oder Zellenaustausch ermöglicht wird. Die Zellstapel der on-site Elektrolyse an der Wasserstofftankstelle des Fraunhofer ISE haben mittlerweile eine Betriebsstundenzahl von nahezu 30.000 Stunden erreicht (Stand Frühherbst 2016, unveröffentlichte Daten) und zeigen noch keine wesentlichen Alterungseffekte auf.

Eine Lebensdauer von zehn Jahren, wie für die Systemperipherie in der Projektskizze angegeben, wird für die (nicht näher spezifizierte) Leistungselektronik als auch für die verfahrenstechnischen Komponenten als unkritisch gesehen, sofern die Elektrolyseanlage im überwachten Betrieb läuft und regelmäßig gewartet wird. Der Austausch von Verbrauchs- und Verschleißteilen in geringem Umfang wird vorausgesetzt. Nicht bewertet werden kann die genehmigte Betriebsdauer durch behördliche Auflagen, bspw. für Hochdruckkomponenten an den Wasserstofftankstellen.

Fazit

Die technische Machbarkeit der PEM-Elektrolyse wird als sehr hoch eingeschätzt. Wie oben dargestellt, verbleiben jedoch gewisse technische Risiken in den Bereichen Sicherstellung der Wasserstoffqualität, Lebensdauer des Zellstapels, Effizienz des Gesamtsystems und betriebliche Einbindung in das regionale Energiesystem (Steuerung).

ii. Technische Machbarkeit der Wasserstoff-Prozesse: Speicherung, Transport, Tankstellen

Philipp Braunsdorf, Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie

Die im Rahmen des Verbundvorhabens geplante Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien ist aus technischer Perspektive umsetzbar. Das Vorhaben sieht vor, Strom aus erneuerbaren Energien, der nicht ins öffentliche Netz eingespeist werden kann, per Elektrolyse in Wasserstoff umzuwandeln und für den lokalen ÖPNV-Betrieb zu verwenden. Dafür ist in Nordfriesland geplant, alle Bausteine von der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der Umwandlung und Speicherung in Wasserstoff mit Wärmeauskoppelung bis hin zum Transport des Wasserstoffs und seiner Nutzung im Mobilitätssektor effizient zu verbinden.

Wasserstoffherzeugung

Die Erzeugung von Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser gilt als eine der vielversprechendsten Möglichkeiten, in Zukunft große Mengen Wasserstoff aus erneuerbarem Strom zu erzeugen. Gegenwärtig stehen mit alkalischer Elektrolyse und PEM Elektrolyse zwei unterschiedliche Elektrolysetechnologien für den Einsatz im industriellen Maßstab zur Verfügung. Andere Elektrolysetechnologien wie z. B. die Hochtemperatur-Elektrolyse befinden sich derzeit noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium.

Derzeit sind die spezifischen Investitionskosten von alkalischen Elektrolyseuren deutlich geringer als von PEM-Elektrolyseuren. Es wird erwartet, dass sich das Niveau der Investitionskosten für beide Technologien in Zukunft annähert. Für beide Technologien wird bei breiter Markteinführung eine signifikante Kostenreduktion erwartet. Gleiches gilt für die Entwicklung des elektrischen Energiebedarfs (Wirkungsgrad). Dieser soll sich von derzeit etwa 55 Kilowattstunden (elektrisch) pro Kilogramm Wasserstoff (ungefähr 60 Prozent) auf etwa 50 Kilowattstunden (elektrisch) pro Kilogramm Wasserstoff (mehr als 65 Prozent) verbessern.

Neben den Investitionskosten und dem Wirkungsgrad sind bei Elektrolyseuren noch der Ausgangsdruck, die erzielbare Wasserstoffreinheit, die Laständerungsgeschwindigkeit, die Teil- und Überlastfähigkeit sowie die

Lebensdauer wichtige Parameter, die bei einer Auswahl betrachtet werden müssen (NOW, 2016).

Wasserstoffspeicherung und -transport

Kleine und mittlere Wasserstoffverbraucher, für die eine Wasserstoffherzeugung vor Ort heute unrentabel ist, werden per Lkw mit Wasserstoff aus zentralen Produktionseinrichtungen versorgt. Das geschieht entweder gasförmig in Druckbehältern oder verflüssigt bei Temperaturen unter -253 Grad Celsius mit vakuum-isolierten Transportbehältern für Flüssigwasserstoff, da Wasserstoff nur eine geringe Dichte besitzt.

Für die Anlieferung von gasförmigem Wasserstoff werden heute meist Druckbehälter mit einem Nenndruck von 200 bar verwendet. Diese bestehen entweder aus reinem Stahl (Typ I) oder aus Stahl mit Faserverstärkung (Typ II). Hier wird die Druckfestigkeit eines Stahltanks durch Umwicklung mit Karbon- oder Glasfasern erhöht. Folglich muss weniger Stahl eingesetzt werden, wodurch ein geringeres Tankgewicht erzielt werden kann. Die maximal zulässige Lkw-Gesamtmasse aus Zugfahrzeug, Anhänger und Ladung ist auf 40 Tonnen begrenzt. Durch die Gewichtseinsparung mit Typ II Tanks gegenüber Typ I Tanks, kann die transportierte Wasserstoffmenge deutlich erhöht werden. Dennoch kann durch das hohe Gewicht der heutigen Druckbehälter aus Stahl bzw. Stahl mit Faserverstärkung, je nach Bauart, nur eine Wasserstoffmenge von wenigen 100 Kilogramm transportiert werden.

Um die Wasserstoff-Transportmenge weiter zu erhöhen, werden derzeit mobile Druckbehälter entwickelt, die vollständig Glas- und/oder Karbonfaser einsetzen (Typ IV), welche einen gasdichten Kunststoff-Innenbehälter mit einem lasttragenden Faserverbund umwickeln. Der dünne Kunststoffbehälter (Liner) besteht dabei z. B. aus Polyamid. Die hohe Festigkeit und das geringe Gewicht von Karbonfasern ermöglichen einen vergleichsweise leichten Tank mit Nenndrücken von etwa 500 bar oder mehr. Durch diese Tanktechnologie lässt sich die Menge gasförmig transportierten Wasserstoffs auf etwa 1.000 Kilogramm pro 40-Fuß-Container steigern. Die ersten mobilen 500-bar-Druckbehälter werden bereits auf der Straße eingesetzt (NOW, 2016).

Aufbau und Betrieb der Wasserstofftankstelle

Sämtliche der für in Deutschland öffentlich zugängliche und von der Clean Energy Partnership (CEP) abgenommene Wasserstofftankstellen genutzten Technologien haben insbesondere komponentenseitig in den vergangenen Jahren deutliche Lernkurven durchlaufen (e-mobil BW, 2013). Maßgeblich dazu beigetragen hat das ressortübergreifende Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien (NIP), in dessen Rahmen mit Mitteln des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur seit 2006 die Forschung und Entwicklung von Anwendungen im Verkehrsbereich unterstützt und gemeinsam mit der Industrie vorangetrieben wurden. Dies schloss auch die Entwicklung, den Aufbau und den Betrieb von Wasserstofftankstellen in Form des 50-Tankstellen-Programms mit ein. Die in diesem Zusammenhang errichteten Anlagen haben mittlerweile einen Reifegrad erlangt, der eine infrastrukturseitige Kommerzialisierung und fahrzeugseitige Markteinführung erlaubt. Die Technologielieferanten der in Deutschland aufgebauten Tankstellen sind momentan hauptsächlich Linde AG und Air Liquide. Durch neue Betreiberkonzepte wie dem Power-to-Gas-Ansatz und der Koppelung mit erneuerbaren Energien ist absehbar, dass sich weitere Betreiber auf dem Markt etablieren können.

Für Wasserstofftankstellen mit gasförmiger Speicherung gibt es drei verschiedene Druckgasstufen (Clean Energy Partnership, 2017): Niederdruckspeicher, Mitteldruckspeicher und Hochdruckspeicher. Niederdruckspeicher können bis zu 200 Kilogramm gasförmigen Wasserstoff bei 45 bar speichern. Es handelt sich um hohe, runde Gasbehälter, sogenannte Zigarren. Mitteldruckspeicher werden oftmals in Form von Flaschenbündeln zur Verfügung gestellt. Es handelt sich um Standardflaschen für Drücke zwischen 200 und 500 bar. Bei Hochdruckspeichern handelt es sich um Sonderanfertigungen, die auf bis zu 1.000 bar Druck ausgelegt sind. Meist bestehen diese Druckspeichertanks aus mehreren Schichten: Einer Innenhülle aus möglichst korrosionsbeständigem Metall oder Verbundwerkstoffen (überwiegend Legierungen aus Aluminium, Edelstahl oder Kunststoff) sowie einer äußeren stabilisierenden Schicht aus Glasfasern, Kohlefasern oder einer Kombination aus beiden Fasern. Diese werden in mehreren Schichten um die Innenhülle gewickelt und jeweils mit Harzen verklebt.

Die Zapfsäule mit der Zapfpistole bildet die Schnittstelle zum Endnutzer bzw. zum Tank der verschiedenen Fahrzeugtypen (Pkw, Busse, Flurförderfahrzeuge) (HA Hessen Agentur, 2013). Im Vorfeld der Zapfsäule wird der Wasserstoff für die Abgabe aufbereitet, da unterschiedliche technische Anforderungen für die Abgabe von flüssigem oder gasförmigem (wahlweise 200, 350 oder 700 bar) Wasserstoff bestehen. Hervorzuheben ist, dass sich Automobilhersteller und einige Gas- sowie Anlagenhersteller auf weltweit gültige Standards zur Betankung von Pkws mit gasförmigem Wasserstoff geeinigt haben.

Der die Tankstelle an sich betreffende Standard SAE TIR J2601 (SAE: Society of Automotive Engineers) wurde 2010 veröffentlicht und regelt u. a. die fahrzeugseitigen Fülldrücke (700 bar (bei 15 °C) oder 350 bar (bei 15 °C), Maximaldrücke (875 bar) und Maximal- bzw. Minimaltemperaturen des Wasserstoffs an der Zapfpistole (– 33 °C bis – 40 °C) (e-mobil BW, 2013). Speziell bezogen auf die Füllkupplung sind ebenfalls Verweise auf die Norm SAE TIR J2799 (700 bar inkl. Kommunikationsschnittstelle) und SAE J2600 (350 bar) relevant. Die Standards definieren Fülltabellen, die in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur und dem Füllstand des Tanks eine möglichst schnelle und sichere Betankung gewährleisten (für 700 bar – 40 °C, 700 bar – 20 °C, 350 bar 0 °C und 350 bar ungekühlt bzw. mit Umgebungstemperatur). Die aktuell gebauten Tankstellen sind auf die Schnell-Betankung mit 700 bar und – 40 Grad Celsius Vorkühlung ausgelegt und so mit den meisten Brennstoffzellen-Fahrzeugen (FCEV) kompatibel.

iii. Technische Machbarkeit Brennstoffzellenbusse

Der Klimaschutzplan der Bundesregierung gibt vor, dass der Mobilitätssektor bis 2050 weitgehend frei von Treibhausgasemissionen sein muss. Vor diesem Hintergrund wird die Transformation der Antriebstechnologien und -kraftstoffe im Verkehr auch in Kooperationsprojekten zwischen Politik und Industrie vorgebracht. So werden über das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) des Bundesverkehrsministeriums seit 2006 diverse Projekte zur wasserstoff- und brennstoffzellengestützten Mobilität initiiert. Das Programm wird zunächst bis 2019 fortgeführt. Um diese Aktivitäten zu forcieren, hat die

Bundesregierung das Regierungsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie 2016–2026 über einen Zeitraum von zehn Jahren aufgesetzt.

Im Rahmen des NIP werden technologieoffen alternative Antriebe gefördert, um deren Marktreife zu beschleunigen (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, 2017). In diesem Rahmen testet die Clean Energy Partnership (CEP) des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur in Kooperation mit Partnern aus der Industrie die Alltagstauglichkeit von Wasserstoff als Kraftstoff.¹ Eine funktionale Infrastruktur ist hierfür eine Grundlage: Sechs Unternehmen aus der Gas-, Mineralöl- und Automobilindustrie gründeten dafür die Betreibergesellschaft H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG, um den Ausbau der Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur 2017 in Deutschland weiter voranzubringen. Bis 2018/19 sollen 100 Wasserstoff-Tankstellen in Deutschland entstehen.² EU-weit sollen im Rahmen des Förderprojekts JIVE bis 2020 mehr als 500 Brennstoffzellen-Busse eingesetzt werden. In einer ersten Phase werden dafür 142 Brennstoffzellenbusse in neun europäischen Metropolen fahren (Landeshauptstadt Wiesbaden, 2016).

Auch der Landkreis Nordfriesland hat in der Wasserstoffmobilität Zukunftspotenzial erkannt und angekündigt, die Nutzung von alternativen Antriebsformen in seinen öffentlichen ÖPNV-Ausschreibungen für 2017/2018 zu integrieren.

Dieser Ausblick zeigt, dass wichtige Faktoren wie politischer Wille, wissenschaftliche Expertise, die Entwicklung von Infrastruktur und die technologische Entwicklung im Bereich der Brennstoffzellen-basierten Dekarbonisierung des Mobilitätssektors für deren Zukunftspotenzial sprechen. Dabei lässt sich auf bereits laufende und abgeschlossene Pilotprojekte aufbauen: In den vergangenen Jahren haben weltweit mehr als achtzig Brennstoffzellen-Busse ihre technische Reife sowie ihre Einsatzfähigkeit im Linienverkehr demonstriert (Landeshauptstadt Wiesbaden, 2016). Der Nachweis der technischen Machbarkeit des Einsatzes von Brennstoffzellenbussen im Rahmen des Verbundvorhabens kann sich auf entsprechende Erfahrungen stützen. Es werden im Folgenden zwei Pilotprojekte dargestellt, in denen Brennstoffzellenbusse erfolgreich zum Einsatz kommen.

¹ <https://cleanenergypartnership.de>

² <http://h2-mobility.de>

PILOTPROJEKT 1: INNOVATIONSLINIE DES HVV (HAMBURGER HOCHBAHN)

Seit 2003 betreibt die Hamburger Hochbahn regulär Brennstoffzellenbusse im ÖPNV. Da sich die Brennstoffzellenbusse im Linienbetrieb bewährt haben, wurden weitere Anschlussprojekte initiiert (Gängrich, 2014). Eine neue Generation von vier Brennstoffzellenhybridbussen des Typs Citaro FuelCELL-Hybrid von Daimler-Benz ist seit 2011 im Einsatz. Die Brennstoffzellensysteme der neuen Generation zeichnen sich durch einen geringeren Wasserstoffverbrauch sowie eine längere Lebensdauer aus (Clean Energy Partnership, 2017). Die Busse haben eine Reichweite von 300 bis 400 Kilometern und verbrauchen zwischen zehn und 14 Kilogramm Wasserstoff pro 100 Kilometer. Die Wasserstofftanks fassen circa 40 Kilogramm Wasserstoff, wovon circa 35 bis 40 Kilogramm tatsächlich genutzt werden können. Die Brennstoffzelle besitzt eine Gesamtleistung von 120 Kilowatt. Die Maße des Busses (Länge: 11,95 m, Breite: 2,55 m, Höhe: 3,5 m) sind mit herkömmlichen Solo-Dieselmotoren mit zwei Achsen vergleichbar.³ Im Fahrgastraum können 75 Personen mit 25 Sitz- und 50 Stehplätzen transportiert werden.

Seit Ende 2014 wird in Hamburg u. a. der Bustyp Solaris Urbino Electric 18,75 eingesetzt. Dabei handelt es sich um einen Batteriebus mit Brennstoffzelle als Range-Extender. Der Solaris hat eine Reichweite von circa 300 Kilometern und verbraucht circa 13 Kilogramm Wasserstoff auf 100 Kilometern (Koch, 2017a). Die Batterie besitzt eine Kapazität von 120 Kilowattstunden und wird von einer 101 Kilowatt starken Brennstoffzelle geladen. Die Brennstoffzelle schaltet sich nur dann ein, wenn 100 Prozent ihrer Leistung verwendet werden kann, was ihre Lebensdauer deutlich verlängert. Die Maße des Gelenkbusses betragen 18,75 Meter Länge, 2,55 Meter Breite und 2,85 Meter Höhe. Durch seine Länge und einer Anzahl von 100 Steh- und 56 Sitzplätzen kann der Bus auch auf Linien mit hohem Fahrgastaufkommen eingesetzt werden.⁴

Die genannten Busse verkehren auf der Linie 109 zwischen Hauptbahnhof/ZOB und U-Bahnhof Alsterdorf.

