

**H2InfraS: Infrastrukturentwicklung für Wasserstoff- Bedarfsanalyse
vor dem Hintergrund einer strategischen
Ausbauplanung**

von

Maike Schmidt

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Förderkennzeichen: L75 23101
Laufzeit: 07.02.2023 – 31.07.2023

Die Arbeiten des Baden-Württemberg-Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre
Sicherheit (BWPLUS) werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

Juli 2023



ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG BADEN-WÜRTTEMBERG

Ergebnisse des
Fachdialogs
Wasserstoff-
infrastruktur

© Alko beStrova Photo



gefördert durch



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Ergebnisse des Fachdialogs Wasserstoffinfrastruktur



**Zentrum für Sonnenenergie- und
Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg**

Meitnerstraße 1
70563 Stuttgart

Autorin

Maike Schmidt



Plattform H2BW als Teil der e-mobil BW

Leuschnerstraße 45
70176 Stuttgart

Redaktion

Isabell Knüttgen
Dr. Volker Banhardt
Tabea Ruckh
Lena Geiger
Cara-Schwark-Fiedler

Titelbild

© AdobeStock / Photocreo Bednarek / terranets bw

Stuttgart, Juni 2023

Inhalt

Kurzfassung	5
I. Hintergrund	9
II. Ergebnisse von Workshop I	10
Wasserstoff in Baden-Württemberg – Angebotsseite	10
1. Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Netzentwicklungspläne	10
2. Wasserstofflogistik jenseits der Fernleitungsnetze.....	15
3. Qualitätsanforderungen seitens der Wasserstoffkunden	16
4. Wasserstoff als zukünftiger Energieträger und Rohstoff	17
5. Realisierungserfordernisse für eine Wasserstoffinfrastruktur zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in Baden-Württemberg.....	18
III. Ergebnisse von Workshop II	21
Wasserstoff in Baden-Württemberg – Nachfrageseite	21
1. Wasserstoffbedarfe – Was ist bekannt zum Wasserstoffbedarf in Baden-Württemberg?	21
2. Was sind generell die Treiber für den Einsatz von Wasserstoff in Unternehmen?	22
3. Welche Wasserstoffbedarfe sind zu erwarten?	23
4. Zu welchem Preis wird Wasserstoff von den Unternehmen als konkurrenzfähig eingestuft? .	24
5. Ausgestaltung der Wasserstoffbedarfsabfrage	25
IV. Ergebnisse von Workshop III	29
Wasserstoff in Baden-Württemberg – Wie sieht eine Wasserstoffversorgungsinfrastruktur für Baden-Württemberg im Zeitverlauf aus?	29
1. Wasserstoffversorgungsoptionen	29
2. Wer sind die Primärkunden für lokale/regionale Wasserstoff-Hubs mit Vor-Ort-Erzeugung? .	31
3. Warum sind die identifizierten Primärkunden für lokale/regionale Wasserstoff-Hubs besonders geeignet?.....	33
4. Für welche Wasserstoffproduktionsmengen eignet sich die Vor-Ort-Produktion besonders und mit welchen Elektrolysekapazitäten würde man starten?	33
5. Welche Vorteile kann eine Vor-Ort-Produktion bieten?	34
6. Welche Betreibermodelle sind denkbar?	35
7. Welche Akteure müssen vernetzt werden, um einen Wasserstoff-Hub zu initiieren? Wie können diese gezielt rekrutiert und verknüpft werden?	35
8. Wo werden die größten Realisierungshemmnisse gesehen und wie kann diesen begegnet werden? Welche Anreize sind nötig?	36

Kurzfassung

Unabhängig vom betrachteten geographischen Raum – ob Europa, Deutschland oder Baden-Württemberg – weisen Szenarien für das Erreichen eines treibhausgasneutralen Energiesystems Mindestwasserstoffbedarfe in Höhe von 20% bis 25% des jeweiligen Endenergiebedarfs auf. Der Transformationsdruck hin zur klimaneutralen Produktion mit einem starken Fokus auf der schnellen Reduktion bis zum vollständigen Verzicht auf den Einsatz von fossilen Brenn- und Treibstoffen hat sich durch die Energie- bzw. Energiepreiskrise in Folge der völkerrechtswidrigen Kriegs Russlands gegen die Ukraine massiv erhöht. Die Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms ebenso wie (grünen) Wasserstoffs wird zunehmend zum Standortfaktor für die Industrie. Um als Industriestandort in Deutschland und Europa sowie international nicht nur attraktiv, sondern vor allem weiterhin wettbewerbsfähig zu bleiben, ist es für Baden-Württemberg entscheidend sicherzustellen, dass die Unternehmen schnellstmöglich Zugang zu grünem Wasserstoff erhalten – und dies unabhängig vom Zeitpunkt des ersten Bedarfs, von der benötigten Menge und von der geografischen Lage innerhalb Baden-Württembergs. Dem kann man nur mit einer Wasserstoffinfrastrukturstrategie gerecht werden, die die **vier Infrastrukturelemente**:

1. Fernleitungsnetz,
2. Verteilernetze,
3. lokale Wasserstoff-Hubs und
4. Vor-Ort-Eigenversorgung mit Wasserstoff in optimaler Weise verbindet.

Um für diese Aufgabe schnell und effizient die nötige Wissensbasis zu schaffen, initiierte das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg eine Workshop-Reihe „Fachdialog Wasserstoffinfrastruktur“. Die Kernergebnisse hieraus lassen sich wie folgt zusammenfassen.

- Erste Wasserstofflieferungen über das Fernleitungsnetz sind in Baden-Württemberg ab etwa 2030 möglich. Dies wird jedoch zunächst nur in ausgewählten Regionen der Fall sein. Die Region Oberrhein kann potenziell sogar früher - bereits im Jahr 2028 - über erste Wasserstofflieferungen aus Frankreich verfügen. Von einer „flächendeckenden“ Erschließung über das Fernleitungsnetz ist nach heutigem Stand erst 2040 auszugehen, wobei sich diese weitestgehend auf die heute vorhandene Fernleitungsabdeckung für Erdgas beschränkt. Um Kunden mit Wasserstoff aus dem Fernleitungsnetz beliefern zu können, werden weitere Infrastrukturbauwerke benötigt, da nur wenige große Industriekunden unmittelbar an das heutige Fernleitungsnetz für Gas und somit zukünftig ein H₂-Fernleitungsnetz angeschlossen sind. Eines dieser Infrastrukturbauwerke kann die bestehende Erdgas-Verteilnetzinfrastruktur darstellen, sofern sie synchron mit dem Fernleitungsnetz auf Wasserstoff umgestellt wird. Das heutige Erdgasverteilstnetz ist jedoch im Wesentlichen nicht nach unterschiedlichen Abnehmergruppen strukturiert, was es für die weitere strategische Planung zu berücksichtigen gilt, nicht zuletzt, weil eine vollständige Umstellung des Erdgasverteilstnetzes auf Wasserstoff weder zielführend noch realistisch umsetzbar erscheint.
- Die bislang seitens der Ferngasnetzbetreiber vorgelegten Planungen mussten auf einer noch lückenhaften und insbesondere für den Zeitraum bis 2030 als wenig verlässlich anzusehenden Informationsbasis zum Wasserstoffbedarf erarbeitet werden. Die Wissensbasis wird sich zwar aufgrund der regelmäßig wiederkehrenden Bedarfsabfragen der Fernleitungsnetzbetreiber auf Bundesebene im Kontext der Erstellung der Netzentwicklungspläne sukzessive verbessern, die für eine belastbare Planung erforderliche Transparenz hinsichtlich der Entwicklung der Wasserstoffbedarfe ist jedoch bislang nicht gegeben.
- Aus diesem Grund wurde die konzertierte Kampagne „Wasserstoff für Baden-Württemberg“ entwickelt. Sie soll in Verbindung mit einer wissenschaftlichen Auswertung bis zum Herbst

2023 zu einer substantziellen Verbesserung der Datenlage zu den zu erwartenden Wasserstoffbedarfen in Baden-Württemberg beitragen und eine wesentlich präzisere Infrastrukturplanung – sowohl mit Blick auf die Zeitschiene als auch die geografischen Gegebenheiten – ermöglichen. Aus diesem Grund adressiert die Kampagne ein breites Unternehmensspektrum. Alle betroffenen Branchen sind aufgefordert, sich zu beteiligen.

- Es wird erwartet, dass im Ergebnis der Wasserstoffbedarfsabfrage wesentlich größere Nachfragemengen zu deutlich früheren Zeitpunkten und geografisch weit über Baden-Württemberg verteilt stehen werden, die nicht allein über den geplanten Wasserstofffernleitungsausbau bedient werden können. Um in der Markthochlaufphase die Kundenanforderungen hinsichtlich der benötigten Wasserstoffmengen aber auch mit Blick auf die Versorgungssicherheit gerecht werden zu können, erscheint daher eine integrierte Ausbaustrategie, die dezentrale Wasserstoffherzeugungseinheiten in Baden-Württemberg mit der Wasserstofflieferung über das Netz kombiniert und auch weitere Versorgungsoptionen aus dezentralen Erzeugungseinheiten einbezieht, zielführend. Die erforderliche parallele Entwicklung der Fernleitungsinfrastruktur und lokaler H₂-Hubs mit Vor-Ort-Wasserstoffherzeugung mit Elektrolyse ist schematisch in Abbildung K 1 dargestellt.

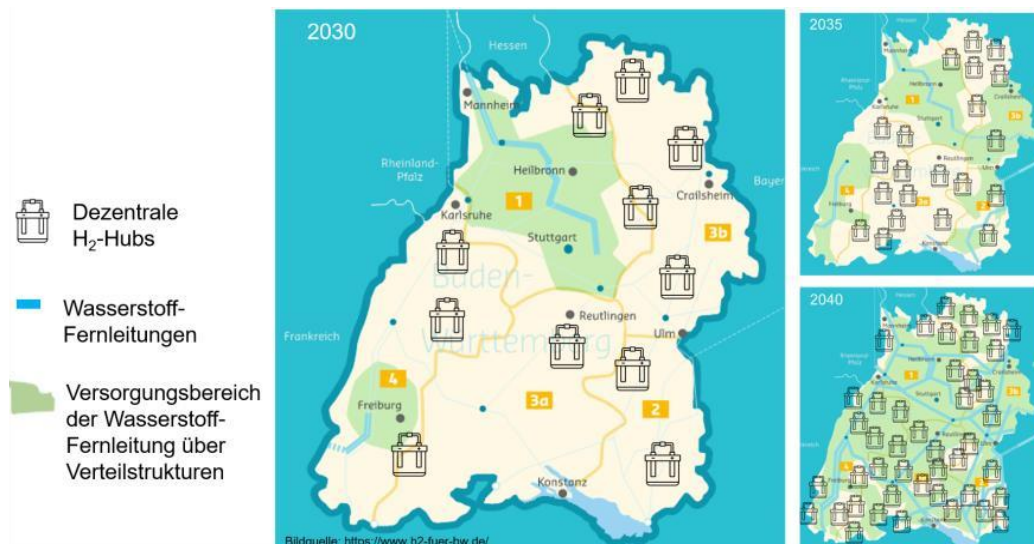


Abbildung K 1: Schematische Darstellung der Entwicklung von H₂-Hubs in Ergänzung zur Entwicklung des leitungsgebundenen Wasserstoffversorgungssystems. (Darstellung: ZSW; Karten: terranets bw; Icons: flaticon)

Dabei stellen Vor-Ort-Konzepte nicht nur für die kurze Frist bis 2030, sondern auch dauerhaft eine wichtige Wasserstoffversorgungsoption dar. Sie stehen ausdrücklich nicht in Konkurrenz zur Belieferung von Großabnehmern mit grünem Wasserstoff per Pipeline, sondern ergänzen das Infrastrukturkonzept sinnvoll und bieten nicht zuletzt einen gewissen Grad an Resilienz, insbesondere für kleinere Abnahmemengen. Vor-Ort-Erzeugung und H₂-Hubs sind daher gezielt in Ergänzung und als Verstärkung der Pipeline-Infrastruktur zu initiieren und zeitnah zur Umsetzung zu bringen. Die sich bereits in größerer Zahl in Entwicklung befindlichen lokalen Projekte in Baden-Württemberg – zu nennen sind die aus Bundesmitteln geförderten „Hyland“-Projekte ebenso wie die mit Landesmitteln initiierten Modellregion-Projekte H2Wandel und H2-GeNeSiS, das Projekt H2DNA der bnNETZE GmbH sowie zahlreiche weitere Aktivitäten. Wie eine Integration dieser Projekte im Sinne einer strategischen Infrastrukturentwicklung erfolgen könnte zeigt Abbildung K 2 exemplarisch für das Beispiel des Projekts H2- GeNeSiS und die Ferngasleitung SEL (Süddeutsche Erdgasleitung).

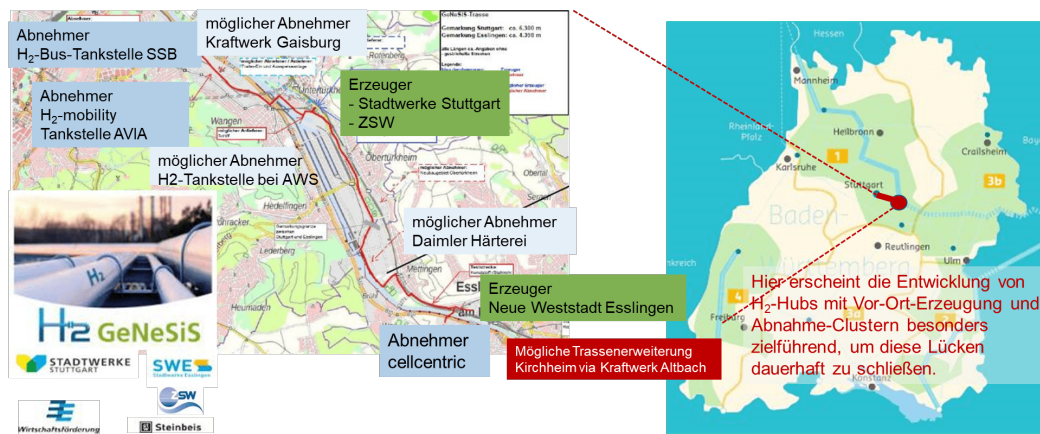


Abbildung K 2: *Beispielhafte Verknüpfung von lokalen Wasserstoffversorgungslösungen mit dem Fernleitungsnetz, sobald dieses auf Wasserstoff umgestellt ist. (Darstellung: ZSW; Karte und Bild links: Wirtschaftsförderung Region Stuttgart GmbH; Karte rechts: terranets bw)*

Die Umsetzung kleinerer Elektrolyse-Projekte für die Wasserstoffherzeugung in Baden-Württemberg ermöglicht dem exportorientierten Maschinen- und Anlagenbau entsprechende Referenzprojekte für den internationalen Markt und unterstützt damit die Sicherung von deren Wettbewerbsfähigkeit. Mindestens ebenso wichtig erscheint jedoch, dass H₂-Hubs für bestimmte Kundengruppen wie Logistik-Betriebe, kommunale und regionale Verkehrsbetriebe, Busunternehmen, Baumaschinenbetreiber und Industriebetriebe schon vor 2030 den Zugang zu Wasserstoff sicherstellen und damit Baden-Württembergs Technologieführerschaft explizit im Bereich der Brennstoffzellen-Logistik erst ermöglichen.

Besonderes Augenmerk bei der Standortwahl für H₂-Hubs sollte auf dem Schwerlastverkehr bzw. Tankstellen für die Versorgung des Schwerlastverkehrs mit Wasserstoff liegen - nicht nur aufgrund der Wasserstoffqualitätsanforderungen von Brennstoffzellenfahrzeugen, die ideal mit der hohen Reinheit von Elektrolyse-Wasserstoff harmonieren, sondern auch wegen ihres tendenziell stark dezentralen Charakters. Um Baden-Württemberg als internationalen Technologieanbieter in diesem Marktsegment zu etablieren, ist die Entwicklung der benötigten Versorgungsinfrastrukturen gerade aus industriepolitischer Perspektive von besondere Bedeutung.

Durch das breite Spektrum weiterer potenzieller Abnehmer, die je nach Standort variieren werden, wird die erfolgreiche H₂-Hub-Entwicklung auf eine breite Abnahmebasis gestellt werden können (siehe auch Abbildung K 2). In diesem Kontext ist auch die Bedeutung dezentraler grüner Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse zur Stabilisierung des Stromsystems über die Aufnahme von Erzeugungsspitzen und die Bereitstellung positiver ebenso wie negativer Regelleistung nicht zu unterschätzen. Denn der kurz- und mittelfristig erforderliche Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik in Baden-Württemberg ist erheblich und benötigt eine Flankierung durch Speicher- bzw. Sektorkopplungstechnologien, um eine möglichst hohe Effizienz zu erreichen.

Wasserstoff wird unabhängig vom Standort der Wasserstoffproduktion bis 2030 nicht zu Kosten unterhalb von 3 €/kg produziert werden können –ohne Berücksichtigung von Transportentgelten und Margen. Für die Unternehmen in Baden-Württemberg wird dabei aber letztlich nicht der Wasserstoffpreis in absoluten Werten entscheidend sein, sondern das Erreichen eines Wasserstoffpreises, der die internationale Wettbewerbsfähigkeit sichert. Wenn der Preis für grünen Wasserstoff generell hoch ist, können auch die Unternehmen in Baden-Württemberg damit umgehen. Schwierig wird es, wenn der Wasserstoffpreis in Baden-Württemberg deutlich höher liegen sollte, als in anderen Teilen Deutschlands, Europas bzw. der Welt. Zur Schließung der noch bestehenden Lücke zur Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff bzw. seinen Folgeprodukten Ammoniak, Methanol und Sustainable Aviation Fuel gegenüber den fossilbasierten Vergleichsprodukten wurde auf Bundesebene die Handelsplattform H2Global aufgebaut, die für einen Zeitraum von zehn Jahren die in einem

Auktionsverfahren ermittelten Mehrkosten für die klimaneutralen Produkte übernimmt. Diesem Ansatz der Förderung wird auch die noch im Aufbau befindliche Europäische Wasserstoffbank folgen.

