

Forschungsbericht BWPLUS

## **Regionale, netzunabhängige Nutzung Erneuerbarer Energien**

von

Ulrike Balzow, Markus Jenne, Ludwig Jörissen, Günther Schlumberger, Simon Schwarz

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg  
Helmholtzstraße 8, 89081 Ulm

Förderkennzeichen: BWWB17001

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

Dezember 2017

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
1.1	Ausgangssituation und Aufgabenstellung.....	4
1.2	Stand von Wissenschaft und Technik.....	4
1.2.1	Wasserstoff als Energiespeicher und Kraftstoff .....	4
1.2.2	Eigenschaften von Wasserstoff als Energieträger .....	5
1.2.3	Herstellung von Wasserstoff.....	6
1.2.4	Nutzung von Wasserstoff .....	8
1.2.5	Brennstoffzellen .....	9
1.2.6	Aktivitäten Dritter zum Forschungsthema.....	10
2	Potentiale in der Region Ulm .....	13
2.1	Erzeugungspotentiale EE in der Region Ulm.....	13
2.2	Nutzungspotentiale Überblick.....	19
2.3	Fazit .....	20
3	Wirtschaftlichkeit verschiedener Nutzungsoptionen .....	21
3.1	Nutzung am Strommarkt .....	22
3.1.1	Power-to-Gas im Energiemarkt .....	22
3.1.2	Direkte Kopplung von Power-to-Gas mit erneuerbaren Energien .....	23
3.2	Direkte Nutzung in Industrie und Forschung.....	23
3.3	ÖPNV – Busverkehr .....	23
3.3.1	Luftbelastung in Ulm .....	23
3.3.2	Aktueller ÖPNV in Ulm.....	27
3.3.3	Elektrobusse im ÖPNV.....	27
3.3.4	Brennstoffzellenbusse im ÖPNV .....	28
3.3.5	Brennstoffzellenbusse in Wuppertal .....	28
3.3.6	Kosten von Brennstoffzellenbussen .....	30
3.3.7	Fördermöglichkeiten für Brennstoffzellenbusse .....	31
3.3.8	Einführung von Brennstoffzellenbusse in den ÖPNV .....	31
3.3.9	Elektro- oder Brennstoffzellenbusse in Ulm.....	32
3.4	ÖPNV – Schiene .....	33
3.4.1	geplante Schienenprojekte in Deutschland.....	33
3.4.2	Alstom Brennstoffzellen-Zug .....	35
3.4.3	Potential in der Region Ulm.....	35
3.5	Elektromobilität - PKW und Nutzfahrzeuge.....	36
3.5.1	Brennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge.....	38
3.5.2	Situation: Elektromobilität im Handwerk .....	39
4	Konzeptansätze .....	42

4.1	Energiespeicherung in Wasserstoff in Ulm .....	42
4.1.1	Anlagenaufbau und geometrischer Fußabdruck .....	43
4.1.2	Wirtschaftlichkeitsanalyse .....	45
4.1.3	Sensitivitätsbetrachtung .....	47
4.2	Nutzung regionalen Wasserstoffs an H <sub>2</sub> -Tankstellen .....	50
4.2.1	Randbedingungen zur Nutzung an H <sub>2</sub> -Tankstellen .....	50
4.2.2	Berechnung der maximal zulässigen Gestehungskosten .....	51
4.3	Konzeptbeschreibung und Fazit .....	52
5	Öffentlichkeitsarbeit bei Energieprojekten .....	54
6	Schlussfolgerung und Empfehlung .....	59
7	Abbildungsverzeichnis .....	60
8	Tabellenverzeichnis .....	61

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangssituation und Aufgabenstellung

Aus Wind- und Solarkraftwerken erzeugte elektrische Energie unterliegt starken regionalen, saisonalen und tageszeitlichen Schwankungen. Um die Belastung der Stromnetze bei fortschreitendem Ausbau von Wind- und Solarkraftanlagen gering zu halten, braucht es lokale Verwertungsstrategien für überschüssigen Strom aus erneuerbaren Energien.

Eine zentrale Rolle spielt dabei die Zwischenspeicherung von Energie in Form von Wasserstoff.

In der vorliegenden Studie wird geprüft, wie durch die Erzeugung von Wasserstoff vor Ort ein Überschuss an Strom aus erneuerbarer Energie mit möglichst geringer Belastung des Stromnetzes eingesetzt werden kann, um Kraftstoff für brennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge im ÖPNV oder für kommunale Mobilität zu gewinnen. Darüber hinaus werden Optionen zur Wiederverstromung z.B. zur Gewinnung von Regel- bzw. Ausgleichsenergie untersucht. Regionale Partner wie die Stadtwerke Ulm Neu-Ulm (SWU) wurden in die Erarbeitung einbezogen.

Ziel der Studie war die Prüfung mehrerer Umsetzungsideen und bei Interesse von potentiellen Projektpartnern die Entwicklung einer Idee zu einem Projektkonzept.

## 1.2 Stand von Wissenschaft und Technik

### 1.2.1 Wasserstoff als Energiespeicher und Kraftstoff

Seit der ersten Ölkrise in den 1970er Jahren rückt die Abhängigkeit von Rohöl und nachfolgend von fossilen Brennstoffen in die öffentliche Diskussion. Seit den 1990er Jahren besteht weitgehend wissenschaftlicher Konsens, dass die mit der Nutzung fossiler Brennstoffe verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen ursächlich für die gegenwärtig beobachtete Erderwärmung sind. Langfristig sind bei weltweit zunehmendem Energiebedarf eine Defossilisierung der Energieversorgung und ein zunehmender Einsatz erneuerbarer Energien zur Schonung der Ressourcen sowie zur Stabilisierung des Klimas erforderlich. Es ist weitgehend unumstritten, dass das Energieangebot aus Biomasse, Wasserkraft, Wind und Sonnenstrahlung ausreicht, einen großen Teil<sup>1</sup> des weltweiten Energiebedarfs im Jahresmittel zu decken. Allerdings fallen Erzeugung und Verbrauch aufgrund des stark diskontinuierlichen Angebots von Wind und Sonnenstrahlung zeitlich oft nicht zusammen. Ferner sind die besten Standorte für Wind- und Sonnenenergie räumlich oft weit entfernt von den Verbrauchszentren. Deshalb wird die zeitlich und örtlich bedarfsgerechte Bereitstellung von Energie bei einer weitgehenden Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energien zu einer Schlüsselherausforderung.

Erschwerend kommt hinzu, dass über Wind- und Sonnenenergie vorwiegend elektrischer Strom erzeugt wird, der im Gegensatz zu fossilen Brennstoffen oder Wärme nicht direkt speicherbar ist. Kurz- und mittelfristig kann das fluktuierende Angebot durch Lastmanage-

---

<sup>1</sup> Ram M., Bogdanov D., Aghahosseini A., Oyewo A.S., Child M., Fell H.-J., Breyer C. Global Energy System based on 100% Renewable Energy – Power Sector. Study by Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group. Lappeenranta, Berlin, November 2017

Henning H.-M., Palzer 100% Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg 2012

Klaus T., Vollmer C., Werner K., Lehmann H., Müschen K., 2050: 100% Erneuerbarer Strom Umweltbundesamt, Dessau, 2010

mentmaßnahmen bis hin zur Abregelung von Wind- und Solarkraftwerken oder durch den Ausbau der elektrischen Netze im Stromsektor untergebracht werden.

Mittel- und langfristig müssen jedoch Speicherkapazitäten aufgebaut werden, die zunächst eine kurzfristige Lastverschiebung über Stunden oder wenige Tage ermöglichen. Schlussendlich werden saisonale Speichermöglichkeiten errichtet werden müssen, mit deren Hilfe mehrere Wochen einer so genannten Dunkelflaute überbrückbar sind.

Die heute in Verwendung befindlichen Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher oder auch Batteriespeicher werden dieser Anforderung nicht gerecht. Die großtechnische Energiespeicherung erfordert einen mittels elektrischen Stroms erzeugten, speicherbaren chemischen Energieträger. Als solcher eignet sich Wasserstoff, der unter anderem durch die elektrolytische Zersetzung von Wasser hergestellt werden kann. Eine bedarfsgerechte Rückverwandlung in elektrischen Strom ist sowohl mittels thermischer Kraftwerke als auch besonders effizient mit Brennstoffzellen möglich. Der Einsatz von Wasserstoff aus regenerativer Energie beschränkt sich nicht ausschließlich auf die Stromerzeugung. Wasserstoff kann darüber hinaus zum Antrieb von Fahrzeugen, in Prozessen der Metall-, Chemie- und Lebensmittelindustrie sowie zur Erzeugung von Hochtemperaturwärme oder in der Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden. Diese Vielseitigkeit erleichtert die umfängliche Versorgung des Verkehrssektors, des industriellen Sektors, des Handels und des privaten Verbrauchs mit erneuerbarer Energie.

### 1.2.2 Eigenschaften von Wasserstoff als Energieträger

Wasserstoff ist in elementarer Form ein zweiatomiges, leicht entzündliches, ungiftiges, farb- und geruchloses Gas und erheblich leichter als Luft. Auf der Erde tritt er mit einer Häufigkeit von 0,12 % überwiegend chemisch gebunden in Wasser, Kohlenwasserstoffen, sonstigen organischen Verbindungen und Mineralen auf. Nennenswerte natürliche Vorkommen von elementarem Wasserstoff sind nicht bekannt. In der folgenden Tabelle sind einige physikalische Eigenschaften von Wasserstoff zusammengestellt:

Eigenschaft	Einheit	Wert
Dichte (gasförmig)	kg·Nm <sup>-3</sup>	0,0899
Dichte (flüssig)	kg·m <sup>-3</sup>	70,79
Schmelztemperatur	K	14,1
Siedepunkt	K	20,4
Unterer Heizwert	kWh·Nm <sup>-3</sup> (volumetrisch)	3,00
	kWh·kg <sup>-1</sup> (gravimetrisch)	33,33
	kWh·l <sup>-1</sup> (verflüssigt)	2,79
Oberer Heizwert	kWh·Nm <sup>-3</sup>	3,5

**Tabelle 1: Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff**

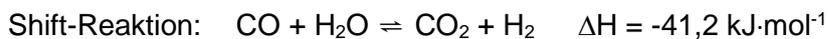
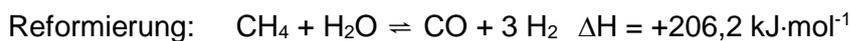
Verglichen mit anderen Brennstoffen ist die spezifische Energie von Wasserstoff mit 33,33 kWh·kg<sup>-1</sup> sehr hoch, während seine Energiedichte mit 3,0 kWh·Nm<sup>3</sup> eher gering ist. Zum Vergleich: Erdgas weist – je nach Herkunft - eine spezifische Energie im Bereich 10,6 bis 13,1 kWh·kg<sup>-1</sup> bei einer Energiedichte von 8,6 – 11,4 kWh·Nm<sup>3</sup> auf. Wasserstoff ist also ein leichter, aber sperriger Brennstoff.