Diese Strecke entspricht einer Länge von circa zehn Kilometern. Folglich ist nach maximal 30 einfachen Fahrten eine neue Betankung mit Wasserstoff nötig. Die Betankung dauert circa zehn Minuten (Koch, 2017a). In Hamburg wird die Betankung an der Wasserstoff-Tankstelle in der Hafencity vorgenommen. Diese befindet sich circa einen Kilometer vom betriebenen Streckenabschnitt entfernt.

Die landschaftlichen Bedingungen auf der Strecke innerhalb Hamburgs sind vergleichbar mit den Anforderungen des Brennstoffzellenbus-Betriebs in Nordfriesland. Auch hier ist die Landschaft flach, ohne viele natürliche Erhebungen. Die Busstrecke durch die Hamburger Innenstadt ist eher von Zwischenhalten geprägt als die geplante Strecke in Nordfriesland. Allerdings kann angenommen werden, dass im Rahmen des Verbundvorhabens eine längere Strecke zurückgelegt werden wird. Ausgehend von einer einfachen Strecke zwischen Husum und Niebüll legt der Brennstoffzellenbus rund 40 Kilometer zurück. Bei einer angenommenen Reichweite von circa 300 Kilometern und einem Verbrauch von circa zehn bis 14 Kilogramm Wasserstoff pro 100 Kilometer wird auf dieser Strecke nach ungefähr jeder sechsten einfachen Fahrt eine Wasserstoff-Tankung erforderlich. Die vorab beschriebenen Busmodelle können dieses Szenario leisten. Die Verfügbarkeit der Brennstoffzellenbusse ist aufgrund der Kleinserienproduktion und der damit gelegentlich schwierigeren Ersatzteilversorgung nicht auf dem gleichen Niveau wie bei den seit Jahrzehnten etablierten Dieselmotoren. Die Wartung von Brennstoffzellenbussen müssen außerdem speziell geschulte Elektrofachkräfte übernehmen.

Bei einer konkreten Streckenplanung kommt es darauf an, dass die Wasserstofftankstelle infrastrukturell günstig an die Linienführung des ÖPNV angebunden ist. Auf diese Weise können in Nordfriesland weitere Projekte mit Brennstoffzellenbussen im ÖPNV durchgeführt werden.

PILOTPROJEKT 2: RHEIN-ERFT-VERKEHRS-GESELLSCHAFT (REVG)/REGIONALVERKEHR KÖLN GMBH (RVK)

Seit September 2011 wird ein Brennstoffzellenbus vom Typ APTS Phileas im Regionalverkehr des Rhein-Erft-Kreises zwischen Köln Hauptbahnhof und Hürth eingesetzt. Dort bedient ein Gelenkbus mit Brennstoffzellenhybridantrieb eine Strecke von knapp 30 Kilometern (one way). Die Gesamtreichweite beträgt circa 250 Kilometer. Pro 100 Kilometer werden circa 15 Kilogramm Wasserstoff verbraucht (Regionalverkehr Köln GmbH, 2017a). Der Wasserstofftank hat eine Kapazität von insgesamt 40 Kilogramm. Die Maße der Busse betragen in der Länge circa 18,48 Meter, in der Breite 2,5 Meter und in der Höhe 3,2 Meter (Bünnagel, 2012; Regionalverkehr Köln GmbH, 2017a). Die integrierte Brennstoffzelle (PEMFC) besitzt eine elektrische Nennleistung von 150 Kilowatt (Bünnagel, 2012). Der Elektromotor hat eine Leistung von maximal 250 Kilowatt. Der Bus hat eine Fahrgastkapazität von 58 Stehplätzen, 37 Sitzplätzen und einen Rollstuhlplatz.

Neben zwei Bussen des Typs APTS Phileas gehören seit 2014 zwei Solo-Busse des Typs Van Hool A330 FC zur Busflotte des RVK. Der Van Hool hat bei einer vollen Tankfüllung von 40 Kilogramm Wasserstoff, wovon circa 35 Kilogramm tatsächlich nutzbar sind, eine Reichweite von 350 Kilometern (Regionalverkehr Köln GmbH, 2017b). Pro Kilometer werden demnach circa zehn Kilogramm Wasserstoff verbraucht. Mit seinen Maßen (Länge: 13,15 m, Breite: 2,55 m, Höhe: 3,42 m)⁵ verfügt der Bus im Innenraum über 33 Sitz-, 67 Stehplätze sowie einen Rollstuhlplatz. Das Fahrzeug wird von zwei Elektromotoren mit jeweils 85 Kilowatt angetrieben (Schultheis, 2014). Die Leistung der Brennstoffzelle beträgt circa 120 Kilowatt (Koch, 2017b). Der Einsatz von Brennstoffzellenbussen in der Region Köln/Rhein-Erft zeigt, dass sich die Busse auch in hügeligen Regionen für den Linienbetrieb eignen.

Der RVK hat eine Kundenbefragung zu den Brennstoffzellenbussen durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen eine durchweg positive Wahrnehmung der Busse. Insbesondere Schülerinnen und Schüler sind aufgrund des geringen Geräuschpegels und des Ausstoßes von lediglich Wasser anstatt Stickoxiden, Feinstaub- und CO₂-Emissionen überzeugt (Schultheis, 2014).

Die Brennstoffzellenbusse werden im Rhein-Erft-Kreis im Rahmen des Projekts „Null Emission“ eingesetzt. Der RVK arbeitet bis 2030 in Etappen daran, die Busflotte aus Fahrzeugen mit konventionellen Verbrennungsmotoren Stück für Stück durch Fahrzeuge mit alternativen Antrieben zu ersetzen (Regionalverkehr Köln GmbH, 2017c).

Die Fortführung des Projekts zeigt, dass Brennstoffzellenbusse erfolgreich auf die Probe gestellt wurden und die Machbarkeit des Einsatzes von Brennstoffzellenbussen im ÖPNV hinlänglich getestet und positiv bewertet werden kann.

³ <http://www.nahverkehr-info.de/busabmessung.php>

⁴ <http://www.busnetz.de/647-solaris-urbino-electric-mit-brennstoffzelle-in-hamburg-praesentiert>

⁵ <http://www.vanhool.be/DEU/opnv/hybride-brennstoffzellen/a330fceuropa.html>

c. Genehmigungsrechtliche Aspekte

Sylvia Ruß, Frank Sailer, Stiftung Umweltenergierecht

Im Folgenden erfolgt eine Kurzbeurteilung der genehmigungsrechtlichen Aspekte zur Umsetzung des Verbundvorhabens, untergliedert anhand der wesentlichen, vom Auftraggeber mitgeteilten Projektschritte.

i. Bau und Betrieb einer Elektrolyseanlage

Genehmigungsbedürftigkeit

Elektrolyseanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff unterliegen einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigungspflicht nach § 4 Abs. 1 S. 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) i.V.m. Nr. 4.1.12 des Anhangs 1 der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV). Hiernach bedürfen „Anlagen zur Herstellung von (...) Wasserstoff“ in industriellem Umfang einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung nach einem förmlichen Genehmigungsverfahren gemäß § 10 BImSchG (mit Öffentlichkeitsbeteiligung).¹ Hierbei verdeutlicht der unbestimmte Begriff „industrieller Umfang“, dass nicht jede Anlage zur chemischen Umwandlung nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig ist. Ein industrieller Umfang ist – in Abgrenzung zu Laboranlagen und Handwerksbetrieben – bei einer arbeitsteiligen Herstellung in großtechnischem Maßstab anzunehmen (Müggenborg, 2010, S. 479 (481)). Die Einstufung der fünf Elektrolyseanlagen des Verbundvorhabens ist eine Frage des Einzelfalls und unterliegt letztlich der Einschätzung der Behörde, wobei es vor allem auf die konkrete Betriebs- und Arbeitsorganisation sowie den

Produktionsumfang ankommen dürfte (Hansmann & Röckinghausen, 2015a).² Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung schließt dabei gemäß § 13 BImSchG – mit Ausnahme wasserrechtlicher Zulassungen – alle anderen erforderlichen Genehmigungen, wie z. B. die Baugenehmigung, mit ein (formelle Konzentrationswirkung).³

Unter Umständen kommt dabei nach § 2 Abs. 3 der 4. BImSchV die Möglichkeit eines vereinfachten Genehmigungsverfahrens gemäß § 19 BImSchG (ohne Öffentlichkeitsbeteiligung) in Betracht, wenn Anlagen „ausschließlich oder überwiegend der Entwicklung und Erprobung neuer Verfahren, Einsatzstoffe, Brennstoffe oder Erzeugnisse dienen (Versuchsanlagen)“, was bei Elektrolyseanlagen in der Genehmigungspraxis im Einzelfall bejaht wird (Hansmann & Röckinghausen, 2015b).⁴ Über den Genehmigungsantrag ist dann innerhalb von nur drei Monaten zu entscheiden (§ 10 Abs. 6a BImSchG). Die Genehmigung wird jedoch in dem Fall nur befristet für höchstens drei bzw. mit Verlängerung für vier Jahre erteilt (§ 2 Abs. 3 S. 1 der 4. BImSchV). Zudem ist die Rechtssicherheit im Hinblick auf Einwendungen und Klagen eingeschränkt, da hier weder Präklusionsvorschriften gelten noch eine öffentliche Bekanntmachung des Genehmigungsbescheids möglich ist (§ 10 Abs. 3 S. 5, Abs. 8 BImSchG).⁵ Das gänzliche Entfallen der Genehmigungspflicht gemäß § 1 Abs. 6 der 4. BImSchV kommt dagegen nur bei Versuchsanlagen „im Labor- und Technikumsmaßstab“ in Betracht, d. h. nur bei einer Herstellung von Wasserstoff in einem solch kleinen Umfang, der eine wirtschaftliche Vermarktung nicht erlaubt (Hansmann & Röckinghausen, 2015a).⁶

Elektrolyseanlagen sind zwar zudem auch Anlagen nach der Industrieemissions-Richtlinie (IED-Richtlinie)⁷, § 3 i. V. m. Nr. 1.1.12 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV Spalte d (Kennzeichnung E). Neben bestimmten verfahrensrechtlichen Anforderungen, wie qualifizierte Antragsunterlagen (Dietlein, 2014)⁸, hat diese Einordnung jedoch vor allem weitergehende regelmäßige Überwachungen durch die zuständigen Behörden zur Folge (Hansmann & Röckinghausen, 2014).⁹ Diese erfolgen anhand behördlicher Überwachungspläne und -programme (§ 52a BImSchG) und umfassen z. B. Vor-Ort-Besichtigungen, Technik-Prüfungen und die Überwachung von Emissionen, internen Berichten und Folgedokumenten (§ 52 Abs. 1b S. 2 BImSchG).

Daneben unterliegt die Herstellung von Wasserstoff im industriellen Umfang zunächst auch einer allgemeinen Vorprüfungspflicht nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)¹⁰, Nr. 4.2 der Anlage 1 zum UVPG¹¹. Kommt die Behörde im Rahmen dieser Vorprüfung zur Einschätzung, dass die Anlage erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann, ist demnach eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen (§ 3c S. 1 UVPG). Zwar kennt auch das UVP-Recht Privilegierungen für „Entwicklungs- und Erprobungsvorhaben“, jedoch nur, wenn es sich um Anlagen nach Spalte 1 handelt, was hier nicht der Fall ist, und nur, wenn diese „nicht länger als zwei Jahre durchgeführt“ werden (§ 3f UVPG). Ist jedenfalls eine UVP durchzuführen, scheidet damit zugleich die Möglichkeit eines bloß vereinfachten Genehmigungsverfahrens aus (§ 2 Abs. 1 S. 1 Nr. 1c, Abs. 3 S. 2 der 4. BImSchV).

Genehmigungsfähigkeit

Der Bau und Betrieb einer Elektrolyseanlage ist grundsätzlich auch genehmigungsfähig, was letztlich aber eine Frage des Einzelfalls ist. Gemäß § 6 Abs. 1 BImSchG ist die Genehmigung zu erteilen, wenn „1. sichergestellt ist, dass die sich aus § 5 und einer auf Grund des § 7 erlassenen Rechtsverordnung ergebenden Pflichten erfüllt werden, und 2. andere öffentlich-rechtliche Vorschriften und Belange des Arbeitsschutzes der Errichtung und dem Betrieb der Anlage nicht entgegenstehen“. Maßgeblich ist hier daher zum einen die Einhaltung der immissionsschutzrechtlichen Vorgaben, insbesondere die Grundpflichten des Betreibers nach § 5 Abs. 1 Nr. 1 und 2 BImSchG. Diese betreffen im Sinne der Gefahrenabwehr alle konkreten bzw. belegbaren sowie im Sinne der Vorsorge auch alle potenziell schädlichen Umwelteinwirkungen durch die Anlage¹². Neben Maßnahmen zur Beschaffenheit und zum Betrieb der Anlagen kann sich hieraus auch die Notwendigkeit für organisatorische Schutzvorkehrungen einschließlich entsprechender Mitteilungspflichten ergeben (z. B. § 52b Abs. 2 BImSchG)¹³. Bei der Herstellung von Wasserstoff kann es dabei im Rahmen der Pflicht zur umweltsicheren Betriebsorganisation insbesondere auf ein hinreichendes Explosions- und Brandschutzkonzept ankommen (vgl. § 4b Abs. 1 Nr. 2 der 9. BImSchV). Im Hinblick auf die ebenfalls zu prüfenden „anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften“ ist zudem vor allem das gängige Fachrecht von Bedeutung, z. B. Bauplanungs- und Bauordnungsrecht, Bodenschutzrecht, Wasserrecht und Naturschutzrecht etc.

1 Weitere Voraussetzung wäre, dass die Anlagen „(...) länger als während der zwölf Monate, die auf die Inbetriebnahme folgen, an demselben Ort betrieben werden“ (§ 1 Abs. 1 S. 1 der 4. BImSchV).

2 Mögliche Kriterien sind z. B. fehlende persönliche Mitarbeit des Anlagenbetreibers im technischen Betrieb, Einsatz von Maschinen nicht lediglich zu Erleichterung der Handarbeit, industrietypische Arbeitsteilung, Hansmann & Röckinghausen, 2015a, 4. BImSchV Anhang 1 zu Nr. 4.1 Rn. 1.

3 Vgl. weiterführend Seibert, 2013, , § 13 BImSchG, Rn. 13, 30 ff.

4 Allg. zu den näheren Voraussetzungen einer Versuchsanlage Hansmann & Röckinghausen, 2015b, § 2 der 4. BImSchV Rn. 9.

5 Daher besteht hier die Möglichkeit, das förmliche Verfahren freiwillig zu wählen (§ 19 Abs. 3 BImSchG).

6 Jarass, 2015, § 4 Rn. 33; Hansmann & Röckinghausen, 2015a, § 1 der 4. BImSchV Rn. 1.3 d. Auch bei einer UVP-Pflicht entfällt die Möglichkeit eines vereinfachten Verfahrens (§ 2 Abs. 3 S. 2 der 4. BImSchV).

7 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und Rates v. 24.11.2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) (Neufassung) (Abl. L 334 vom 17.12.2010, S.17).

8 Vgl. § 4 a Abs. 4 der 9. BImSchV, die jedoch gem. § 25 Abs. 2 der 9. BImSchV nunmehr auch für nicht IED-Anlagen erforderlich sind, Dietlein, 2014, § 4 BImSchG Rn. 16a.

9 Weiterführend Hansmann & Röckinghausen, 2014, § 52 Rn. 15 a.

10 Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010. (BGBl. I S. 94), zuletzt geändert durch Gesetz vom 30. November 2016 (BGBl. I S. 2749).

11 Im Übrigen unterliegt einer Umweltverträglichkeitsprüfung in erster Linie die Nutzung von Wasserstoff in Verbrennungseinrichtung wie Kraftwerken, Gasturbinenanlagen oder Verbrennungsmotoranlage (Nr. 1.2.3 und 1.4.1 Anlage 1 UVPG).