Die Wasserstoffpreise werden die zukünftige Wasserstoffnachfrage wesentlich beeinflussen, zumindest in den Nachfragebereichen, in denen es Alternativen zu grünem Wasserstoff gibt. Hier ist die Preiserwartung zum Investitionszeitpunkt ausschlaggebend dafür, ob in die wasserstoffnutzende Technologie (z. B. Brenner für Wasserstoff zur Prozesswärmebereitstellung oder Brennstoffzellen-LKW) oder in die Alternativtechnologie (z. B. strombasierte Prozesswärmebereitstellung oder batterieelektrischer LKW) investiert wird. Ein einfacher Switch von einer Technologie zur anderen ist in der Regel erst im folgenden Investitionszyklus wieder möglich, so dass eine Technologieentscheidung das Abnahmeprofil längere Zeit beeinflusst und die Flexibilität beschränkt. Die Anwendungsbereiche, die somit tatsächlich als preiselastisch anzusehen sind, weil sie ohne Technologieanpassung den Brennstoff beliebig wechseln können, erscheinen sehr begrenzt.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt lassen sich keine verlässlichen Antworten auf die Frage geben, bei welchem Preisniveau Wasserstoff als konkurrenzfähig eingestuft werden kann, nicht zuletzt, weil dies von den individuellen Voraussetzungen im jeweiligen Unternehmen abhängt. Mit Blick auf das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2040 in Baden-Württemberg dürfen aber ab diesem Zeitpunkt in Baden-Württemberg keine fossilen Energieträger mehr eingesetzt werden. Eine Transformation ist somit zwingend. Um mit grünem Wasserstoff schnellstmöglich einen umsetzbaren Transformationspfad zu eröffnen, wird empfohlen, basierend auf den Ergebnissen der Wasserstoffbedarfsabfrage innerhalb der Landesregierung und gemeinsam mit den Akteuren zeitnah eine Strategie für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zu entwickeln und diese zusammen zur Umsetzung zu bringen.

I. Hintergrund

Unabhängig vom betrachteten geographischen Raum – ob Europa, Deutschland oder Baden-Württemberg – weisen Szenarien für das Erreichen eines treibhausgasneutralen Energiesystems Mindestwasserstoffbedarfe in Höhe von 20% bis 25% des jeweiligen Endenergiebedarfs auf. Der Transformationsdruck hin zur klimaneutralen Produktion mit einem starken Fokus auf der schnellen Reduktion bis zum vollständigen Verzicht auf den Einsatz von fossilen Brenn- und Treibstoffen hat sich durch die Energie- bzw. Energiepreiskrise in Folge der völkerrechtswidrigen Kriegs Russlands gegen die Ukraine massiv erhöht. Die Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms ebenso wie (grünen) Wasserstoffs wird zunehmend zum Standortfaktor für die Industrie. Um als Industriestandort in Deutschland und Europa sowie international nicht nur attraktiv, sondern vor allem weiterhin wettbewerbsfähig zu bleiben, ist es für Baden-Württemberg entscheidend sicherzustellen, dass die Unternehmen schnellstmöglich Zugang zu grünem Wasserstoff erhalten – und dies unabhängig vom Zeitpunkt des ersten Bedarfs, von der benötigten Menge und von der geografischen Lage innerhalb Baden-Württembergs. Dem kann man nur mit einer Wasserstoffinfrastrukturstrategie gerecht werden, die die vier Infrastrukturelemente Fernleitungsnetz, Verteilernetze, lokale H₂-Hubs und Vor-Ort-Eigenversorgung mit Wasserstoff in optimaler Weise verbindet.

Um für diese Aufgabe schnell und effizient die nötige Wissensbasis zu schaffen, initiierte das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg eine Workshop-Reihe „Fachdialog Wasserstoffinfrastruktur“. Der erste Workshop befasste sich intensiv mit der Frage der **Wasserstoffbereitstellung**. Hier standen zunächst die Pläne der Fernleitungsnetzbetreiber im Vordergrund ebenso wie die notwendigen Rahmenbedingungen. Der zweite Workshop widmete sich ganz der **Wasserstoffbedarfsseite** und wurde in Teilen auch dazu genutzt, die Wasserstoffbedarfsabfrage zielgruppenorientiert vorzubereiten. Im dritten Workshop standen dann **lokale Versorgungskonzepte als sinnvolle Ergänzung der Fernleitungsversorgung** im Mittelpunkt. Die Ergebnisse der einzelnen Workshops sind jeweils getrennt voneinander dargestellt. Da machen Themen in mehreren Workshops thematisiert wurden, finden sie sich auch an mehreren Stellen in der Ergebnisdarstellung.

Um dem Anspruch einer integrierten Sicht über Branchen- und regionale Grenzen hinweg gerecht zu werden und verschiedene Perspektiven transparent zu machen, wurde für die Workshop-Reihe ein breiter Teilnehmerkreis angesprochen. Im Sinne einer transparenten Dokumentation sind die jeweiligen Teilnehmerlisten im Anhang beigefügt.

Methodisch folgten die drei Workshops dem gleichen Konzept: Sie starteten jeweils mit einem ersten wissenschaftsbasierten Einstiegsvortrag, der eine entsprechende Zahlen-, Daten- und Faktenbasis für die spätere Diskussion schuf. Hierauf folgten jeweils kurze Impulsvorträge zur Ergänzung eines möglichst breiten Erfahrungswissens zum jeweiligen Themenschwerpunkt aus der praktischen Anwendung. Die anschließende Diskussion war anhand von Leitfragen gegliedert. Diese Leitfragen wurden dem Teilnehmerkreis bereits im Vorfeld zur Verfügung gestellt, um eine effiziente Vorbereitung und den größtmöglichen Wissensaustausch und Know-How-Gewinn im Rahmen der Workshops sicherzustellen. Sie stellen auch im Rahmen der folgenden Workshop-Dokumentation das strukturgebende Element dar. Die Ergebnisse der jeweiligen Diskussion werden nach den jeweiligen Leitfragen gegliedert dargestellt, um die getätigten Aussagen in ihrem jeweiligen Kontext zu belassen. Die hierdurch teilweise entstehenden thematischen Wiederholungen wurden bewusst in Kauf genommen, um die Ergebnisse möglichst authentisch wiederzugeben.

II. Ergebnisse von Workshop I

Wasserstoff in Baden-Württemberg – Angebotsseite

Ausgehend von den beim Spitzengespräch Wasserstoffinfrastruktur am 19.12.2022 von den Gas-Fernleitungsnetzbetreibern terranets bw und Open Grid Europe (OGE) gemeinsam vorgestellten Plänen der möglichen Wasserstoff-Infrastrukturentwicklung auf der Ebene der Fernleitungsnetze, sollte im ersten Workshop die Thematik der Wasserstoffangebotsseite für Baden-Württemberg vertieft werden. Mit einer **Analyse zu den Kosten**, zu denen Wasserstoff potenziell erzeugt und in Baden-Württemberg bereitgestellt werden könnte, sowie einer Detaillierung der **Pläne der Fernleitungsnetzbetreiber** und eine Analyse aus **Sicht eines Verteilnetzbetreibers** wurden Impulse für die weitergehende Diskussion gegeben. Ein wichtiger Schwerpunkt der Diskussion lag bei den Rahmenbedingungen, die für die Umsetzung der skizzierten Erschließung Baden-Württembergs über das Fernleitungsnetz erforderlich sind. Als einen möglichen Ansatz, den erforderlichen ökonomischen Rahmen zu schaffen, kann das sog. Dena-Modell angesehen werden, das in einem weiteren Impuls kurz vorgestellt wurden. Die Anregungen aus der anschließenden Diskussion finden sich im folgenden Abschnitt.

1. Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Netzentwicklungspläne

Im Rahmen der Netzentwicklungspläne verfolgen die Fernleitungsnetzbetreiber erste Ausbau- bzw. Umbaupläne für ein deutschlandweites, in die europäische Netzplanung integriertes Wasserstoffnetz. Für die Infrastrukturplanung und Umsetzung ist es eine große Herausforderung, auf Basis unvollständiger Bedarfsanmeldungen seitens der Kunden planen zu müssen. Deshalb orientieren sich die Fernleitungsnetzbetreiber an der Kraftwerksplanung für bestehende und neue Erdgaskraftwerke. Heutige ebenso wie neu zu planende Erdgaskraftwerke müssen nicht zuletzt aufgrund der Anforderungen der EU-Taxonomie und dem hiermit verbundenen Zugang zu Kapital schnellstmöglich auf Wasserstoff als Brennstoff umgestellt werden. Trotz der perspektivisch abnehmenden Einsatzzeiten von H₂-Kraftwerken in einem durch fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung dominierten Energiesystem, stellen Kraftwerke wichtige und verlässliche Ankerkunden mit einem vergleichsweise gut kalkulierbaren Bedarf dar. Ergänzende Bedarfserhebungen lieferten bislang zwar bereits wichtige ergänzende Hinweise, ergeben aber noch kein flächendeckendes Bild.

Hervorzuheben ist aber, dass trotz der Lückenhaftigkeit der Bedarfskenntnis eine ausreichend belastbare Basis gegeben ist, um die entwickelten Ausbaupläne zur Umsetzung zu bringen. Es erscheint nicht zielführend, mit den ersten Planungs- und Ausbausritten auf detaillierte Bedarfsanalysen zu warten, da dies zu viel Zeit in Anspruch nähme bzw. zu starke zeitliche Verzögerungen bedeuten würde, zumal die Infrastrukturentwicklung der Bedarfsentwicklung zeitlich vorausgehen muss, um möglichst alle potenziellen Abnehmergruppen anzusprechen. Ansonsten erscheint das Versorgungssicherheitsrisiko zumindest für einzelne Kundengruppen zu hoch für eine Investitionsentscheidung.

Sobald die ersten Schritte zum Infrastrukturausbau eingeleitet sind, muss kontinuierlich auf Basis einer stetigen Verbesserung des Wissenstands zur Bedarfsentwicklung die Planung aktualisiert, erweitert und die Umsetzung angepasst werden.

Die aktuellen Planungen umfassen eine diversifizierte Einbindung Baden-Württembergs sowohl in die deutsche als auch in die europäische Wasserstoff-Fernleitungsinfrastruktur. Im Wesentlichen sind drei Projekte entscheidend. (Abbildung 1)

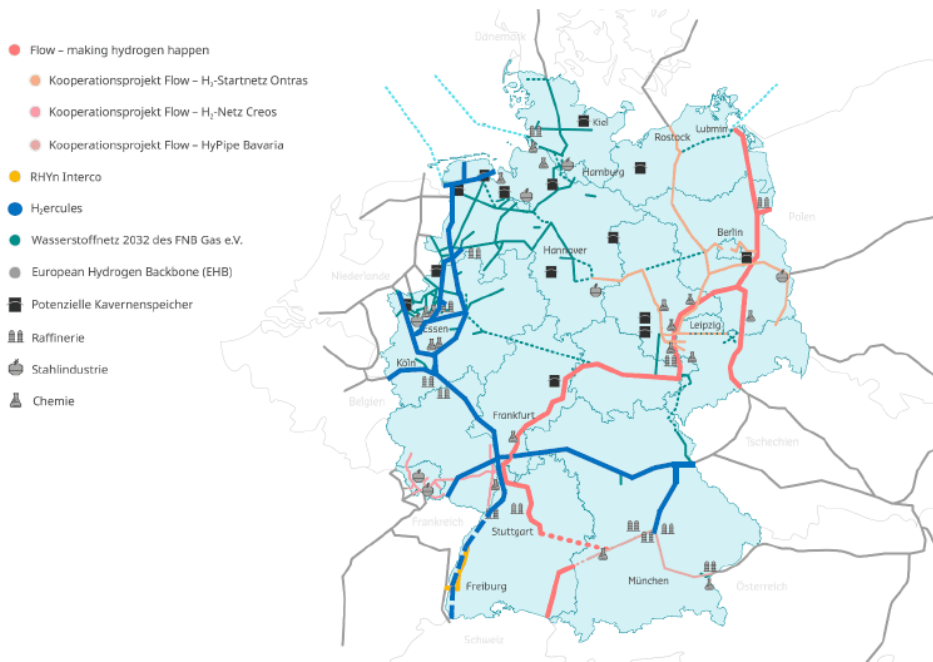
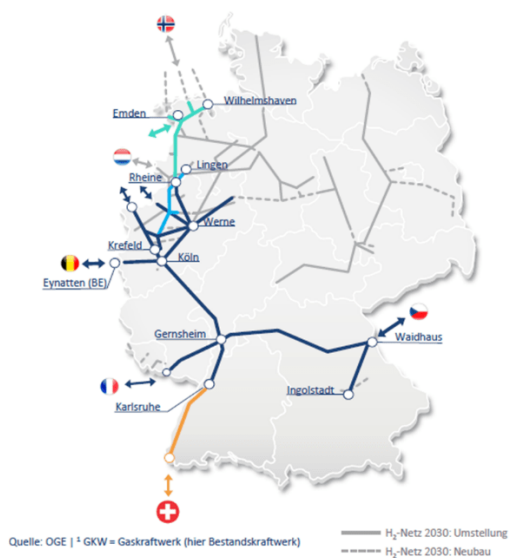


Abbildung 1: *H₂-Netz-Planung für die Erschließung Baden-Württemberg für die Belieferung mit Wasserstoff bis 2030 (Darstellung: terranets bw).*

Eines ist das Projekt H₂ercules, das ganz im Norden die Anbindung nach Norwegen sowie an die geplante Wasserstoffherzeugung in Norddeutschland insbesondere an die Offshore-Erzeugungskapazitäten in der Nordsee vorsieht, gleichzeitig aber auch im Westen die Anbindung an die Niederlande und damit das zukünftige Wasserstoff-Import-Drehkreuz Rotterdam ermöglicht. Darüber hinaus sind im Westen Verknüpfungspunkte zu Belgien und Frankreich, im Süden in die Schweiz und im Osten an Tschechien vorgesehen. Für Baden-Württemberg wird über die H₂ercules-Pipeline ab 2030 Wasserstoff über den Rhein-Main-Link zur Verfügung gestellt werden können. Dieser verläuft vom Grenzübergangspunkt Eynatten (Belgien) über die Knotenpunkte Köln und Gernsheim nach Karlsruhe. Über diese Pipelineverbindung plant die OGE, ab 2030 Wasserstoff bis zum Übergabepunkt in Lampertheim zu liefern, so dass von hier aus insbesondere industrielle Abnehmer im Raum Frankfurt, im Rhein-Main-Gebiet und in der Metropolregion Rhein Neckar mit Wasserstoff versorgt werden können. Hinzu kommen zwei Gaskraftwerke als Ankerkunden, die mit der Pipeline-Umstellung auf Wasserstoff den Fuel-Switch von Erdgas auf Wasserstoff vollziehen können bzw. müssen. Die weitere Erschließung nach Süden entlang der Rheinschiene von Karlsruhe bis in die Schweiz ist bis 2035 vorgesehen, um auch die vielfältigen Industriestandorte entlang des Rheins dann von Norden mit Wasserstoff versorgen zu können (Abbildung 2).



	Pipeline-Abschnitt	Startpunkt	Endpunkt	Potenzielle Verbraucher
2026	GET H2	Lingen	Ruhrgebiet	Industrie Ruhrgebiet + 1 GW ¹
2028	Nordsee-Ruhr-Link I	Wilhelmshaven	Rheine	Industrie Ruhrgebiet ab Nordsee
2030	Nordsee-Ruhr-Link II	Rheine	Werne	Industrie Ruhrgebiet + 1 GW
	Rhein-Ruhr-Link	Werne	Krefeld bzw. Köln	Industrie Ruhrgebiet + 2 GW
	Rhein-Main-Link	Eynatten (BE)	Karlsruhe	Industrie Frankfurt/ Rhein-Main, Rhein-Neckar + 2 GW
	Rhein-Donau-Link	Medelsheim	Waidhaus bzw. Ingolstadt	Industrie Nürnberger Raum, Ingolstadt
2035	Schweiz-Link	Karlsruhe	GÜP Schweiz	Industrie entlang des Rheingrabens

Abbildung 2: Detailplanung der OGE zur Umstellung unterschiedlicher Netzabschnitte von Erdgas auf Wasserstoff (Darstellung OGE).

Für die Industriestandorte entlang des Rheins ist über das RHYN Interco Projekt teilweise schon eine frühere Erschließung denkbar. Es basiert auf einer grenzübergreifenden Verknüpfung über den Rhein und damit verbunden die Belieferung von Industriekunden in der Region Oberrhein über das erste reine Wasserstoffnetz in Baden-Württemberg ab 2028 mit Wasserstoff aus der Region Grand-Est in Frankreich. Allerdings ist bis 2028 nur die Erschließung bis Freiburg im Breisgau vorgesehen. Die nördliche Erweiterung Richtung Offenburg soll erst 2035 realisiert werden – zeitgleich mit der Erschließung der Rhein-Schiene von Norden.

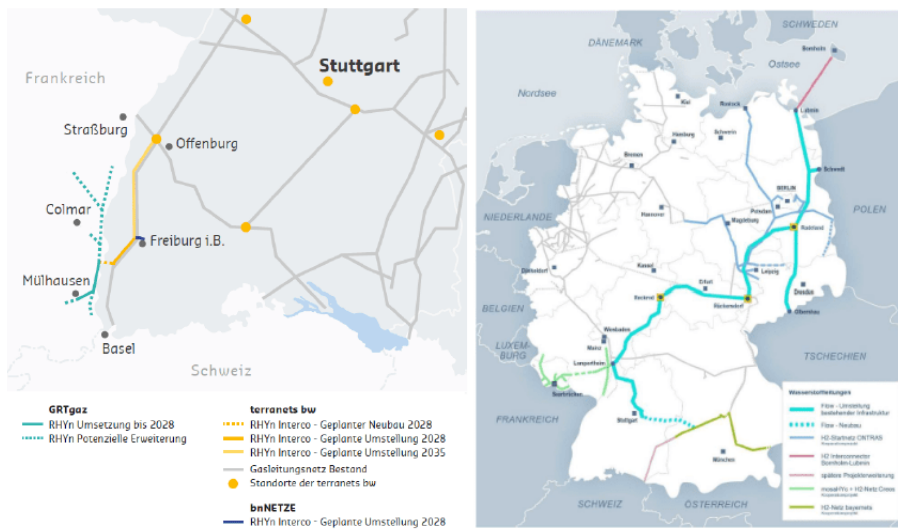


Abbildung 3: Detailplanungen der terraneTS BW zu den Projekten Flow und RHYN Interco (Darstellung terraneTS BW).