Andererseits wird Wasserstoff seit Langem als universeller Energieträger einer zukünftigen, auf Strom aus nur intermittierend verfügbaren erneuerbaren Energien basierenden Energiewirtschaft diskutiert. Wasserstoff kann hierbei durch Wasserelektrolyse erzeugt und als gasförmiger Brennstoff in Gebäuden, als Kraftstoff in brennstoffzellenbetriebenen Elektrofahr-

zeugen sowie als Grundstoff einer regenerativen Petrochemie ohne Freisetzung von Schadstoffen genutzt werden.

### 1.2.3 Herstellung von Wasserstoff

Weltweit werden pro Jahr ca. 600 Mrd m<sup>3</sup> (ca. 54 Mrd. t) Wasserstoff überwiegend aus fossilen Rohstoffen wie Erdgas, Kohle oder Rohöl erzeugt und verarbeitet. Dampfreformierung von Erdgas ist das heute gebräuchlichste Verfahren zur Wasserstoffgewinnung. Hierbei wird Methan unter Energieaufnahme bei Temperaturen oberhalb von 750 °C mit Wasserdampf zu einer Mischung aus Kohlendioxid, Kohlenmonoxid und Wasserstoff gemäß der folgenden Teilreaktionen umgesetzt:

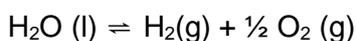


Die Wasserstoffausbeute kann durch zusätzliche, bei niedrigerer Temperatur betriebene Shift-Stufen erhöht werden. Abschließend muss der Wasserstoff durch einen Feinreinigungsprozess von restlichem CO, CO<sub>2</sub> und weiteren Verunreinigungen befreit werden. Anlagen zur Dampfreformierung von Erdgas sind im Leistungsbereich von wenigen Kilowatt bis hin zu Multi-Megawattanlagen verfügbar. Der Wirkungsgrad der Dampfreformierung liegt bezogen auf den unteren Heizwert des Erdgases bei ca. 70%. Die partielle Oxidation von Kohle, Erdölprodukten, Erdgas oder Biomasse stellt eine weitere Methode zur Wasserstoffherstellung dar.

Die Notwendigkeit zur Reduktion von Treibhausgasemissionen, knapper werdende fossile Rohstoffe und der Wunsch nach Verzicht auf Atomenergie erfordern langfristig eine Umstellung des Energiesystems zu erneuerbaren Energien. Neben der Umwandlung von Biomasse, steht vor allem elektrischer Strom aus Wasserkraft, Wind- und Sonnenergie zur Verfügung. Soll Wasserstoff als Baustein einer „erneuerbaren Energiewirtschaft“ eingesetzt werden, so wird die Wasserelektrolyse zu einer Schlüsseltechnologie.

Die elektrolytische Wasserspaltung wurde zu Beginn des neunzehnten Jahrhunderts entdeckt. Zu Beginn des zwanzigsten Jahrhunderts waren bereits mehrere hundert Elektrolyseure im industriellen Einsatz. Ein erster Großelektrolyseur mit einer Wasserstofferzeugung von 10.000 Nm<sup>3</sup>·h<sup>-1</sup> ging im Jahr 1939 in Betrieb. Im Jahr 1948 gelang der Bau eines Druckelektrolyseurs. Waren bislang alkalische Elektrolyseure die Technologie der Wahl, wurden im Jahr 1966 erstmalig Polymerelektrolytmembranen eingesetzt. In den 1970er Jahren begannen schließlich Entwicklungsarbeiten zu keramischen Hochtemperaturelektrolyseuren sowie fortschrittlichen alkalischen Elektrolyseuren.

Die elektrolytische Spaltung von Wasser erfolgt nach der folgenden Gleichung:



Elektrischer Strom wird mittels zweier katalysatorbeschichteter Elektroden in Gegenwart von Wasser durch einen Elektrolyten geleitet. Nach Überschreiten der Zersetzungsspannung bildet sich Wasserstoff an der negativen Elektrode, Sauerstoff wird an der positiven Elektrode frei. Der Stand der Technik wird in <sup>2</sup> beschrieben. Die technisch eingesetzten Elektrolyseverfahren unterscheiden sich vor allem durch den eingesetzten Elektrolyten sowie durch den Betriebsdruck und die Betriebstemperatur. Folgende Elektrolyten werden eingesetzt:

- Wässrig alkalische Elektrolyten
- Polymermembranelektrolyten

<sup>2</sup> Smolinka, Garche, 2011; Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien

- Keramische Feststoffelektrolyten

### **Alkalische Elektrolyse**

ist die heute am weitesten verbreitete und kostengünstigste Technik. Hierbei dient wässrige Kalilauge als Elektrolyt. Die Elektroden bestehen häufig aus katalysiertem Nickel oder vernickeltem Stahl, die durch ein mikroporöses Diaphragma getrennt sind. Alkalische Elektrolyseure werden für gewöhnlich bei Temperaturen um 80 °C und Drucken bis ca. 30 bar betrieben. Typische Stromdichten betragen 200 – 400 mA·cm<sup>-2</sup>. Industriell hergestellte Elektrolyseure werden modular mit Wasserstofferzeugungsraten von 1 Nm<sup>3</sup>·h<sup>-1</sup> bis ca. 750 Nm<sup>3</sup>·h<sup>-1</sup> aufgebaut. Der zur Herstellung von 1 Nm<sup>3</sup> Wasserstoff erforderliche Energieaufwand reicht von ca. 5 kWh für kleine Elektrolyseure im Druckbetrieb bis ca. 4,1 kWh für drucklos betriebene Großelektrolyseure. Bezogen auf den unteren Heizwert ergeben sich so Wirkungsgrade zwischen 60 % und 73 %. Alkalische Elektrolyseure gelten als langlebig. Revisionszyklen sind alle 7 bis 12 Jahre fällig. Verfügbarkeiten in industriellen Anwendungen von 98% werden berichtet. Alkalische Elektrolyseure können mit fluktuierender Stromzufuhr sowie in Teillast mit 20-40 % ihrer Nennlast betrieben werden. In diesem Fall muss mit einer geringeren Gasqualität durch stärkeren Übertritt von Sauerstoff in Wasserstoff und umgekehrt gerechnet werden.

### **PEM-Elektrolyseure**

nutzen gewöhnlich eine saure Ionentauschermembran als Elektrolyt. Bis vor wenigen Jahren waren nur vergleichsweise kleine Anlagen mit einer Wasserstoffproduktion von 1 Nm<sup>3</sup>·h<sup>-1</sup> bis 30 Nm<sup>3</sup>·h<sup>-1</sup> verfügbar. In jüngster Zeit wurden PEM-Elektrolyseanlagen mit einer Wasserstoffproduktionsrate von 1.000 Nm<sup>3</sup>·h<sup>-1</sup> errichtet. PEM-Elektrolyseure stellen hohe Anforderungen an das Speisewasser, da Kationen sich in der Membran einlagern und deren Eigenschaften degradieren. Die sauren Eigenschaften der Elektrolytmembran erfordern den Einsatz edelmetallhaltiger Katalysatoren und besonders korrosionsfester Elektrodenwerkstoffe. Auf Stapelebene beträgt der Energieaufwand zur Wasserstoffherstellung ca. 4.1 kWh·Nm<sup>-3</sup>, was einem Wirkungsgrad von 73% bezogen auf den unteren Heizwert des Wasserstoffs entspricht. Druckbetrieb von PEM-Elektrolyseuren ist möglich. Infolge der vergleichsweise gasdichten Membran sind auch nennenswerte Druckdifferenzen zwischen Wasserstoff- und Sauerstoffseite erlaubt, so dass Wasserstoff unter Drucke erzeugt werden kann während Sauerstoff drucklos in die Atmosphäre entweicht. Die Gasqualität im Teillastbereich nimmt bei PEM-Elektrolyseuren nicht so stark ab wie im Fall alkalischer Elektrolyseure. PEM-Elektrolyseure sind ebenfalls in der Lage stark fluktuierenden Lasten zu folgen. Hinsichtlich der zu erwartenden Lebensdauer wurden in den letzten Jahren Fortschritte erzielt, man verfügt jedoch nicht in gleichem Maße über Betriebserfahrung wie im Fall der alkalischen Elektrolyseure. Infolge der teureren Werkstoffe sind die Kapitalkosten der PEM-technologie im Vergleich zu alkalischen Elektrolyseuren höher.

### **Hochtemperaturelektrolyseure**

basieren auf einem keramischen Elektrolyten, der bei 800 bis 1.000 °C arbeitet. Eine wesentliche Eigenschaft der Hochtemperaturelektrolyse ist die Möglichkeit Hochtemperaturwärme einzukoppeln und dadurch den elektrischen Energiebedarf zu senken. Die Eignung der Technologie unter sich schnell ändernden Lastverhältnissen muss noch gezeigt werden. Ob ein autothermer Betrieb ohne Einkopplung einer externen Wärmequelle energetische Vorteile gegenüber Niedertemperaturverfahren bringt, muss ebenfalls noch gezeigt werden. Hochtemperaturelektrolyseure befinden sich aktuell im Forschungs- oder Prototypenstadium, daher sind derzeit keine Produkte am Markt verfügbar.

### **Pilotprojekte**

Im Folgenden werden einige Pilotprojekte zur Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien dargestellt.

Im Audi e-Gas-Projekt wird in einer 6 MW alkalischen Elektrolyseanlage unter Verwendung von Ökostrom Wasserstoff erzeugt und mit CO<sub>2</sub> aus einer benachbarten Biogasanlage zu synthetischem Methan umgesetzt, welches ins Erdgasnetz eingespeist wird.

Ein weiteres Anwendungsbeispiel eines alkalischen Elektrolyseurs ist das Projekt Windgas Falkenhagen. Hier ist der Elektrolyseur an einen Windpark gekoppelt. Seit 2013 wird in einer modular aufgebauten 2 MW-Anlage Wasserstoff erzeugt und ins Erdgasnetz eingespeist. Die Anlage konnte auf die Anforderungen des Strommarkts reagieren und im Sekundärregelenergiemarkt eingesetzt werden. Aktuell wird sie nach einer Betriebspause um eine Methanisierungsstufe erweitert.

Im Projekt Windgas Hamburg wird ein modularer 1-MW PEM-Elektrolyseur zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt. Die Anlage ging 2015 in einen ca. einjährigen Probetrieb. Das erzeugte Gas wurde ins Erdgasnetz eingespeist.

Im Projekt Energiepark Mainz wird die Netzintegration erneuerbarer Energien und deren Speicherung im Gasnetz erprobt. Hierzu ging im Jahr 2015 ein modular aufgebauter 6 MW-PEM-Elektrolyseur in Betrieb. Neben der Energiespeicherung erbringt die Anlage auch Systemdienstleistungen im Stromnetz, zum Beispiel die Bereitstellung von Regelenergie durch Lastverschiebung.

Beispiele für die Möglichkeit zur Ankopplung des Verkehrssektors sind die in Hamburg befindlichen Wasserstoff-Tankstellen Hamburg Hafencity und Power-2Hydrogen, die Wasserstofftankstelle Tankstelle Stuttgart Talstraße und die Multienergietankstelle H2BER.