12 Jarass, 2015, § 5 Rn. 46.

13 Jarass, 2015, § 5 Rn. 35.

ii. Bau und Betrieb eines Wasserstoffzwischen-speichers (Drucktank)

Auch der Bau und Betrieb eines Drucktanks zur Wasserstoffzwischen-speicherung ist – ab einer Lagerkapazität von drei Tonnen Wasserstoff – immissionsschutzrechtlich (Nr. 9.3 Anhang 1 der 4. BlmSchV)¹⁴ bzw. unterhalb dieser Schwelle ggf. baurechtlich¹⁵ und dabei grundsätzlich auch genehmigungsfähig. Da der Drucktank jedoch zusätzlich auch eine Nebeneinrichtung zur Elektrolyseanlage sein dürfte, wäre hierfür keine gesonderte immissionsschutzrechtliche Genehmigung einzuholen, sondern nur eine Genehmigung für die Elektrolyseanlage einschließlich des Drucktanks (§ 1 Abs. 4 der 4. BlmSchV). Nebeneinrichtungen sind durch eine dienende und untergeordnete Funktion im Verhältnis zur Haupteinrichtung gekennzeichnet, was insbesondere bei vor- und nachgeschalteten Verfahrensschritten wie Lager-, Speicher- und Tankeinrichtungen der Fall ist.¹⁶ Zudem hätte der Drucktank die für eine Nebeneinrichtung notwendige Bedeutung für den Immissions- oder Gefahrenschutz (§ 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BlmSchV), da er selbst Emissionen oder andere Gefahren auslösen kann.¹⁷ Darüber hinaus wäre nur erforderlich, dass er vom Betreiber der Elektrolyseanlage betrieben wird und mit dieser „in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang“ steht (§ 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BlmSchV), was grundsätzlich weit zu verstehen ist (z. B. auf dem gleichen Betriebsgelände oder in der weiteren Nachbarschaft).¹⁸

Im Hinblick auf eine UVP-Pflicht gilt bei einer Lagerung von drei bis weniger als 30 Tonnen zunächst nur eine standortbezogene bzw. ab 30 Tonnen eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls (§ 3 c i. V. m. Anlage 1 Nr. 9.3 UVP-G), sodass die Pflicht zur Durchführung einer UVP-Prüfung letztlich vom Ergebnis dieser Vorprüfung abhängt.

Keine Relevanz dürften hier dagegen die Vorgaben der Druckgeräteverordnung (14. ProdSV)¹⁹ haben, die „neue Druckgeräte und Baugruppen mit einem maximal zulässigen Druck von über 0,5 bar“ erfasst. Diese haben in erster Linie nur für die Herstellung solcher Behältnisse Bedeutung, nicht jedoch für deren Nutzung. Zwar dürfen Druckbehälter und -leitungen gemäß § 3 der 14. ProdSV nur dann in Betrieb genommen werden, wenn sie bei ordnungsgemäßer Installation und Instandhaltung sowie bestimmungsgemäßem Betrieb die Anforderungen dieser Verordnung erfüllen. Die eigentlichen Pflichten der Verordnung richten sich jedoch an Hersteller, Einführer und Händler entsprechender Druckgeräte (§§ 5 ff. der 14. ProdSV).

iii. Bau und Betrieb einer Wasserstofftankstelle

Genehmigungsbedürftigkeit

Bau und Betrieb einer Wasserstofftankstelle sind – ab einer Lagerkapazität von drei Tonnen Wasserstoff im vereinfachten (§ 19 BlmSchG)²⁰ bzw. ab 30 Tonnen im förmlichen Verfahren (§ 10 BlmSchG)²¹ – ebenfalls immissionsschutzrechtlich genehmigungspflichtig.²² Wegen der Konzentrationswirkung gemäß § 13 BlmSchG umfasst dies dann bspw. auch die Erlaubnispflicht der Tankanlage nach § 18 Abs. 1 Nr. 3, 6, 8 Betriebssicherungsverordnung (BetrSichV²³) (Seibert, 2013)²⁴. Unterhalb von drei Tonnen Lagerkapazität wäre die Tankstelle dagegen nach den entsprechenden landesrechtlichen Vorschriften baugenehmigungspflichtig (vgl. § 68 Landesbauordnung für das Land Schleswig-Holstein – LBO SH) und ggf. auch noch nach sonstigem Fachrecht zulassungspflichtig²⁵, z. B. Anzeigepflicht nach der BetrSichV. Eine Verfahrensfreistellung nach § 63 LBO SH dürfte dabei ausscheiden, da dort z. B. nur Flüssiggastankstellen (unter drei Tonnen Fassungsvermögen) und nur für die Eigenversorgung von Fahrzeugen erfasst werden (§ 63 Nr. 4d LBO SH)²⁶. Schließlich dürfte hier auch keine Genehmigungsfreistellung oder ein lediglich vereinfachtes Baugenehmigungsverfahren nach den §§ 68 Abs. 1, 69 Abs. 1 LBO SH in Betracht kommen, da es sich bei einer Wasserstofftankstelle um einen – von diesen Regelungen ausgenommenen – Sonderbau handelt, sofern dieser mit der Lagerung von Stoffen mit Explosions- oder erhöhter Brandgefahr verbunden ist (§§ 1 Abs. 1 S. 1, 2 Abs. 1 i. V. m. 51 Abs. 2 Nr. 18 LBO SH). Im Hinblick auf eine UVP-Pflicht gelten im Übrigen die obigen Ausführungen zum Bau und Betrieb eines Wasserstofftanks.

Genehmigungsfähigkeit

Bau und Betrieb einer Wasserstofftankstelle sind auch grundsätzlich genehmigungsfähig. Im Falle einer Genehmigungspflicht nach dem BlmSchG ergeben sich die Genehmigungsvoraussetzungen aus § 6 BlmSchG.²⁷ Einen Schwerpunkt der Prüfung bilden dabei regelmäßig die Vorgaben des Bauplanungs- und Bauordnungsrechts im Rahmen von § 6 Abs. 1 Nr. 2 BlmSchG. Tankstellen können hierbei ohne Differenzierung hinsichtlich der unterschiedlichen Kraftstoffarten in von den Gemeinden ausgewiesenen Gewerbe-, Industrie- und Mischgebieten (§§ 8 Abs. 2 Nr. 3, 9 Abs. 2 Nr. 2, 6 Abs. 2 Nr. 7 BauNVO) als auch ausnahmsweise in allgemeinen Wohngebieten (§ 4 Abs. 3 Nr. 5 BauNVO) zulässig sein. Unter dem Begriff der Tankstelle werden hier zwar bislang häufig Verkaufseinrichtungen für Benzin verstanden (Vietmeier, 2014)²⁸, jedoch dürften hierunter auch Wasserstoff-Tankstellen fallen, da sie sich in städtebaulicher Hinsicht nicht von herkömmlichen Tankstellen unterscheiden dürften und der Wortlaut der BauNVO auch nicht nach den verschiedenen Betriebsstoffen differenziert (Steger & Wilken, 2014)²⁹. Diese grundsätzliche Zulässigkeit kann im Einzelfall über das in § 15 Abs. 1 BauNVO geregelte Rücksichtnahmegebot nur eingeschränkt werden, wenn von einer Anlage ausnahmsweise unzumutbare Belästigungen und Störungen ausgehen (Pützenbacher, 2014)³⁰. Da Wasserstoff geruchsneutral, ungiftig und extrem flüchtig ist, wird dies grundsätzlich verneint und allenfalls unter dem Aspekt der hohen Entzündlichkeit auf die Einhaltung der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) verwiesen (vgl. auch § 3a ChemG) (Garcke, 2016, S. 5)³¹. Im Übrigen ist zu Gunsten des Anlagenbetreibers davon auszugehen, dass er

14 Nr. 9.3.1: 30 Tonnen oder mehr im förmlichen Verfahren; Nr. 9.3.2: 3 Tonnen bis weniger als 30 Tonnen im vereinfachten Verfahren. Unterhalb von drei Tonnen käme eine Baugenehmigungspflicht in Betracht.

15 Vgl. aber Freistellungsregelungen §§ 63 Abs. 1 Nr. 4b, 6a, 6c, 15e LBO SH.

16 Vgl. OVG Lüneburg, 20.03.1996 – 7 L 2552/95, juris Rn. 25; Jarass, 2015, § 4 Rn. 68, 75.

17 Vgl. OVG Hamburg, 22.10.1986 – Bs VI 95/86; Jarass, 2015, § 4, Rn. 74 m.w.N.

18 Jarass, 2015, § 4 Rn. 72 f. m.w.N.

19 Vierzehnte Verordnung zum Produktsicherheitsgesetz (Druckgeräteverordnung – 14. ProdSV) vom 13. Mai 2015 (BGBl. I S. 692), zuletzt geändert durch Verordnung vom 6. April 2016 (BGBl. I S. 597).

20 Nr. 9.3.2 des Anhang 1 zur 4. BlmSchV i. V. m. Spalte 1 Nr. 17, Spalte 3 des Anhangs 2 der 4. BlmSchV.

21 Nr. 9.3.1 des Anhang 1 zur 4. BlmSchV i. V. m. Spalte 1 Nr. 17, Spalte 4 des Anhangs 2 der 4. BlmSchV.

22 § 4 Abs. 1 S. 1, 3 BlmSchG i. V. m. Nr. 9.3.2 des Anhang 1 zur 4. BlmSchV i. V. m. Spalte 1 Nr. 17 des Anhangs 2 der 4. BlmSchV.

23 Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln (Betriebssicherheitsverordnung – BetrSichV) vom 3. Februar 2015 (BGBl. I S. 49), zuletzt geändert durch Verordnung vom 15. November 2016 (BGBl. I S. 2549).

24 Seibert, 2013, § 13 BlmSchG Rn. 89 g.

25 Da eine Baugenehmigung jedoch – im Gegensatz zur BlmSchG-Genehmigung – keine Verfahrenskonzentration auslöst, wären hier ggf. auch noch weitere Genehmigungen einzuholen (z. B. nach Wasserrecht) und das genaue Verhältnis der Genehmigungen untereinander zu klären (z. B. das Verhältnis der BetrSichV zur Bauordnung).

26 Vgl. zu „Zapfsäulen und Tankautomaten genehmigter Tankstellen“ § 63 Abs. 1 Nr. 15b LBO SH und zudem oben Fn. 15.

27 Siehe bereits oben bei der Prüfung der Elektrolyseanlage.

28 So etwa Vietmeier, 2014, § 4 BauNVO Rn. 85 m.w.N.

29 So wohl auch Steger & Wilken, 2014, § 6 BauNVO Rn. 16: „Verkauf von Betriebsstoffen (Benzin, Diesel, Gas)“.

30 Ausf. Pützenbacher, 2014, § 15 BauNVO Rn. 82 ff.

31 So Garcke, 2016, S. 5.

seine immissionsschutzrechtlichen Pflichten einhält, was maßgeblich die Zumutbarkeit konkretisiert (Jäde, 2013)³². Im ungeplanten Außenbereich dagegen dürften die geplanten Wasserstofftankstellen nicht zulässig sein, da die notwendige Standortgebundenheit von der Rechtssprechung nur für Tankstellen an Bundesfernstraßen angenommen wird (Jäde, 2013)³³.

Daneben dürften als besonderes Fachrecht insbesondere die Vorgaben der BetrSichV relevant sein. Hierfür ist u. a. ein Bericht einer zugelassenen Überwachungsstelle (ZÜS) zu erstellen. Diese prüft, ob die Anforderungen der BetrSichV für einen sichereren Betrieb grundsätzlich gewährleistet sind. Daher muss aus den Antragsunterlagen z. B. hervorgehen, dass Aufstellung, Bauart und Betriebsweise der Wasserstofftankstelle den Anforderungen der BetrSichV und hinsichtlich des Brand- und Explosionsschutzes auch der Gefahrstoffverordnung entsprechen (§ 18 Abs. 3 S. 2 BetrSichV). Dabei konkretisiert und erweitert der Pflichtenkatalog nach der BetrSichV die Betreiberpflichten nach § 5 BImSchG (vgl. z. B. § 19 BetrSichV).

Des Weiteren könnten auch die Vorgaben der Störfall-Verordnung (12. BImSchV)³⁴ zu beachten sein. Dies hätte zur Folge, dass zur Vorbeugung von Störfällen insbesondere erhöhte Sicherheitsvorkehrungen zu treffen wären. So ist Wasserstoff aufgrund seiner leichten Entzündlichkeit ein gefährlicher Stoff im Sinne dieser Verordnung. Allerdings beginnt die Relevanzschwelle für Wasserstoff hier erst bei einer Menge von zurzeit mehr als fünf Tonnen.³⁵ Würde diese Mengenschwelle durch das Verbund-

vorhaben nicht erreicht, wäre jedoch zudem zu prüfen, ob die 12. BImSchV aufgrund des Vorhandenseins verschiedener anderer gefährlicher Stoffe anwendbar ist. Insoweit können hier z. B. auch konventionelle Kraftstoff- oder Erdgasmengen zu berücksichtigen sein, sodass die Vorgaben der Störfall-Verordnung damit letztlich auch schon bei einer geringeren Menge als fünf Tonne Wasserstoff zur Anwendung kommen können. Dabei erfolgt die Addition verschiedener gefährlicher Stoffe anhand bestimmter Stoffgruppen und Verhältniszahlen (Hansmann, 2005).³⁶

iv. Transport des Wasserstoffs zur Tankstelle (Tank-Lkw) und Betrieb eines Wasserstoff-Brennstoffzellenbusses

Der Tank-Lkw sowie die Brennstoffzellenbusse unterliegen als Kraftfahrzeuge³⁷ keiner umweltrechtlichen Genehmigungspflicht. Auch das Verkehrsimmissionschutzrecht nach den §§ 38–40 BImSchG zielt (alleine) auf den Schutz vor Verkehrsemissionen ab (Hansmann & Hoffmann 2015)³⁸. Es geht dort lediglich um die durch die Teilnahme am Verkehr erzeugten Emissionen (vgl. § 2 Abs. 1 Nr. 3 BImSchG), sodass sich hieraus allenfalls bestimmte Grundpflichten hinsichtlich der Betriebsmodalitäten und der Beschaffenheit ergeben, z. B. Einhaltung der üblichen Grenzwerte (§ 38 Abs. 1 S. 1 BImSchG). Auch dem geltenden Verkehrsrecht sind Anforderungen zur Beschaffenheit und zum Betrieb von Fahrzeugen zu entnehmen (§§ Anforderungen des BImSchG (Hansmann & Hoffmann 2015)³⁹.

Im Falle konventioneller Nutzfahrzeuge mit Verbrennungsmotor könnten hier insoweit z. B. die durch die Verbrennungsvorgänge im Motor hervorgerufenen Abgase oder Geräusche durch das Laufen des Motors relevant werden. Zwar wären im Zusammenhang mit den geplanten schadstofffreien Wasserstoff-Bussen auch die begleitenden Umstände, wie z. B. Lärmemissionen durch den Ein- und Ausstieg von Fahrgästen beachtlich. Zu den verkehrsbedingten Emissionen zählen nämlich auch vorbereitende, begleitende und nachfolgende Tätigkeiten und Umstände.⁴⁰ Allerdings dürften sich

hieraus keine relevanten Hindernisse ergeben. Daneben könnten hinsichtlich Tank-Lkw und Wasserstoff-Bus vor allem die Vorgaben nach dem Gefahrgutrecht, wie etwa das Gefahrgutbeförderungsgesetz (GGBefG)⁴¹ relevant sein. Dies hätte nach der Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt (GGVSEB)⁴² neben Kennzeichnungspflichten und Sicherheitsvorkehrungen auch zur Folge, dass bestimmte Straßen evtl. nicht befahren werden dürften, wobei hinsichtlich der einschlägigen Vorschriften oftmals zwischen flüssigem oder gasförmigem Wasserstoff zu unterscheiden ist.⁴³

32 BVerwG, 18.05.1995 – 4 C 20/94, Rn. 25 ff.; Jäde, 2013, § 15 BauNVO Rn. 4. VGH Kassel, Urt. v. 27.11.1970 – IV OE 55/69, 2. Leitsatz; VGH Kassel, B. v. 07. 12.2000 – 4 UZ 3402/99, Rn. 3, 6; Jäde, 2013, § 35 BauGB, Rn. 49.
33 VGH Kassel, Urt. v. 27.11.1970 – IV OE 55/69, 2. Leitsatz; VGH Kassel, B. v. 07. 12.2000 – 4 UZ 3402/99, Rn. 3, 6; Jäde, 2013, § 35 BauGB, Rn. 49.
34 Zwölfte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Störfall-Verordnung - 12. BImSchV) vom 8. Juni 2005 (BGBl. I S. 1598), zuletzt geändert durch Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474).
35 Nr. 38 der Spalte 1 und 4 der Stoffliste im Anhang 1 zur 12. BImSchV.
36 Weiterführend Hansmann, 2005, § 1 der 12. BImSchV, Rn. 26 ff.