Am Knotenpunkt Lampertheim soll schon 2028 Wasserstoff aus dem Nordosten über das Projekt Flow zur Verfügung stehen. Dieses soll die Offshore-Wasserstofferzeugungspotenziale aus der Ostsee sowie Wasserstoffprojekte aus den östlichen Bundesländern für Baden-Württemberg erschließen. Es arbeitet nahezu ausschließlich über eine Umstellung von bestehenden Infrastrukturen, weshalb von einer schnellen Realisierung ausgegangen wird. Die Umstellung der Leitungen von Lampertheim nach Baden-Württemberg und in Baden-Württemberg selbst ist für 2030 avisiert.

Über die Umsetzung des Neubaus der Süddeutschen Erdgasleitung (SEL) bis 2028 und die geplante Umstellung auf Wasserstoff bis 2030 wird ein weiterer Anschluss nach Süden gewährleistet. Damit die

SEL bis 2030 auf Wasserstoff umgestellt werden kann, muss eine Nachfrageleistung in Höhe von 5.1 GW Erdgas durch H₂ substituiert werden. Zusätzlich zu den Ankerkunden „Gaskraftwerke“ ist hier eine detaillierte Bedarfsanalyse erforderlich, um den Zeitplan einhalten bzw. im Zeitplan bleiben zu können. Über diese Verknüpfung nach Süden besteht potenziell die Möglichkeit, die über das IPCEI-Projekt H2SouthCorridor entstehende Anbindung von Nordafrika (Tunesien) über Italien, koordiniert durch den italienischen Ferngasnetzbetreiber SNAM auch für Baden-Württemberg nutzbar zu machen (Abbildung 3). Voraussetzung ist die Verlängerung der SEL von Altbach (bei Stuttgart) bis nach Bissingen (Bayern).

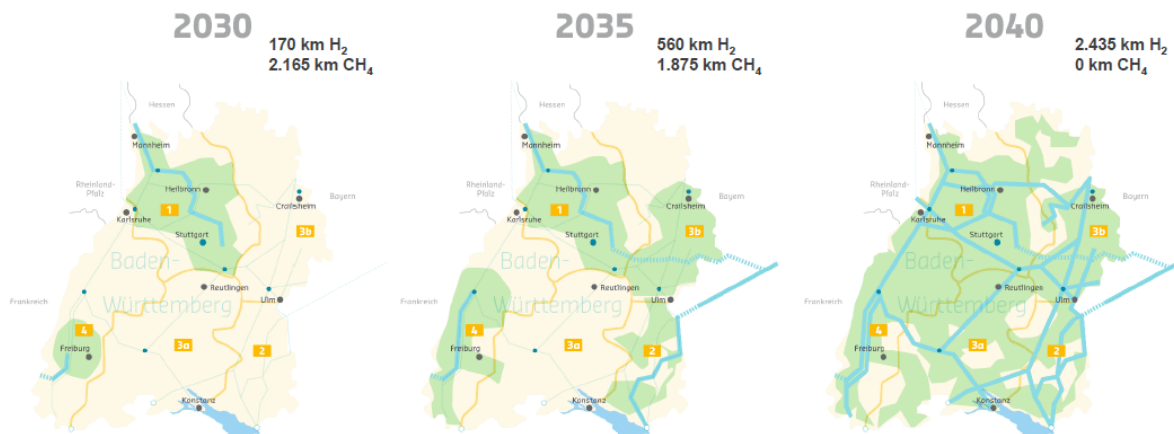


Abbildung 4: Entwicklung des Wasserstofffernleitungsnetzes im Zeitverlauf (blaue Linien = Transportleitungen, grüne Flächen = Belieferungsbereich über weiterführende Infrastrukturen (z.B. Verteilnetz)) (Darstellung terranets bw).

In der Zusammenschau zeigt sich, dass im Jahr 2030 in ersten Regionen (Mannheim/Karlsruhe/Heilbronn/Stuttgart) vorrangig für die Kraftwerke zur Strom- und Fernwärmeerzeugung Wasserstoff per Pipeline zur Verfügung stehen wird. Dies ist jedoch nicht mit einer flächendeckenden Verfügbarkeit gleichzusetzen. Die Erschließung über die Umstellung des gesamten bestehenden Fernleitungsnetzes erfolgt sukzessive bis 2040, um sich konform zu den gesetzlich festgeschriebenen Klimaschutzzielen Baden-Württembergs zu verhalten und zugleich die noch erforderliche Erdgasversorgung sicherzustellen. Erdgas ist ab 2040 als Energieträger oder Rohstoff in Baden-Württemberg dann nicht mehr verfügbar – zumindest nicht per Ferngasleitung (Abbildung 4).

Zwischenfazit I:

Über das Ferngasleitungsnetz sind in Baden-Württemberg ab 2030 erste Wasserstofflieferungen möglich, jedoch zunächst nur in ausgewählten Regionen (Mannheim/Karlsruhe/Heilbronn/Stuttgart und Oberrhein). Die Region Oberrhein kann potenziell bereits 2028 erste Wasserstofflieferungen aus Frankreich erwarten. Von einer „flächendeckenden“ Erschließung über das Ferngasleitungsnetz ist nach heutigem Stand zwischen 2035 und 2040 auszugehen, wobei sich diese weitestgehend auf die heute vorhandene Ferngasleitungsabdeckung beschränkt.

Durch die geplante Umwidmung von bestehenden Erdgasleitungen ohne Beimischung, steht ab dem jeweiligen Umwidmungszeitpunkt unmittelbar eine sehr große Wasserstofftransportkapazität zur Verfügung. In einer typischen Pipeline mit einem Durchmesser von 1.016 mm lässt sich eine Wasserstoffkapazität von 6.000 bis 7.000 t pro Tag transportieren (Acatech; Staiß et al; 2022)¹. Bei einer

¹ Staiß, F. et al.: Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2022.

Vollauslastung der Pipeline entspricht dies einer Energiemenge von 75 bis 85 TWh pro Jahr. Dies deckt sich mit den Angaben zur Kapazität des H₂ercules-Projekts von 90 TWh pro Jahr

Die relativ zeitnahe Erschließung wird durch die Umwidmung bestehender Erdgaspipelines ermöglicht. Hierfür sind technologisch die wesentlichen Fragen zur Machbarkeit bereits geklärt. So sind viele der in Erdgaspipelines verbauten Materialien bereits wasserstofffähig. Dies gilt insbesondere für Kunststoffrohre. Nach Angaben der FNB trifft dies auch für die meisten Stahlrohre zu. Nachrüstungsbedarf besteht in jeden Fall bei Dichtungen, Armaturen, Messinstrumenten etc. Hierzu laufen Forschungsprojekte, um die Wasserstofffähigkeit der typischen Komponenten zeitnah nachzuweisen bzw. den Umrüstungsbedarf zu identifizieren.

Für einen effizienten Aus- und Umbau des Erdgasnetzes für Wasserstoff streben die Ferngasnetzbetreiber jeweils ausschließlich den Transport von Reingasen an – entweder 100% Erdgas oder 100% Wasserstoff. Dies kann über den teilweisen Aufbau von Doppelstrukturen ermöglicht werden, wenn ohnehin erforderliche Ausbauprojekte unmittelbar mit Wasserstoff umgesetzt werden können. Dort wo der Aufbau von Doppelstrukturen keinen Sinn macht, weil die Bedarfsentwicklung keine Neubauvorhaben erfordert, könnte Beimischung vorübergehend eine Option sein. Klares Ziel ist jedoch der ausschließliche Transport von Reingasen. Auch im Verteilnetz wird mit 100% Wasserstoff geplant. Die Beimischung wird jedoch als Option gesehen, wenn keine ausreichenden Wasserstoffmengen zur Verfügung stehen, wobei dann entsprechende Methanquellen/-speicher erforderlich wären. Für solche Fälle sind jedoch die unterschiedlichen Brenneigenschaften der Gemische zu berücksichtigen. Gerade im industriellen Bereich sind manche technischen Geräte so empfindlich, dass sie schon bei geringsten Brennwertschwankungen Schaden nehmen können bzw. die Produktqualität massiv leidet. Hier wäre eine Beimischung also eher kontraproduktiv.

In Abhängigkeit von den örtlichen Gegebenheiten, kann die Beimischung aber auch ein „Türöffner“ sein, um in der Übergangsphase eine ausreichende Zahl an Abnehmern für eine dezentral produzierte Wasserstoffmenge zu finden. Beimischung dürfte allerdings eher eine Ausnahme bleiben.

Ob die avisierten Mengen tatsächlich realisierbar ist, hängt von mehreren Faktoren ab:

1.1 Wasserstoffbereitstellungsmenge/Wasserstoffeinspeisung:

Eine fluktuierende Wasserstoffeinspeisung resultierend aus einer fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik kann in einer geringeren Auslastung der Pipeline und somit einer geringeren transportierten Energiemenge resultieren. So wurde für eine auf grünem Wasserstoff aus Windenergie und Photovoltaik aus Spanien basierende Beispielrechnung in Staiß et al, 2022² aufgrund der fluktuierenden Einspeisung eine Pipeline-Auslastung von 60% unterstellt, was die zu transportierende Jahresenergiemenge auf 50 TWh reduziert.

Alternativ können Fluktuationen in der Einspeisung auch durch Speicherkapazitäten entlang der Pipeline ausgeglichen werden. Für die nach Baden-Württemberg geplanten Pipelines sind in Baden-Württemberg selber zwar keine Speicher-Kapazitäten geplant, weil die geologischen Gegebenheiten in Baden-Württemberg dies nicht zulassen. Für die Flow-Pipeline sind aber mehrere große Speicher entlang der Pipeline vorgesehen, zwei davon in Hessen, wobei dem Speicher in Reckrod eine besondere Bedeutung für die Versorgung in Baden-Württemberg beigemessen wird. Auch entlang der H₂ercules-Pipeline sind Speicherpotenziale in Höhe von 24 TWh vorhanden. Für die H₂ercules-Pipeline könnte eine Verstetigung des Gasflusses und damit ggf. geringere Speicheranforderungen auch durch eine stetige Einspeisung aus nicht fluktuierenden Quellen sprich blauem Wasserstoff aus Norwegen erreicht werden. Hinzu kommt, dass auch das Netz selbst bis zu einem gewissen Grad als Speicher

² Staiß, F. et al.: Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2022.

fungieren kann, in dem Ungleichgewichte zwischen Einspeisung und Ausspeisung ausgeglichen werden können.

Die genannten Wasserstoffmengen können selbstverständlich nur transportiert werden, wenn ein entsprechender Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten ebenso wie der Elektrolysekapazitäten erfolgt. Dies hängt auch wesentlich von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Der am 10.02.2023 vorgelegte Delegierte Rechtsakt für grünen Wasserstoff sorgt nunmehr für entsprechende Rechtssicherheit, denn die Zustimmung seitens des EU-Parlaments und des EU-Rats ist erfolgt. Der Text wurde in der Trilogieinigung gebilligt und die die Änderung der RED II am 20.06.2023 im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht. Sie treten 20 Tage nach Veröffentlichung in Kraft.

1.2 Wasserstoffabnahme in Baden-Württemberg

Für die seitens der Ferngasnetzbetreiber vorgelegten Planungen wurden alle für Baden-Württemberg zur Verfügung stehenden Informationen genutzt, wobei sich diese doch als lückenhaft und insbesondere für den Zeitraum bis 2030 als wenig verlässlich herausgestellt haben. Die Wissensbasis wird sich hier sukzessive verbessern, nicht zuletzt, weil die Abfragen der Fernleitungsnetzbetreiber auf Bundesebene regelmäßige Aktualisierungen ermöglichen werden. *Dennoch ist die erforderliche Transparenz über die sich entwickelnden Wasserstoffbedarfe bislang nicht gegeben.*

Der Schwerpunkt des zweiten Workshops wurde daher auf die Frage der Erhebung der Wasserstoffnachfrage gelegt. Hier bedarf es einer engen Zusammenarbeit zwischen Fernleitungsnetzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Verbrauchern um die Verbrauchsentwicklung möglichst zeitnah abzubilden und kontinuierlich zu aktualisieren. Erste Aktivitäten auf der Ebene einzelner Verteilnetzbetreiber laufen bereits, um mit strukturierten Abfragen auf der Ebene der Industriekunden die zukünftige Nachfrage zu erfassen. Diese Ansätze wurden im zweiten Workshop vorgestellt.

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass gerade für diejenigen Verbraucher, die deutlich vor 2030 Wasserstoff benötigen, dezentrale Erzeugungsstrukturen schneller zur Verfügung stehen können, als der Fernleitungsanschluss. Erste Projekte sollen 2023 die Produktion aufnehmen, weitere sind für 2025/26 geplant. Ziel des dritten Workshops war daher, weitere Informationen zu sammeln, um orientiert an der Zeitachse der Bedarfsentwicklung und der geografischen Position der Verbrauchschwerpunkte eine zu den Netzausbauplänen passende dezentrale Erzeugungs- und Versorgungsstruktur entwickeln zu können, so dass möglichst schnell möglichst große Mengen klimaneutralen Wasserstoffs in Baden-Württemberg zur Nutzung zur Verfügung stehen.

2. Wasserstofflogistik jenseits der Fernleitungsnetze – wie kommt der Wasserstoff zum Kunden?

Eine für die Wasserstoffabnehmer sehr entscheidende Frage ist nicht nur, wann Wasserstoff in Baden-Württemberg verfügbar sein wird, sondern auch, wieviel und wie er den Kunden zugänglich gemacht werden kann. Nicht jeder Kunde – insbesondere nicht jene mit vergleichsweise geringen Abnahmemengen - kann an das Ferngasleitungsnetz angeschlossen werden.

Hier ist basierend auf einer verbesserten Kenntnis der Wasserstoffabnehmerstrukturen zeitnah eine Diskussion über die Weiterentwicklung des Erdgasverteilnetzes zum Wasserstoffverteilnetz auch unter besonderer Berücksichtigung der kommunalen Wärmeplanung zu führen. Hierin muss herausgearbeitet werden, welche Teile des Erdgasverteilnetzes zukünftig als Wasserstoffnetz gebraucht werden, weil sie große Industriekunden, Tankstelleninfrastrukturen oder Nahwärmenetze mit Wasserstoff als Brenn-, Roh- oder Kraftstoff versorgen und welche Teile des Erdgasverteilnetzes zukünftig nicht mehr benötigt werden, weil alternative Wärmebereitstellungskonzepte die attraktivere Lösung für die Kunden darstellen. Für den verbleibenden Netzbedarf ist ein Transformationspfad zu beschreiben, wobei der Zeitplan von den Fernleitungsnetzbetreibern mit dem Ziel bis 2040 kein Erdgas mehr zu

transportieren vorgegeben wird. Spätestens bis zu diesem Zeitpunkt müssen Lösungskonzepte für heutige Erdgasverteilnetzkunden nicht nur entwickelt, sondern implementiert sein.

Im Rahmen des Gasnetzgebietstransformationsplan sind hier erste Aktivitäten gestartet. Allerdings erscheint ein Fuel-Switch von Erdgas zu grünem Wasserstoff für das gesamte Erdgasverteilnetz inklusive der Niedertemperaturwärmebereitstellung aus verschiedenen Gründen (Wasserstoffmengen, Kosten, Umrüstaufwand beim Endkunden) nicht realisierbar, auch wenn es hier unterschiedliche Positionen gibt.

Klar ist, dass im heutigen Erdgasverteilnetz nicht nach den jeweiligen Anschlussgruppen Industrie, Privathaushalte (Raumwärme, Kochen), Gewerbe/Handel (Raumwärme) etc. unterschieden wird, sondern die Kundenstruktur heterogen erscheint. Die Bedarfsabfrage für den zukünftigen Wasserstoffbedarf ist auch in diesem Kontext essentiell, um die richtigen Transformationspfade für jene Teile des Erdgasverteilnetzes zu entwickeln, die für eine Wasserstoffversorgung zukünftig zweifelsfrei gebraucht werden. Mit Blick auf die Dekarbonisierungsoptionen der Industrie – einerseits über Elektrifizierung andererseits über grünen Wasserstoff – empfiehlt sich eine tiefergehende Analyse, welche Option für welche Branchen in Baden-Württemberg am vorteilhaftesten erscheint, um den Netzausbau (Strom sowie Wasserstoff) hiermit synchronisieren zu können. Bislang ist dies in die Modellierung nicht eingeflossen, da aufgrund mangelnder Informationsflüsse zunächst ein iteratives Vorgehen angezeigt erschien.

Für Erdgasinfrastrukturen, an denen keine Industriekunden mit Wasserstoffbedarf angeschlossen sind, sind dagegen insbesondere, wenn andere leitungsgebundene Wärmeversorgungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien erschlossen werden können, Rückbaupläne und Alternativnutzungen in den Fokus zu nehmen. Hier gilt es die unterschiedlichen Interessenlagen der Netzbetreiber, der Kommunen, aber auch der Endkunden im Blick zu haben und ausgewogene Entscheidungen zu treffen. Mit Blick auf die Deckung des Wärmebedarfs sind hier Schnittstellen zu den kommunalen Wärmeplänen zu nutzen, um entsprechend fundierte Bedarfsanalysen unter Berücksichtigung sämtlicher verfügbarer Wärmequellen durchzuführen.