#### **1.2.4 Nutzung von Wasserstoff**

Schwerpunkte der industriellen Nutzung bilden die Ammoniakgewinnung sowie der Einsatz in der chemischen Industrie und in Raffinerien. Weitere Einsatzfelder finden sich in der Elektroindustrie, der Metall und Glasverarbeitung sowie in der Lebensmittelindustrie. Teile des in chemischen Prozessen als Nebenprodukt anfallenden Wasserstoffs werden als Heizgas eingesetzt. In der Energiewirtschaft spielt Wasserstoff aktuell keine nennenswerte Rolle. Als technisches Gas kommen nur geringe Mengen des insgesamt in der chemischen Industrie anfallenden Wasserstoffs in den Handel.

Der größte Teil der weltweiten Wasserstoffherzeugung wird für die Ammoniaksynthese verwendet. Ammoniak ist ein wichtiger Chemierohstoff unter anderem zur Herstellung von Düngemitteln. Er wird durch direkte Umsetzung von Stickstoff aus der Luft mit Wasserstoff hergestellt. Ein weiteres, wichtiges Basisprodukt der chemischen Industrie ist Methanol, das durch Umsetzung von CO<sub>2</sub> mit Wasserstoff hergestellt werden kann.

Das zweitbedeutendste Einsatzfeld von Wasserstoff ist seine Verwendung in Raffinerien und der petrochemischen Industrie. Zunehmende Umweltauflagen erfordern die umfangreiche Abtrennung von Schwefel aus Rohölprodukten. Dies geschieht durch Umsetzung der im Öl vorhandenen schwefelhaltigen Verbindungen mit Wasserstoff zu H<sub>2</sub>S und dessen nachfolgender Oxidation zu elementarem Schwefel. Wasserstoff dient auch zur Entfernung von stickstoffhaltigen Verbindungen aus Raffinerieprodukten, sowie zur Umwandlung schwerflüchtiger Kohlenwasserstoffe zu Treibstoffen mittels Hydrocracken. Da Raffinerien Wasserstoff heute überwiegend durch Reformierung leichter Kohlenwasserstofffraktionen oder Erdgas erzeugen, kann die Verwendung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff in Raffinerieprozessen den CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Verkehrssektors indirekt senken. Synthetische, aus CO<sub>2</sub> und Wasserstoff hergestellte Flüssigkraftstoffe können ebenfalls einen Beitrag zur Defossilisierung des Verkehrssektors, vor allem des Flugverkehrs, liefern.

Bei der Herstellung pulvermetallurgischer Bauteile dient Wasserstoff als Schutzgas ebenso wie bei der Herstellung von Floatglas. Prinzipiell kann Wasserstoff auch als Reduktionsmittel bei der Stahlherstellung eingesetzt werden. Hierbei muss jedoch sein Einfluss auf die erzeugte Stahlqualität berücksichtigt werden.

Ein wichtiges zukünftiges Einsatzfeld von Wasserstoff ist die Verwendung als Treibstoff im Straßenverkehr. Die technische Machbarkeit wurde in vielen Versuchsfahrzeugen sowohl mit Verbrennungsmotor als auch mit Brennstoffzellen gezeigt. Elektrofahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb bieten bei Verwendung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien die Möglichkeit des emissionsfreien Fahrens.

### 1.2.5 Brennstoffzellen

In Brennstoffzellen wird Wasserstoff mit Luftsauerstoff ohne Emission von Schadstoffen direkt in elektrischen Strom und Wärme umgesetzt. Der Umweg über eine Wärme-Kraft-Maschine entfällt. Brennstoffzellen kategorisiert man nach dem verwendeten Elektrolyten und ihrer Betriebstemperatur.

Brennstoffzellentyp	Elektrolyt	Typische Betriebstemperatur	Anwendungsfelder
Alkalische Brennstoffzelle (AFC)	Wässrige Kalilauge	ca. 80 °C	Stromversorgung
Polymermembran Brennstoffzelle (PEFC)	Ionenleitendes Polymer	ca. 80 °C	Fahrzeugantrieb Kraft-Wärme-Kopplung Stromversorgung
Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)	Phosphorsäure	ca. 180 °C	Stromversorgung
Schmelzkarbonat Brennstoffzelle (MCFC)	Salzschmelze	ca. 650 °C	Stromversorgung Kraft-Wärme-Kopplung
Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)	Ionenleitende Keramik	700 - 1.000 °C	Stromversorgung Kraft-Wärme-Kopplung

**Tabelle 2: Brennstoffzellentypen**

Alle in Tabelle 2 genannten Brennstoffzellentypen können prinzipiell mit Wasserstoff betrieben werden. Die hohe Betriebstemperatur von MCFC und SOFC ermöglicht jedoch eine interne Reformierung von Kohlenwasserstoffen, so dass der damit verbundene Wärmeverbrauch in das Wärmemanagement der Anlagen integriert wird. MCFC und SOFC werden daher vorwiegend mit Kohlenwasserstoffen als Brennstoff eingesetzt. Die Verbreitung alkalischer Brennstoffzellen (AFC) wird durch ihre vergleichsweise geringe Leistungsdichte behindert, außerdem sind sie teilweise empfindlich gegen atmosphärisches CO<sub>2</sub>. Phosphorsaure Brennstoffzellen werden in Kombination mit einem Erdgasprozessor für die sichere Stromversorgung eingesetzt. Allerdings weisen auch sie eine vergleichsweise geringe Leistungsdichte auf.

Von den genannten Technologien sind Polymermembran Brennstoffzellen (PEFC) für den Einsatz im Wasserstoff-Luft-Betrieb am besten geeignet. Neben mehreren tausend mit PEFC betriebenen PKW, gibt es weitere Anwendungsfelder für den Antrieb von Bussen und Flurförderzeugen, in der sicheren Stromversorgung sowie in der Kraft-Wärme-Kopplung. Alles in allem hat sich in den letzten Jahren eine Landschaft an Komponentenherstellern, Systemintegratoren und Anwendern für PEFC entwickelt.

Die Entwicklung von PEFC-Systemen für den Fahrzeugantrieb wirkt dabei als Technologietreiber. Das Brennstoffzellensystem des im Jahr 1994 vorgestellten NECAR 1 benötigte noch den gesamten Laderaum eines MB 100 Transporters. Innerhalb von wenigen Jahren konnte die Leistungsdichte der Brennstoffzellen so weit gesteigert werden, dass die immer kompak-

ter werdenden Systeme mittlerweile im "Motorraum" von Personenkraftwagen untergebracht werden können. Die zugehörigen Brennstoffzellenstapel weisen Leistungsdichten von mehr als  $4 \text{ kW}\cdot\text{l}^{-1}$  auf. Auch die anfangs prohibitiv hohe Edelmetallbeladung konnte auf weniger als  $0,4 \text{ g}\cdot\text{kW}^{-1}$  gesenkt werden. Weitere Verringerungen sind möglich. Durch Verbesserungen in der Membranchemie und ein tieferes Verständnis des Einflusses der Betriebsbedingungen auf Membran und Katalysatoren konnte die Lebenserwartung der Systeme auf ca. 5.000 Stunden erhöht werden. Brennstoffzellenfahrzeuge überstehen sowohl Starts bei Temperaturen bis  $-30 \text{ }^\circ\text{C}$  und den Betrieb unter trockenem, wüstenartigen Klima.

### 1.2.6 Aktivitäten Dritter zum Forschungsthema

Der gesellschaftliche Energiebedarf wird in der amtlichen Statistik in die Sektoren Industrie, Verkehr, Haushalte sowie Gewerbe Handel und Dienstleistungen eingeteilt<sup>3</sup>. Aus Nutzungssicht können die Sektoren Elektrizität, Wärme und Mobilität unterschieden werden. Der Wärmesektor seinerseits gliedert sich in Niedertemperaturwärme (Raumwärme und Warmwasser) sowie Hochtemperaturwärme bzw. Prozesswärme.

Bisherige Veröffentlichungen nehmen die Notwendigkeit zur Sektorenkopplung der Bereiche Elektrizität, Wärme und Verkehr eher auf globaler, nationaler oder zumindest Länderebene in den Blick. Zu nennen sind exemplarisch:

- BMVBS (Hrsg.): Strategische Einbindung regenerativer Energien in regionale Energiekonzepte - Wertschöpfung auf regionaler Ebene, BMVBS-Online-Publikation 18/2011
- Elsner, Peter et al. (Hrsg.): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien - Szenarien - Systemzusammenhänge (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015
- Albrecht, Uwe et al. Kommerzialisierung der Wasserstofftechnologie in Baden-Württemberg. Stuttgart : e-mobil BW, 2016.
- Vanhoudt, Wouter et al. Power-to-Gas - Short term and long term opportunities to leverage synergies between the electricity and transport sectors through power-to-hydrogen. Ottobrunn / Brüssel, 2016.
- Schütz, Stefan und Härtel, Philipp. Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger - Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien. Dessau, 2016.
- Quasching, Volker. Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderung an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Berlin, 2016.

Das Land NRW hat zur Bündelung der Kompetenzen zur Transformation des Energiesystems die Plattform Sektorenkopplung <http://www.energieagentur.nrw/tool/sektorenkopplung/> geschaffen.

Den Herausforderungen fluktuierend einspeisender erneuerbarer Energien kann mit Flexibilitätsoptionen im Strommarkt, durch Lastmanagement, durch direkte Nutzung von Strom in nicht originären Stromanwendungen wie Fahrzeugantrieb oder Heizwärmegewinnung und schlussendlich durch Kurz- und Langfristspeicherung begegnet werden<sup>4</sup>. Eine Option der Langfristspeicherung von Elektrizität ist deren Umwandlung in Wasserstoff, der seinerseits

<sup>3</sup> <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren>

<sup>4</sup> Ausfelder et al. Sektorenkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2017.

weiter in synthetische Kohlenwasserstoffe, vor allem Methan oder flüssige Brennstoffe bzw. Kraftstoffe wie Diesel oder Kerosin gewandelt werden kann. Zunehmende Anforderungen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Quellen ziehen automatisch einen zunehmenden Strombedarf aus erneuerbaren Energien nach sich. Aus Kosten- und Wirtschaftlichkeitsgründen wird dieser bevorzugt aus Wind- und Solarenergie gedeckt werden müssen. Eine wichtige, flankierende Maßnahme ist eine faire Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Emissionen über alle Sektoren des Energiebedarfs.

In den Jahren 2000 bis 2016 stieg<sup>5</sup> der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland von knapp 6% auf 29%. Im Jahr 2016 basierten Rund 27% der erneuerbaren Stromerzeugung auf Biomasse, deren Nutzung nicht beliebig ausgebaut werden kann. Wasserkraft stellte knapp 11% der Stromerzeugung. Im Verkehrs- und Wärmesektor spielen erneuerbare Energien eine geringere Rolle, wobei hier der Einsatz von Biomasse dominiert.

Der Energiebedarf der Sektoren Wärme und Mobilität wird im Wesentlichen durch fossile Brennstoffe beziehungsweise Kraftstoffe gedeckt. Zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme stehen in beschränktem Ausmaß Biobrennstoffe sowie Solarwärme zur Verfügung. Die solare Erzeugung von Hochtemperaturwärme ist in Deutschland Versuchsanlagen vorbehalten.