37 Vgl. zum Begriff Kraftfahrzeug der Definition nach StVG, welche auch im BImSchG gilt; § 1 Abs. 2 StVG: „Als Kraftfahrzeuge im Sinne dieses Gesetzes gelten Landfahrzeuge, die durch Maschinenkraft bewegt werden, ohne an Bahngleise gebunden zu sein.“; Jarass, 2015, § 38 Rn. 4.
38 Vgl. Hansmann & Hoffmann, 2015, § 38 BImSchG, Rn. 1. Dagegen kommen die anlagenbezogenen Vorschriften des Verkehrsimmissionsschutzrechts vorliegend nicht zur Anwendung, da diese nur auf Kraftfahrzeuge anwendbar sind, soweit diese außerhalb des öffentlichen Verkehrs oder nicht als Beförderungs- oder Transportmittel (sondern z. B. als Arbeitsmittel) eingesetzt werden (§ 3 Abs. 5 Nr. 2 BImSchG).
39 Vgl. Hansmann & Hoffmann, 2015, Vor § 38 BImSchG, Rn. 2.
40 Weiterführend hierzu Jarass, 2015, § 38 Rn. 8a.
41 Gefahrgutbeförderungsgesetz vom 6. August 1975 (BGBl. I S. 2121), zuletzt geändert durch Gesetz vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1843).
42 Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt in der Fassung der Bekanntmachung vom 30. März 2015 (BGBl. I S. 366), zuletzt geändert durch Gesetz vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1843).
43 Vgl. GGVSEB, Anlage 1, Tabelle 2.2, Nr. 1966.

d. Wirtschaftliche Machbarkeit

Die Grundlage für die Untersuchung der wirtschaftlichen Machbarkeit besteht aus der Betrachtung der Investitions- und Betriebsphase des Projekts in den ersten zehn Jahren. Ziel ist es, eine möglichst genaue Entwicklung der Erlös- und Kostenseite darzustellen, um einen gesicherten Betrieb nach Förderung der Projektinvestition wie folgt darzustellen:

Zeitraumen

Es ist geplant, dass das Projekt ab dem 1. Juli 2017 mit einer 18-monatigen Projektplanungs-, Bau- und Einführungsphase beginnt. In dieser Phase wird insbesondere im Anlaufjahr 2017 die Verbundvorhabengesellschaft gegründet, die Förderanträge gestellt und die Gesellschaftsstruktur fixiert. Nennenswerte Zusagen erster potenzieller Mitgesellschafter liegen bereits vor. Darüber hinaus werden die weiteren Verbundpartner eruiert und vertraglich gesichert. Hierzu gehören hauptsächlich die Partner für die Strombelieferung, die Standortgeber für Elektrolyse und Wärmeabnahme, Tankwagen- und Tankstellenbetrieb sowie die Leasingnehmer des ÖPNV

für die Wasserstoffbusse. Parallel dazu werden die Beschaffung und der Aufbau der Infrastruktur konzipiert, die jeweiligen Standorte gesichert und die Genehmigungsverfahren durchgeführt. Im ersten Halbjahr 2018 folgt dann der Aufbau der Infrastruktur, damit der produktive Betrieb zum zweiten Halbjahr 2018 gestartet werden kann. Während des ersten halben Betriebsjahres wird das Projektmanagement die Produktivphase noch unterstützen und weiter begleiten.

Die Projektphase bis Ende 2026 ist Teil des abgebildeten Förderszenarios. Im Anschluss wird die Gesellschaft weiter bestehen und der Betrieb wird fortgesetzt bzw. ausgedehnt (Abbildung 20).

Finanzstruktur

In der Anlauf- und Aufbauphase fallen neben den Kosten für das Projektmanagement Betriebskosten für die gegründete Verbundvorhabengesellschaft, wie Versicherungen, Rechtsberatung, EDV und Geschäftsbesorgungskosten, an. Hierfür wird monatlich mit Kosten von rund 33.000 Euro gerechnet.

Bis zu einer geplanten Auszahlung der Fördermittel Anfang des Jahres 2018 wird hierbei mit einer Deckung durch Eigenkapital der Gesellschafter in Höhe von 210.000 Euro gerechnet.

Anfang 2018 zahlen die Verbundvorhabengesellschafter dann das restliche Eigenkapital ein. Zusammen mit den Zuschüssen aus der Förderung können damit die Investitionen erfolgen (Abbildung 21).

Die Investitionskosten verteilen sich auf fünf Elektrolyseure, den Tankwagen, die beiden Tankstellen und die beiden eigenen Wasserstoffbusse. In der Summe sind dies zwölf Millionen Euro inklusive des Projektmanagements bis zur finalen Inbetriebnahme. Bei einer angenommenen Förderung von 75 Prozent benötigen die Gesellschafter ein Eigenkapital von drei Millionen Euro. Im 50-Prozent-Fall würde sich das benötigte Eigenkapital auf 6 Millionen Euro verdoppeln (Tabelle 5). Die Abschreibung der Investitionsgüter wird in der Kalkulation auf die Nutzungsdauer abgestellt und findet sich in der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) wieder.

Erlösgenerierung

Die Erlöse der Verbundvorhabengesellschaft teilen sich in drei Positionen auf. Es werden die Busse an die ÖPNV-Busbetreiber verleast und zusätzlich wird der verbrauchte Wasserstoff für die beiden Busse abgerechnet. Erlöswirksam ist ebenso der Verkauf der ausgekoppelten Wärme. Die Leasingeinnahmen werden äquivalent zu einem Dieselbusleasing in Höhe von 4.000 Euro monatlich pro Bus abgerechnet. Der von den Bussen abgenommene Wasserstoff wird mit einem vergleich-

baren Tankstellenpreis von 9,50 Euro pro Kilogramm abgerechnet. Dabei wird ab dem Jahr 2021 eine Preis-anpassung von minus fünf Prozent pro Jahr eingepreist. Die thermische Wärme wird zum Preis von zwei Cent pro Kilowattstunde abgegeben. Ab dem Jahr 2020 wird in der Kalkulation angenommen, dass alle zwei Jahre zwei weitere Wasserstoffbusse an den beiden Wasserstoff-tankstellen betankt werden. Diese werden von weiteren Busbetreibern im Kreis Nordfriesland erworben. Somit steigt der Absatz und damit auch die Produktion von Wasserstoff. Diese externen Busse sind mit den gleichen durchschnittlichen Fahrtkilometern kalkuliert. Nicht in der Kalkulation berücksichtigt ist, dass auch im Personen- und im Güterverkehr der Bedarf an Wasserstoff die Nachfrage an den Tankstellen erhöhen wird.

Die Elektrolyseanlagen werden genau den Wasserstoffbedarf produzieren, der an den Tankstellen verbraucht wird. Die beiden eigenen Busse werden zwei Strecken mit 288 Kilometern und 328 Kilometern bedienen, somit kann pro Bus im Durchschnitt mit einer Gesamtstrecke von 308 Kilometern kalkuliert werden. Der benötigte Wasserstoff steigt von täglich 62 Kilogramm im Jahr 2018 auf 308 Kilogramm im Jahr 2026. Damit steigt die Auslastung der Elektrolyseure von anfangs gut 1.000 Stunden pro Jahr auf 5.000 Stunden im Jahr 2026.

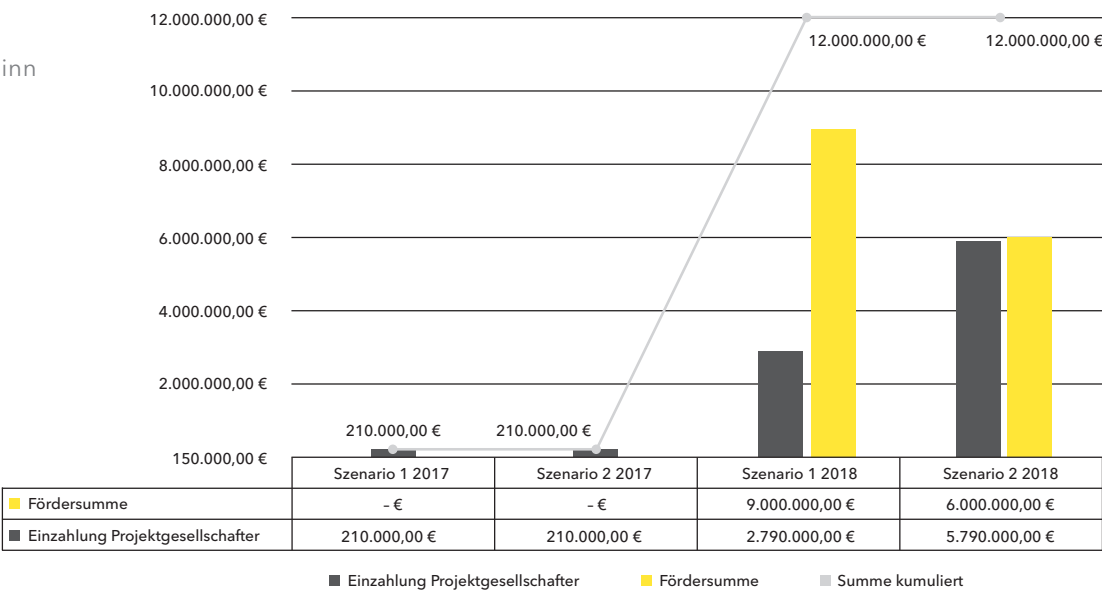
Kostenansatz

Die Kosten teilen sich auf in den Wareneinsatz und die Betriebskosten. Der anfängliche Strompreis liegt bis zum Jahr 2022 bei drei Cent pro Kilowattstunde und sinkt ab dem Jahr 2022 auf zwei Cent. Hier wird davon ausgegangen, dass der Strom langfristig in der Erzeugung

Abbildung 20: Projektzeitplan



Abbildung 21: Kapitalstruktur zu Beginn der Projektphase



Investition	Investitionskosten			Gesamtsumme	Förderhöhe 1	Förderhöhe 2	AfA	
	Anzahl	pro Stück	ND				Förderung 1	Förderung 2
5 Elektrolyseure	5,00	1.500.000,00 €	20,00	7.500.000,00 €	5.625.000,00 €	3.750.000,00 €	93.750,00 €	187.500,00 €
1 Wasserstoff LKW	1,00	600.000,00 €	9,00	600.000,00 €	450.000,00 €	300.000,00 €	16.666,67 €	33.333,33 €
2 Wasserstofftankstellen	2,00	1.000.000,00 €	20,00	2.000.000,00 €	1.500.000,00 €	1.000.000,00 €	25.000,00 €	50.000,00 €
Brennstoffzellenbusse	2,00	700.000,00 €	9,00	1.400.000,00 €	1.050.000,00 €	700.000,00 €	38.888,89 €	77.777,78 €
Investitionsvolumen				11.500.000,00 €	8.625.000,00 €	5.750.000,00 €	174.305,56 €	348.611,11 €
Projektierung				Gesamtsumme	Förderhöhe 1	Förderhöhe 2		
Projektmanagement				500.000,00 €	375.000,00 €	250.000,00 €		
Projektierung Gesamt				500.000,00 €				
Projektvolumen Gesamt				12.000.000,00 €	9.000.000,00 €	6.000.000,00 €		

Tabelle 5: Investitionskosten

günstiger wird aber auch viel häufiger im Überschuss am Markt gehandelt wird. Neben dem Strom für die Elektrolyse wird davon zusätzlich mit einem zehnprozentigen Prozessstromanteil zum gleichen Bezugspreis gerechnet. Des Weiteren sind auf der Wareneinsatzseite die Kosten für das verbrauchte Wasser berücksichtigt.

Zu den Betriebskosten gehören neben den Personalkosten die Geschäftsbesorgung, die Standortpacht, das anfängliche Projektmanagement und die allgemeinen Betriebskosten der Busse, der Tankstellen und des Wasserstofftransportfahrzeugs. Bei den Personalkosten werden zunächst ein Tankwart in Vollzeit sowie ein Tankwagenfahrer in Teilzeit mit einem Jahresbruttogehalt von 30.000 Euro mit jährlich zwei Prozent Lohnsteigerung eingerechnet. Mit steigendem Wasserstoffaufkommen steigt auch sukzessive der Personalbedarf bis zum Ende des Betrachtungszeitraums auf dann zwei volle Tankwartstellen und einen Vollzeit-Tankwagenfahrer.

Förderung

Ausgehend von einer mindestens 50-prozentigen Förderung und einer Erhöhung auf 75 Prozent werden zwei Förderszenarien betrachtet. Das Förderszenario 1 zeigt bei einer Förderquote von 75 Prozent, dass der Betrieb ab dem Jahr 2020 positive Ergebnisse erwirtschaftet und im Jahre 2025 die Verlustvorträge vollständig durch Gewinne ausgeglichen sind und damit wirtschaftlich ohne weitere Förderung existiert (siehe GuV des Förderszenarios 1 in Tabelle 8, Anlagen).

Das Förderszenario 2 zeigt, dass bei einer Förderquote von 50 Prozent zwar ab dem Jahr 2022 positive Ergebnisse geschrieben werden, jedoch können über den gesamten Betrachtungszeitraum nicht die hohen Verlustvorträge durch Gewinne ausgeglichen werden (siehe GuV des Förderszenarios 2 in Tabelle 9, Anlagen).

Der Preis für „grünen Wasserstoff“

Um nun eine Wirtschaftlichkeit des Projektansatzes darzustellen, muss die Wertschöpfungskette im Verbundprojekt mit seinem Endprodukt, dem an den beiden Tankstellen verfügbaren Wasserstoff, den Vergleich mit dem Tankstellen-Wasserstoffpreis standhalten. Diese Wertschöpfungskette lässt sich in seine Bestandteile Erzeugung, Umwandlung, Logistik und Infrastruktur einteilen.



Abbildung 22: Wasserstoff-Wertschöpfungskette

Die Benchmark im Jahr 2018 ist der Preis von 9,50 Euro für ein Kilogramm Wasserstoff an der Wasserstofftankstelle in Hamburg. Dies entspricht einem Preis von 28,5 Cent pro Kilowattstunde Wasserstoff im Jahr 2018 und bei einer angenommenen fünfprozentigen Preisanpassung des Wasserstoffs ab dem Jahr 2021 auf 27,6 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2026.

Würde die Gesellschaft ohne Fördermittel arbeiten müssen, würden sich die spezifischen Investitionskosten für die gesamte Wertschöpfungskette auf 45,8 Cent pro Kilowattstunde summieren. Die beiden größten Treiber sind die Umwandlungskosten mit 17,4 Cent pro Kilowattstunde und die Infrastrukturkosten in Höhe von 22,3 Cent pro Kilowattstunde.

Im Jahr 2026 sind die Kosten der Wertschöpfungskette auf 16,1 Cent pro Kilowattstunde oder 5,37 Euro pro Kilogramm gesunken. Die Kosten der Umwandlung liegen alleine bei 2,5 Cent pro Kilowattstunde (Abbildung 23). Mit diesen Kosten kann der Weiterbetrieb für den Rest der Nutzungsdauer wirtschaftlich eigenständig dargestellt werden. Darüber hinaus gibt es mit dann knapp 5.000 Betriebsstunden im Jahr 2026 noch Erlöspotentiale bis zur Volllast mit 8.760 Stunden.