Zwischenfazit II

Hervorzuheben ist, dass die Belieferung von Industriekunden mit Wasserstoff aus dem Fernleitungsnetz voraussichtlich weitestgehend über die Verteilnetzinfrastruktur erfolgen muss. Um den Kundenanforderungen hinsichtlich der Versorgungssicherheit in der Markthochlaufphase gerecht werden zu können, erscheint eine integrierte Ausbaustrategie, die dezentrale Wasserstoffherzeugungseinheiten in Baden-Württemberg mit der Wasserstofflieferung über das Netz kombiniert und auch weitere Versorgungsoptionen aus dezentralen Erzeugungseinheiten (Trailertransport, Containertransport auf LKW und Schiene) einbezieht, zielführend.

In diesem Kontext ist auch die Bedeutung dezentraler grüner Wasserstoffherzeugung über Elektrolyse zur Stabilisierung des Stromsystems über die Aufnahme von Erzeugungsspitzen und die Bereitstellung positiver ebenso wie negativer Regelleistung nicht zu unterschätzen. Der kurz- und mittelfristig erforderliche Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik in Baden-Württemberg ist erheblich und benötigt eine Flankierung durch Speicher- bzw. Sektorkopplungstechnologien, um eine möglichst hohe Effizienz zu erreichen.

3. Qualitätsanforderungen seitens der Wasserstoffkunden – Was wird benötigt und was kann geliefert werden?

Technisch gesehen kann mit jeder Wasserstoffherzeugungstechnologie jede Wasserstoffqualität bereitgestellt werden. Verunreinigungen haben ihren Ursprung in der Regel in Herstellungsprozessen und müssen je nach Reinheitsanforderung des Abnehmers in mehr oder weniger aufwendigen

Reinigungsverfahren entfernt werden, um die Qualitätsanforderungen zu erfüllen. Durch die Aufreinigung entstehen jedoch Verluste, die sich auf bis zu 12% des Energieinhalts belaufen können und zu Kostensteigerungen um 15% führen können.

Das geltende Regelwerk gibt für den Transport von Wasserstoff im Transportnetz aktuell in Deutschland eine Mindestreinheit von 98% vor. Diese muss der Netzbetreiber garantieren. In den Niederlanden liegt diese mit 99,5% deutlich höher. Hier sollte nicht nur eine europaweite Harmonisierung stattfinden, sondern es ist über die Regulierung zu klären, wer für die Aufreinigung verantwortlich ist und daher auch die Kosten hierfür zu tragen hat und diese ggf. umlegen kann. Unter Einbeziehung der Stakeholder sollte hier schnell geklärt werden, was der (Kosten)effizienteste Ansatz ist, denn um Wasserstoff mit Brennstoffqualität flächendeckend transportieren zu können, wäre ein wesentlich höherer Aufwand auch hinsichtlich der zu installierenden Messtechnik erforderlich, als dies heute beim Betrieb mit Erdgas der Fall ist, was sich wiederum in den Transportkosten niederschlagen würde.

Das Thema Reinheitsanforderungen wurde auch beim zweiten Workshop zum Thema Bedarfe erneut angesprochen.

4. Wasserstoff als zukünftiger Energieträger und Rohstoff – zu welchen Kosten/Preisen wird er in Baden-Württemberg zur Verfügung stehen?

Die Kosten für grünen Wasserstoff werden im Wesentlichen durch drei Faktoren beeinflusst.

Dies sind

- 1) die Kosten für die Elektrolyse, wobei diese durch den direkten Investitionsbedarf für den Elektrolyseur sprich die Kosten für die Technologie und durch die Kosten für die Einbindung der Elektrolyse in die bestehenden Infrastrukturen wie Stromnetz, H₂-Netz, Industrieproduktionsumgebung etc. aber auch den Zinssatz und weitere Aspekte der Kapitalbereitstellung wie Investitionsrisiken auf Seiten der Kapitalgeber beeinflusst werden. Nach Auswertung unterschiedlicher Studien und Analysen erscheint es wahrscheinlich, dass die Kosten des Elektrolyseurs durch entsprechende Skalierung und Automatisierung der Fertigung deutlich reduziert werden können. Eine Zielmarke von 400-500 €/kW_{el} erscheint realistisch. Weitere Kostensenkungen erscheinen allerdings fraglich, weil Lernraten von 9-13% nicht auf Dauer aufrechterhalten werden können, zumal ein größerer Teil der Kosten des Elektrolyseurs durch Materialkosten (z.B. Stahl) bestimmt wird. Hier sind tendenziell zumindest bis 2030 eher Preissteigerungen als Preissenkungen zu erwarten.
- 2) die Kosten für den erneuerbaren Strom. Diese hängen vom jeweiligen Produktionsstandort und den jeweiligen Produktionsbedingungen für Windenergie an Land, Offshore-Wind und/oder Photovoltaik ab. Diese können durch potenziellen weiteren technologischen Fortschritt weiter sinken. Sie können aber auch in Folge steigender Rohstoffpreise und Zinsen zukünftig steigen. Gerade wenn der Strom zu Marktpreisen beschafft werden muss, spielt die Nachfragesituation am jeweiligen Strommarkt eine entscheidende Rolle. So wäre aktuell eine Wasserstoffproduktion in Baden-Württemberg mit zu Marktpreisen beschafftem erneuerbarem Strom nicht wirtschaftlich, während bei einem vertikal integrierten Unternehmen, das nicht Marktpreise, sondern Stromgestehungskosten der erneuerbaren Stromerzeugung zu Ansatz bringen kann, sich durchaus Geschäftsmodelle ergeben könnten, sofern keine alternative Vermarktung des Stroms am Strommarkt möglich wäre und somit Opportunitätskosten nicht zum Ansatz gebracht werden müssen.
- 3) Der dritte Einflussfaktor für die Wasserstoffkosten sind die Volllaststunden der Elektrolyse in Abhängigkeit vom erneuerbaren Stromangebot. Der Einfluss der Volllaststunden ist umso

größer, je höher die Kapitalkosten der Elektrolyse sind. Sinken die Kapitalkosten durch technologische Entwicklungen, Skalierung und Automatisierung in der Fertigung deutlich, nimmt auch der Einfluss der Volllaststunden auf dem Wasserstoffherstellungskosten ab. Bei einem Erreichen der in vielen Studien ausgewiesenen Zielkosten für die Elektrolyse von 400 €/kW kann sich auch die Wasserstoffherstellung mit sehr günstigem Photovoltaikstrom trotz der vergleichsweise geringen Volllaststunden als wirtschaftlich vorteilhaft erweisen.

Die Produktionskosten für grünen Wasserstoff werden aller Voraussicht nach bis 2030 noch über 3 €/kg liegen, selbst wenn alle Entwicklungen optimal laufen. Zu den reinen Produktionskosten kommen potenziell noch Peripheriekosten, die die Bereitstellungskosten für Wasserstoff verdoppeln können. Da auch für Wasserstoff gilt, dass Kosten nicht gleich Preise sind, müssen auch Margen für grünen Wasserstoff berücksichtigt werden, zu deren Höhe heute noch keine belastbaren Angaben zu finden sind. Zu den Produktionskosten kommen noch die Transportkosten für den Wasserstoff. Die effizienteste und kostengünstigste Option des Wasserstofftransports ist der Pipeline-Transport, der sich aber auf Distanzen bis zu 4.000 km beschränkt. Sollen aus Gründen der Diversifizierung oder schlicht der Verfügbarkeit auch weiter entfernte Wasserstoffquellen erschlossen werden, sind die Kosten für Umwandlung und Schifftransport (Ammoniak oder Flüssigwasserstoff) doch erheblich. In einer exemplarischen Beispielrechnung ergeben sich bei H₂-Erzeugungskosten 3,1 €/kg in Marokko beim Transport per Pipeline Wasserstoffkosten von ca. 3,50 €/kg. Bei H₂-Erzeugungskosten von 3,1 €/kg in Spanien und Pipelinetransport ergeben sich Wasserstoffkosten von ca. 3,25 €/kg und bei H₂-Erzeugungskosten von 3,1 €/kg in Chile und einem Transport von Flüssigwasserstoff per Schiff kostet der Wasserstoff ca. 4,65 €/kg.

Zwischenfazit III:

Wasserstoff wird bis 2030 nicht zu Kosten unterhalb von 3 €/kg zu produzieren und zu transportieren sein, Margen noch nicht eingerechnet. Zu beachten ist generell, dass nicht der Wasserstoffpreis in absoluten Zahlen entscheidend sein wird, sondern die Sicherung eines Wasserstoffpreises, der den baden-württembergischen Unternehmen die internationale Wettbewerbsfähigkeit erhält. Wenn der Preis für grünen Wasserstoff überall hoch ist, können auch die Unternehmen in Baden-Württemberg damit umgehen. Schwierig wird es, wenn der Wasserstoffpreis in Baden-Württemberg deutlich höher liegt, als in anderen Teilen Deutschlands, Europas bzw. der Welt.

Die Wasserstoffpreise werden die zukünftige Wasserstoffnachfrage wesentlich beeinflussen, zumindest in den Nachfragebereichen, in denen es Alternativen zu grünem Wasserstoff gibt. Hier ist die Preiserwartung zum Investitionszeitpunkt ausschlaggebend dafür, ob in die wasserstoffnutzende Technologie (z.B. Brenner für Wasserstoff zur Prozesswärmebereitstellung oder Brennstoffzellen-LKW) oder in die Alternativtechnologie (z.B. strombasierte Prozesswärmebereitstellung oder batterieelektrischer LKW) investiert wird. Ein einfacher Switch von einer Technologie zur anderen ist in der Regel erst im folgenden Investitionszyklus wieder möglich, so dass eine Technologieentscheidung das Abnahmeprofil längere Zeit beeinflusst und die Flexibilität beschränkt. Die Bereiche, die damit tatsächlich als preiselastisch anzusehen sind, weil sie ohne Technologieanpassung lediglich den Brennstoff wechseln können, erscheinen sehr beschränkt. Einzige Ausnahme sind hier BHKW zur Prozesswärmebereitstellung die sowohl mit Wasserstoff als auch mit Biomethan/Biogas betrieben werden können. In diesen Segmenten steigt die Nachfrage nach Wasserstoff unmittelbar, wenn er im Vergleich zum Alternativbrennstoff kostengünstiger erscheint.

5. Realisierungserfordernisse für eine Wasserstoffinfrastruktur zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in Baden-Württemberg

Für die zeitnahe Realisierung einer Wasserstoffinfrastruktur sind insbesondere regulatorische Fragestellungen zu klären. Dies betrifft insbesondere Vorgaben zu möglichen Betreiberstrukturen. Hier

wurden zum Zeitpunkt des Workshops mehrere Modelle diskutiert. Eine Festlegung in einem Wasserstoffbeschleunigungsgesetz war noch nicht erfolgt.

Zum Zeitpunkt des ersten Workshops lag der Vorschlag einer staatlichen Wasserstoffnetzgesellschaft vor, es gab Vorschläge zur staatliche Beteiligung an Netzgesellschaften und es gab Vorschläge zum gemeinsamen Betrieb von Erdgas- und Wasserstoffnetzen durch die bestehenden Netzbetreiber-gesellschaften. Alle Modelle haben individuelle Vor- und Nachteile. Im Rahmen des Workshops sprachen sich einige der Beteiligten jedoch klar gegen eine staatliche Netzgesellschaft aus. Hierfür gab es mehrere Argumente:

- In einer integrierten Netzplanung aus bestehendem Erdgasnetz und neuem Wasserstoffnetz mit einem Übergang zu 100% Wasserstoff kann man effizienter arbeiten, weil immer genau dann umgestellt werden kann, wenn die entsprechende Kundenstruktur erreicht ist.
- Der Netzbetreiber behält die Assets, setzt sie aber in einem anderen Kontext ein. Er hat dadurch ein erhebliches Interesse daran, eine Wasserstoffinfrastruktur zu entwickeln, weil es absehbar kein Erdgas mehr geben wird. So kann er aktiv die Transformation gestalten, statt den Netzbetrieb „abzuwickeln“.
- Bei Übergabe von Teilen des Netzes an eine staatliche Betreibergesellschaft würde es zu erheblichen zeitlichen Verzögerungen durch erheblichen bürokratischen Aufwand kommen, weil sämtliche Nutzungsvereinbarungen mit den Grundstückseigentümern angepasst werden müssten.
- Die Umwidmung von Erdgas- auf Wasserstoffnetze kann planfeststellungsfrei erfolgen und wäre daher ohne die genannte Eigentümerthematik sehr schnell realisierbar.

Als weiteres zu regelndes Thema ist die Finanzierung des Wasserstoffinfrastrukturausbaus anzugehen. Hierzu gibt es das sog. DENA-Modell, das darauf abzielt, die erforderlichen Investitionen in der Anfangsphase über ein sog. „Amortisationskonto“ staatlicherseits abzusichern. Bei dem DENA-Modell handelt es sich zunächst um einen Vorschlag zur weiteren Diskussion, weshalb bislang auch keine Analyse zur tatsächlichen Höhe der Finanzierungslücke vorliegt. Ziel des Ansatzes ist es, die Risiken ebenso wie der Chancen fair auf die unterschiedlichen Akteure zu verteilen und eine Basis für anstehende Investitionsentscheidungen zu schaffen. Gleichzeitig strebt der Ansatz nach Komptabilität mit anderen nationalen und europäischen Regulierungsansätzen, um schnellstmöglich die Rahmenbedingungen für den Infrastrukturausbau zu schaffen. Das DENA-Modell sieht konkret eine Vorfinanzierung des Wasserstoffinfrastrukturausbaus durch die Netzbetreiber vor, während das finanzielle Risiko durch den Staat abgesichert wird. Da es als „Beschleuniger“ wirken soll, ist es nur in der ersten Anschubphase der Wasserstoff-Infrastrukturentwicklung vorgesehen und soll lediglich für Ausbauprojekte in Anspruch genommen werden können, die in den kommenden 10 Jahren in Betrieb gehen.

In der anschließenden Diskussion wurden mehrere unterschiedliche Punkte adressiert, die sich nicht ausschließlich auf den DENA-Vorschlag bezogen. Zunächst wurde das vorgestellte Finanzierungsmodell der DENA als ein geeigneter möglicher Weg angesehen, um das Dilemma hoher Anfangsinvestitionen bei zu Beginn niedriger Netzauslastung zu adressieren und daher als wichtiger Diskussionsbeitrag eingestuft. Daneben wurde allerdings auch angemerkt, dass um den Wasserstoffinfrastrukturausbau nicht zu verzögern oder zu behindern, dringend auf unbundling-Vorgaben verzichtet werden sollte.

Ergänzend wurde angemerkt, dass eine integrierte Netzplanung mit einer integrierten Finanzierung Hand in Hand gehen muss, um den erforderlichen Ausbau zu gewährleisten.

Es folgte die Empfehlung, bei der Diskussion von Finanzierungsmodellen zwischen Finanzierungsmodellen für die Wasserstoffproduktion (Elektrolyse) und den Wasserstofftransport (Infrastruktur) zu unterscheiden, da für den Aufbau der Wasserstoffproduktion andere Dinge entscheidend sind, als für den Aufbau der Wasserstofftransportinfrastruktur. Für Investitionsentscheidungen für Elektrolyseanlagen wird einerseits ein eindeutiger und verlässlicher Rechtsrahmen (beispielsweise über die

Definition von Grünem Wasserstoff im Delegierten Rechtsakt zu §27 RED II), andererseits aber vor allem niedrige Strompreise benötigt. Ob hier der zur Diskussion stehende Industriestrompreis in Höhe der Offshore-Windvergütung (abgesichert über Contracts for Difference in Höhe von ca. 60 €/MWh) die entsprechende Absicherung bieten könnte, blieb allerdings in der Diskussion offen.

Mit Blick auf bislang in der Diskussion zur Wasserstoffinfrastruktur nicht adressierte Themen, wurde das Thema Akzeptanz genannt. Hier wurde darauf hingewiesen, dass die seit Jahrzehnten bestehenden Erfahrungen der Industrie im Umgang mit Wasserstoff aktiv genutzt werden sollten, um die Bevölkerung zu informieren, Sicherheitsbedenken und Ängste abzubauen und damit Akzeptanzproblemen effektiv vorzubeugen.

Die Diskussion thematisierte zudem einige Bereiche, denen mehr (politische) Aufmerksamkeit gewidmet werden sollte, um Verzögerungen beim Wasserstoffinfrastrukturauf- und -ausbau zu vermeiden. Ein wichtiger Aspekt ist das Thema Arbeits- und Fachkräftebedarf. Hier zeichnet sich sowohl bei den gewerblichen Ausbildungsberufen als auch bei den MINT-Studiengängen eine Mangelsituation ab. Dies betrifft das Thema Wasserstoff nicht allein, ist hier aber aufgrund der Neuheit der Thematik ggf. besonders ausgeprägt. Hier bedarf es der schnellen Entwicklung, Implementierung und Bewerbung von Aus- und Weiterbildungsmöglichkeiten, wenn möglich zugeschnitten auf Branchen, die dem Strukturwandel besonders stark ausgesetzt sind.

Als weiterer Aspekt wurden Genehmigungsverfahren genannt. Explizit wurde in diesem Kontext der Wunsch nach Beschleunigung genannt, etwa durch die Überprüfung sämtlicher Schritte auf deren tatsächliche Notwendigkeit, eine klare Festlegung von Fristen, wann innerhalb eines Genehmigungsverfahrens welche Schritte abgearbeitet bzw. welche Fragen geklärt sein müssen und die Festsetzung eindeutiger und verlässlicher Fristen oder Zeitvorgaben für juristische Verfahren. Von der Digitalisierung der Verfahren wird ebenfalls ein Beschleunigungsimpuls erwartet. Seitens des Umweltministeriums wurden die bereits eingeleiteten Schritte erläutert. Hierzu gehört die Erstellung eines Konformitätsleitfadens für die CE-Konformität von Elektrolyseuren bis zum 3. Quartal 2023. Zudem wird bis September 2023 ein Leitfaden für Genehmigungsverfahren, den Schleswig-Holstein entwickelt hat, für Baden-Württemberg angepasst und zur Anwendung gebracht werden. Des Weiteren werden Ausbreitungsrechnungen für Wasserstoff angestrebt, um mit erweitertem Know-How die Genehmigungsprozesse zu beschleunigen.