Die Energiebereitstellung im Mobilitätssektor muss während der Fahrt erfolgen. Aus diesem Grund ist es zwingend notwendig den Energievorrat an Bord mitzuführen. Ausnahmen sind oberleitungsgebundene Fahrzeuge. Erneuerbare Energien werden im Mobilitätssektor überwiegend durch Biokraftstoffe bereitgestellt.

In der konventionellen Energiewirtschaft wird Elektrizität nahe den Verbrauchszentren erzeugt. Dies geschieht zur Minimierung der elektrischen Transportverluste. Darüber hinaus existieren Großkraftwerke, die eine überregionale Stromversorgung ermöglichen. Diese sind in der Nähe der Brennstoffvorkommen (Braunkohle) oder in weniger dicht besiedelten Gegenden (Kernkraftwerke) angesiedelt. Stromerzeuger und -verbraucher sind durch elektrische Netze auf verschiedenen Spannungsebenen miteinander verbunden. Auf der Hochspannungsebene wird ein Stromtransport auch über weite Strecken ermöglicht. Nachgelagert sind Mittelspannungsnetze und Verteilnetze. Die elektrischen Netze sind auf eine Stromflussrichtung von höheren zu niedrigeren Spannungsebenen ausgelegt. Die Einspeisung großer Kraftwerke erfolgt hauptsächlich auf der Hochspannungsebene. Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien speisen dagegen gewöhnlich auf niedrigeren Spannungsebenen ein, wobei sich in den Verteilnetzen die Stromflussrichtung zeitweise umdrehen kann. Prinzipbedingt müssen Erzeugung und Verbrauch in den elektrischen Netzen zu jeder Zeit exakt ausgeglichen sein. Aktuell wird das durch eine Anpassung des Stromangebots und der –nachfrage sowie durch Einsatz bestehender Stromspeicher wie z.B. Pumpspeicherkraftwerken, die eine Leistung von 6,4 GW über ca. 6 Stunden bereitstellen können, bewerkstelligt. Der Leistungsbedarf im deutschen Netz beträgt tagsüber ca. 80 GW bei einem täglichen Energieumsatz von 1.600 GWh im Jahresmittel.

Elektrizität kann grundsätzlich in allen Sektoren eingesetzt werden. Bei der aktuellen Zusammensetzung des deutschen Strommixes ist die damit in den Sektoren Mobilität und Wärme verbundene CO<sub>2</sub>-Freisetzung in der Regel höher als bei direktem Einsatz von Brennstoffen. Mit Zunahme emissionsfreier Stromerzeuger wird sich diese Situation mittel- und langfristig verändern. Die direkte Nutzung von Elektrizität aus fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien hängt von der Gleichzeitigkeit von Angebot und Nachfrage ab. Dies ist in der Regel nicht gewährleistet. Vor allem da die Zentren der regenerativen Stromerzeugung räumlich weit getrennt von den Verbrauchszentren sind. Durch einen Ausbau der elektrischen Netze kann die Situation entschärft werden. Lastmanagement kann den

---

<sup>5</sup> <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromerzeugung-erneuerbar-konventionell#textpart-3>

direkten Nutzungsgrad z.B. im Wärme oder Verkehrssektor durch Nutzung der dort ohnehin verfügbaren Speicher erhöhen.

Mit steigendem Anteil fluktuierender Erzeugung werden die Zeiten mit lokal überschüssigem Stromangebot zunehmen. Dem kann durch Netzausbau, Abregeln, Stromverkauf ins angrenzende Ausland oder durch Speichern begegnet werden. Ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage kann über wenige Stunden zunächst durch den Einsatz weiterer Kurzzeitspeicher wie Akkumulatoren erfolgen. Bei überwiegender Speisung des Strombedarfs aus erneuerbaren Energien wäre in Deutschland die Überbrückung einer ca. dreiwöchigen sogenannten "Dunkelflaute" aus einem saisonalen Speicher erforderlich. Für die Speicherung von Energiemengen dieser Größe auch über längere Zeiten bietet sich die synthetische Herstellung von Brennstoffen bzw. eines Kraftstoffen aus elektrischem Strom an.

Am Beginn der Herstellung synthetischer Brenn- bzw. Kraftstoffe steht die Erzeugung von Wasserstoff aus elektrischem Strom mittels Elektrolyse. Da gegenwärtig eine Infrastruktur zur Speicherung und Verteilung von Wasserstoff nicht in dem für energiewirtschaftliche Zwecke nötigen Ausmaß zur Verfügung steht, werden verschiedene Optionen zur Nutzung bestehender Infrastruktur diskutiert. Hierzu kann die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz oder die Erzeugung synthetischer gasförmiger oder flüssiger Brennstoffe dienen. Dafür muss neben Wasserstoff zusätzlich eine Kohlenstoffquelle – in der Regel in Form von CO<sub>2</sub> – bereitgestellt werden. Die großmaßstäbliche Erzeugung flüssiger Kraftstoffe mittels Fischer-Tropsch-Verfahren in industriellen Anlagen ist Stand der Technik. Der Wasserstoffbedarf dieser Anlagen ist jedoch so hoch, dass die Erzeugungskapazität eines typischen Wind- oder Solarparks zu deren Versorgung nicht ausreicht. Die Skalierung des Fischer-Tropsch-Prozesses auf eine für den Einsatz von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien passende Anlagengröße ist Gegenstand laufender Forschungsarbeiten.

Die Umwandlung von Wasserstoff zu synthetischem Methan in relevanter Größenordnung wurde unter Verwendung verschiedener Elektrolyseurtechnologien in Forschungs- und Demonstrationsprojekten gezeigt. Das in diesen Projekten zur Methanisierung benötigte CO<sub>2</sub> wird in der Regel aus Biogas bereitgestellt. Die Reaktion erfolgt entweder über eine thermische Synthese oder durch Einspeisen von Wasserstoff in eine mit speziellen Kulturen besetzte Biogasanlage. Eine Übersicht über laufende und abgeschlossene Projekte ist über die Strategieplattform "Power-to-Gas"<sup>6</sup> zugänglich.

Im Gegensatz zu den aufgeführten Projekten beleuchtet die vorgeschlagene Studie die konkreten Potenziale auf regionaler Ebene, ohne die übergeordneten Randbedingungen außer Acht zu lassen. Anhand einer Potenzialanalyse werden im Energiemarkt nicht wirtschaftlich unterzubringende Stromerzeugungskapazitäten erfasst und die technischen und wirtschaftlichen Optionen analysiert, diese Energiemengen in Form von Wasserstoff oder daraus abgeleiteten Brennstoffen oder Kraftstoffen zu vermarkten.

---

<sup>6</sup> <http://www.powertogas.info/>

## 2 Potentiale in der Region Ulm

In diesem Kapitel wird untersucht, welche Potenziale an erneuerbarem Strom in Ulm und Umgebung zur Verfügung stehen. Von Bedeutung ist dabei nicht ein theoretisch mögliches Potenzial, sondern die Erhebung des Status quo und nach Möglichkeit eine Abschätzung des zukünftigen, realisierbaren Potenzials.

Aktuell befinden wir uns in einer Übergangszeit, die dadurch gekennzeichnet ist, dass in einer multikriteriellen Betrachtung unter energetischer, wirtschaftlicher, technischer und klimapolitischer Sinnhaftigkeit die Stromnutzung und die Bewertung des Stromangebots in den Blick genommen werden sollte. Generell gilt, dass regenerativ erzeugter Strom so lange wie möglich direkt genutzt werden sollte. Erst wenn entweder kein weiterer Bedarf besteht (bilanzieller Überschuss) oder die Integration von Strom ins elektrische Netz am Einspeisepunkt nicht möglich ist (lokaler Überschuss) kann diese regenerative Energiemenge als überschüssig und nicht anderweitig nutzbar betrachtet werden. Um Technologien, die heute noch nicht verfügbar sind, aber zukünftig gebraucht werden, erproben und in den Markt einführen zu können, müssen allerdings Ausnahmen von dieser Regel gemacht werden und bereits jetzt Anlagen aufgebaut und betrieben werden, die für die Transformation des Energiesystems Voraussetzung sind. Ein Beispiel ist die Wasserstofferzeugung und anschließende Nutzung als Kraftstoff. Auch wenn beim heutigen regenerativen Stromangebot kein Überschussstrom vorhanden ist, ist die Technologie zukünftig relevant, weswegen sie erprobt werden muss und ein Weg zur Marktverfügbarkeit aufgezeigt und gegangen werden sollte.

### 2.1 Erzeugungspotentiale EE in der Region Ulm

Der Einsatz von Power-to-X ermöglicht es elektrische Energie aufzunehmen und in einen speicherbaren, transportierbaren und weiterverarbeitbaren chemischen Energieträger zu wandeln (Wasserstoff, Methan, langkettige Kohlenwasserstoffe etc.). Damit ein Zugewinn aus Umweltsicht eintritt müssen in der Regel zwei Voraussetzungen erfüllt sein:

- Einsatz von regenerativen Energien (Strom aus erneuerbaren Energien)
- Vorhandener Energieüberschuss, d.h. die direkte Nutzung des Stroms ist in diesem Moment nicht möglich (→ zeitlicher, örtlicher und bilanzieller Überschuss).

Anhand einer Literaturrecherche wurde der Status quo in Bezug auf das Angebot an regenerativen Energien in Ulm und der Region Ulm in einem zweistufigen Verfahren analysiert und bewertet.

Stufe 1: EE-Erzeugungspotenzial in Ulm und der Region Ulm

Stufe 2: Betrachtung der Nutzungs- und Überschusssituation

Beide Analysen wurden für den Zeitpunkt heute (Stand 2017) und im Ausblick für die Zeit nach dem Jahr 2030 durchgeführt.

Folgende Quellen wurden untersucht:

- MARTINA KLÄRLE. GIS-gestützte Standortanalyse für Photovoltaik- und thermische Solaranlagen mittels Laserscannerdaten. Ulm: Steinbeis-Transferzentrum Geoinformations- und Landmanagement, 2013.
- STADT ULM. Klimaschutzkonzept Ulm. Ulm, 2014.
- ROLAND MÄCKLE und FRANZISKA WOLF. Potentialanalyse Landkreis Alb-Donau-Kreis. Regionale Energieagentur Ulm gGmbH, 2015.
- ENERGIECONSULTING HEIDELBERG. Integriertes kommunales Energiekonzept für die Stadt Ulm. Heidelberg, 1996.

## Kurzzusammenfassung der Ergebnisse aus "GIS-gestützte Standortanalyse für Photovoltaik- und thermische Solaranlagen mittels Laserscannerdaten" <sup>7</sup>

Im Rahmen des SUN-AREA-Projektes wurde eine flächendeckende und exakte Berechnung des solaren Dachflächenenergiepotenzials für die Stadt Ulm erstellt. Durch hochaufgelöste Laserscannerdaten wurde das solare Ertrags-Potenzial analysiert. Berücksichtigt wurden dabei Dachflächen im Stadtgebiet und zur detaillierten Potenzialerfassung zusätzlich die Dachneigung, -ausrichtung, vorhandene Verschattungen erfasst und ansetzbare Globalstrahlungswerte ermittelt. Auf Basis dieser 3-dimensionalen Untersuchung wurde ein digitales Oberflächenmodell erstellt.