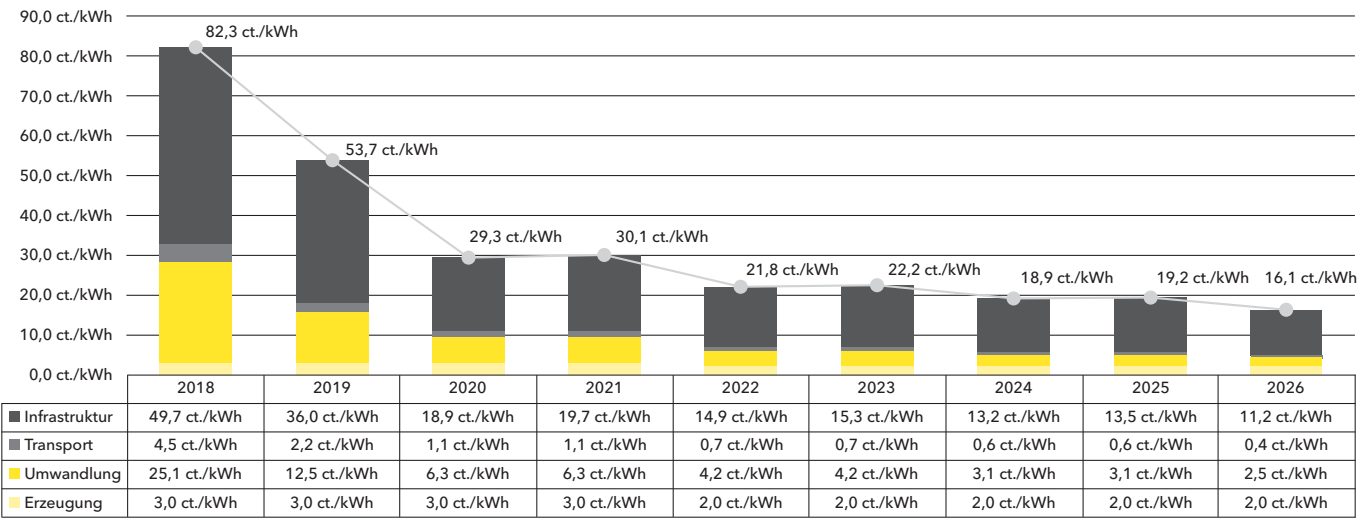


Abbildung 23: Vergleich Wertschöpfungskette im Betrachtungszeitraum

Fazit

Der Vergleich der Förderszenarien zeigt, dass in beiden Fällen die Wirtschaftlichkeit in der Betriebsphase gegeben ist und sich der Free Cashflow positiv entwickelt. Berücksichtigt ist in diesen Fällen jedoch nicht, dass es eine Verzinsung für das eingesetzte Eigenkapital der Gesellschafter gibt. In den Szenarien 1 und 2 wurde jeweils ein Überschuss von circa 2,7 Millionen Euro bis Ende des Jahres 2026 erwirtschaftet (Tabellen 8 und 9, Anlagen). Dieser Überschuss kann im Szenario 1 für die Verzinsung von drei Millionen Euro Eigenkapital herangezogen werden und im Szenario 2 für sechs Millionen Euro. Das heißt, dass das Szenario 2 noch nicht einmal die Hälfte des eingesetzten Eigenkapitals erwirtschaftet und somit für die Gesellschafter erst weit nach dem Jahr 2026 einen positiven Rückfluss generieren kann. Das Szenario 1 hingegen zeigt, dass ab dem Jahr 2016 alle Rückflüsse zur Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals dienen und damit eine Attraktivität und Anlegerphantasie besteht.

Der Impuls dieses Förderprojekts geht weit über das Verbundvorhaben hinaus. Die Wasserstofftankstellen bringen der Region einen wichtigen Infrastrukturvorteil. Weitere Personen- bzw. Güterverkehrsunternehmen sowie Privatpersonen, die ein Wasserstoff-Fahrzeug erwerben wollen, können die Infrastruktur nutzen und verursachen damit weitere Kostendegressionen in der Gesamtwertschöpfungskette. Mit Blick auf die Kosten-

entwicklung der Elektrolyseure wird dieses Verbundprojekt für weitere Projekte wichtige Erkenntnisse und dementsprechend auch eine Kostenreduktion ergeben.

Bezogen auf die im Verbundprojekt gesetzten Ziele zeigt die wirtschaftliche Analyse, dass die Stromerzeugung mittelfristig weniger Wertschöpfung generiert als die Veredlung und Direktvermarktung. Da hier nur ein Teilmarkt, die Mobilität, berücksichtigt wurde und der Wasserstoffbedarf sich auf viele weitere Märkte erstreckt, ist auch das zu vermarktende Volumen an Wasserstoff groß genug, um über eine gezielte Ausrichtung nachzudenken. Der Standortvorteil in Schleswig-Holstein besteht in erster Linie in den geringen Erzeugungskosten für erneuerbare Energien und dient damit als Basis für die wettbewerbsfähige Erzeugung von Wasserstoff.

e. Nachweis der Reduktion von CO₂-Emissionen

Jens Born, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES) Flensburg

Es ist vorgesehen, dass zwei Buslinien in Nordfriesland von der Busgesellschaft mit Wasserstoffbussen bedient werden. Die eine Linie verläuft auf einer Strecke von zwölf Kilometern und beginnt in Husum. Sie wird zwölfmal am Tage in jeder Richtung bedient. Die zweite Strecke beginnt in Husum und endet in Niebüll und ist 38 Kilometer lang. Sie wird viermal am Tag bedient. Beide Strecken werden heute mit konventionellen Dieselfahrzeugen befahren. Die Busse sollen an den geplanten Wasserstofftankstellen in Niebüll und in Husum betankt werden, an denen auch andere Wasserstofffahrzeuge bedient werden können. Tankfahrzeuge bringen den Wasserstoff nach Niebüll bzw. Husum.

Es wird davon ausgegangen, dass es sich bei den Elektrolyseuren um PEM-Elektrolyseure handelt, die eine Betriebstemperatur von 70 Grad Celsius und mit einem Wirkungsgrad von 75 Prozent mit Hilfe von Elektroenergie Wasserstoff erzeugen. Die Leistung der Elektrolyseure ist ausreichend, um die Wasserstofftankstellen und dann mindestens die Busse mit Wasserstoff zu versorgen. Die Leistung hängt auch von der Fahrweise der Elektrolyseure ab, je nachdem, ob diese z. B. entlang des Strompreises, des Einspeisemanagements oder als Grundlast betrieben werden und ob sie aus dem regenerativen Energiepark oder aus dem Übertragungsnetz nach deutschem Strom-Mix gespeist werden. Aufgrund des Wirkungsgrads von 75 Prozent entsteht Restwärme auf einem Temperaturniveau von circa 70 Grad Celsius, das zu mehr als 50 Prozent als Wärmequelle für Nahwärmenetze genutzt werden könnte. Zum Transport des Wasserstoffs sind Wasserstofftankfahrzeuge vorgesehen. Um von den circa zwölf bar Wasserstoffdruck am Ausgang des Elektrolyseurs auf die zum Transport erforderlichen Drücke resp. Temperaturen umzuwandeln, sind Kompressoren erforderlich, die Elektroenergie brauchen und Wärme auf einem unbestimmten Temperaturniveau (je nach Design) abgeben, welche ebenfalls Wärmesenken, wie z. B. Nahwärmenetzen zur Verfügung gestellt werden könnten. Die Tankfahrzeuge können mit fossilem Dieselmotorkraftstoff oder zukünftig mit Wasserstoff betrieben werden. Die Tankstellen werden mit regenerativer Elektrizität aus örtlichen Windparks versorgt.

Aus diesen Annahmen ergeben sich drei operative Szenarien, die jeweils mit und ohne Wärmenutzung betrachtet werden können:

1. Alle Aggregate werden direkt oder indirekt aus erneuerbaren Energien gespeist (Best-case-Szenario).
2. Die Elektroenergie stammt aus erneuerbaren Energien, aber die Tankfahrzeuge werden mit Dieselmotorkraftstoff betrieben.
3. Die Busse werden mit Dieselmotorkraftstoff betrieben (business as usual (BAU), Referenzszenario).

Das Ziel ist, den Umfang der CO₂-Einsparung für die jeweiligen Szenarien im Vergleich zum BAU zu kennen. Es werden ausschließlich die Emissionen aus der Produktion, dem Transport, der Lagerung und dem Verbrauch durch die Busse sowie die Einsparungen durch die Wärmenutzung gegenüber dem deutschen Wärme-Mix betrachtet. Die Herstellung der Fahrzeuge und Aggregate sowie deren Wartung sind außerhalb der betrachteten Systemgrenzen, obwohl bekannt ist, dass diese einen messbaren Einfluss auf die Treibhausgasemissionen haben (Pehnt, 2001). Als funktionelle Einheit werden die CO₂-Einsparungen je gefahrenem Buskilometer verwendet und auf die gefahrenen **2 * 12 km * 12 Touren/d + 2 * 41 km * 4 Touren/d entsprechend 616 km/d** hochgerechnet.

i. Bisherige Ergebnisse zur CO₂-Reduktion durch Wasserstofffahrzeuge

Seit circa 20 Jahren wird intensiv an Treibhausgasreduktionen beim Einsatz von Wasserstoff- und Elektrofahrzeugen gearbeitet. Dabei wird vor allem der Ansatz des Life Cycle Assessments gewählt (Pehnt, 2001; Wietschel, Bünger & Weindorf, 2010; Edwards et al., 2014; TÜV Rheinland, 2015).

Das Joint Research Center (JRC) der EU veröffentlichte eine fortlaufend überarbeitete und an die Entwicklung angepasste Studie, die viele mögliche Kombinationen zur Verwendung alternativer Treibstoffe, den dafür aufzuwendenden Energiebedarf und die daraus resultierenden Treibhausgasemissionen vergleicht. Neben zahlreichen Kombinationen von Biotreibstoffen sowie thermischen Verfahren zur Wasserstoffproduktion werden unterschiedliche Varianten der elektrolytischen Bereitstellung von Wasserstoff untersucht und dabei der gesamte Pfad der Bereitstellungskette des Wasserstoffs (Well-to-Tank, WTT) berücksichtigt (Abbildung 24).

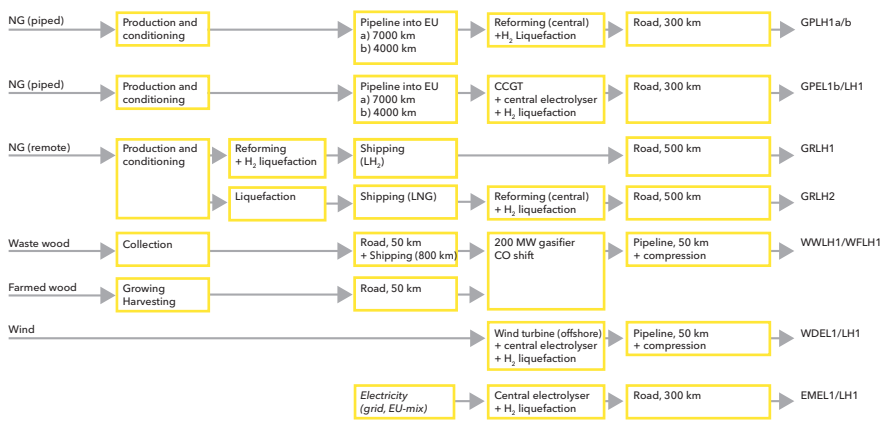


Abbildung 24:
Bereitstellungspfade für
Wasserstoff aus der Elektrolyse
(Quelle: Edwards et al., 2014)

Die Ergebnisse der Untersuchung umfassen die Bereitstellungspfade aus Windstrom sowie aus Kohle- und Gaskraftwerken (Abbildung 25).

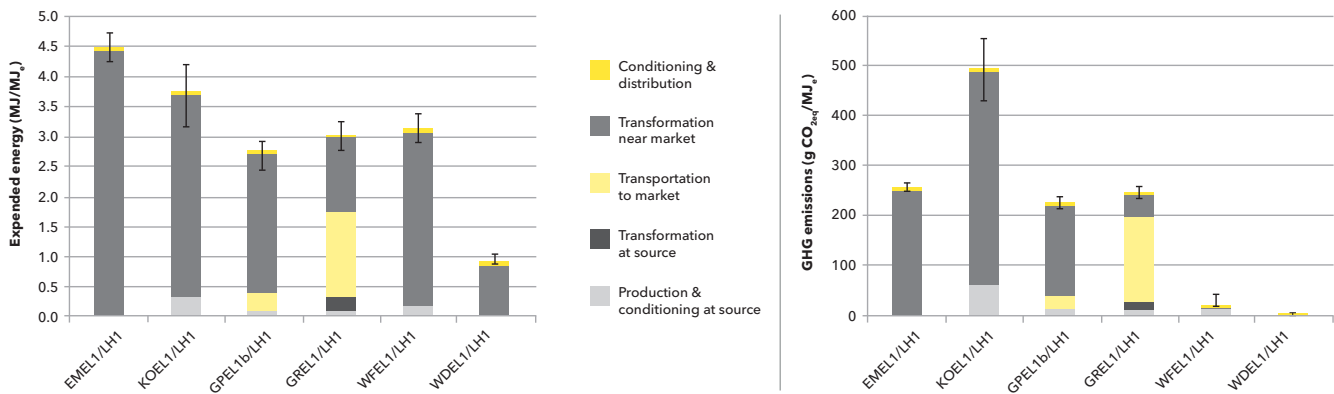


Abbildung 25:
Energieeinsatz und Treibhausgasemissionen zur
Bereitstellung von Wasserstoff auf dem Wege der
Elektrolyse (Quelle: Edwards et al., 2014)

Aus diesen Diagrammen sind die CO₂-Reduktionen bezogen auf den Brennwert des Wasserstoffs dargestellt. Deutlich zu erkennen sind die CO₂-Reduktionen von circa 500 Gramm pro Megajoule zwischen einem in einem Kohlekraftwerk erzeugten Wasserstoff und dem auf Windstrom basierten. Deutlich zu erkennen sind auch die Einflüsse der jeweiligen Transportpfade: Emissionen aus dem Transport per diesel-betriebenen Lkw sind deutlich höher als der Pipelinebetrieb und die direkte Wasserstoffherzeugung an der Tankstelle. Zur näheren zahlenmäßigen Erläuterung siehe Tabelle 6.

Tabelle 6:
Treibhausgasemissionen und
Energieverbräuche zur Bereitstellung
von Wasserstoff auf verschiedenen
Bereitstellungspfaden (Quelle: Edwards et al., 2014)

Pathway		Energy expended (MJ/MJ final fuel)											WTT GHG emitted (g CO2eq/MJ final fuel)									
Code	Description	Total	Fossil	Nuclear	Renewable	Fract renew	Production & conditioning at source	Transformation at source	Transportation to market	Transformation near market	Conditioning & distribution	Range	Total	Production & conditioning at source	Transformation at source	Transportation to market	Transformation near market	Conditioning & distribution	Range	Total GHG inc. combustion		
Hydrogen (electrolysis)																						
GP1a/CH1	C-H2: NG 7000 km, CCGT, O/S Ely	2.64	3.64	0.00	-1.00	-37.8%	0.08		0.54	1.82	0.19	2.33	2.87	224.6	12.6		42.2	159.0	10.75	205.7	238.4	
GP1b/CH1	C-H2: NG 4000 km, CCGT, O/S Ely	2.40	3.40	0.00	-1.00	-41.7%	0.08		0.32	1.82	0.18	2.14	2.57	205.2	11.8		24.5	159.0	9.82	190.1	215.4	
GP1b/CH2	C-H2: NG 4000 km, CCGT, Cen Ely, Pipe	2.40	3.27	0.10	-0.97	-40.5%	0.07		0.30	1.72	0.30	2.16	2.55	201.2	11.4		23.6	153.2	12.97	186.7	209.9	
GR1/CH1	C-H2: LNG, O/S Ely	2.70	3.70	0.00	-1.00	-37.0%	0.06	0.27	0.33	1.82	0.20	2.56	2.87	219.4	11.7	18.0	20.7	158.4	10.50	211.2	229.1	
WF1/CH2	C-H2: F Wood, 200 MW gasif, CCGT, Cen Ely, Pipe	2.88	0.23	0.10	2.54	88.4%	0.15		0.02	2.41	0.30	2.68	3.10	24.7	8.3		1.1	2.3	12.97	22.1	47.0	
WF1/CH1	C-H2: F Wood, Conv power, O/S Ely	4.69	0.12	0.00	4.56	97.3%	0.23		0.02	4.15	0.29	4.35	5.04	21.7	12.5		1.7	6.5	1.04	18.1	52.6	
EM1/CH1	C-H2: Elec EU-mix, O/S Ely	3.92	2.61	1.81	-0.49	-12.6%				3.62	0.30	3.75	4.11	226.3			213.3	12.97		218.5	235.4	
EM1/CH2	C-H2: Elec EU-mix, Cen Ely, Pipe	4.05	2.68	1.86	-0.48	-11.8%				3.79	0.26	3.87	4.26	232.5			221.4	11.14		224.0	242.1	
EM1/LH1	C-H2: Elec EU-mix, Cen Ely, Liq. Road	4.51	2.93	2.02	-0.43	-9.6%				4.45	0.06	4.27	4.74	254.4			251.2	3.15		243.1	264.7	
KO1/CH1	C-H2: Elec coal EU-mix conv. O/S Ely	3.35	4.30	0.04	-1.00	-29.8%	0.34			2.78	0.23	2.74	3.73	452.9	60.7		370.5	21.69		390.2	492.8	
KO1/CH2	C-H2: Elec coal EU-mix IGCC, O/S Ely	2.96	3.92	0.04	-1.00	-33.7%	0.31			2.42	0.23	2.74	3.73	408.7	55.0		331.9	21.69		388.0	430.2	
KO1/CH1	C-H2: Elec coal EU-mix IGCC + CCS, O/S Ely	3.60	4.55	0.05	-1.00	-27.7%	0.36			3.01	0.23	3.35	3.82	126.5	64.4		40.4	21.69		106.0	146.2	
NU1/CH1	C-H2: Elec nuclear, O/S Ely	5.32	0.00	0.00	-1.00	-18.8%	0.00			5.00	0.32	5.06	5.61	8.0	0.1		7.6	0.38		7.6	8.4	
WD1/CH2	C-H2: Wind, Cen Ely, Pipe	0.87	0.15	0.10	0.62	71.1%				0.57	0.30	0.81	0.94	13.0			0.0	12.97		12.3	13.6	
GP1b/LH1	Cc-H2: NG 4000 km, CCGT, Cen Ely, Liq. Road	2.74	3.73	0.01	-1.00	-36.3%	0.07		0.30	2.30	0.07	2.47	2.90	225.9	11.2		23.3	187.2	4.24	280.4	305.9	
GR1/LH1	Cc-H2: LNG, Ely	3.03	4.01	0.02	-1.00	-32.9%	0.07	0.26	0.28	2.34	0.07	2.84	3.24	238.9	11.0	16.9	18.1	188.7	4.24	296.2	322.2	
WF1/LH1	Cc-H2: F Wood, 200 MW gasif, CCGT, Cen Ely, Liq. Road	3.13	0.12	0.01	2.99	95.7%	0.14		0.01	2.92	0.06	2.93	3.37	15.9	7.9		0.5	4.4	3.15	85.3	111.7	
EM1/LH1	Cc-H2: Elec EU-mix, Cen Ely, Liq. Road	4.51	2.93	2.02	-0.43	-9.6%				4.45	0.06	4.27	4.74	254.4			251.2	3.15		313.9	335.5	
KO1/LH1	Cc-H2: Elec coal EU-mix, Cen Ely, Liq. Road	3.77	4.70	0.06	-0.99	-26.3%	0.32			3.37	0.07	3.20	4.23	493.5	57.6		431.7	4.24		506.3	611.7	
WD1/LH1	Cc-H2: Wind, Cen Ely, Liq. Road	0.94	0.05	0.01	0.88	93.0%				0.87	0.07	0.87	1.01	4.2			0.0	4.24		75.0	75.1	