Als möglicher Türöffner wurde auch die Zulassung von Wasserstoff als Option in der verbindlichen kommunalen Wärme- und Kälteplanung diskutiert. Aktuell ist Wasserstoff im Leitfaden der Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA) zur kommunalen Wärme- und Kälteplanung nicht berücksichtigt, da der Einsatz von Wasserstoff zur Raumwärmebereitstellung in Einzelheizungen nicht für zielführend gehalten wird, nicht zuletzt aus Gründen der Wasserstoffverfügbarkeit und -kosten. Eine diesbezügliche Weiterentwicklung sollte in Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern und Stadtwerken erfolgen.

III. Ergebnisse von Workshop II

Wasserstoff in Baden-Württemberg – Nachfrageseite

Während der Schwerpunkt der Diskussion im ersten Workshop auf der Wasserstoffbereitstellung über das Infrastrukturelement der Fernleitungen, den hierüber verfügbaren Mengen und den zu erwartenden Kosten einerseits und dem zur Umsetzung zeitnah erforderlichen regulatorischen Rahmen andererseits lag, zeichnete sich bereits ab, dass die mangelnde Kenntnis des tatsächlichen Bedarfs eine große Herausforderung für eine adäquate Infrastrukturplanung darstellt. Um dem zu begegnen stand im zweiten Workshop der Wasserstoffbedarf im Mittelpunkt. Hier ging es um die Aufbereitung des aktuellen Wissensstands, um die Analyse von Ansätzen zur Verbesserung des Kenntnisstands auf regionaler Ebene und die Nutzung des vorhandenen Wissensschatzes der Teilnehmenden zur Vorbereitung einer landesweiten Kampagne zur Wasserstoffbedarfserhebung. Die Ergebnisse der Diskussion sind im Folgenden aufbereitet, sind aber auch unmittelbar in die Erarbeitung des Fragebogens für die Kampagne, die am 24.04.2023 gestartet wurde, eingeflossen.

1. Wasserstoffbedarfe – Was ist bekannt zum Wasserstoffbedarf in Baden-Württemberg?

Da Infrastrukturen kaum ohne Kenntnisse über den zukünftigen Bedarf entwickelt werden können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Kontext der Aufstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) 2021 eine erste Wasserstoffbedarfsabfrage gestartet. Nach dem Stand zum 15.12.2022 sind die Meldungen bis 2030 sehr gering, was vermutlich in Teilen dadurch beeinflusst war, dass die abfragenden Fernleitungsnetzbetreiber signalisieren mussten, dass leitungsgebunden aller Voraussicht nach nicht vor 2030 mit der Lieferung von Wasserstoff zu rechnen ist (Abbildung 5).

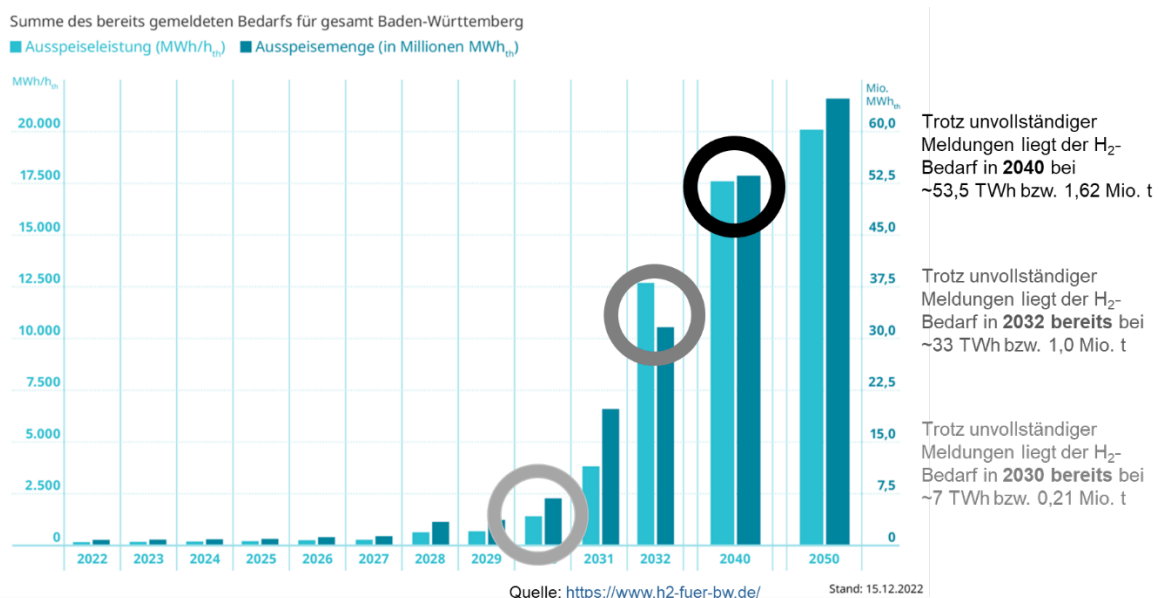


Abbildung 5: Stand der Wasserstoffbedarfsmeldungen für Baden-Württemberg am 15.1.2022 (Darstellung ZSW auf Basis von terranets bw).

Daher sind gerade für die kurze Frist bis 2030 die Ergebnisse dieser Umfragen wenig aufschlussreich, was für die ersten Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des NEP weniger relevant gewesen sein dürfte, weil die Leitungen ohnehin nicht vor 2028/30 errichtet bzw. umgerüstet sein werden und somit auch erst ab diesem Zeitpunkt tatsächlich Wasserstoff per Leitung geliefert werden kann. Allerdings gilt auch für die Fernleitungsnetzbetreiber: Je präziser die Ergebnisse der Umfragen sind, desto präziser kann der Zeitpunkt der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff in den einzelnen

Leitungsabschnitten geplant werden und desto verlässlicher können Zusagen zur Wasserstofflieferung für Kunden gemacht werden. Insbesondere wenn über beschleunigte Umstiege nachgedacht werden soll, muss mehr Detailwissen zur jeweiligen Bedarfsentwicklung bekannt sein. Dieses muss über die Kenntnis möglicher Ankerkunden wie die Kraftwerke zur Stromerzeugung auf Wasserstoffbasis deutlich hinausgehen. Für diesen Zweck sind verbesserte Bedarfserfassungen extrem wichtig.

Aufgrund der Entwicklungszeiträume für Infrastrukturen müssen für Bedarfe, die vor 2028/30 erwachsen – hier ist vor dem Hintergrund der veränderten energiepolitischen Situation bei einer erneuten Bedarfsabfrage von deutlich größeren Bedarfen zu früheren Zeitpunkten auszugehen – alternative Bereitstellungswege entwickelt werden, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft auf der Anwenderseite zu ermöglichen. Dies könnten neben reinen Eigenversorgungskonzepten für Industriebetriebe oder Tankstellenkonzepte auch sogenannte H₂-Hubs sein, die die Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff per Elektrolyse mit mehreren Abnehmern verbinden und als Keimzelle für lokale Wasserstoffversorgungskonzepte verstanden werden können.

Auffällig ist, dass trotz der als lückenhaft einzustufenden Rückmeldungen der ersten Bedarfsabfrage aus dem Jahr 2021 die gemeldeten Bedarfswerte für die Jahre ab dem Jahr 2030 vergleichsweise hoch erscheinen. Denn stellt man diese den wissenschaftlichen szenarienbasierten Wasserstoffbedarfsanalysen für Baden-Württemberg aus den Studien „Analyse der aktuellen Situation des H₂-Bedarfs und -Erzeugungspotenzials in Baden-Württemberg“³, die auf dem Szenario „Klimaneutrales Deutschland 2045“ der AGORA Energiewende⁴ basiert und „Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040“⁵ gegenüber, stellt man fest, dass beide szenarienbasierten Analysen deutlich geringere Bedarfe (2030: 4,2 TWh vs. 7 TWh; 2032/35: 16,6 TWh vs. 33 TWh; 2040: 30,4 TWh vs. 53,5 TWh) ausweisen, als der Stand der Bedarfsabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber. Dies liegt vor allem darin begründet, dass die verwendeten Szenarien, um die Klimaschutzziele nach dem Prinzip „efficiency first“ mit dem höchsten Maß an Energieeffizienz zu erreichen, die Elektrifizierung priorisieren, gerade auch im Bereich der industriellen Prozesswärme. Wasserstoff kommt hier nur in der energieintensiven Industrie zum Einsatz, die dann wiederum relativ große Mengen an wenigen Standorten abnimmt, was zwar zur Planung weniger großer Pipelines kompatibel erscheint, die Realität aber vermutlich nur unvollständig abbildet. Damit sind die szenarienbasierten Analysen zwar als ein wichtiger Ausgangspunkt zu sehen, sie markieren aber eher die Untergrenze des Bedarfs.

2. Was sind generell die Treiber für den Einsatz von Wasserstoff in Unternehmen?

Als ein ganz wesentlicher Treiber für den zukünftigen Einsatz von Wasserstoff in den Unternehmen sind die gesetzlich verankerten Klimaschutzziele auf Landes-, Bundes- und europäischer Ebene zu sehen. Hiermit verbunden ist die Notwendigkeit innerhalb der Zeitspanne von 2040 (Treibhausgasneutralität in Baden-Württemberg), 2045 (Treibhausgasneutralität in Deutschland) und 2050 (Treibhausgasneutralität in Europa) vollständig klimaneutral zu produzieren, d.h. alle Scopes umfassend, von Scope 1 bis Scope 3. Viele Unternehmen streben die klimaneutrale Produktion zumindest für Scope 1 und 2 bereits vor 2030 an, da der Druck entlang der Lieferkette rasant steigt, weil insbesondere die großen OEMs für das Ziel der Klimaneutralität für Scope 3 auch eine klimaneutrale Zulieferkette benötigen.

³ abrufbar unter https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW_Wasserstoffbedarf_und_-Erzeugungspotenzial.pdf. Zuletzt abgerufen am 24.06.2023.

⁴ Zusammenfassung abrufbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf. Zuletzt abgerufen am 24.06.2023.

⁵ abrufbar unter https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Pressemitteilungen/2022/220624_Teilbericht_Sektorziele_BW.pdf zuletzt abgerufen am 24.06.2023.

Als weiterer Treiber für den möglichen Einsatz von Wasserstoff wurde dessen schnelle und zuverlässige Verfügbarkeit identifiziert, die durch den entsprechenden Infrastrukturaufbau gewährleistet wird. Der Auf- und Ausbau von Wasserstoffversorgungsinfrastrukturen selbst kann somit als Treiber für die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs gewertet werden. Zu berücksichtigen ist hierbei insbesondere, dass aufgrund der Zeiträume für die Infrastrukturentwicklung Entscheidungen, die heute zum Aufbau von Infrastrukturen getroffen werden, den Wasserstoffbedarf in den kommenden Jahrzehnten beeinflussen, wenn nicht bestimmen werden. Als weitere Motivation für den Wasserstoffeinsatz wurde auch die Sicherung der Technologieführerschaft über eine frühzeitige Umsetzung der klimaneutralen Produktion genannt.

Ein absehbar bzw. real bereits steigender CO₂-Preis wurde als zusätzlich beschleunigender Faktor für die frühzeitige Realisierung einer klimaneutralen Produktion identifiziert, was die entsprechende Verfügbarkeit vorausgesetzt, die Nachfrageentwicklung für grünen Wasserstoff beschleunigen kann.

Als Treiber aber auch Hemmnis können auch die Zeiträume der technischen Umsetzbarkeit eingestuft werden. Hierzu zählt die Dauer der Genehmigungsverfahren ebenso wie Planungs- und Lieferzeiträume und die tatsächlichen Bau- und Inbetriebnahmephase. Auch die Ermöglichung einer zuverlässigen Investitionsplanung kann als Beschleuniger für die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs gewertet werden. Entsprechende Rahmenbedingungen sind somit ein nicht zu unterschätzender Faktor für die Marktentwicklung.

Auch die Durchführung einer Befragung zu den zukünftigen Wasserstoffbedarfen kann eine aktivere Auseinandersetzung mit der Thematik und den hiermit verbundenen Möglichkeiten auslösen, so dass hierdurch eine ganz neue Dynamik entstehen kann. Diese Beobachtung bezog sich zwar zunächst auf einen lokalen bis regionalen Kontext, eine ähnliche Entwicklung könnte aber auch auf Landesebene stattfinden.

3. Welche Wasserstoffbedarfe sind zu erwarten?

Grüner Wasserstoff kann je nach Branche ein entscheidender Baustein für eine klimaneutrale Produktion sein. Grüner Wasserstoff ist dabei in manchen Branchen alternativlos. Hierzu zählen jene, die Wasserstoff als Roh- oder Hilfsstoff benötigen wie etwa die Chemieindustrie oder die Stahlindustrie, Teile der Lebensmittelindustrie oder die Floatglasherstellung. Andere Branchen sind zwingend auf Wasserstoff als Energieträger angewiesen, weil mit anderen erneuerbaren Energien Prozesswärme auf dem erforderlichen Temperaturniveau kaum bereitgestellt werden kann. Dies betrifft insbesondere die energieintensiven Branchen wie die Papierindustrie, die Glasindustrie, die Chemieindustrie aber auch Kraftwerke zur Stromerzeugung, zur gekoppelten Strom- und Fernwärmeerzeugung ebenso wie Spitzenlastkessel in Wärmenetzen. Hinzu kommen Rechenzentren, mit punktuell hohem Strombedarf und extremen Anforderungen an die Zuverlässigkeit der Stromversorgung, die über den Einsatz von stationären Brennstoffzellen gewährleistet werden können. Weiterer Wasserstoffbedarf wird in der Logistikbranche für Langstrecken-LKW, im Bereich der Kommunalfahrzeuge wie Busse und schwere Nutzfahrzeuge beispielsweise für Müllabfuhr oder Straßenreinigung, für Baustellenfahrzeuge und für schwere landwirtschaftliche Maschinen erwartet. Die Entwicklung des tatsächlichen Bedarfs für Fahrzeuge hängt jedoch stark von der Entwicklung der Konkurrenztechnologien insbesondere der Batterietechnologie ab.

Ähnliches gilt auch für den möglichen Einsatz von Wasserstoff zur Prozesswärmebereitstellung in anderen Branchen. Während die effizienzorientierten Klimaschutzszenarien hier von einer weitgehenden Elektrifizierung ausgehen, könnte der Einsatz von Wasserstoff – die entsprechende Verfügbarkeit vorausgesetzt – eine wesentlich schnellere und einfachere Möglichkeit des Erreichens der Klimaneutralität darstellen, wenn lediglich Erdgas als Brennstoff durch Wasserstoff ersetzt wird und keine oder nur geringfügige Änderungen an der Prozessführung erforderlich sind. Dies betrifft nahezu alle

Unternehmen, die ihren CO₂-Fußabdruck reduzieren wollen und heute Erdgas zur Prozesswärmebereitstellung einsetzen. Allerdings bestehen wenig Kenntnisse darüber, welche Branchen tatsächlich welche Mengen Wasserstoff abnehmen werden, bzw. welche Branchen tatsächlich auf Wasserstoff als Option zum Erreichen einer klimaneutralen Produktion zurückgreifen wollen.

Zwischenfazit IV:

Um mehr Klarheit bezüglich des zukünftigen Bedarfs zu erhalten – gerade auch mit Blick auf die Infrastrukturentwicklung – sollte die geplante Wasserstoffbedarfsabfrage ein breites Unternehmensspektrum adressieren und möglichst alle betroffenen Branchen umfassen. Über die wissenschaftliche Begleitforschung soll eine entsprechende Stichprobe entwickelt werden, die dann eine Hochrechnung für das gesamte produzierende Gewerbe und eine präzisere Infrastrukturplanung ermöglicht.

4. Zu welchem Preis wird Wasserstoff von den Unternehmen als konkurrenzfähig eingestuft (unter Berücksichtigung der erwarteten Strom-, Erdgas- und CO₂-Preisentwicklung, möglicher Alternativen sowie der Umstellungsinvestitionen und des Umstellungsaufwands)?

Generell erscheint es wichtig, die zukünftigen Preise von „grünen“ Energien und „nicht-grünen“ Energien zu vergleichen und nicht das heutige oder vergangene Preisniveau für fossile Energieträger als Vergleichsgröße heranzuziehen. Für Unternehmensentscheidungen ist dabei die Verfügbarkeit und Qualität von Informationen zur Preisentwicklung der unterschiedlichen Energieträger wichtig. Je mehr Informationen bereitstehen und je belastbarer die Aussagen sind, desto eher fällt die Entscheidung für die entsprechende Technologie. Vor diesem Hintergrund kann die durch den völkerrechtswidrigen Überfall Russlands auf die Ukraine und die Folgen des Krieges auf die Energieversorgung ausgelöste Energiepreisentwicklung in Europa dazu führen, dass Projekte wesentlich früher die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit erreichen und damit auch deutlich früher umgesetzt werden. Dies ist für die Kapazitätsplanung der Infrastrukturen zu berücksichtigen, auch wenn aktuell niemand die tatsächliche Preisentwicklung vorhersehen kann. Für die Infrastrukturplanung impliziert dies, Kapazitäten eher großzügiger anzunehmen und von einem früheren Auftreten der Bedarfe auszugehen.

Zudem ist für die Frage der Konkurrenzfähigkeit nicht das absolute Preisniveau entscheidend, sondern der relative Vergleich einerseits mit den möglichen technologischen Alternativen, vor allem aber mit der Situation anderer Unternehmen insbesondere im internationalen Vergleich. Vor diesem Hintergrund ist für eine Analyse der Konkurrenzfähigkeit gerade für Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, auch die internationale Perspektive und die Preissituation in anderen Weltregionen ein wichtiges Bewertungskriterium.

In diesem Kontext stellt sich generell die Frage, welcher Mehrpreis für Energie für Unternehmen in Baden-Württemberg akzeptabel ist. Dieser würde den Punkt markieren, an dem andere Standortfaktoren den Mehrpreis gerade noch ausgleichen oder der Aufwand für eine Standortverlagerung gerade noch zu hoch ist. Hierzu liegen keine Erkenntnisse vor. Eine Erhebung könnte hier Abhilfe schaffen. Für die geplante Wasserstoffbedarfsabfrage erscheint die Fragestellung allerdings zu komplex.