Die Solardach-Potenzialanalyse umfasste das Stadtgebiet von Ulm mit einer Fläche von 118,69 km<sup>2</sup>. Die erfassten Dachflächen wurden anhand der zusätzlich aufgenommenen Kriterien (Neigung, Ausrichtung, Verschattung) in vier Kategorien gruppiert (sehr gut, gut, bedingt und nicht geeignet). Die Ergebnisse wurden in ein Gesamtpotenzial, wie in Tabelle 3 zu sehen, zusammengefasst. Der Stromertrag, die installierbare Leistung und das Investitionsvolumen sind abhängig der eingesetzten Technologie und des Zeitpunktes der Investition. Durch technischen Fortschritt verändern sich die Annahmen kontinuierlich. Gerade die Preise für Solarmodule sind in den letzten Jahren erheblich gefallen, sodass Stand 2017 die Annahmen aus 2013 als überholt angesehen werden können. Dennoch bietet die Analyse eine sehr gute Basisannahme. Als Benchmark und Potenzialabschätzung für den Stromertrag werden die Ergebnisse mit einem Wirkungsgrad von 15% angenommen.

Eignung	Anzahl Gebäude	PV-Fläche in m <sup>2</sup>	Stromertrag in kWh/a		Leistung in kW <sub>peak</sub> (7m <sup>2</sup> /kW)	Investitionsvolumen in € (2.500€/kW)
			(η 15%)	(η 9%)		
sehr gut	14.173	1.720.791	220.423.151	173.782.785	245.827	614.568.170
gut	10.853	1.697.568	199.816.495	168.802.944	242.510	606.274.187
bedingt	4.648	364.698	37.627.415	24.271.063	52.100	130.249.134
<b>Summe</b>	<b>29.674</b>	<b>3.783.057</b>	<b>457.867.061</b>	<b>366.856.792</b>	<b>540.437</b>	<b>1.351.091.491</b>

**Tabelle 3: Ergebnis der PV-Solarpotenzialanalyse in der Stadt Ulm <sup>7</sup>**

In Relation zum Gesamtdachflächenpotenzial eignen sich in Ulm 55% der Dachflächen mindestens bedingt oder sogar gut / sehr gut für PV. Eine Auswertung der EEG-Anlagenstammdaten der Transportnetzbetreiber Amprion<sup>8</sup> und Transnet BW<sup>9</sup> ergab für den Verteilnetzbetreiber Stadtwerke Ulm eine installierte PV-Leistung von 103.000 kW<sub>peak</sub> (Stand Ende 2016). Darin wird nicht zwischen Dachflächen- und Freiflächenanlagen unterschieden. In erster Näherung kann dies aber als Vergleichswert zur bisherigen Potenzialausnutzung herangezogen werden. Somit wäre das gesamte, geeignete PV-Dachflächenpotenzial zu 21,2% genutzt, bzw. zu 23,4% in Bezug auf die sehr gut und gut geeigneten Dachflächen ausgeschöpft. In Bild 1 ist der PV-Leistungszubau in Ulm in Abhängigkeit des Installationszeitpunktes aufgetragen. Ab 2000 (Einführung des EEG) beginnt ein signifikanter PV-Aufbau,

<sup>7</sup> MARTINA KLÄRLE. GIS-gestützte Standortanalyse für Photovoltaik- und thermische Solaranlagen mittels Laserscannerdaten. Ulm : Steinbeis-Transferzentrum Geoinformations- und Landmanagement, 2013

<sup>8</sup> <https://www.amprion.net/Strommarkt/Abgaben-und-Umlagen/EEG-Jahresabrechnung/2016.html>

<sup>9</sup> <https://www.transnetbw.de/de> Die TransnetBW betreibt das Übertragungsnetz in Baden-Württemberg. Es besteht aus rund 3.200 Kilometern 380.000- bzw. 220.000-Volt-Höchstspannungsleitungen; über 80 Transformatoren verbinden es mit den regionalen 110.000-Volt-Verteilnetzen.

in 2009 bis 2013 erfolgte die größte Zubaurate (nicht nur in Ulm, sondern deutschlandweit), seit 2014 ist eine deutliche Verlangsamung bis hin zur Stagnation zu erkennen.

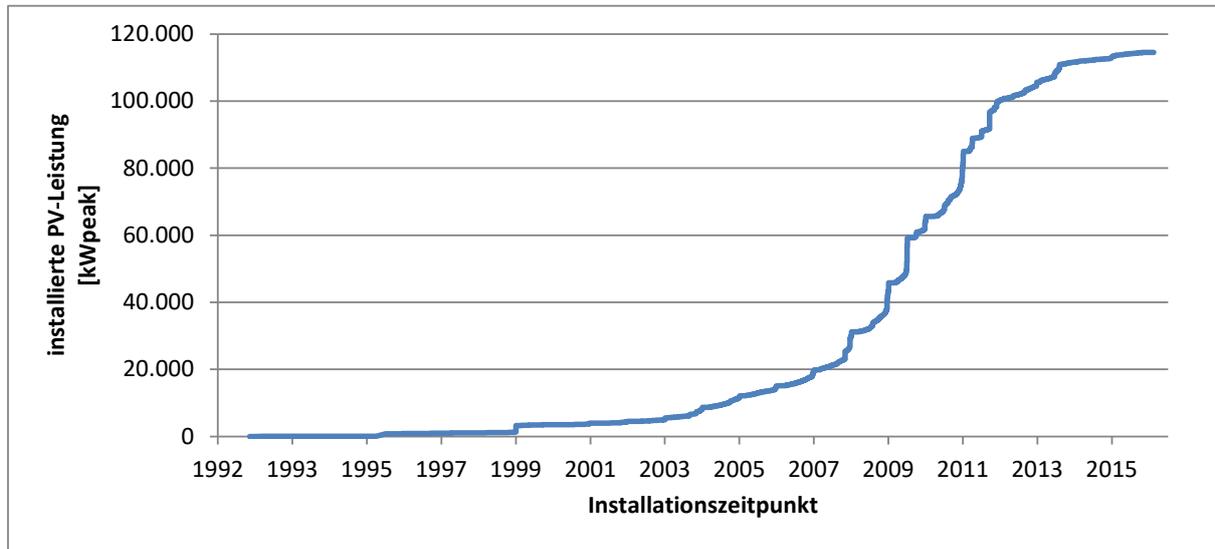


Bild 1: Kumulierte PV-Leistung Stadt Ulm (Netz der SWU) <sup>8,9</sup>

### Kurzzusammenfassung der Ergebnisse aus "Klimaschutzkonzept Ulm" <sup>10</sup>

Mit dem Klimaschutzkonzept von 2014 verfolgt die Stadt Ulm das Ziel einen Weg aufzuzeigen zum Erreichen der international vereinbarten Klimaschutzziele (-80% - -95% CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung bis 2050 gegenüber 1990). Für Ulm bedeutet dies in Zahlen eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emission von aktuell 10 t pro Kopf auf 2 t pro Kopf bzw. einer Minderung von 2 t pro Kopf und Dekade (erstes energie- und klimapolitisches Leitbild der Stadt Ulm). Im vierten energie- und klimapolitisches Leitbild der Stadt Ulm wird die Energieerzeugung thematisiert. Der Ausbau von Photovoltaik, ebenso der Einsatz von Fern- und Nahwärme sollen forciert werden mit dem Ziel langfristig unter den bundesweiten, durchschnittlichen Emissionswerten zu liegen. Zudem wird in der Wärmebereitstellung ein vollständiger Verzicht auf Heizöl angestrebt. Dies wird als erste Dimension des Zielpfades benannt (Umstellung der Erzeugung).

Die zweite Dimension des Zielpfades ist die Steigerung der Effizienz und daraus abgeleitet die Reduktion des Endenergieverbrauchs in allen Energiesektoren. Hier wird explizit auch der Verkehr angesprochen. Durch eine Priorisierung des Umweltverbundes soll der Anteil an individueller Mobilität zurückgehen und öffentlicher Verkehr ausgebaut werden. Insgesamt soll der Endenergieverbrauch um 5% pro Dekade gesenkt werden.

Im Klimaschutzkonzept wird eine umfassende Bestandsaufnahme durchgeführt. Die Energieversorgung wird zum großen Teil über das kommunale Versorgungsunternehmen SWU (Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm) bereitgestellt. Durch das Stromnetz wurden in 2014 eine Strommenge von 1.438 GWh an Endkunden verteilt. Das innerstädtische PV-Potenzial wurde in <sup>7</sup> mit 457 GWh angegeben. Somit könnte theoretisch die Stadt Ulm die Stromnachfrage zu knapp 30% mit dem eigenen PV-Potenzial decken. Allerdings ist bei der Untersuchung der Eigendeckungsquote auch erforderlich die zeitliche Gleichzeitigkeit zu berücksichtigen, weswegen eine detailliertere Betrachtung anhand von Lastgängen erforderlich ist.

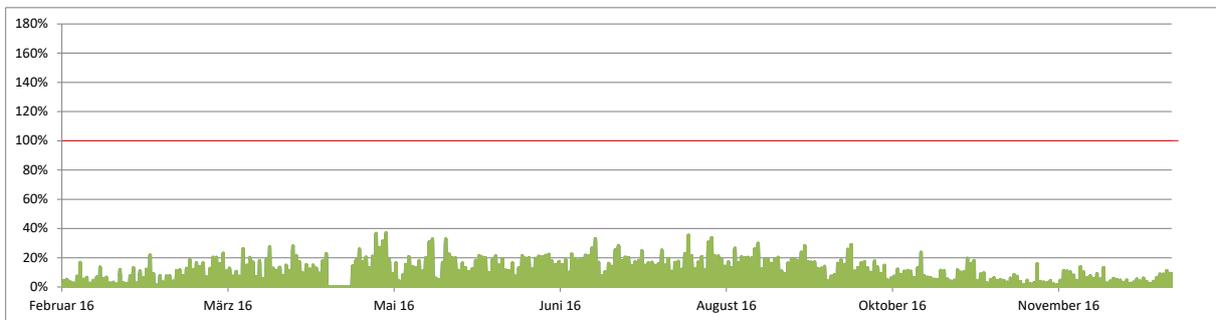
Der reale Lastgang der Stadt Ulm lag der Ausarbeitung nicht vor, daher wurde in erster Näherung ein synthetisches Lastprofil anhand der Netzlast der Transnet BW (siehe Bild 2) erstellt und auf Ulm adaptiert.