Die Ludwig-Bölkow-Stiftung und das Fraunhofer Institut ISI haben in einer für RWE erstellten Studie (Wietschel, Bünger & Weindorf, 2010) einen Vergleich zwischen batteriebetriebenen und brennstoffzellenbetriebenen Bussen, eine Well-to-Wheel (WTW) angestellt, in dem sie zu dem Ergebnis kommen, dass die mit Brennstoffzellen betriebenen Midi-Busse in der Anschaffung zwar teurer sind, aber keinen Platzbedarf für das Antriebssystem benötigen. Das würde die Anzahl der Fahrgäste gegenüber mit Dieselmotoren betriebenen Bussen reduzieren. Außerdem seien die Tankzyklen mit Wasserstoff vergleichbar mit jenen für Diesel gegenüber deutlich längeren Ladezyklen bei mit Batterien betriebenen Bussen (Wietschel, Bünger & Weindorf, 2010). Allerdings könnte es hier mittlerweile durch neuere Batterieentwicklungen zu Veränderungen gekommen sein. Die Ergebnisse ihrer Untersuchungen hinsichtlich des Energiebedarfs und der Treibhausgasemissionen zeigen die Abbildung 26 und 27.

Abbildung 26:
WTW Treibhausgasemissionen für
Mercedes-Benz Citaro Stadtbusse
(Quelle: Wietschel, Bünger &
Weindorf, 2010)

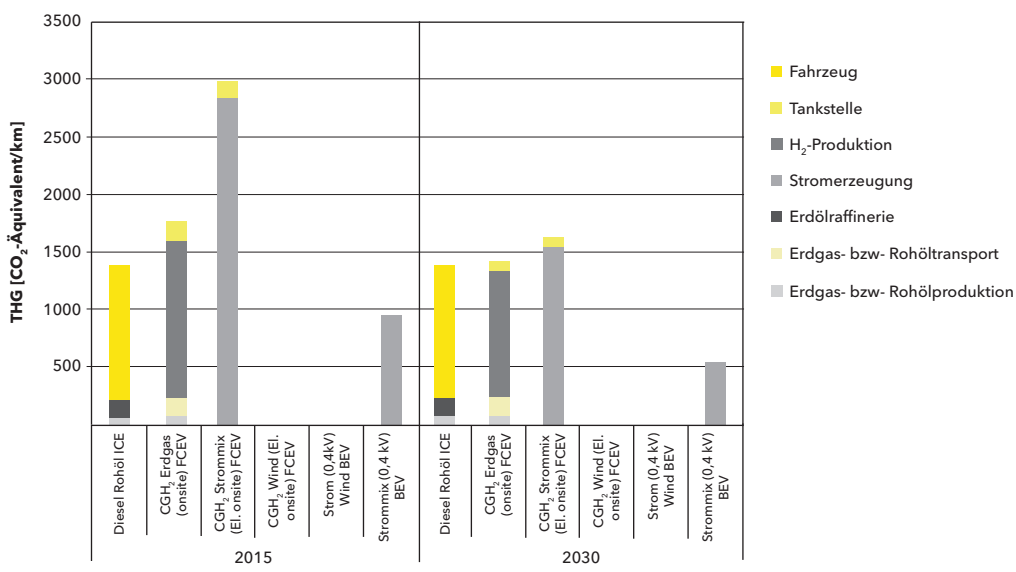
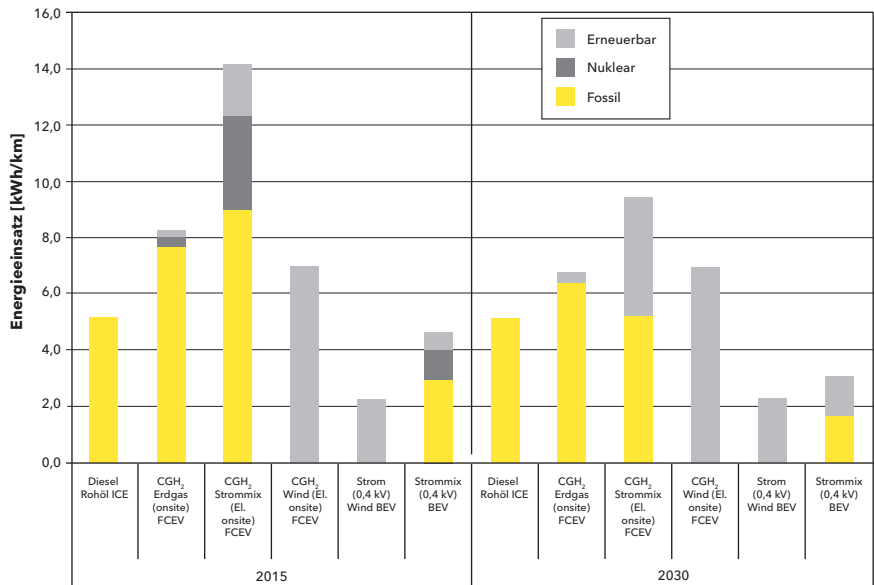


Abbildung 27:
WTW Energieeinsatz für
Mercedes-Benz Citaro Stadtbusse
(Quelle: Wietschel, Bünger
& Weindorf, 2010)



Aus diesen Untersuchungen (Abbildung 26) geht hervor, dass einzig der Einsatz von erneuerbaren Energien auch zur Bereitstellung von Wasserstoff der Treiber für Einsparungspotenziale ist – sowohl auf der Seite der einzusetzenden Energie zur Erzeugung als auch bei den Treibhausgasemissionen.

Weiter fällt auf, dass aus dem deutschen Strom-Mix produzierter Wasserstoff nach dieser Studie deutlich höhere Treibhausgasemissionen produziert als mit Dieselmotorkraftstoff betriebene Verbrennungsmotoren. Selbst wenn diese Untersuchungen einer Bestätigung bedürften, so zeigen sie doch eindeutig, dass mit ausschließlich regenerativ erzeugtem Strom (sei es mit Batterien oder mit Brennstoffzellen) betriebene Busse keinerlei Treibhausgasemissionen in den auch für den vorliegenden Fall betrachteten Systemgrenzen erzeugen. Gerade dieser 100-Prozent-erneuerbare-Energien-Ansatz (Szenario 1) ist auch für das Pilotprojekt zu favorisieren, da alle anderen – gemessen an der Literaturlage – signifikante Treibhausgasemissionen bewirken.

Die Treibhausgasemissionen könnten, basierend auf dieser Rechnung (Wietschel, Bünger & Weindorf, 2010), auf den betrachteten Busstrecken in Nordfriesland ein CO₂-Reduktionspotenzial pro Bus von circa 882 Kilogramm (CO₂-Äquivalente) pro Tag bewirken und die Emissionen von circa 322 Tonnen (CO₂-Äquivalente) pro Jahr auf null Tonnen (CO₂-Äquivalente) pro Jahr reduzieren. Wenn mehr als zwei Elektrolyseure à 200 Kilowatt Nennleistung (das ist mehr als ausreichend für den Transport des Wasserstoffs in mit Brennstoffzellen angetriebenen Transportern und die Fahrten der Busse, s. u. Wärme) installiert werden, stehen je nach Anzahl der Elektrolyseure genügend Wasserstoffkapazitäten für andere Nutzer (Pkw, Lkw, Züge) zur Verfügung (Wietschel, Bünger & Weindorf, 2010).

Tabelle 7:
CO₂, NOx und unvollständig verbrannte Kraftstoff-
(NMHC) sowie Feinstaubemissionen (PM) in einer Benzin-
getriebenen Verbrennungsmotoren (GV), einem
Hybridantrieb (HV) und einem Brennstoffzellenfahrzeug
(Toyota Mirai) (Quelle: TÜV Rheinland, 2015)

	UNIT	GV	HV	MIRAI	Driving cycle /Regulation
CO ₂	g/km	196	101	0	NEDC
NOx	g/km	0.06	0.06	0	EURO6
PM	g/km	0.0045	0.0045	0	EURO6
NMHC	g/km	0.068	0.068	0	EURO6

Daneben ergibt sich aus einer anderen Studie (TÜV Rheinland, 2015), dass nicht nur Treibhausgase eingespart werden können, sondern auch Stickoxide und Feinstaub (Tabelle 7).

Sobald genauere Festlegungen über die Routen der Busse, Orte der Elektrolyseure und deren Betriebsweise, die Orte der Kompressoren und die Wege sowie die Antriebsart der Fahrzeuge für den Transport des Wasserstoffs zu den Tankstellen bekannt sind, können auch detailliertere Life Cycle Assessments für die o. a. Szenarien unternommen werden.

Darüber hinaus treten Treibhausgas-Einsparpotenziale durch die Nutzung der Wärme aus den Elektrolyseuren und Kompressoren/Kryogenatoren auf und sollen im Folgenden abgeschätzt werden. Davon ausgehend, dass der Elektrolyseur einen energetischen Wirkungsgrad von 75 Prozent hat und 90 Prozent der Restenergie als Wärme anfällt, ergeben sich 45 Kilowatt Nutzwärme im Volllastbetrieb der Elektrolyseure. Die im Rahmen der Wasserstoffversorgung der Busse anfallende Wärmemenge sollte mindestens 450 Megawattstunden pro Jahr betragen (Berechnungen nach: Wietschel, Bünger & Weindorf, 2010).

Das entspricht einer CO₂-Einsparung von, je nach Heizart (Erdgas, Erdöl, Kohle), 70 bis knapp 160 Tonnen pro Jahr durch jeden der fünf geplanten Elektrolyseure. Diese Wärme kann je nach Standort der Elektrolyseure für Nahwärmenetze z. B. in Verbindung mit Biogasanlagen oder auch für sogenannte kalte Wärmenetze genutzt werden.

ii. Ausblick: Weitere industrielle Anwendungen

In Zukunft könnte man durch Wasserstoff aus der Elektrolyse nicht nur den zurzeit in der chemischen Industrie und in anderen Industrien eingesetzten Wasserstoff substituieren, der in der Regel aus der Dampfreformierung von Erdgas oder gar aus der Vergasung von Kohle gewonnen wird. Weltweit werden rund 600 Mrd. Normkubikmeter Wasserstoff produziert. Davon werden rund 54 Prozent zur Herstellung von Ammoniak und 35 Prozent in der chemischen Industrie und in Raffinerien verbraucht (Wawrzinek, 2007). In Dithmarschen verbrauchen die Raffinerie Heide und die Firma Yara in Brunsbüttel erhebliche Mengen Wasserstoff, der jedoch dem Raffinerieprozess in Heide entspringt.

Es wird auch darüber nachgedacht (Agora Energiewende, 2014b), das CO₂ aus der Luft zu extrahieren und mit dem Wasserstoff alle Basischemikalien (inklusive Ammoniak unter Verwendung von Stickstoff und Wasserstoff) zu erzeugen, die dann auch einer höheren Wertschöpfung zugeführt werden können. Als langfristiges Szenario ergibt sich damit die Möglichkeit, dass die chemische Industrie ganz auf den Einsatz fossiler Kohlenstoffressourcen verzichten kann. In diesem Bereich sind mithin erhebliche CO₂-Reduktionspotenziale zu erwarten.

Anlagen

Angaben in TEUR	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Gesamt	%
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	
Umsatzerlöse gesamt	0,00	156.997,53	314.144,52	532.289,05	530.046,81	743.706,85	740.343,49	950.640,18	946.155,70	1.153.089,02	6.067.413,17	100,00%
Umsatz Wasserstofftankstellen	0,00	106.506,40	213.012,80	426.025,60	423.703,36	632.311,68	628.948,32	834.113,28	829.628,80	1.031.430,40	5.125.760,64	84,48%
Umsatz Leasing Busse	0,00	48.000,00	96.000,00	96.000,00	96.000,00	96.000,00	96.000,00	96.000,00	96.000,00	96.000,00	816.000,00	13,45%
Umsatz Wärmeverkauf	0,00	2.491,13	5.131,72	10.263,45	10.263,45	15.395,17	15.395,17	20.526,90	20.526,90	25.658,62	125.652,53	2,07%
Gesamtleistung	0,00	156.997,53	314.144,52	532.289,05	530.046,81	743.706,85	740.343,49	950.640,18	946.155,70	1.153.089,02	6.067.413,17	100,00%
Sonstige betriebliche Erträge	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Betriebsleistung	0,00	156.997,53	314.144,52	532.289,05	530.046,81	743.706,85	740.343,49	950.640,18	946.155,70	1.153.089,02	6.067.413,17	100,00%
Wareneinsatz gesamt (Strom und Wasser)	0,00	9.225,00	33.241,62	66.483,24	66.483,24	66.841,96	66.841,96	89.122,62	89.122,62	111.403,27	598.765,54	9,87%
Fremdleistungen	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Summe Material + Fremdleistungen	0,00	9.225,00	33.241,62	66.483,24	66.483,24	66.841,96	66.841,96	89.122,62	89.122,62	111.403,27	598.765,54	9,87%
Rohergebnis I	0,00	147.772,53	280.902,90	465.805,81	463.563,57	676.864,89	673.501,53	861.517,56	857.033,08	1.041.685,75	5.468.647,63	90,13%
Personalkosten	0,00	13.837,50	56.457,00	57.586,14	58.737,86	79.883,49	81.481,16	124.666,18	127.159,50	129.702,69	729.511,54	12,02%
Rohergebnis II	0,00	133.935,03	408.219,67	408.219,67	404.825,71	596.981,40	592.020,37	736.851,38	729.873,58	911.983,06	4.739.136,09	78,11%
Pachten	0,00	7.500,00	15.450,00	15.913,50	16.390,91	16.882,63	17.389,11	17.910,78	18.448,11	19.001,55	144.886,59	2,39%
Versicherungen/Beträge	3.000,00	30.900,00	31.827,00	32.781,81	33.765,26	34.778,22	35.821,57	36.896,22	38.003,10	39.143,20	316.916,38	5,22%
Kommunikation/EDV	5.000,00	5.150,00	5.304,50	5.463,64	5.627,54	5.796,37	5.970,26	6.149,37	6.333,85	6.523,87	57.319,40	0,94%
Rechts/Beratungs- und Abschlusskosten	4.500,00	4.635,00	4.774,05	4.917,27	5.064,79	5.216,73	5.373,24	5.534,43	5.700,47	5.871,48	51.587,46	0,85%
Geschäftsbesorgung	22.500,00	46.350,00	47.740,50	49.172,72	50.647,90	52.167,33	53.732,35	55.344,32	57.004,65	58.714,79	493.374,57	8,13%
Projektmanagement	166.666,67	333.333,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	500.000,00	8,24%
Betriebskosten Tankstelle	0,00	25.000,00	51.500,00	53.045,00	54.636,35	56.275,44	57.963,70	59.702,61	61.493,69	63.338,50	482.955,31	7,96%
Betriebskosten Wasserstoff/LKW	0,00	1.401,40	2.886,88	5.773,77	5.773,77	8.660,65	8.660,65	11.547,54	11.547,54	14.434,42	70.686,62	1,17%
Betriebskosten Elektrolyse	0,00	12.000,00	28.251,43	32.960,00	39.552,00	49.440,00	50.923,20	52.450,90	54.024,42	55.645,16	375.247,10	6,18%
sonstige betriebliche Aufwendungen	201.666,67	466.269,73	187.734,36	200.027,70	211.458,52	229.217,38	235.834,09	245.536,17	252.555,83	262.672,96	2.492.973,42	41,09%
Betriebsergebnis I (EBITDA)	-201.666,67	-332.334,70	36.711,54	208.191,97	193.367,19	367.764,01	356.186,28	491.315,21	477.317,75	649.310,09	2.246.162,67	37,02%
Abschreibungen	0,00	87.152,78	174.305,56	174.305,56	174.305,56	174.305,56	174.305,56	174.305,56	174.305,56	174.305,56	1.481.597,22	24,42%
Betriebsergebnis II (EBIT)	-201.666,67	-419.487,48	-137.594,01	33.886,41	19.061,63	193.458,46	181.880,73	317.009,65	303.012,19	475.004,54	764.565,45	12,60%
Zinserträge	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Zinsaufwand	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Finanzergebnis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Ergebnis vor Steuern (EBT)	-201.666,67	-419.487,48	-137.594,01	33.886,41	19.061,63	193.458,46	181.880,73	317.009,65	303.012,19	475.004,54	764.565,45	12,60%
Außerordentliche Aufwendungen/Erträge	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Steuern Eink./Ertr.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37.642,92	61.750,59	99.393,51	1,64%
Ergebnis	-201.666,67	-419.487,48	-137.594,01	33.886,41	19.061,63	193.458,46	181.880,73	317.009,65	265.369,27	413.253,95	645.171,94	10,96%
Verlustvortrag	-201.667	-621.154	-758.748	-724.862	-705.800	-512.342	-330.461	-13.451	251.918	665.172		