In diesem Zusammenhang ist auch das Thema Strompreiszonentrennung zu beachten. Dies soll auf der europäischen Ebene im Jahr 2025/26 entschieden werden. Eine Strompreiszonentrennung hätte aller Voraussicht nach Auswirkungen auf die Strompreise, wobei hierzu noch keine konkreten Daten vorliegen. Andererseits hat dies auch Auswirkungen auf die Wasserstoffproduktion, da im Delegierten Rechtsakt zu § 27 RED II, der definiert, wann Wasserstoff als erneuerbar gelten kann, das Kriterium der geografischen Korrelation explizit an Stromgebotzonen festmacht. Diese Thematik sollte politisch eng

begleitet werden, um negative Auswirkungen für den Wirtschaftsstandort Baden-Württemberg und insbesondere für die Wasserstoffversorgung in Baden-Württemberg zu vermeiden.

Ein weiterer wichtiger Aspekt für Unternehmen ist Preisstabilität bzw. möglichst geringe Preisschwankungen. Dies wird generell als Vorteil bei erneuerbaren Energien gesehen. Am Beispiel der Stromerzeugung wird dies ersichtlich. Dominierender Kostenfaktor bei der erneuerbaren Stromerzeugung aus Windenergie, Photovoltaik oder Wasserkraft sind die Kapitalkosten für die Anfangsinvestition. Betriebskosten spielen nur eine sehr untergeordnete Rolle. Hierdurch sind die Stromgestehungskosten sehr verlässlich über die Lebensdauer der Anlage kalkulierbar und bieten damit eine fixe, von externen nahezu unbeeinflusste Basis für die Preiskalkulation. Dies ermöglicht langfristig stabile Preise. Die Aussagen zur Kapitalkostenintensität treffen auch auf die Elektrolyse zu. Wird die Elektrolyse mit erneuerbarem Strom betrieben, für den ein langfristiges Power-Purchase-Agreement mit einem fixierten Preisniveau vereinbart ist, sind auch die Wasserstoffherstellungskosten kaum Schwankungen unterworfen. Dies sollte stabile Preise ohne allzu hohe Volatilität ermöglichen.

Einfluss nehmen auf die Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff kann auch die Politik, insbesondere über das Instrument der CO₂-Bepreisung. Steigende CO₂-Preise verteuern Prozesse in denen fossile Energieträger eingesetzt werden oder die Energieträger selbst, je nachdem welches System politisch favorisiert wird. Über dieses Instrument kann die bestehende Wirtschaftlichkeitslücke für grünen Wasserstoff oder andere Alternativtechnologien sehr schnell geschlossen werden. In diesem Kontext wird darauf hingewiesen, dass für Wasserstoff als Brennstoff nicht nur die Vor-Ort-Emissionen bei der Anwendung berücksichtigt werden müssen, sondern im Fall des Transports von Wasserstoff auch die Emissionen der Transportkette in die Bilanz einfließen müssen, ebenso wie mögliche Emissionen aus der Produktion des Wasserstoffs. Die Berücksichtigung der Transportkette kann im direkten Vergleich zur Favorisierung der Vor-Ort-Erzeugung führen, weil insbesondere der Schifftransport von Flüssigwasserstoff oder Ammoniak heute nur mit fossilbetriebenen Schiffen möglich ist.

Zwischenfazit V:

Aktuell gibt es keine verlässlichen Antworten auf die Frage, bei welchem Preisniveau Wasserstoff als konkurrenzfähig eingestuft werden kann, nicht zuletzt, weil dies von den individuellen Voraussetzungen im jeweiligen Unternehmen abhängt. Um bei der geplanten Wasserstoffbedarfsabfrage dennoch Aussagen zum Wasserstoffbedarf zu erhalten, ist ein entsprechendes Framing erforderlich. Es betont, dass das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2040 in Baden-Württemberg erreicht werden soll und daher keine fossilen Energieträger mehr eingesetzt werden dürfen (Notwendigkeit der Transformation). Es stellt aber auch in Aussicht, dass Wasserstoff in ausreichender Menge und zu konkurrenzfähigen Preisen zur Verfügung gestellt wird, ohne diese jedoch konkret zu benennen. Unter diesen Rahmenbedingungen sollen die Unternehmen ihre Wasserstoffbedarfe benennen.

5. Ausgestaltung der Wasserstoffbedarfsabfrage

5.1 Generelle Anmerkungen

Bei der Gestaltung von Umfragen muss die richtige Balance zwischen Detaillierungsgrad und Umfang der Umfrage und einer hohen Antwortquote gefunden werden, die sich leichter mit wenigen Fragen und einer niedrigeren Komplexität erreichen lässt.

Generell kann die Komplexität auch darüber beherrschbar gehalten werden, dass mit lenkenden Grundannahmen gearbeitet wird (siehe oben Stichwort „Framing“), so dass für die Beantwortung der Fragen nicht die zugrundeliegenden Voraussetzungen abgefragt werden, sondern hierfür ein Setting vorgegeben wird. Zudem sollten möglichst wenig offene Fragen gestellt werden. Wenn möglich sollte mit Antwortvorgaben und Drop-Down-Menüs gearbeitet werden, um die Beantwortung möglichst

komfortabel zu gestalten. Ein Verhältnis von offenen Fragen zu Fragen mit vorgegebener Antwortmöglichkeit von 20:80 erscheint empfehlenswert.

Wichtig sei auch zu berücksichtigen, dass die Unternehmen unterschiedliches Vorwissen mitbringen. Die Umfrage muss dem Rechnung tragen und so gestaltet werden, dass sie auch von denjenigen bearbeitet werden kann, die gerade erst damit beginnen, sich mit dem Thema Wasserstoffbedarf auseinander zu setzen.

Um möglichst viele Unternehmen zu adressieren und zu animieren, sich mit der Thematik auseinanderzusetzen und ihre Wasserstoffbedarfe zu melden, sollte die Bedarfserhebung in eine Kampagne eingebunden werden. Diese sollte mit einer hochrangig besetzten Auftaktveranstaltung beginnen und nach Möglichkeit über Veranstaltungen in ganz Baden-Württemberg flankiert werden. Hintergrund ist die Erfahrung einiger Workshop-Teilnehmer, dass ein persönlicher Kontakt oftmals ausschlaggebend für die Teilnahme an einer Erhebung ist.

Vor diesem Hintergrund ist auch die mit der Umfrage zu adressierende Zielgruppe entscheidend. Neben Unternehmen aus dem produzierenden Gewerbe – hier ist zu klären, welche Zusammensetzung der Stichprobe für eine gezielte Befragung erforderlich ist, um eine repräsentative Basis für eine Hochrechnung der Bedarfe zu erhalten – sind gerade auch Logistikunternehmen und Kraftwerksbetreiber mögliche Ankerkunden mit großen Bedarfen. Auch Verteilnetzbetreiber können hier eine wichtige Funktion als Konzentratoren bzw. Agglomeratoren von Informationen einnehmen.

5.2 Welche Informationen benötigen Unternehmen, um ihren zukünftigen Wasserstoffbedarf adäquat abschätzen zu können?

Entscheidend ist es, mit der bereitgestellten Information zum Thema Wasserstoff als zukünftiger Energieträger und als wichtige Option für eine klimaneutrale Energieversorgung und Produktion (Stichwort „Framing“) die Befragten zur Teilnahme zu motivieren. Das einleitende Framing muss also unbedingt die Frage „Warum Wasserstoff?“ adressieren. Gerade für kleine und mittlere Unternehmen könnten auch zusätzliche Informationen wie Handreichungen zum Ausfüllen des Fragebogens, häufig gestellte Fragen und Antworten im Sinne von FAQs oder Beispielrechnungen für mögliche Energieversorgungspfade mit Wasserstoff hilfreich sein. In jedem Fall sollte versucht werden, mit der Befragung eine entsprechende Breitenwirkung erzielen und möglichst viele Anwendungsfelder für Wasserstoff zu erfassen. Abstrakte Fragen beispielsweise nach Preisen in der Art einer „Willingness-to-pay“-Analyse oder nach der tatsächlichen Verfügbarkeit (von Wasserstoff bzw. Strom, je nach Dekarbonisierungspfad oder Wasserstoffbedarf) sollten zunächst ausgeklammert werden, um den Adressaten nicht zu überfordern. Andererseits darf auch eine Vereinfachung zur Steigerung der Antwortbereitschaft nur in Grenzen erfolgen, um belastbare und quantifizierbare Ergebnisse zu erhalten und nicht in die Beliebigkeit abzugleiten.

Da die Befragung so gestaltet werden soll, dass einerseits über ein Online-Tool alle interessierten Unternehmen und Institutionen Zugang zu der Befragung erhalten und sich beteiligen können, andererseits aber eine Mindestgröße an Antworten erzielt werden soll, muss die Auswahl der Stichprobe für die erforderliche Mindestantwortzahl nach expliziten Kriterien erfolgen. Hierüber muss sichergestellt sein, dass über diese Stichprobe die Baden-Württembergische Wirtschaft ausreichend repräsentiert ist. Die Auswahl der Stichprobe soll eine entsprechende Bedarfshochrechnung erlauben. Es wird zudem empfohlen einige Basisdaten wie den Erdgasverbrauch, den Stromverbrauch und Prozesswärmebedarfe ebenfalls zu erheben, um einerseits Plausibilitätschecks durchführen zu können, andererseits aber auch Basisdaten für eine mögliche Hochrechnung der Wasserstoffbedarfe zur Verfügung zu haben. Es wird darauf hingewiesen, dass die beim Stakeholder-Workshop „Roadmap-Studie Klimaneutrale Produktion“ vom 16.02.2023 gezeigten Inhalte Anhaltspunkte für die Auswahl

der Stichprobe für die Befragung liefern könnten. Auch eine Analyse der größten Gaskunden, der Netzbetreiber und der Logistikunternehmen könnte hier weitere Hinweise geben.

Des Weiteren könnte auch ein Fokus darauf gelegt werden, die Anwendungsfelder von Wasserstoff aufzuzeigen, um Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette inkl. Zulieferer und Service (Handwerk) für das Thema zu sensibilisieren und zu aktivieren.

5.3 Welche Anforderungen gibt es hinsichtlich Qualität an Wasserstoff aus Sicht der Unternehmen?

Grundsätzlich kann mit entsprechendem (Reinigungs)Aufwand Wasserstoff aus nahezu jeder Quelle auf nahezu jedes Qualitätsniveau gebracht werden. Um unnötigen Reinigungsaufwand zu vermeiden, gleichzeitig aber sicherzustellen, dass Kunden mit sehr hohen Reinheitsanforderungen adäquat bedient werden können, sollte die Frage nach dem benötigten Reinheitsgrad in die Infrastrukturplanung einbezogen werden. Aufgrund der aktuellen regulatorischen Vorgaben liegt der geforderte Reinheitsgrad von Pipeline-Wasserstoff bei 98%. Technisch ließen sich auch höhere Niveaus umsetzen, was aber einen deutlich größeren Aufwand und daraus resultierend höhere Kosten bedeuten würde (siehe Abschnitt I 5).

Auf der Kundenseite weisen Brennstoffzellenanwendungen die höchsten Reinheitsanforderungen auf. Sie benötigen Wasserstoff einer Reinheit von mindestens 99,97%. Elektrolyse-Wasserstoff ist in der Regel nicht verunreinigt, so dass sich hier potenziell allein aus Qualitätsaspekten Vor-Ort-Versorgungen anbieten könnten. Auch die chemische Industrie benötigt Wasserstoff mit mindestens 99,5% Reinheit, zum Teil auch Brennstoffzellenqualität. Bei Verbrennungsprozessen kommt es stark auf die jeweilige Anwendung an, ob Unreinheiten im Wasserstoff ein Problem darstellen. Wird der Wasserstoff in Kraftwerken zur Stromerzeugung oder zur gekoppelten Strom und Wärmeerzeugung, eingesetzt, könnte voraussichtlich Pipeline-Wasserstoff ohne weitere Reinigung direkt eingesetzt werden.

Das Thema ist in jedem Fall für die zukünftige Wasserstoffversorgungsstrukturentwicklung zu beachten. Allerdings wird auch angemerkt, dass die Diskussion über die benötigten Reinheiten ggf. aktuell noch zu früh ist, weil sich die Technologien auf der Nutzerseite erst noch etablieren müssen und sich im Praxistest zeigen wird, welche Qualität wirklich benötigt wird. Wichtig erscheint in jedem Fall noch, gerade mit Blick auf eine europäische Pipelinestruktur europaweit einheitliche Anforderungen zu etablieren. Hierauf sollte die Landespolitik hinwirken.

5.4 Was lässt sich aus der Diskussion für die Wasserstoffbedarfsentwicklung in Baden-Württemberg ableiten? Wie hoch könnte die Dynamik unter optimalen Voraussetzungen sein (z.B. vor dem Hintergrund von Investitionszyklen)? Was wäre eine „Minimal-Entwicklung“?

Im Vergleich zu den vorliegenden Zahlen wird die Anmeldung ungleich höherer Bedarfe zu einem deutlich früheren Zeitpunkt erwartet. In Gesprächen und jüngeren lokalen Bedarfserhebungen zeichnet sich eine sehr hohe Dynamik bei der Bedarfsentwicklung ab. Die angestrebte Bedarfsabfrage dürfte zu einer hohen Motivation der Beteiligten in Richtung Realisierung von Wasserstoffprojekten führen, weckt aber auch Erwartungen in Richtung einer möglichen Unterstützung bei der Realisierung, vor allem aber mit Blick auf die Verbindlichkeit der Lieferzusage für Wasserstoff hinsichtlich Menge und Zeitpunkt.

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit bzw. die Verbindlichkeit der Lieferung sind neben den bereits laufenden Planungen zum Aufbau der Leitungsinfrastruktur und den damit verbundenen Überlegungen zu möglichen Wasserstoffquellen die nächsten Projektschritte in Richtung Wasserstoffproduktion für den Import nach Baden-Württemberg zu skizzieren, umzusetzen und transparent zu kommunizieren, um das Vertrauen der Kunden zu stärken. Gleichzeitig müssen Alternativlösungen für den

Wasserstoffimport eruiert werden. Auch hierfür bedarf es entsprechenden Vorlaufs, da je nach Transportmedium am Importhafen weitere Infrastrukturen wie Ammoniak-Cracker oder Regasifizierungseinheiten errichtet oder beispielsweise für Flüssigwasserstoff Alternativen zum Pipeline-Transport entwickelt werden müssen.

Die Frage des Transportmediums oder des Aggregatzustands des transportierten Wasserstoffs erscheint ebenfalls wichtig für mögliche Investitionsentscheidungen insbesondere für Logistikunternehmen und Tankstellenbetreiber, wobei hier bislang weder technologisch noch marktlich eine Entscheidung getroffen wurde. Dies ist zwingend auch politisch zu begleiten, zum keine unnötigen Verzögerungen durch ausbleibende politische Entscheidungen oder den fehlenden regulatorischen Rahmen zu riskieren.

5.5 Wie können von politischer Seite diese Umsetzungspfade ermöglicht werden?

Als einen ersten wesentlichen Aspekt sahen die Teilnehmenden des Workshops die politische Unterstützung der Durchführung der Bedarfsabfrage, weil dies Verbindlichkeit schafft und ein wichtiges politisches Signal in Richtung der Realisierung einer Wasserstoffwirtschaft setzt. Die Politik sollte dann auch mit den Ergebnissen der Abfrage und möglichen Hochrechnung aktiv arbeiten, die Erwartungen der Unternehmen lenken und gerade über regelmäßige Wiederholung der Abfragen Verlässlichkeit signalisieren.

Die Politik sollte mit der Wasserstoffinfrastrukturplanung Planungsverlässlichkeit für die Unternehmen schaffen und gleichzeitig ihre eigenen Aktivitäten (Stichwort Förderung) am identifizierten Bedarf ausrichten. Flankierende Maßnahmen seitens der Politik werden als zwingend angesehen. Hier sollte das Thema Wasserstoff auch in der Landesregierung hochrangig besetzt werden, um mit der Thematik auch die Führungsetagen der Unternehmen zu erreichen. Das Thema muss dauerhaft besetzt werden und über Entwicklungen transparent berichtet werden. Wasserstoff wird zukünftig ein Standortfaktor sein und die Politik muss zeigen, dass sie das erkannt hat und für Baden-Württemberg diesbezüglich die bestmöglichen Rahmenbedingungen schaffen will.

Speziell die Landespolitik sollte dabei auch die Entwicklung in anderen Bundesländern im Blick haben, den Austausch suchen, Möglichkeiten für Kooperationen ausloten und Allianzen schmieden, auch um auf Bundesebene ein möglichst einheitliches Vorgehen zu etablieren. Die internationale Entwicklung muss gleichfalls im Blick behalten werden. Auch hier helfen Allianzen im Sinne der Etablierung von Wasserstoffpartnerschaften – sowohl mit direkten Nachbarstaaten als auch für entferntere Lieferländer. Dabei sollten Vereinbarungen möglichst konkret gefasst werden.

IV. Ergebnisse von Workshop III

Wasserstoff in Baden-Württemberg – Wie sieht eine Wasserstoffversorgungsinfrastruktur für Baden-Württemberg im Zeitverlauf aus?