<sup>10</sup> Stadt Ulm, Klimaschutzkonzept 2014

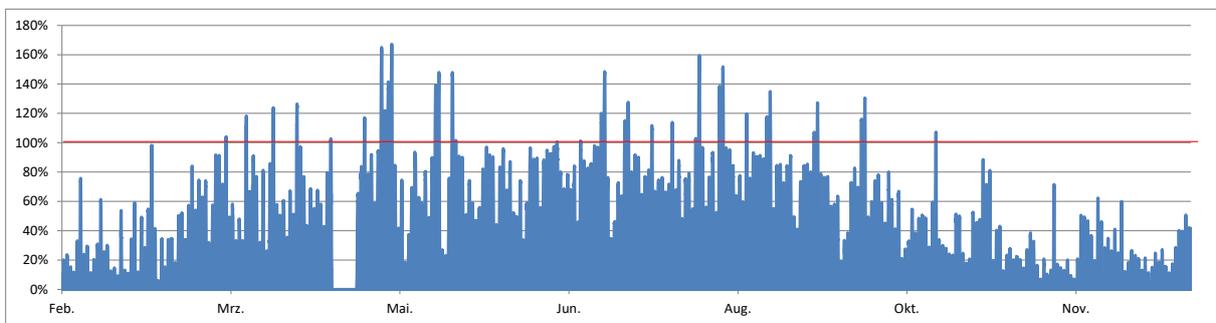


**Bild 2: Vertikale Netzlast Transnet BW (2013 - 2017) <sup>9</sup>**

Bild 3 zeigt den anhand der Lastkurve der Transnet BW und der solaren Einspeisezeitreihe ermittelten solaren Deckungsanteil in Ulm. Zeitweise wird eine Bedarfsdeckung von bis zu 40% erzielt. Das Auftreten temporärer Überschüsse findet nicht statt.



**Bild 3: Abgeleiteter solarer Deckungsanteil Ulm (2016), Datenbasis <sup>9, 11</sup>; Berechnung ZSW**



**Bild 4: Möglicher solarer Deckungsanteil Ulm (2016), Datenbasis <sup>9, 11</sup>; Berechnung ZSW**

In Bild 4 wurde zusätzlich der Solarertrag auf die theoretisch mögliche Erzeugungsleistung in Ulm skaliert (vgl. Tabelle 3, → Faktor 4,5). Die Kurvenform bleibt auf Grund der linearen Skalierung und der Annahme gleicher Ausgangsdaten (Wetterjahr, Nachfrage) gleich. In diesem Szenario treten zeitweise Überschüsse in Ulm auf. Allerdings handelt es sich lediglich um wenige, punktuelle Angebots-Überschreitungen. Bilanziell ist auch in diesem Szenario der solare Ertrag nicht ausreichend zur Deckung der innerstädtischen Energienachfrage. Das bedeutet, selbst bei einem idealen / maximalen PV-Ausbau sind die vorhandenen solaren EE-Potenziale nicht ausreichend zur Nachfragedeckung in Ulm. Ein daraus ableitbares EE-Potenzial zur Kraftstofferzeugung ist heute nicht und zukünftig voraussichtlich nur in geringem Maße vorhanden.

<sup>11</sup> <https://www.smard.de/blueprint/servlet/page/home/46> Strommarktdaten Bundesnetzagentur

Power-to-Hydrogen bietet aber eine Option in mehreren Handlungsfelder parallel unterstützend zu wirken. So besteht die Möglichkeit Energieüberschüsse aus fluktuierenden, erneuerbaren Energien (hier: Photovoltaik) aufzunehmen und zu einem späteren Zeitpunkt an anderer Nutzungsstelle wieder ins System einzubringen. Gerade im öffentlichen Verkehr laufen eine Vielzahl an Vorhaben um den Wasserstoffeinsatz im Straßen- und Schienenverkehr zu erproben, weiter zu entwickeln und zu etablieren. Durch den Wechsel des Antriebssystems (Diesel → Brennstoffzelle/Wasserstoff) erhöht sich zum Beispiel auch die Effizienz der Antriebe, was ein zusätzliches positives Einwirken auf die zweite Dimension des Klimaschutzzielpfades bedeuten würde.

### **Kurzzusammenfassung der Ergebnisse aus "Potentialanalyse Landkreis Alb-Donau-Kreis" <sup>12</sup>:**

Das Kernziel der Potenzialanalyse des Landkreises Alb-Donau-Kreis ist die Ermittlung des Potenzials zur Nutzung und zum Ausbau erneuerbarer Energien<sup>12, S.12</sup> im Landkreis Alb-Donau-Kreis. Die Studie ist somit regional begrenzt und bildet das Baden-Württembergische Umland der Stadt Ulm ab. Die Einwohnerzahl liegt gegenüber der Stadt um 50 % höher, die Fläche jedoch bei dem 10-fachen, es handelt sich um einen ländlichen Raum mit 140 Einwohnern pro km<sup>2</sup>. Da die regenerative Energiebereitstellung flächenabhängig ist und der Energiebedarf zu einem großen Teil personenabhängig ist, besteht bei einem ländlich geprägten Raum eher die Möglichkeit ausreichend regenerative Energie zu erzeugen und als Energiequelle (bilanzieller Überschuss) zu fungieren, während ein städtischer Bereich als Energiesenke auftritt. Somit wird betrachtet, in wie weit der Landkreis den Stadtkreis energetisch unterstützen kann.

Die Analyse zur Photovoltaik ergibt ein tatsächlich erschließbares Dachflächen-Potenzial von 211.261 MWh zusätzlichem PV-Strom pro Jahr, was einer Steigerung um das 3,5 fache gegenüber dem Jahr 2011 bedeuten würde. Zusätzlich können über Freiflächenanlagen weitere 35.000 MWh/a PV-Strom erzeugt werden.

Neben der PV wurde auch das Wind-Potenzial erhoben. Hierfür wurde ein Potenzial von 118.800 MWh/a ermittelt, was eine Steigerung um 220% gegenüber 2013 bedeuten würde.

Die Wasserkraft ist bereits stark ausgebaut und es sind nur noch geringe Potenziale verfügbar. Eine Steigerung um 6.000 MWh/a (17% gegenüber 2014) wird als möglich angesehen.

Ein größeres Potenzial an zusätzlicher Erzeugung kommt aus dem Bereich Biogas. Stand 2013 werden 77 Anlagen im Landkreis betrieben, weitere sind in Planung. Stand 2014 erzeugen diese Anlagen 214.130 MWh/a, ein weiteres Potenzial von 44.830 MWh wird erwartet.

---

<sup>12</sup> Roland Mäckle, Franziska Wolf, Potentialanalyse Landkreis Alb-Donau-Kreis. Regionale Energieagentur Ulm GmbH, 2015

	Status Quo [MWh/a]	Potenzieller Zubau [MWh/a]		Potenzieller Bestand [MWh/a]	
		bis 2020	bis 2050	2020	2050
<b>Photovoltaik</b>	224.592	49.252	197.009	273.844	470.853
<b>Windkraft</b>	54.524	23.760	95.040	78.284	173.324
<b>Wasserkraft</b>	35.556	1.135	4.539	36.691	41.230
<b>Biomasse</b>	299.080	11.407	45.628	310.487	356.115
<b>Sonstige</b>	308				
<b>Summe</b>	<b>614.060</b>	<b>85.554</b>	<b>342.216</b>	<b>699.306</b>	<b>1.041.522</b>

**Tabelle 4: Potenziale für EE-Stromerzeugung bis 2050, Alb-Donau-Kreis** <sup>12</sup>

Für 2013 wird ein Stromverbrauch von 1.623.141 MWh angegeben. Die Umsetzung des ermittelten Potenzials von 1.041.522 MWh würde demnach zu einer Deckungsquote von 64% führen. Daran ist zu sehen, dass der Landkreis einen deutlich höheren Autarkiegrad erreichen kann als der Stadtkreis, aber auch der Landkreis selbst kann damit die eigene Stromnachfrage nicht decken und somit auch nicht als Energiequelle für den Stadtkreis auftreten.

#### **Kurzzusammenfassung der Ergebnisse aus "Integriertes kommunales Energiekonzept für die Stadt Ulm"** <sup>13</sup>

Das Integrierte kommunale Energiekonzept für die Stadt Ulm ist Mitte der 90er Jahre des vorangegangenen Jahrhunderts verfasst worden und Stand 2017 über 20 Jahre alt. Inhaltlich sind natürlich viele, vor allem technische Gegebenheiten auch heute noch richtig und aktuell, jedoch hat sich besonders der Bereich der Erzeugung erneuerbarer Energien sehr stark weiterentwickelt, sodass neuere und genauere Analysen vorliegen. Dennoch lohnt ein Blick zurück um damalige Einschätzungen und die heutige Realität vergleichen zu können. Als Zeithorizont wurde in der Studie von 1996 in die Zukunft geblickt auf das Jahr 2014.

In der Studie wird für Ulm ein PV-Potenzial von rund 50 GWh/a ermittelt. 20 Jahre später, und mit neuer Analyse und PV-Technik wurde im GIS-gestützten Solarkataster<sup>7</sup> hingegen ein 850% höheres PV-Potenzial ermittelt. Die erwarteten Kosten wiederum haben sich nur verdoppelt (rund 1 Mrd. DM in 1996 auf 1 Mrd. Euro in 2014). Dies zeigt beispielsweise den großen technologischen Fortschritt im PV-Bereich und die enorme Kostensenkung. Die Erfahrung lehrt, dass auch die heutigen Prognosen für die zukünftige Entwicklungen auf vielen Annahmen basieren, die sich in Realität durchaus anders darstellen können.

Weitere Erkenntnisse für diese Studie können aus dem kommunalen Energiekonzept von 1996 nicht abgeleitet werden, zudem liegen aktuellere Ausarbeitungen vor.

#### **Fazit**

In den vergangenen 20 Jahren sind in Ulm und der Region bereits viele Maßnahmen zur Erzeugung regenerativer Energien umgesetzt worden. Dennoch beschert der technologische Fortschritt auch weiterhin noch große Potenziale die genutzt werden können. Besonders im PV-Bereich stehen im Stadtgebiet und im Umland noch viele gut geeignete Flächen mit hoher Akzeptanz zur Verfügung. Dennoch ist auch in Ulm zu sehen, dass selbst beim Ausnutzen aller heute bekannter Potenziale nur kurzzeitig mit Überschüssen im Energiesystem zu rechnen ist. Daher besteht aus energetischer Sicht aktuell und voraussichtlich auch zukünftig kein sinnvolles Potenzial zur Erzeugung von lokal-regenerativen synthetischen Kraftstoffen. Als Unbekannte zeigt sich weiterhin die Entwicklung der erneuerbaren Energien. Eine weite-

<sup>13</sup> Energieconsulting Heidelberg, Integriertes kommunales Energiekonzept für die Stadt Ulm, 1996

re Steigerung der Effizienz von PV- und Windkraftanlagen ist durchaus annehmbar, sodass die bisher abgeschätzten Potenziale auch übertroffen werden können. Als weitere Unbekannte stellt sich die Frage nach der Effizienz bzw. der Entwicklung der Energienachfrage. Durch technische Entwicklung und Anreizen von Verhaltensänderungen kann auch der Energiekonsum gesenkt werden. In Kombination mit einem Ausbau an erneuerbaren Energien steigen dann auch die Zeiten an bilanziellen Überschüssen und es können sich lokale Potenziale für Sektorkopplungstechnologien wie Power-to-Hydrogen ergeben.