Ergebnis	-201.666,67	-419.487,48	-137.594,01	33.886,41	19.061,63	193.458,46	181.880,73	317.009,65	265.369,27	413.253,95	645.172	
+ Abschreibungen	0,00	87.152,78	174.305,56	174.305,56	174.305,56	174.305,56	174.305,56	174.305,56	174.305,56	174.305,56	1.481.597	
+ Auszahlung Zuschüsse	0	9.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	9.000.000	
+ Investition durch Gesellschafter	210.000	2.790.000	0	0	0	0	0	0	0	0	3.000.000	
+ Projektbeteiligung durch Partner 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
+ Projektbeteiligung durch Partner 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
- Investitionen	0	11.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	11.500.000	
+ Desinvestitionen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
= Free Cashflow	8.333,33	-42.334,70	36.711,54	208.191,97	193.367,19	367.764,01	356.186,28	491.315,21	439.674,83	587.559,50	2.646.769	

Tabelle 8: Wasserstoffmobilitäts-Konzept
Plan Gewinn- und Verlustrechnung 2017 - 2026

Angaben in TEUR	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Gesamt	%
	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	TEUR	
Umsatzerlöse gesamt	0,00	156.997,53	314.144,52	532.289,05	530.046,81	743.706,85	740.343,49	950.640,18	946.155,70	1.153.089,02	6.067.413,17	100,00%
Umsatz Wasserstofftankstellen	0,00	106.506,40	213.012,80	426.025,60	423.783,36	632.311,68	628.948,32	834.113,28	829.628,80	1.031.430,40	5.125.760,64	84,48%
Umsatz Leasing Busse	0,00	48.000,00	96.000,00	96.000,00	96.000,00	96.000,00	96.000,00	96.000,00	96.000,00	96.000,00	816.000,00	13,45%
Umsatz Wärmeverkauf	0,00	2.491,13	5.131,72	10.263,45	10.263,45	15.395,17	15.395,17	20.526,90	20.526,90	25.658,62	125.652,53	2,07%
Gesamtleistung	0,00	156.997,53	314.144,52	532.289,05	530.046,81	743.706,85	740.343,49	950.640,18	946.155,70	1.153.089,02	6.067.413,17	100,00%
Sonstige betriebliche Erträge	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Betriebsleistung	0,00	156.997,53	314.144,52	532.289,05	530.046,81	743.706,85	740.343,49	950.640,18	946.155,70	1.153.089,02	6.067.413,17	100,00%
Wareneinsatz gesamt (Strom und Wasser)	0,00	9.225,00	33.241,62	66.483,24	66.483,24	66.841,96	66.841,96	89.122,62	89.122,62	111.403,27	598.765,54	9,87%
Fremdleistungen	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Summe Material + Fremdleistungen	0,00	9.225,00	33.241,62	66.483,24	66.483,24	66.841,96	66.841,96	89.122,62	89.122,62	111.403,27	598.765,54	9,87%
Rohergebnis I	0,00	147.772,53	280.902,90	465.805,81	463.563,57	676.864,89	673.501,53	861.517,56	857.033,08	1.041.685,75	5.468.647,63	90,13%
Personalkosten	0,00	13.837,50	56.457,00	57.586,14	58.737,86	79.883,49	81.481,16	124.666,18	127.159,50	129.702,69	729.511,54	12,02%
Rohergebnis II	0,00	133.935,03	224.445,90	408.219,67	404.825,71	596.981,40	592.020,37	736.851,38	729.873,58	911.983,06	4.739.136,09	78,11%
Pachten	0,00	7.500,00	15.450,00	15.913,50	16.390,91	16.882,63	17.389,11	17.910,78	18.448,11	19.001,55	144.886,59	2,39%
Versicherungen/Beträge	3.000,00	30.900,00	31.827,00	32.781,81	33.765,26	34.778,22	35.821,57	36.896,22	38.003,10	39.143,20	316.916,38	5,22%
Kommunikation/EDV	5.000,00	5.150,00	5.304,50	5.463,64	5.627,54	5.796,37	5.970,26	6.149,37	6.333,85	6.523,87	57.319,40	0,94%
Rechts-/Beratungs- und Abschlusskosten	4.500,00	4.635,00	4.774,05	4.917,27	5.064,79	5.216,73	5.373,24	5.534,43	5.700,47	5.871,48	51.587,46	0,85%
Geschäftsbesorgung	22.500,00	46.350,00	47.740,50	49.172,72	50.647,90	52.167,33	53.732,35	55.344,32	57.004,65	58.714,79	493.374,57	8,13%
Projektmanagement	166.666,67	333.333,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	500.000,00	8,24%
Betriebskosten Tankstelle	0,00	25.000,00	51.500,00	53.045,00	54.636,35	56.275,44	57.963,70	59.702,61	61.493,69	63.338,50	482.955,31	7,96%
Betriebskosten Wasserstoff/LKW	0,00	1.401,40	2.886,88	5.773,77	5.773,77	8.660,65	8.660,65	11.547,54	11.547,54	14.434,42	70.686,62	1,17%
Betriebskosten Elektrolyse	0,00	12.000,00	28.251,43	32.960,00	39.552,00	49.440,00	50.923,20	52.450,90	54.024,42	55.645,16	375.247,10	6,18%
sonstige betriebliche Aufwendungen	201.666,67	466.269,73	187.734,36	200.027,70	211.458,52	229.217,38	235.834,09	245.536,17	252.555,83	262.672,96	2.492.973,42	41,09%
Betriebsergebnis I (EBITDA)	-201.666,67	-332.334,70	36.711,54	208.191,97	193.367,19	367.764,01	356.186,28	497.315,21	477.317,75	649.310,09	2.246.162,67	37,02%
Abschreibungen	0,00	348.611,11	348.611,11	348.611,11	348.611,11	348.611,11	348.611,11	348.611,11	348.611,11	348.611,11	3.137.500,00	51,71%
Betriebsergebnis II (EBIT)	0,00	-680.945,82	-311.899,57	-140.419,14	-155.243,92	19.152,90	7.575,17	142.704,10	128.706,64	300.698,98	-891.337,33	-14,69%
Zinserträge	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Zinsaufwand	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Finanzergebnis	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Ergebnis vor Steuern (EBT)	-201.666,67	-680.945,82	-311.899,57	-140.419,14	-155.243,92	19.152,90	7.575,17	142.704,10	128.706,64	300.698,98	-891.337,33	-14,69%
Außerordentliche Aufwendungen/Erträge	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Steuer Eink./Ertr.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00%
Ergebnis	-201.666,67	-680.945,82	-311.899,57	-140.419,14	-155.243,92	19.152,90	7.575,17	142.704,10	128.706,64	300.698,98	-891.337,33	-14,69%

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2014a). Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Berlin. Online: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf. abgerufen am 27.02.2017.

Agora Energiewende (2014b). Stromspeicher in der Energiewende. Berlin. Online: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf. abgerufen am 27.02.2017.

Albig, T. (2015). Wirtschaftspolitische Kongress Rendsburg. Kiel: Landesregierung Schleswig-Holstein.

Albrecht, U., Altmann, M., Michalski, J., Raksha, T., & Weindorf, W. (2013). Analyse der Kosten erneuerbarer Gase: Eine Expertise für den Bundesverband Erneuerbare Energie, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas. Bochum. Online: http://www.lbst.de/download/2014/20131217_BEE-PST_LBST_Studie_EEGase.pdf. abgerufen am 27.02.2017.

Antoni, O. (2015). Wettbewerb der Speichertechnologien? – Rechtsvergleichung der regulatorischen-Rahmenbedingungen der Flexibilitätsoptionen Pumpspeicherkraftwerke, Power-to-Heat und Power-to-Gas. In: Busch, W., & Kaiser, F. (Hrsg.). Pumpspeicher für die Energiewende - Spitzentechnologie auf Eis. PumpspeicherTagung des EFZN Goslar, 26. und 27. November 2015. Göttingen: Cuvillier Verlag.

Ball, M., Weindorf, W., & Bünger, U. (2009). Hydrogen production. In: Ball, M., & Wietschel, M. (Hrsg.). The hydrogen economy (S. 277–308). New York: Cambridge University Press.

Beumelburg, K. (2016). Status report „Energiepark Mainz“ – efficient electrolyzes for green hydrogen. Düsseldorf: Energy Storage Europe 2016.

Boewe, M., & Bues, M.-M. (2016). In: Greb, K. & ders. (Hrsg.). BeckOK, EEG, 5. Auflage. München.

von Bredow, H., & Balzer, L. (2015). Rechtlicher Rahmen für Power-to-Gas: Eine aktuelle Bestandsaufnahme. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 04/2015, S. 72-77. Essen: EW Medien und Kongresse.

Brunner, C., & Möst, D. (2015). The impact of different flexibility options on future electricity spot prices in Germany. Lissabon: 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), 19.-22. Mai 2015.

BT-Drs. 17/6072 (2011). Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. Drucksache des Deutschen Bundestages.

BT-Drs. 767/16 (2016). Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung. Drucksache des Deutschen Bundestages.

Buchmüller, C., & Hennig, B. (2016). Zuschaltbare Lasten, Innovationsausschreibungen, Experimentierklauseln und vieles mehr. Zeitschrift für neues Energierecht ZNER. 20/05/2016, S. 384-392. Bochum: Ponte Press.

Bundeskartellamt (2012). Sektoruntersuchung Fernwärme. Abschlussbericht gemäß § 32e GWB – August 2012. Bonn. Online: http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3. abgerufen am 27.02.2017.

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2017). Bundeskabinett verabschiedet NIP II. Berlin. Online: <http://www.bmvi.de/DE/Themen/Mobilitaet/Elektromobilitaet/Nationales-Innovationsprogramm-NIP/nationales-innovationsprogramm-nip.html>. abgerufen am 27.02.2017.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016). Energiedaten: Gesamtausgabe. Berlin. Online: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-grafiken,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. abgerufen am 27.02.2017.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015a). Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Erstes und zweites Quartal 2015. Bonn. Online: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Quartalsbericht2015.pdf?__blob=publicationFile&v=6. abgerufen am 27.02.2017.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015b). Monitoringbericht 2015. Bonn. Online: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf;jsessionid=8E34652B-56150FBF6ECAD1C2288EB50A?__blob=publicationFile&v=4. abgerufen am 27.02.2017.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2015c). EEG in Zahlen 2014. Bonn. Online: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4. abgerufen am 27.02.2017.

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2016). Monitoringbericht 2016. Bonn. Online: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2. abgerufen am 03.03.2017.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2014). Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Wärmeversorgung. Berlin. Online: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-energiemarkt-deutschland-2014-de/\\$file/bdew_energie-markt_DIN_lang_2014_D_09.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-energiemarkt-deutschland-2014-de/$file/bdew_energie-markt_DIN_lang_2014_D_09.pdf). abgerufen am 27.02.2017.

Bünnagel, C. (2012). Brennstoffzellenbusse im harten Linieneinsatz. Busmagazin, 6/2012, S. 8-10. Bonn. Online: http://www.busmagazin.de/fileadmin/user_upload/Busmagazin/Fachbeitraege/2012_06_Brennstoffzellenbus.pdf. abgerufen am 27.02.2017.

Clean Energy Partnership (2017). H2 Technologie. Düsseldorf. Online: <https://cleanenergypartnership.de/h2-technologie/?techvar1=3&techvar2=1&techvar3=2>. abgerufen am 27.02.2017.

Cosack, T. (2015). In Frenz, W., Müggenborg H.-J., ders., & Ekardt, F.(Hrsg.). EEG Kommentar, 4. Aufl. Berlin: Erich Schmidt Verlag.

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) (2015). Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird. greenfacts – Das Magazin für die Energiewende, 03/2015, Beilage. Bonn.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) (2015). Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart.

Dietlein, J. (2014). In: Landmann, R., & Rohmer, G. (Hrsg.). Umweltrecht, Band III, 71. EL. München.

Edwards, R., & Larivé, J.-F., & Rikeard, D., & Weindorf, W. (2014). Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Ispra: European Commission Joint Research Centre,

E-mobil BW GmbH (2013). Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität – Entwicklungsstand und Forschungsbedarf. Stuttgart. Online: http://www.e-mobilbw.de/files/e-mobil/content/DE/Publikationen/PDF/Wasserstoff-Infrastruktur%20fuer%20eine%20nachhaltige%20Mobilitaet%20-%20final_WEB.pdf. abgerufen am 27.02.2017.

E-mobil BW GmbH (2014). Die Rolle von Wasserstoff in der Energiewende – Entwicklungsstand und Perspektiven. Stuttgart.

Fraunhofer IWES, & Ecofys (2014). Untersuchung Energiespeicher in Schleswig-Holstein. Kassel. Online: http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2014/untersuchung_energiespeicher.html. abgerufen am 27.02.2017.

Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, ifeu & Stiftung Umweltenergierecht (2015). Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Kassel.

Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., & Sauer, D. U. (2012). Technology Overview on Electricity Storage: Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies. Aachen: Institute for Power Electronics and Electrical Drives. Online: http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/120628_Technology_Overview_Electricity_Storage_SEFEP_ISEA.pdf. abgerufen am 27.02.2017.

Gängrich, P. (2014). Der Brennstoffzellenhybridbus: Zukunft in Hamburg. Hamburg: Hochbahn Blog. Online: <http://dialog.hochbahn.de/bus-in-zukunft/brennstoffzellenhybridbus-in-hamburg/>. abgerufen am 27.02.2017.

Garche, S. (2016). Rechtlicher Leitfaden zur Errichtung von „Wasserstoff-Tankstellen“. Düsseldorf: Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW & EnergieAgentur NRW.

HA-Agentur Hessen GmbH (2013). Wasserstoff-Tankstellen. Ein Leitfaden für Anwender und Entscheider. Wiesbaden.

Hansmann, K., & Röckinghausen, M. (2005). In: Landmann R., Rohmer, G., u. a. (Hrsg.). Umweltrecht, Band IV, 46. EL. Köln: Carl Heymanns Verlag.

Hansmann, K., & Röckinghausen, M. (2014). In: Landmann R., Rohmer, G., u. a. (Hrsg.). Umweltrecht, Band III, 71. EL. Köln: Carl Heymanns Verlag.

Hansmann, K., & Hoffmann, F. (2015). In: Landmann, R., & Rohmer, G., u. a. (Hrsg.). Umweltrecht, Band III, 76. EL. Köln: Carl Heymanns Verlag.