In Ergänzung zur Abbildung der Angebotsseite über die Planung für das Fernleitungsnetz und der Analyse der Nachfrageseite in den ersten beiden Workshops, lag der Fokus des dritten Workshops im Rahmen des Fachdialogs Wasserstoffinfrastruktur auf den weiteren Elementen, die das Fernleitungsnetz ergänzen müssen, um eine optimal auf die Nachfragesituation abgestimmte Wasserstoffinfrastruktur für Baden-Württemberg entwerfen und umsetzen zu können. Dies sind einerseits Eigenversorgungskonzepte mit Vor-Ort-Wasserstofferzeugung via Elektrolyse, die zunächst nur zur unmittelbaren Versorgung einzelner Industriebetriebe oder Tankstellen konzipiert werden. Wenn die lokale Abnahmesituation es erlaubt bzw. erfordert, können diese aber zu lokalen/regionalen H₂-Hubs weiterentwickelt oder gleich als solche geplant werden. Ziel des Workshops war es, vorhandenes Praxiswissens zur Konzeption und Umsetzung von H₂-Hubs zu aggregieren, um auch diesen Baustein der Wasserstoffinfrastrukturentwicklung strategisch optimal einsetzen zu können, sobald erste Ergebnisse der Bedarfserhebung vorliegen und H₂-Hubs gezielt in Ergänzung zur Fernleitungsinfrastruktur entwickelt werden müssen. Die Ergebnisse der Impulse und der anschließenden Diskussionen sind im Folgenden aufbereitet.

1. Wasserstoffversorgungsoptionen

Aus Gründen der Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Baden-Württembergs scheint es erforderlich, dass jeder, der in Baden-Württemberg Wasserstoff benötigt, diesen auch geliefert bekommt und dies unabhängig vom Zeitpunkt des ersten Bedarfs, der benötigten Menge und der geografischen Lage in Baden-Württemberg. Damit dies möglich wird, sind die verschiedenen Elemente einer Wasserstoffversorgung optimal aufeinander abzustimmen. Der erste Workshop widmete sich daher insbesondere dem Element „Fernleitungsnetz“, den vorhandenen Planungen und den Voraussetzungen, die für dessen Umsetzung erforderlich sind. Mit dem zweiten Workshop wurde das Fundament für die Generierung einer wesentlich verbesserten Datenlage hinsichtlich des Wasserstoffbedarfs über eine breit angelegte Wasserstoffbedarfsabfrage gelegt. Im dritten Workshop stand die Diskussion der weiteren Elemente einer Wasserstoffversorgung wie Vor-Ort-Erzeugung und lokale H₂-Hubs im Mittelpunkt. Für die weitere Verknüpfung dieser Elemente fehlt dann noch das Verteilnetz bzw. andere Logistikkösungen für den lokalen Wasserstofftransport, die jedoch erst dann sinnvoll im Detail diskutiert und geplant werden können, wenn über die anderen Elemente weitgehend Klarheit herrscht.

Um ein besseres Bild über die Versorgungsnotwendigkeiten durch lokale H₂-Hubs zu bekommen wurden in einem ersten Schritt die Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber mit den potenziellen Bedarfen aus der energieintensiven Industrie verglichen, da für sie Wasserstoff als alternativlos für eine klimaneutrale Energie-, Roh- oder Treibstoffversorgung gilt. Wie die Abbildung zeigt, können ab 2030 erste Verbrauchsschwerpunkte im Raum Mannheim/Karlsruhe, im Raum Stuttgart und im Raum Freiburg versorgt werden. Bis 2040 verbessert sich die Versorgungssituation zwar signifikant, jedoch werden auch 2040 voraussichtlich nicht alle heutigen Standorte der energieintensiven Industrie in Baden-Württemberg innerhalb des Einzugsbereichs eines Wasserstoff-Fernleitungsnetzes liegen. Das Bild verstärkt sich noch, wenn man nicht nur die energieintensive Industrie einbezieht, sondern auch alle anderen Industriezweige mit Prozesswärmebedarf als potenzielle Wasserstoffabnehmer berücksichtigt. Hilfsweise wurde hierzu die Darstellung aus dem Leitszenario TN Wasserstoff auf Bundesebene herangezogen, die eine landkreisscharfe Abschätzung der Wasserstoffbedarfe vorgenommen und diese grafisch aufbereitet hat. Es zeigt sich deutlich, dass auch nach 2040 signifikante Lücken für die Versorgung der nicht-energieintensiven Industrie mit Wasserstoff für die Prozesswärmebereitstellung bleiben. Es werden über die geplanten Pipelines schlicht nicht alle Verbraucher erreicht werden können – ähnlich wie heute beim Erdgas. Gerade in diesen Regionen

erscheint die Entwicklung von H₂-Hubs mit Vor-Ort-Erzeugung und Abnahme-Clustern besonders zielführend, um Versorgungslücken gar nicht erst entstehen zu lassen (Abbildung 6).

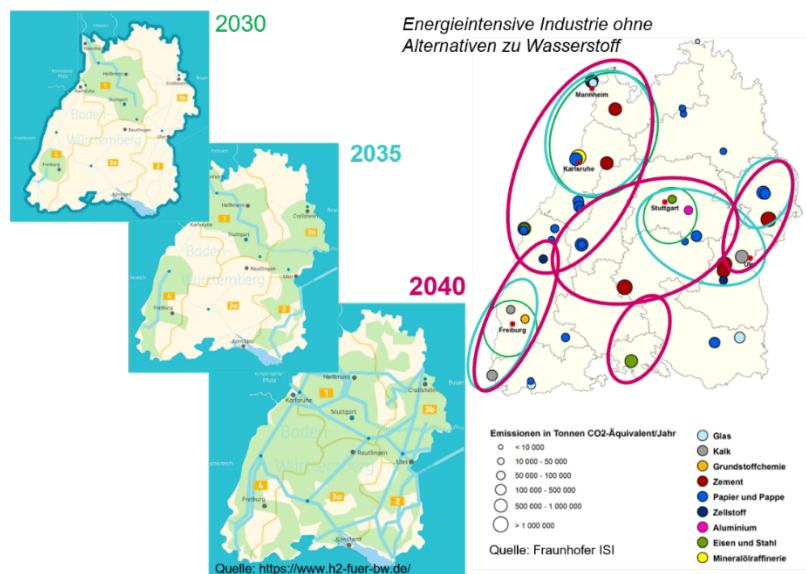


Abbildung 6: Versorgung der energieintensiven Industrie mit Wasserstoff bei Fernleitungsnetz im Zeitverlauf (Darstellung ZSW, Karten link: terranets, Karte rechts Fraunhofer ISI).

Die Hinzunahme weiterer potenzieller Wasserstoffkunden wie Wasserstofftankstellen für einen brennstoffzellenbasierten Schwerlastverkehr verstärkt die These der Notwendigkeit eines schnellen Ausbaus von H₂-Hubs in Kombination mit der Wasserstoffproduktion vor Ort, denn hier zeigt sich, dass gerade für die kurze Frist bis 2030, wenn überhaupt, dann nur erste Abschnitte entlang des Autobahnnetzes per Pipeline mit Wasserstoff versorgt werden können. Bis 2040 wird das Autobahnnetz zwar weitgehend im Einzugsbereich der geplanten Pipelines liegen, für Bundesstraßen gilt dies jedoch nur eingeschränkt. Da neben dem Schwerlast-LKW für den Fernverkehr auch weitere Fahrzeuge wie Busse und Kommunalfahrzeuge (z.B. Müllfahrzeuge, Straßenreinigung) über Brennstoffzellenantriebe elektrifiziert werden können, erscheint die regionale und lokale Verteilung der Tankstelleninfrastruktur umso wichtiger.

Tankstellen könnten als Kernelemente für den Aufbau einer dezentralen H₂-Hub-Struktur fungieren. Hier spielt ein weiterer Aspekt hinein, der auch in den vorhergehenden Workshops teilweise schon adressiert wurde, nämlich die Wasserstoffqualitätsanforderungen von Brennstoffzellenfahrzeugen. Diese sind sehr gut über vor Ort erzeugten Elektrolyse-Wasserstoff zu erfüllen. Die aktuelle Vorgabe für die im Pipelinesystem zu transportierende Qualität liegt bei 98%-Reinheit, was zwingend eine Aufreinigung an der Tankstelle erfordert. Je nach Transportweg und Kosten für die Aufreinigung können daher gerade für Tankstellen dezentrale Erzeugungseinheiten auch dauerhaft die wirtschaftlichste Alternative darstellen, wie in Abbildung 7 schematisch dargestellt ist.

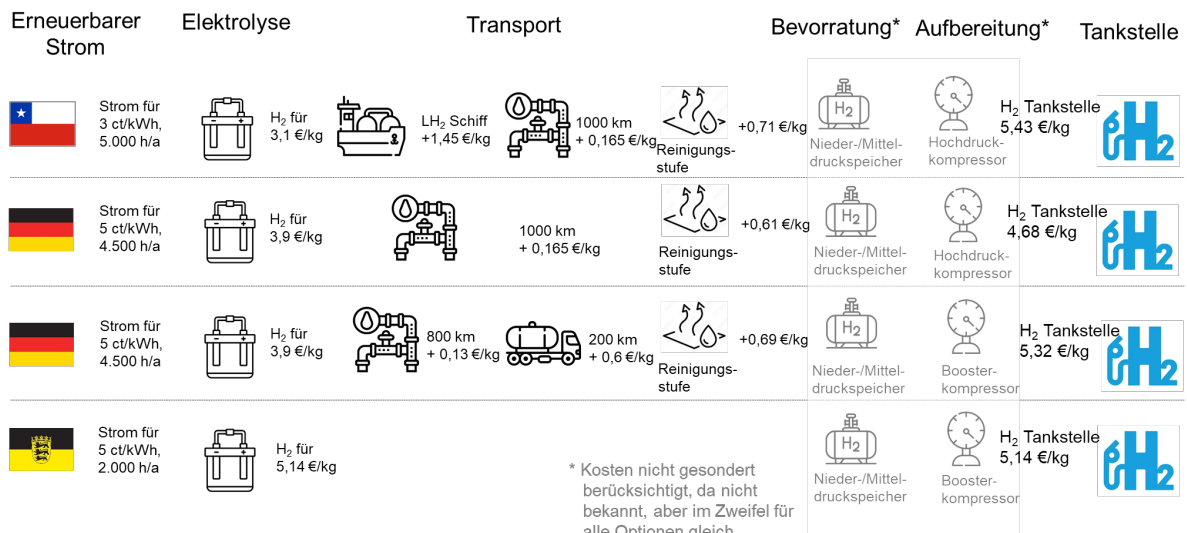


Abbildung 7: Schematischer Vergleich unterschiedlicher Versorgungsoptionen mit Wasserstoff für Tankstellen. (Annahme: Kosten für Wasserstoffreinigung = 15% der Wasserstoffkosten vor der Reinigung) (Darstellung ZSW, Icons: flaticon)

Zwischenfazit VI:

Nicht nur für die kurze Frist bis 2030, sondern auch dauerhaft stellen Vor-Ort-Konzepte eine wichtige Wasserstoffversorgungsoption dar. Dabei stehen sie nicht in Konkurrenz zur Belieferung von Großabnehmern von grünem Wasserstoff per Pipeline, sondern ergänzen das Infrastrukturkonzept sinnvoll und bieten einen gewissen Grad an Resilienz (insbesondere für kleinere Abnahmemengen). Vor-Ort-Erzeugung und H₂-Hubs sind daher gezielt in Ergänzung und als Verstärkung der Pipeline-Infrastruktur zu initiieren und zeitnah zur Umsetzung zu bringen. Denn sie stellen den Zugang zu Wasserstoff für bestimmte Kundengruppen wie Logistik-Betriebe, Verkehrsbetriebe, Busunternehmen, Baumaschinenbetreiber sowie Industriebetriebe schon vor 2030 sicher und unterstützen damit Baden-Württembergs Technologieführerschaft explizit im Bereich der Brennstoffzellen-Logistik. Hinzu kommt, dass die Umsetzung kleinerer Elektrolyse-Projekte in Baden-Württemberg dem exportorientierten Maschinen- und Anlagenbau entsprechende Referenzprojekte für den internationalen Markt ermöglicht und damit deren Wettbewerbsfähigkeit sichern hilft.

Für die weitere Planung der Lokalisierung dieser H₂-Hubs wird die wissenschaftliche Auswertung der H₂-Bedarfskampagne bis zum Herbst 2023 eine sehr gute Grundlage liefern, da diese die gemeldeten Bedarfe selbst, ebenso wie die hierauf basierenden Bedarfshochrechnungen anhand der baden-württembergischen Industriestruktur geografisch lokalisieren wird.

2. Wer sind die Primärkunden für lokale/regionale Wasserstoff-Hubs mit Vor-Ort-Erzeugung?

Die Versorgung mit Wasserstoff wird sich zeitnah zu einem wichtigen Standortfaktor entwickeln, weshalb es generell wichtig ist, die Vor-Ort-Erzeugung parallel zur Leitungsinfrastruktur aufzubauen. Dabei ist es unbestritten das Ziel, langfristig eine Versorgung mit grünem Wasserstoff zu realisieren. Es erscheint aber gegebenenfalls erforderlich auch treibhausgasreduzierten Wasserstoff anderer Erzeugungsarten zuzulassen, um den Markthochlauf in der erforderlichen Dynamik zu unterstützen. Für die Sicherstellung der kurzfristigen Verfügbarkeit in Baden-Württemberg sollte auch Wasserstoff aus Biomasse über die Dampfreformierung von Biomethan in Erwägung gezogen werden, schlicht um den Bereitstellungspool zu erweitern.

Wichtig erscheint auch, Rahmenbedingungen zu schaffen, die eine hohe Volllaststundenzahl für die Elektrolyseure ermöglichen. Aufgrund der hohen Kapitalkosten für die Elektrolyse ermöglichen hohe Volllaststunden niedrige Wasserstoffproduktionskosten, sofern durch die hohe Volllaststundenzahl die Strombezugskosten nicht deutlich steigen. In diesem Sinne könnten auch spezielle Industriestromtarife für die Wasserstoffproduktion eine Option darstellen. Die Erfüllung der Kriterien zur Anerkennung als grüner Wasserstoff im Sinne der Delegierten Rechtsakte zu Art 27 RED II müsste bei der Ausgestaltung eines solchen Tarifs allerdings von Beginn an mitgedacht werden.

Beim Aufbau von H₂-Hubs gilt es bereits bei der Planung, den Beitrag zur Transformation und die spätere Einbindung ins Gesamtsystem im Blick zu haben. Auf der Zeitachse sind H₂-Hubs die ersten regional verfügbaren Versorgungseinheiten für grünen Wasserstoff, die dann sukzessive durch die Erschließung mit Fernleitungsinfrastrukturen für Wasserstoff ergänzt, verstärkt und ggf. abgelöst werden. In diesem Sinne sollten seitens des Landes die wirtschaftlichen und regulatorischen Voraussetzungen geschaffen werden, um ein klar gestuftes Vorgehen zu ermöglichen. Die erste Stufe bis ca. 2028 umfasst dabei die gezielte Unterstützung des Aufbaus von H₂-Hubs als Insellösungen zur Bedienung des lokal wachsenden Wasserstoffbedarfs. Dabei sollte auch der Aufbau kurzfristig verfügbarer Speicherkapazitäten im ländlichen Raum mitgedacht werden, um einerseits die kontinuierliche Verfügbarkeit von Wasserstoff zu gewährleisten, andererseits aber auch erneuerbare Stromerzeugungsspitzen nutzbar zu machen und sinnvoll in das Energieversorgungssystem zu integrieren. In der zweiten Stufe ab 2028 müssen die bereits vorhandenen H₂-Hubs um weitere ergänzt werden, während begonnen wird, diese sukzessive über Netzinfrastrukturen untereinander zunehmend vernetzt und mit den entstehenden Fernleitungen verbunden werden, so dass eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur entsteht, die bis 2040 vollständig mit grünem Wasserstoff versorgt werden kann. Um die richtigen Standorte zu identifizieren sind die regionalen Gegebenheiten insbesondere die benötigten Mengen und die Art der Wasserstoffnutzung (Brennstoffzellen versus Verbrennungsprozess) sowie die resultierenden Qualitätsanforderungen an den Wasserstoff zu berücksichtigen.

Als tatsächliche Primärkunden für H₂-Hubs kommen mehrere Kundengruppen in Frage. Der Schwerlastverkehr mit Brennstoffzellenfahrzeugen scheint dabei in mehrfacher Hinsicht prädestiniert. So können auch Betriebe mit kleinen Fahrzeugstückzahlen als Abnehmer erste Elektrolyseure auslasten. Da große Speditionen in der Regel mit eigenen nicht-öffentlichen Tankstellen ausgestattet sind, ist für diese Nutzung nicht unbedingt die Errichtung einer öffentlichen Wasserstofftankstelle erforderlich. Der Schwerlastverkehr erscheint auch aufgrund der Qualitätsanforderungen an den Wasserstoff für den Einsatz in Brennstoffzellen ein geeigneter Kunde für vor Ort erzeugten Elektrolyse-Wasserstoff. Es gibt auch kleinere Unternehmen mit einem Fuhrpark für den regionalen Lieferverkehr, die die Klimaneutralitätsanforderung über den Einsatz von Brennstoffzellenantrieben erreichen möchten. Hierzu können auch kommunale Fuhrparks zählen. Hier wären dann die Betriebshöfe die potenziellen Standorte für Betankungs- oder Speicherinfrastrukturen.

Neben dem Schwerlastverkehr erscheinen auch industrielle Abnehmer als geeignete Kunden für H₂-Hubs. Dies ist zumindest perspektivisch die chemische Industrie, die aktuell aus fossilen Quellen bereits 5.000 t H₂ pro Jahr produziert und diesen schnellstmöglich und zwingend auf grünen Wasserstoff umstellen muss, um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen. Blauer Wasserstoff wird hier zwar als Übergangslösung gesehen, jedoch nicht für eine Vor-Ort-Bereitstellung da hierfür die CO₂-Infrastrukturen für Transport und Speicherung aktuell fehlen. Allerdings sind die Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit der Versorgung mit grünem Wasserstoff in der energieintensiven Industrie wie der Chemieindustrie hoch. Über Förderprogramme könnte die Entwicklung jedoch beschleunigt werden.