Ab dem Jahr 2020 fallen die ersten Anlagen aus der Vergütung nach dem EEG. Dennoch wird erwartet, dass diese Anlagen teilweise weiterbetrieben werden. Besonders PV-Anlagen mit Erzeugungskosten nahe null und wenigen ausfallgefährdeten Bauteilen bieten die Option sehr kostengünstig weiter Energie zu liefern. Eine vergleichbare Situation tritt auch bei Windkraftanlagen auf, wobei diese mit höheren Fixkosten belegt sind. So wird mit Kosten zwischen 26,40 € und 50 € pro MWh<sup>14</sup> für Onshorewindkraft gerechnet. In den frühen 2020er Jahren wird das Potenzial an Altanlagen, die aus der Förderung fallen, kontinuierlich steigen entsprechend des Zubaus Anfang der 2000er Jahre. Prinzipiell bieten diese Anlagen auch eine Option zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe, allerdings besteht als wirtschaftliche Alternative für die Direktvermarktung der Energieverkauf an der Börse. Anhand der Marktübersicht auf [netztransparent.de](http://netztransparent.de) lässt sich für PV ein Marktwert von rund 30 €/MWh in 2016 ermitteln. Für die Windkraft onshore liegt der Benchmark bei 25 €/MWh. Somit müsste ein Power-to-Gas Betreiber gegen diese Preise konkurrieren um einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber der Vermarktung an der Börse zu erzielen.

Hinzu kommt für den EE-Anlagenbetreiber die Alternative über sogenanntes Repowering die Anlage komplett zu erneuern und so wieder im Rahmen der heute bestehenden Förderbindungen für die kommenden 20 Jahre unterstützt zu werden.

## 2.2 Nutzungspotentiale Überblick

Bei Wegfall besonderer Fördertatbestände ist aktuell die Erlössituation für Strom aus regenerativen Energien im Strommarkt nicht vorteilhaft. Solchen Anlagen droht dann die Stilllegung. Ungünstigstenfalls werden die dann stillgelegten Anlagen durch Stromerzeuger aus fossilen Energieträgern ersetzt. Durch Verhinderung der Stilllegung und Nutzung dieser Kapazitäten in erlösstärkeren Sektoren könnte das CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial erhalten bleiben.

Bei direkter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien zur Erzeugung von Raum- oder Prozesswärme im Wärmesektor wird der Einsatz konventioneller Brennstoffe ersetzt. Daher richten sich die zu erwartenden Erlöse an Brennstoffpreisen oder am Strommarkt aus.

Kurzfristspeicherung von Strom z.B. in Batterien und Vermarktung als Spitzenstrom oder im Regelenergiemarkt ist aufgrund geringer werdender Preisanreize wirtschaftlich nicht attraktiv.

Die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse eröffnet neue Perspektiven. Einerseits bietet die Einspeisung von Wasserstoff ins vorhandene Erdgasnetz im Rahmen der zulässigen Grenzen Zugang zu den für Erdgas bereits reichlich vorhandenen Speicherkapazitäten. Wasserstoff oder synthetisches Methan können bei Bedarf aus dem Erdgasnetz entnommen und über existierende Erdgaskraftwerke mit hoher Effizienz wieder verstromt werden. Andererseits ist der Wert des unter Verwendung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien erzeugten Wasserstoffs dann durch den Erdgaspreis bestimmt. Gleiches gilt für aus Wasserstoff hergestellte synthetische Kohlenwasserstoffe wie zum Beispiel Methan.

Grundsätzlich ist eine "Aufwertung" der so erzeugten und ins Erdgasnetz eingespeisten "grünen" Brennstoffe oder Kraftstoffe über einen Handel mit Zertifikaten möglich. Ein Beispiel

---

<sup>14</sup> Wallasch, Anna-Kathrin et al. Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020. Deutsche Windguard. Dezember 2016. Varel.

dafür ist das Audi e-gas Angebot<sup>15</sup>. Audi gewährleistet dabei für Erdgasfahrzeuge die Einspeisung von Biogas bzw. durch Power-to-Gas erzeugtem synthetischem Methan entsprechend dem Kraftstoffverbrauch des Fahrzeugs.

Erzeugung von Wasserstoff und Speicherung am Ort der Erzeugung ermöglicht eine bedarfsgerechte Wiederverstromung. Hierzu bietet sich auch der Einsatz von Brennstoffzellen an, da diese im Betrieb mit Wasserstoff höhere Wirkungsgrade als thermische Kraftwerke erreichen können. Anlagen im einstelligen MW-Leistungsbereich werden aktuell erprobt. Ein Beispiel dafür ist das europäische Verbundprojekt DEMOCOPEM<sup>16</sup> in dessen Rahmen eine 2 MW-PEM-Brennstoffzellenanlage an einem Chemiestandort mit überschüssiger Wasserstoffproduktion aus der Chlorherstellung erprobt wird,

Wasserstoffherzeugung mittels Wasserelektrolyse und Verstromung zu einem späteren Zeitpunkt ist wegen der in der Gesamtkette verbundenen hohen Verluste für eine kurzzeitige Lastverschiebung über wenige Stunden nicht attraktiv. Bei einer höheren Durchdringung des Stromsektors mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien ergibt der hier beschriebene Wasserstoffpfad die Möglichkeit eines saisonalen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage.

Der Einsatz von Wasserstoff als Kraftstoff im Verkehrssektor bietet - bei Verfügbarkeit einer geeignet großen Zahl an Fahrzeugen - eine auch kurzfristig erschließbare Option zur Nutzung von am Elektrizitätsmarkt nicht wirtschaftlich unterzubringenden Elektrizitätsmengen. Als Abnehmer kommen PKWs, Busse, Lieferfahrzeuge sowie der Bahnverkehr in Frage. Neben der Nutzung erneuerbarer Energien und den damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Einsparungen könnten so zusätzlich Schadstoffemissionen wie Ruß oder Stickoxide vermieden werden, was vor allem der städtischen Luftqualität zugutekäme.

## 2.3 Fazit

Die verschiedenen, technisch darstellbaren Optionen zur Nutzung von Stromerzeugungspotenzialen aus erneuerbaren Energien stehen unter Wirtschaftlichkeitsvorbehalt. Ein Einsatz der im Stromsektor technisch oder wirtschaftlich nicht unterzubringenden Energiemengen in Form von Wasserstoff als Kraftstoff im Mobilitätssektor erscheint als eine attraktive Option.

---

<sup>15</sup> <https://www.audi-mediacycenter.com/de/pressemitteilungen/neues-audi-e-gas-angebot-in-serie-80-prozent-weniger-co2-emissionen-7353>

<sup>16</sup> <http://www.demcopem-2mw.eu/>

### 3 Wirtschaftlichkeit verschiedener Nutzungsoptionen

Die Power-to-Hydrogen-Technologie (Elektrolyse) lässt sich aktuell nur unter wenigen bestimmten ökonomischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich betreiben. Bild 5 zeigt in einer vereinfachten Darstellung die betriebsstundenabhängige Erzeugungskostenkurve für Power-to-Hydrogen. Trotz der Vereinfachungen lässt sich die Problematik der Erzeugungskosten gut darstellen. Bei wenigen Nutzungsstunden treten hohe Fixkosten auf Grund der Investitionskosten der Anlage in den Vordergrund. Erst mit zunehmender Laufzeit beginnt die Kurve sich den variablen Kostenbestandteilen (v.a. Energiekosten) asymptotisch anzunähern.

Durch eine Erhöhung des Wirkungsgrades, bzw. der Senkung der Investitionskosten verschiebt sich die blaue Kurvenschar nach links unten (Pfeil a).

Der grüne Balken zeigt den wirtschaftlichen Benchmark für Biogas an, der braune Balken den Benchmark für fossiles Erdgas. Es ist ersichtlich, dass erst eine lange Laufzeit (ab 2000h/a) die Erzeugungskosten für Wasserstoff in den Bereich des Biogases eintreten lässt. Eine Hebung zusätzlicher Kostensenkungspotenziale zur Erreichung verminderter Investitionskosten und / oder die Steigerung des Wirkungsgrades ermöglichen dann eine weitere Verschiebung in Richtung Konkurrenzfähigkeit mit bestehenden Biogasanbietern.

Um mit fossilem Erdgas in den Wettbewerb treten zu können müsste dieses signifikant verteuert werden (Pfeil b). Hier könnte eine CO<sub>2</sub>-Abgabe ein wirksames Instrument darstellen. Eine detaillierte Untersuchung ist jedoch nicht Bestandteil der Ausarbeitung und wird daher nicht weitergeführt.

Der dritte Einfluss auf die Erzeugungskurve findet sich in den Steuern und Abgaben beim Strombezug (Pfeil c). Unter den heutigen Rahmenbedingungen ist der Betrieb einer Power-to-Hydrogen-Anlage als Letztverbraucher klassifiziert. Dadurch wird der Strombezug, egal ob systemdienlich oder nicht, mit den Letztverbraucherabgaben belastet (u. a. Stromsteuer, EEG-Umlage, KWK-Abgabe). An diesen rechtlichen Vorgaben müsste sich etwas ändern, wenn Power-to-Hydrogen als reale Option ins Energiesystem aufgenommen werden soll.

Wirtschaftliche Betrachtung unter heutigen Rahmenbedingungen:

- Reale Investitionskosten liegen noch deutlich über dem geplanten Zielkostenniveau.
- Effizienzpotenziale sind noch nicht ausgeschöpft (z. B. wärmeseitige Einbindung).
- Ein Wechsel von Einzel- zur Serienfertigung ist nötig, um Lernkurven zu durchlaufen und Investitionskosten zu senken.
- Aktuelle Abgaben- und Entgeltbelastung ist nicht auf eine Sektorkopplung ausgelegt. Eine Abbildung der Komplexität von Power-to-Gas im Ordnungsrahmen fehlt.

Relevante Stellschrauben für einen wirtschaftlichen Betrieb:

- Erreichung der Zielkosten durch Upscaling (Menge und Größe) und Technologieentwicklung (Prozessintensivierung durch Prozessintegration und neue Reaktortechnologien, Fertigungstechnik).
- Fossile Energie ist zu billig → Eine Internalisierung externer Kosten des Klimawandels würde die Rahmenbedingungen für Power-to-Gas deutlich verbessern.
- Schaffung eines Level-Playing-Field, damit Systemkopplung vollzogen werden kann → Anpassung des ordnungsrechtlichen Rahmens
- Die Interaktion auf unterschiedlichen Märkten zum Erhalt eines breiteren Geschäftskonzeptes. Gerade die Teilnahme an den elektrischen Regelenergiemärkten (Primär- und Sekundärregelenergie) bietet eine gute Chance weitere Erlöse neben dem Energiegeschäft zu erzielen. Jedoch zeigt sich auch dieses Feld unter Druck, da zunehmend neue Akteure in den Markt treten und durch moderne Kommunikationstechni-

ken Erleichterungen in den Voraussetzungen zur Teilnahme umgesetzt werden können (Pooling von Anlagen, Verkürzung der Ausschreibungszeiträume).