Hansmann, K., & Röckinghausen, M. (2015a). In: Landmann R., Rohmer, G., u. a. (Hrsg.). Umweltrecht, Band IV, 76. EL. Köln: Carl Heymanns Verlag.

Hansmann, K., & Röckinghausen, M. (2015b). In: Landmann R., Rohmer, G., u. a. (Hrsg.). Umweltrecht, Band IV, 78. EL. Köln: Carl Heymanns Verlag.

Heller, H. (2013). Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie. Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der kommunalen Wirtschaft EWeRK, 04/2013, S. 175-234. Berlin.

Henning, H.-M., Palzer, A. (2013). Energiesystem Deutschland 2050. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Herz, S., & Valentin, F. (2014). Direktvermarktung, Direktlieferung und Eigenversorgung nach dem EEG 2014, Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft EnWZ, 08/2014, S. 358-366. Berlin: C.H. Beck.

Hilpert, J. (2015). Der Rechtsrahmen für Power-to-Heat-Anwendungen. In: Wenzl, H., & Kaiser, F. (Hrsg.). Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat. Dialogplattform des EFZN Goslar. Göttingen: Cuvillier.

IHK Schleswig-Holstein (2015). Für eine starke Industrie in Schleswig-Holstein. Kiel.

Jäde, H. (2013). In: ders., Dirnberger, F., & Weiss, J., (Hrsg.). BauGB/BauNVO, 7. Aufl. Berlin: Richard Boorberg Verlag.

Jarass, H. (2015). Bundes-Immissionsschutzgesetz, 11. Aufl. München: C.H. Beck.

Kern, H. (1969). Hamburg im Jahr 2000. Wirtschaftsbehörde der Freien und Hansestadt Hamburg. Hamburg.

KfW (2016a). Merkblatt Erneuerbare Energien „Standard“. Frankfurt. Online: [https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlands-f%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000000178-Merkblatt-270-274.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlands-f%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000000178-Merkblatt-270-274.pdf), abgerufen am 05.01.2017.

KfW (2016b). Merkblatt Erneuerbare Energien „Premium“. Frankfurt. Online: [https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlands-f%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/60000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlands-f%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/60000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf), abgerufen am 05.01.2017.

Koch, F. (2017a). E-Busse mit Brennstoffzelle – Europäische Markteinführungsinitiative. Gelsenkirchen: Energieagentur NRW. Online: https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20160308-fachkonferenz-in-aachen-und-foerderaufruf/frankkoch_energieagrnw_fk-aachen-08-03-2016.pdf. abgerufen am 27.02.2017.

Koch, F. (2017b). Elektromobilität mit Wasserstoff in NRW. Düsseldorf: Netzwerk Brennstoffzelle und Wasserstoff NRW. Online: http://www.brennstoffzelle-nrw.de/fileadmin/daten/Workshops/Lehrerseminar/1_Koch_Einfuehrung.pdf. abgerufen am 27.02.2017.

Kutz, C. (2012). Regionalökonomische Effekte der Nutzung von Windenergie. Husum: windcomm.

Landeshauptstadt Wiesbaden (2016). Brennstoffzellen-Busse: Die Verkehrsunternehmen ESWE Verkehr, MVG und traffiQ stellen die Zukunft des emissionsfreien Nahverkehrs vor. Wiesbaden. Online: http://www.wiesbaden.de/medien/rathausnachrichten/PM_Zielseite.php?showpm=true&pmurl=http://www.wiesbaden.de/guiapplications/newsdesk/publications/Landeshauptstadt_Wiesbaden/141010100000275167.php. abgerufen am 27.02.2017.

Landesregierung Schleswig-Holstein (2015). Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein - Ziele, Maßnahmen und Monitoring 2015. Online: <http://www.landtag.ltsh.de/infothek/wahl18/drucks/3000/drucksache-18-3074.pdf>. abgerufen am 27.02.2017.

Lehnert, W., Thomas, H., (2013). In: Altröck, M., Oschmann V., & Theobald C. (Hrsg.). EEG, 4. Aufl. München: C.H. Beck.

Lehnert, W., & Vollprecht, J. (2012). Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher. Zeitschrift für neues Energierecht ZNER, 16/04/2012, S. 356-368. Bochum: Ponte Press.

Leonida, A., McElroy, J. F., & Sexauer, R. N. (1992). A Low Pressure Electrolyzer for the Next Generation Submarine. Warrendale: Hamilton Standard Division of United Technologies Corp.

Lietz, F. (2014). Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher – Eine kritische Betrachtung. Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der kommunalen Wirtschaft EWeRK, 02/2014, S. 96-102. Berlin.

Löffler, M.-S. (2017). Leuchtturmprojekt Power-to-Gas Baden-Württemberg. Stuttgart. Online: <http://www.ptg-bw.de/>. abgerufen am 27.02.2017.

Michaelis, J., Junker, J., & Wietschel, M. (2013). Eine Bewertung der Regelenergievermarktung im Power-to-Gas-Konzept. Zeitschrift für Energiewirtschaft ZfE, 09/2013, S. 161-175. Wiesbaden: Springer Fachmedien.

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (2015a). Erneuerbare Energien in Zahlen für Schleswig-Holstein. Kiel.

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (2015b). Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2017: Bundeslandspezifische Angaben zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Kiel.

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein, & Schleswig Holstein Netz AG (2016). Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2015. Kiel. Online: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Strom/pdf/abregelungStrom.pdf?__blob=publicationFile&v=2. abgerufen am 27.02.2017.

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (2016a). Erneuerbare Energien 110 % des Stromverbrauchs. Kiel.

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (2016b). Zunahme Netzzengpässe in Schleswig-Holstein. Kiel.

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (2016c). Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2015. Kiel.

Moench, C., & Lippert, A. (2014). Eigenversorgung im EEG 2014. Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft EnWZ, 09/2014, S. 392-398. Berlin: C. H. Beck.

Müggenborg, H.-P. (2010). Integrierte chemische Anlagen. Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht NVwZ, 08/2010, S. 479-484. Frankfurt/Main: C.H. Beck.

Müller-Syring, G., Henel, M., Köppel, W., Mlaker, H., Sterner, M., & Höcher, T. (2013). Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Bonn: Studie im Auftrag des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW).

Noack, C., Burggraf, F., Schwan Hosseiny, S., Lettenmeier, P., Kolb, S., ...Belz, S. (2015). Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck. Stuttgart: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

NOW GmbH (2016). Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene (Begleitforschung). Ergebnisbericht. Berlin.

von Oppen, M. (2014). Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf. Zeitschrift für die gesamte Energierechtspraxis, 01/2014, S. 9-17. Berlin: Erich Schmidt Verlag.

Pehnt, M. (2001). Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik (Dissertation). Universität zu Köln. Köln.

Probst, C. (2015). Erneuter Wechsel bei der Biokraftstoffförderung – Einführung der Treibhausgasminierungsquote in Deutschland im Jahr 2015. Zeitschrift für Umweltrecht ZUR, 07/2015, S. 393-399. Baden-Baden: Nomos.

Pützenbacher, S. (2014). In: Bönker, C., & Bishopink, O. (Hrsg.). Baunutzungsverordnung. Berlin: Beuth Verlag.

Regionalverkehr Köln GmbH (2017a). Datenblatt Phileas Brennstoffzellen-Hybridbus der Regionalverkehr Köln GmbH. Köln. Online: http://www.rvk.de/fileadmin/00_customer/images/Medien_Downloads/Datenblatt_Phileas_Brennstoffzellen-Hybridbus.pdf. abgerufen am 27.02.2017.

Regionalverkehr Köln GmbH (2017b). Datenblatt A330 FC Brennstoffzellen-Hybridbus der Regionalverkehr Köln GmbH. Köln. Online: http://www.rvk.de/fileadmin/00_customer/images/Medien_Downloads/Datenblatt_Van_Hool_neu_fin.pdf. abgerufen am 27.02.2017.

Regionalverkehr Köln GmbH (2017c). Projekt Null Emission, Dampf machen für unser Klima – Unterwegs mit Null Emission. Köln. Online: <http://www.rvk.de/das-unternehmen/innovationsfuehrer-rvk/projekt-null-emission.html>. abgerufen am 27.02.2017.

Renn, O. (2015). Akzeptanz und Energiewende. Bürgerbeteiligung als Voraussetzung für gelingende Transformationsprozesse. Jahrbuch für Christliche Sozialwissenschaften, Band 56, S. 133-154. Münster. Online:<https://www.uni-muenster.de/Ejournals/index.php/jcsw/article/view/1544>. abgerufen am 27.02.2017.

Reshöft, J. (2014). In: ders., & Schäfermeier, A. (Hrsg.). EEG. Erneuerbare- Energien-Gesetz, 4. Aufl. Baden-Baden: Nomos.

Sailer, F. (2012). Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende. Zeitschrift für neues Energierecht ZNER, 16/02/2012, S. 153-163. Bochum: Ponte Press.

Sailer, F. (2014). Die Energiespeicherung im EEG 2014. In: Busch, W., & Kaiser, F. (Hrsg.). Erneuerbare erfolgreich ins Netz integrieren durch Pumpspeicherung: 2. Pumpspeichertagung des EFZN für transdisziplinären Dialog Goslar, 20. und 21. November 2014. Göttingen: Cuvillier.

Salje, P. (2015). EEG 2014, 7. Aufl. Köln: Carl Heymanns Verlag.

Schäfer-Stradowsky, S., & Boldt, B. (2015). „Power-to-Gas“ – gesetzlich konturierte Verwertungspfade. Zeitschrift für Umweltrecht ZUR, 09/2015, S. 451-458. Baden-Baden: Nomos.

Schultheis, J. (2014). Brennstoffzellen-Hybridbus: „Das funktioniert“. Frankfurt. Online: <http://www.frankfurt-holm.de/de/regionalverkehr-koeln-rvk-setzt-brennstoffzellen-hybridbus-von-vanhool-im-linienbetrieb-ein>. abgerufen am 27.02.2017.

Seibert, M.-J. (2013). In: Landmann, R. & Rohmer, G., & u. a. (Hrsg.). Umweltrecht, Band III. 68. EL. Köln: Carl Heymanns Verlag.

Smolinka, T., Hannig, F., Bretschneider, P., Nicolai, S., Krüger, S.,...Voigt, M., (2009). Stand und Entwicklungspotential der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie – Abschlussbericht. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Smolinka, T., Günther, M., & Garcke, J. (2010). Stand und Entwicklungspotential der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Freiburg: NOW-Studie.

Smolinka, T., Ojong, E.T., & Lickert, T. (2016). Fundamentals of PEM Water Electrolysis. In: Bessarabov, D., Wang, H., Li, H., & Zhao, N. (Hrsg.). PEM Electrolysis for Hydrogen Production Principles and Applications (S. 11-34). Boca Raton: CRC Press, Taylor & Francis Group.

Städtische Betriebe Haßfurt, & Greenpeace Energy (2016). Konzept einer Power-to-Gas Anlage. Haßfurt.

Stappert, H., Vallone, A. & Groß, F.-R. (2015). Die Netz-entgeltbefreiung für Energiespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG. RdE Recht der Energiewirtschaft, 02/2015, S. 62-69. Köln: Carl Heymanns Verlag.

Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (2016). Stromerzeugung in Schleswig-Holstein 2015. Kiel.

Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (2017). Kiel. Online: <http://www.statistik-nord.de/daten/bevoelkerung-und-gebiet/bevoelkerungsstand-und-entwicklung/>. abgerufen am 27.02.2017.

Steger, S., & Wilken, A. (2014). In: Rixner, F., Biedermann, R., & Steger, S. (Hrsg.). BauGB/BauNVO, 2. Aufl. München.

Stiftung Umweltenergierecht, & Fraunhofer ISI (2016): Gutachten zu zuschaltbaren Lasten für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein. Würzburg/Karlsruhe. Online: http://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/03/SUER_ISI_Gutachten-zu-zuschaltbaren-Lasten_FINAL.pdf. abgerufen am 27.02.2017.

Stiller, C.; Schmidt, P.; Michalski, J., Wurster, R., Albrecht, U.,...Altmann, M. (2010). Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein. Ottobrunn: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH.

Stolzenburg, K., Hamelmann, R., Wietschel, M. Lehmann, J., Donadei, S., ...Genoese, F. (2014). Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem: Abschlussbericht. Berlin: Planet Planungsgruppe Energie und Technik, Fachhochschule Lübeck, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Institut für Energie und Umwelt, KBB Underground Technologies.

Thomas, H. (2011). In der Entwicklung: Der Rechtsrahmen für erneuerbares Gas aus der Elektrolyse mit (Wind-)Strom. Zeitschrift für neues Energierecht ZNER, 16/06/2011, S. 608-616. Bochum: Ponte Press.

Thomas, H., & Altröck, M. (2013). Einsatzmöglichkeiten für Stromspeicher. Zeitschrift für Umweltrecht ZUR, 11/2013, S. 579-589. Baden-Baden: Nomos.

Topp, A. (2014). In: Säcker, F. J. (Hrsg.). Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, 3. Aufl. Frankfurt/Main: Deutscher Fachverlag.

TÜV Rheinland (2015). The MIRAI - LCA Report.

Valentin, F., & von Bredow, H. (2011). Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 12/2011, S. 99-105. Essen: EW Medien und Kongresse.

Vietmeier, H. (2014). In: Bönker, C., & Bishopink, O. (Hrsg.). Baunutzungsverordnung. Berlin: Beuth Verlag.

Wawrzinek, K., & Keller, C. (2007). Industrial Hydrogen Production & Technology. Karlsruhe. Online: https://www.hzg.de/imperia/md/content/gkss/institut_fuer_werkstoffforschung/wtn/h2-speicher/funchy/funchy-2007/5_linde_wawrzinek_funchy-2007.pdf. abgerufen am 27.02.2017.

Wietschel, M., Bünger, U., & Weindorf, W. (2010). Vergleich von Strom und Wasserstoff als CO₂-freier Endenergieträger: Endbericht. Karlsruhe.

FAZIT UND AUSBLICK

Das Fazit dieser Machbarkeitsstudie zu dem Verbundvorhaben „Akzeptanz durch Wertschöpfung – Wasserstoff als Bindeglied zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und der Nutzung im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor“ ist eindeutig.

Die Beiträge der Gutachter in Teil II machen deutlich, dass das Verbundvorhaben als wegweisend für die akzeptanz-, klima-, wirtschafts- und industriepolitisch nachhaltige Energiewende betrachtet werden kann, indem es Dekarbonisierungstechnologien mit unterschiedlichem Reifegrad systemisch und sektorenübergreifend integriert.

Teil III zeigt, dass das Vorhaben konkret umsetzbar ist, indem es nachweist, dass ihm keine unüberwindbaren rechtlichen, technischen und betriebswirtschaftlichen Aspekte entgegenstehen. Auch die potenzielle Einsparung von Treibhausgasen wird nachgewiesen: Alleine durch den Betrieb von zunächst zwei Bussen, die mit regenerativem Wasserstoff betrieben werden und Dieselbusse ersetzen, werden jährlich 322 Tonnen CO₂ pro Bus eingespart. Beim späteren Einsatz weiterer Wasserstoffbusse steigt der Klimaschutzeffekt weiter an.

Deutlich wird allerdings, dass der gegenwärtige Rechtsrahmen nicht geeignet ist, sektorenübergreifend Dekarbonisierung mit Wasserstoff zu ermöglichen. Dies gilt insbesondere für das System energierechtlich verankerter Steuern und Abgaben. Wir hoffen, mit dem Verbundvorhaben auch demonstrieren zu können, dass eine entsprechende Neuordnung des Energierechts die Umsetzung der Energiewende in Schleswig-Holstein und Deutschland erleichtern würde.

Machbarkeitsstudie zum Verbundvorhaben „Akzeptanz durch Wertschöpfung – Wasserstoff als Bindeglied zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energien und der Nutzung im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor“

Die Studie wurde gefördert aus Mitteln des Landes Schleswig-Holstein.

IMPRESSUM

Projektkonzept und Idee

GP JOULE GmbH
Cecilienkoog 16, 25821 Reußenköge
Telefon +49 (0) 4671 6074-0
www.gp-joule.de
info@gp-joule.de

Projektleitung

André Steinau

Konzeption und Durchführung der Machbarkeitsstudie

Johanssen + Kretschmer
Strategische Kommunikation GmbH
Berliner Freiheit 2, 10785 Berlin
www.jk-kom.de
info@jk-kom.de

Projektleitung

Dr. Thies Clausen
Anna Berkmann
Antonia Hess

Titelbild und Satz: HOCHZWEI – Büro für visuelle Kommunikation GmbH & Co. KG, www.hochzwei.de
Veröffentlichung: März 2017