Auch andere Branchen kommen als Primärkunden für H₂-Hubs in Frage, sofern sie ihren heutigen Erdgasbedarf durch den Einsatz von Wasserstoff ersetzen wollen. Dies betrifft auch die Stahlindustrie in Baden-Württemberg, die zwar keinen Primärstahl erzeugt und daher eine Umstellung auf Direktreduktion mit Wasserstoff nicht erforderlich ist. Dennoch brauchen auch die Elektrostahlwerke in

Baden-Württemberg Wasserstoff als Erdgasersatz für die verschiedenen Prozessstufen. Auch andere energieintensive Unternehmen wie die Glasindustrie mit einer 24/7 Produktion bzw. einem solchen Brennstoffbedarf können Keimzelle einer H₂-Hub-Entwicklung sein. Gleiches gilt auch für Wasserstoff-tankstellen an der Autobahn sowie weitere kleine Unternehmen, die zwar einen vergleichsweise geringen H₂-Bedarf aufweisen, deren hoher Energiebedarf aber nur durch Wasserstoff gedeckt werden kann. Die „Sammlung“ mehrerer kleiner Projekte um die Interessen zu bündeln, erscheint zielführend für schnelle Fortschritte. Hier könnten auch die Genehmigungsbehörden eine Vernetzungsfunktion einnehmen und Interessierte in Kontakt bringen. An ausgewählten Standorten können auch die Binnenschifffahrt bzw. deren Häfen als Abnehmer fungieren und ein H₂-Hub unterstützen.

Zwischenfazit VII:

Besonderes Augenmerk bei der Standortwahl für H₂-Hubs sollte auf dem Schwerlastverkehr bzw. Tankstellen für die Versorgung des Schwerlastverkehrs mit Wasserstoff liegen. Nicht nur aufgrund der Wasserstoffqualitätsanforderungen der Brennstoffzellenfahrzeuge, sondern auch wegen ihrer tendenziell stark dezentralen Lokalisierung. Um Baden-Württemberg als Technologieführer in diesem Marktsegment zu etablieren, ist die Entwicklung der benötigten Versorgungsinfrastrukturen gerade aus industriepolitischer Perspektive von besondere Bedeutung. Durch das breite Spektrum weiterer potenzieller Abnehmer, die je nach Standort variieren werden, wird die erfolgreiche H₂-Hub-Entwicklung auf eine breite Abnahmebasis gestellt werden können.

3. Warum sind die identifizierten Primärkunden für lokale/regionale H₂-Hubs besonders geeignet?

Mobilitätsanwendungen scheinen besonders geeignet, weil die Zahlungsbereitschaft der Kunden für die Logistikdienstleistung vergleichsweise hoch ist. Über die Nutzung dieser Zahlungsbereitschaft zur „Finanzierung der Lernkurve“, d.h. zur Realisierung erster vergleichsweise kostenintensiver Projekte mit relativ hohen Wasserstoffkosten, werden Erfahrungen gesammelt und Entwicklungen angestoßen, die zur Realisierung signifikanter Kostensenkungen für die Wasserstoffbereitstellung in weiteren Projekten führen. Im Personenverkehr zeigt sich dies am Beispiel Tesla: hier erfolgt die Marktentwicklung im Hochpreissegment, weil die Zahlungsbereitschaft der Kunden dies erlaubt.

Ob sich dies auf den Schwerlastverkehr unmittelbar übertragen ist, ist unklar, jedoch gibt es Hinweise, dass die First Mover im Bereich der Speditionen insbesondere aus dem Segment der Familienunternehmen oder familiengeführten Unternehmen stammen. Sie verfügen über geeignete Strukturen und werden ihrer Verantwortung für zukünftige Generationen vermehrt über den Einsatz innovativer klimaneutraler Lösungen gerecht.

Gerade kommunale Fahrzeuge aus dem Bereich der schweren LKW kommen als Primärkunden in Frage, weil über die Clean Vehicle Directive explizite Vorgaben zur klimaneutralen Neubeschaffung auch von schweren Nutzfahrzeugen bestehen und daher die Anzahl der Fahrzeuge mit alternativen Antrieben sukzessive zunehmen wird.

Generell gilt für Industriekunden, dass diese sehr hohe Transformationsgeschwindigkeiten aufweisen. Sobald Investitionsentscheidungen gefallen sind, beginnt unmittelbar die Umsetzung starten. Langes Warten auf den Ausbau von Fernleitungsnetzen ist hier nicht erwünscht. Der Aufbau von H₂-Hubs mit Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff kann dieser Dynamik eher gerecht werden.

4. Für welche Wasserstoffproduktionsmengen eignet sich die Vor-Ort-Produktion besonders und mit welchen Elektrolysekapazitäten würde man starten?

Generell muss festgehalten werden, dass die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom als begrenzender Faktor für die mögliche Elektrolysekapazität vor Ort berücksichtigt werden muss. Im Fall der Nutzung

von vor Ort erzeugtem Strom gibt ggf. die Stromerzeugungskapazität die mögliche Kapazität der Elektrolyse für einen wirtschaftlichen Betrieb vor. Im Fall von ausschließlicher Nutzung von Photovoltaikstrom aus Freiflächenanlagen gilt ein Verhältnis von Photovoltaikleistung zu Elektrolyseleistung von 10 zu 1 als mögliches Optimum mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit. Gesetzt den Fall, es stehen Flächen für 15 MW Photovoltaik zur Verfügung, würde dies eine Elektrolyseleistung von 1,5 MW bedingen, wenn ausschließlich auf den Direktbezug von Photovoltaik-Strom gesetzt werden muss. Auch beim erneuerbaren Strombezug über Power-Purchase-Agreements können ähnliche Restriktionen auftreten, die aber zumeist in der Netztopologie begründet sind. Zudem bedingt oftmals die aktuelle Netzsituation die Entscheidung für eine Wasserstoffproduktion, weil der erneuerbare Strom nicht ins Netz eingespeist werden kann. In solchen Situationen erscheint es zielführend, lokal mit Elektrolysekapazitäten <5 MW zu beginnen, die mit einem modular aufgebauten Ausbaukonzept erweitert werden können, wenn die Rahmenbedingungen dies erlauben bzw. erfordern.

Die zukünftige Bedeutung der Wasserstoffproduktion als Flexibilitätsoption im Stromsysteme sollte vor dem Hintergrund der avisierten hohen Photovoltaikleistungen nicht unterschätzt werden. Hier kann die Produktion von Wasserstoff, dessen Transport mittels Wasserstoffinfrastrukturen und Nutzung auch einen wichtigen Beitrag dazu leisten, die Dynamik des erforderlichen Hochlaufs der erneuerbaren Stromerzeugung zu ermöglichen bzw. aufrecht zu halten.

Generell wird für H₂-Hubs zur lokalen Wasserstoffversorgung eine Mindestelektrolysekapazität von 10 MW für erforderlich gehalten, sofern ausreichende Strommengen zur Verfügung stehen. Für lokale H₂-Hubs zur Versorgung mehrerer kleinerer Abnehmer wurde dabei 20 MW als Kapazitätsobergrenze angegeben, während einzelne Industriestandorte wie die Chemieindustrie an einem Standort allein 40 MW benötigten würden.

5. Welche Vorteile kann eine Vor-Ort-Produktion bieten?

Ein klarer Vorteil der Vor-Ort-Produktion wird in der Steigerung der Resilienz des Energiesystems gesehen, einerseits, weil die Elektrolyse das Stromsystem stabilisieren hilft, andererseits, weil man bis zu einem gewissen Grad unabhängig von Wasserstoff-Lieferungen von Dritten agieren kann.

Neben der Resilienz erscheint als entscheidendster Vorteil die Realisierungsgeschwindigkeit des Ausbaus dezentraler Lösungen. Da insbesondere der Mobilitätssektor schnelle Lösungen benötigt, erscheint hier die Kopplung der Vor-Ort-Elektrolyse mit der Wasserstoffbereitstellung an Tankstellen die attraktivste Lösung zu sein.

Sektorkopplung vor Ort direkt umsetzbar zu machen, ist ebenfalls ein Argument für die Vor-Ort-Erzeugung, wobei dies nicht nur die Kopplung des Stromnetzes mit der Wasserstofferzeugung und die damit verbundene Bereitstellung von Wasserstoff für andere Anwendungssektoren umfasst, sondern auch die Bereitstellung von Abwärme aus der Elektrolyse für Wärmenetze und damit einhergehend eine Steigerung der Flexibilität von Wärmenetzen hinsichtlich ihrer Wärmequellen.

Auch der Kostenfaktor Transport kann für die Elektrolyse vor Ort sprechen. Hier bedarf es fallbezogene Überprüfungen, um jeweils die wirtschaftlich attraktivste Lösung unter Berücksichtigung aller Faktoren wie Ausbaugeschwindigkeit, Wasserstoffqualität, Systemintegration, Kostenvor- oder -nachteile zu ermitteln.

6. Welche Betreibermodelle sind denkbar?

Als erstes „Modell“ kommt als Betreiber ein Einzelunternehmen mit hinreichend großem Bedarf in Frage. Dies wäre dann ein reines Eigenversorgungsmodell ohne H₂-Hub-Charakter, da keine Belieferung Dritter stattfindet.

Ein zweites „Modell“ sind Beteiligungskonzepte mit unterschiedlichen Partnern wie Tankstelleneigentümer/-betreiber, Betreiber von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen und Anwohner der Anrainerkommunen. Hier gibt es Erfahrungen mit unterschiedlichen Abstufungen der jeweiligen Konzepte, die in Abhängigkeit von den Gegebenheiten vor Ort genutzt werden können.

Ähnliche Ansätze werden bereits in verschiedenen Projekten verfolgt. Als Beispiele werden Wasserstoff-Allianzen mit mehr als 20 Partnern genannt, die vom regionalen Tankstellenbetreiber, über den Betreiber von Windenergieanlagen bis zum Projektierer von Photovoltaik-Anlagen ein breites Firmenspektrum abbilden. Zudem sind in diesem Fall die Stadtwerke mit einer Mehrheitsbeteiligung engagiert. Auch Bürgerbeteiligungen und regionale Investoren sind involviert.

Als drittes „Modell“ sind auch reine Betreibermodelle ohne eigene Wasserstoffbedarfe denkbar.

Auch genossenschaftliche Modelle kommen in Frage, insbesondere wenn der Gesellschaft bzw. den Bürger:innen vor Ort ein hohes Maß an Teilhabe ermöglicht werden soll.

Das Betreibermodell ist sehr individuell und je nach Standort und Abnahmestruktur verschieden. Der weitere Erfahrungsaustausch hierzu wird ausdrücklich begrüßt.

7. Welche Akteure müssen vernetzt werden, um einen Wasserstoff-Hub zu initiieren? Wie können diese gezielt rekrutiert und verknüpft werden?

Bereits für Eigenversorgungskonzepte mit Wasserstoff in der Industrie ist der Austausch mit verschiedenen Akteuren erforderlich, um ein Konzept erfolgreich zur Umsetzung bringen zu können. Zunächst muss mit dem Stromnetzbetreiber geklärt werden, ob die gewünschten Abnahmekapazitäten realisiert werden können. Dies steht im engen Zusammenhang mit der Sicherstellung der Stromlieferung, entweder über reine Eigenerzeugung, über den vollständigen Strombezug aus dem öffentlichen Netz über Power Purchase Agreements mit Betreibern von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen oder eine Kombination aus beidem. Hinzu kommen Gespräche mit den finanzierenden Banken, um tragfähige Finanzierungsmodelle zu entwickeln. Auch für Eigenversorgungskonzepte sollten bereits Gespräche mit dem Wasserversorger geführt werden, um hier ähnlich wie beim Stromnetzbetreiber, sicherzustellen, dass eine ausreichende Versorgung möglich ist.

H₂-Hubs sind dagegen mehr als Eigenversorgungskonzepte, die von Einzelunternehmen oder -akteuren allein realisiert werden können. Rein organisatorisch können diese beispielsweise über die Gründung einer GmbH zur Projektkoordination und zur Umsetzung des Baus aufgesetzt werden. Dies ermöglicht kurze Entscheidungswege und erlaubt eine hohe Flexibilität. Für die Realisierung des H₂-Hubs sind dabei ebenfalls die für Eigenversorgungskonzepte genannten Akteure relevant. Deren Einbindung sollte koordiniert und zielorientiert erfolgen. Darüber hinaus werden H₂-Hubs aber öffentlich wahrgenommen und es sind zusätzliche Akteure erforderlich, um schnell in die erfolgreiche Umsetzung zu kommen. So sind kommunale Akteure wie die Stadtverwaltung und/oder die Stadtwerke frühzeitig in die Planungen einzubeziehen. Auch mit dem zuständigen Regierungspräsidium sollte möglichst früh der Austausch gesucht werden, damit die Genehmigungsprozesse aktiv begleitet werden können und Herausforderungen schnell identifiziert werden. Mögliche Wasserstoffkunden sind einzubeziehen, wobei ihnen bereits ein hohes Maß an Verbindlichkeit der in Aussicht gestellten Wasserstofflieferung vermittelt werden muss. Je nach Gegebenheiten vor Ort, können dies Flottenbetreiber oder Industrie-

betriebe sein. Gerade KMU benötigen hier eine Unterstützung bei der Vernetzung. Diese kann beispielsweise über vorhandene Austauschplattformen wie H2BW geleistet werden. Zu einem bestimmten Zeitpunkt ist dann auch die Öffentlichkeit gezielt zu informieren und einzubinden. Hierzu gehören auch Informationskampagnen mit entsprechenden Angeboten zur Wissensvermittlung für das Handwerk, die die Umsetzung des Gesamtkonzepts unterstützen helfen.

Wichtig scheint auch der Austausch mit den Fernleitungsbetreibern, um eine langfristig ideale Einbindung des H₂-Hubs in eine Gesamtwasserstoffinfrastruktur zu gewährleisten und die Entwicklung konkurrierender Systeme zu vermeiden.

Um ein H₂-Hub zu initiieren, wird die gezielte Vernetzung ein wichtiger Erfolgsfaktor sein. Ziel ist auf Basis der Ergebnisse aus der Wasserstoffbedarfserhebung und deren geografischer Aufbereitung gezielt Regionen zu identifizieren, in denen H₂-Hubs entwickelt werden müssen. Die nächsten Schritte müssen dann eine gezielte Standortauswahl und ggf. eine Priorisierung umfassen und die Initialisierung der H₂-Hubs systematisch vorbereiten. Damit zeitnah der Markthochlauf für Wasserstofftechnologien ermöglicht wird, muss der Vorbereitung dann unmittelbar die Umsetzung folgen. Dies schließt den Abbau bestehender Realisierungshemmnisse ein.

8. Wo werden die größten Realisierungshemmnisse gesehen und wie kann diesen begegnet werden? Welche Anreize sind nötig?

Realisierungshemmnisse werden aktuell häufig darin gesehen, dass die zur Verfügung gestellte Förderung nicht am Zielbild des Gesamtsystems orientiert erfolgt und damit oftmals zu kurz greift. Als Beispiel sei die Förderung der Beschaffung von LKW mit Brennstoffzellenantrieben genannt, die keine Sattelaufleger umfasst, was für den Langstreckenschwerlastverkehr aber erforderlich wäre. Auch die häufig gewährte CAPEX-Förderung trifft die Bedürfnisse der Betreiber von H₂-Hubs nur teilweise. Durch die hohe Abhängigkeit von den Strombezugskosten erscheinen die Risiken für die Investition auch bei Gewährung einer CAPEX-Förderung oftmals zu hoch. Dem könnte durch die Gewährung einer OPEX-Förderung begegnet werden. Auch lange Bewilligungszeiträume für die Förderung erscheinen als Hemmnis, solange den Unternehmen eine Umsetzung ohne Förderung als zu risikobehaftet erscheint. Eine entsprechende Anpassung der Förderregularien und sofern möglich eine Beschleunigung der Prozesse würde die Entwicklung von H₂-Hubs deutlich unterstützen. Generell könnte es zielführend sein, Förderinstrumente zukünftig anders auszugestalten. Als Beispiel könnte der Inflation Reduction Act aus den USA dienen, bei dem sich die Höhe der Förderung abgestuft je nach eingesparter Menge an CO₂ bemisst.

Abseits vom Thema Förderung ist der langfristig gesicherte Strombezug aus erneuerbaren Energien häufig eine Herausforderung, ebenso wie die Verfügbarkeit ausreichender Flächen für die Entwicklung von H₂-Hubs und weiteren Infrastrukturen wie H₂-Tankstellen. Hier könnten die Bereitstellung landeseigener Flächen oder die Einführung eines Anreizsystems für Kommunen für die Bereitstellung kommunaler Flächen – sowohl für die erneuerbare Stromerzeugung als auch für die Wasserstoffbereitstellung – die Entwicklungen beschleunigen. Auch lange und aufwendige Genehmigungsprozesse können Vorhaben unnötig verzögern. Hier wird auch der hohe und nicht ausreichend gedeckte Personal- und Fachkräftebedarf insbesondere auch in der Verwaltung und den Genehmigungsbehörden als Hemmnis identifiziert. Ziel sollte es sein, die Situation über Ausbildungsprogramme und Unterstützung von lokalen Verwaltungsbehörden mittel- bzw. kurzfristig zu verbessern.

Ein weiteres Hemmnis besteht auf regulatorischer Ebene mit Blick auf den Zusatznutzen, den Elektrolyseanlagen für das Energiesystem leisten können. Elektrolyseure könnten Systemdienstleistungen erbringen und damit die Stabilität des Stromnetzes sichern helfen. Da es aktuell aber keinen ausreichenden Markt für Flexibilitätsoptionen im Stromsystem gibt, erlaubt der Einsatz von Elektrolyse für Redispatch-Maßnahmen keine entsprechenden Beiträge zu einem tragfähigen Business Case. Hier

bedürfte es entsprechender Anpassungen des regulatorischen Rahmens, um mit systemdienlichem Verhalten Erlöse erzielen zu können. Im Zuge der Diskussion über die Einführung eines Industriestrompreises für die energieintensive Industrie sollte auch die Gewährung eines speziellen Tarifs für die Wasserstofferzeugung als Rückfallposition zur Gewährleistung hoher Volllaststunden diskutiert werden. Dies stünde nicht im Widerspruch zu den Anforderungen des Delegierten Rechtsakts zur Produktion von grünem Wasserstoff, böte aber im Falle von witterungsbedingten Schwankungen der Strombereitstellung eine Möglichkeit, die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff für die Kunden innerhalb des vereinbarten Kostenrahmens zu gewährleisten.