- Nutzung von Koppelprodukten. Bei der Erzeugung von Wasserstoff fallen gleichzeitig Sauerstoff und Wärme als Koppelprodukte an. Die Nutzung der Koppelprodukte bietet eine weitere Erlösoption. Allerdings stellen diese Möglichkeiten zusätzliche Anforderungen an den Standort, was die Komplexität des Gesamtsystems zunehmen lässt und die Standortverfügbarkeit begrenzt.

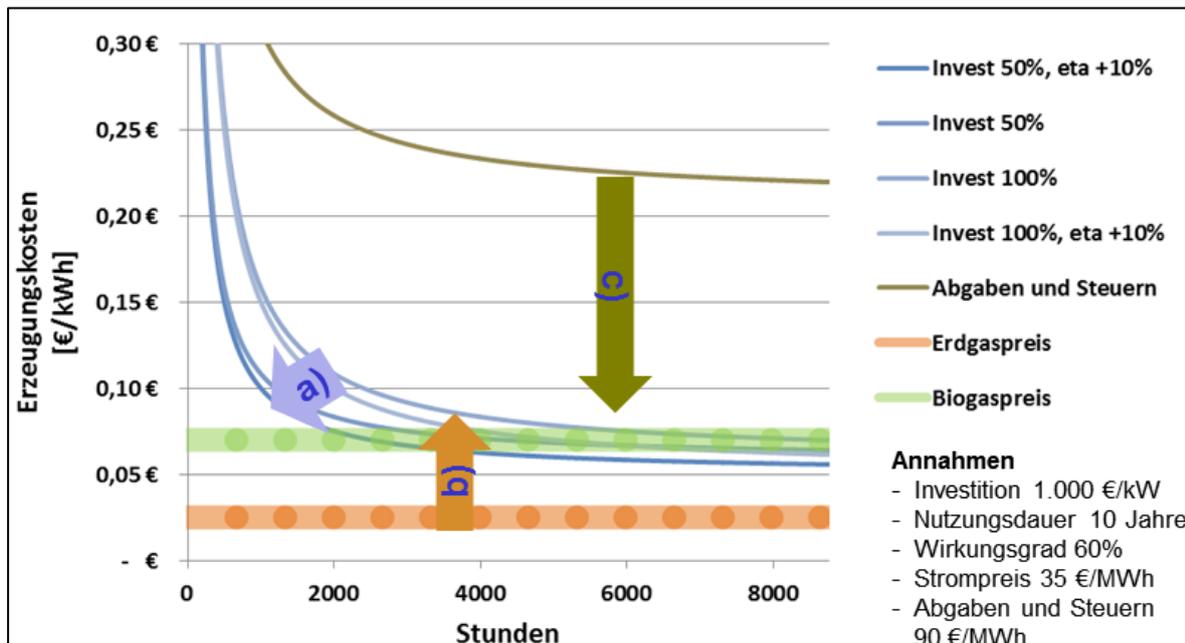


Bild 5: Vereinfachte Darstellung der Erzeugungskosten Power-to-Gas

## 3.1 Nutzung am Strommarkt

### 3.1.1 Power-to-Gas im Energiemarkt

Im Stromsystem agiert Power-to-Gas in erster Linie als zusätzlicher Verbraucher. Es wird elektrische Energie aufgenommen und in chemischer Energie gebunden. Eine direkte Rückspeisung in das Stromsystem erfolgt, wenn das erzeugte Gas wieder rückverstromt und ins ursprüngliche Energienetz eingespeist wird. Hierzu ist jedoch eine komplementäre Technologie (Gaskraftwerk, BHKW, Brennstoffzelle) erforderlich. Die Verstromung von Erdgas wird heute in systemrelevantem Maß gemacht. Somit besteht der Rückverstromungspfad bereits. Durch die Wandlung von Strom zu Gas zu Strom ermöglicht die Technologie eine Flexibilität und Energiespeicherung im Stromsystem. Das vorhandene Gasnetz wird als Speicherstätte genutzt und bietet ein Speicherpotenzial im dreistelligen TWh-Bereich. Dies ermöglicht eine saisonale Speicherung von Energie. Für Langzeitspeicherungen sind chemische Energieträger das Mittel der Wahl. Im kurzfristigen Speicherbedarf hingegen stehen mehrere Technologien zur Verfügung, wie zum Beispiel Batterien, Pumpspeicher, Druckluftspeicher o.ä. Die alternativen Technologien eignen sich auf Grund höherer Wandlungswirkungsgrade meist besser für kurzfristige Speicherungen, als die chemische Verfahrenstechnik. Power-to-Gas bietet zudem Vorteile bei der räumlichen Aufteilung und der Dimensionierung (Leistung und Arbeit) der Speicher, Erzeuger (Ladung des Speichers) und Rückwandler (Entladen des Speichers).

Die heutigen Erlösoptionen im Strommarkt bieten jedoch keine ausreichenden Anreize um die Technologie als saisonalen Speicher zu betreiben. Der Preisspread zwischen günstigen Stunden auf Grund hoher Anteile an erneuerbaren Energien und Stunden mit hohen Marktpreisen auf Grund niedriger Anteile an erneuerbaren Energien tritt zu selten auf. Eine Refi-

finanzierung über den Strommarkt ist daher nicht möglich (siehe auch Laufzeitabhängigkeit in Bild 5).

### 3.1.2 Direkte Kopplung von Power-to-Gas mit erneuerbaren Energien

Wird Power-to-Gas nicht als Stromspeicher genutzt, die Energie also in andere Sektoren geleitet (Verkehr, Wärme, stoffliche Nutzung), kommt erschwerend hinzu, dass Power-to-Gas als Letztverbraucher klassifiziert ist. Eine Bewertung der positiven Effekte durch die Sektorkopplung (Lastverschiebung, Energiespeicherung, Bereitstellung CO<sub>2</sub>-neutraler Kraftstoffe etc.) findet nicht statt. Eine Option um die Belastung des Geschäftsmodells durch Steuern und Abgaben zu mindern, ist die direkte Kopplung mit EE-Anlagen. Jedoch bestehen dann für die EE-Anlagen besondere Auflagen, sodass ein gleichzeitiger Erhalt von EE-Förderungen und Betrieb einer Power-to-Gas Anlage sich ausschließen. Dadurch konkurriert Power-to-Gas mit den (geförderten) Erlösmöglichkeiten am Strommarkt.

## 3.2 Direkte Nutzung in Industrie und Forschung

Neben seiner energetischen Nutzung ist Wasserstoff ein Betriebsstoff für industrielle Prozesse in der Metall, der Chemie und der Lebensmittelindustrie. Ferner wird Wasserstoff auch in der Forschung eingesetzt.

Der regionale Wasserstoffmarkt in Ulm und Umgebung ist begrenzt. Durch Befragung der in der Region tätigen Unternehmen für technische Gase konnten folgende Bedarfe ermittelt werden. Große Verbraucher sind metallverarbeitende Betriebe, deren Bedarf bei ca. 55 Tonnen pro Jahr liegt. Für Forschungszwecke werden jährlich ca. 10 Tonnen benötigt. Die Ulmer Wasserstofftankstelle hat gegenwärtig einen Jahresbedarf von ca. einer Tonne. Eine weitere Tonne kann für das Handwerk und Dienstleistungsunternehmen abgeschätzt werden. Konservativ geschätzt ergibt sich der Wasserstoffbedarf in der Region gegenwärtig zu ca. 67 Tonnen pro Jahr - immerhin über 40% der erzeugten Wasserstoffmenge einer 1-MW-Elektrolyseanlage.

Zum Vergleich: Mit der Gesamtmenge des vom Wasserkraftwerk Böfinger Halde der SWU produzierten Strom könnten rund 800 Tonnen H<sub>2</sub> pro Jahr erzeugt werden.

## 3.3 ÖPNV – Busverkehr

### 3.3.1 Luftbelastung in Ulm

Die Luftqualität in der Region Ulm wird an verschiedenen Messstellen erfasst. Im Ulmer Stadtgebiet sind das:

Zinglerstraße (Hauptverkehrsstraße)

Karlstraße (Hauptverkehrsstraße)

Böblingerstraße (= Weststadt, innerstädtische Hintergrundbelastung)

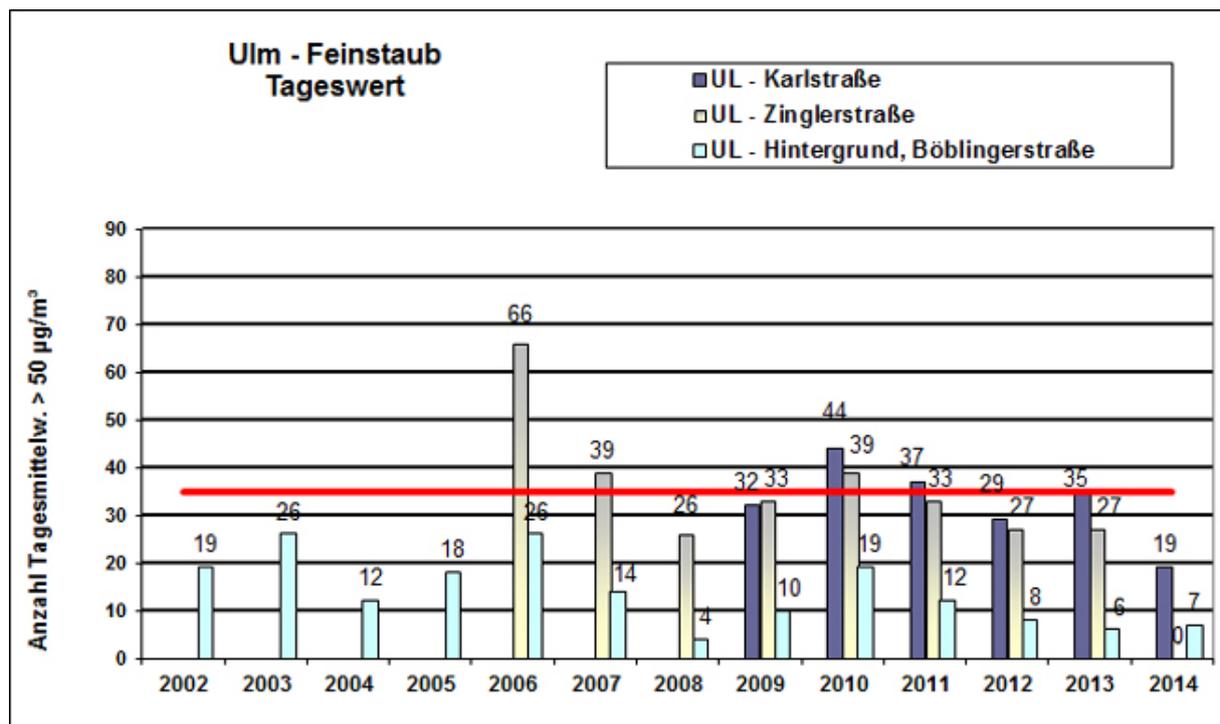
#### Feinstaub (PM<sub>10</sub>)

EU Grenzwert seit 2005 (Richtlinie 99/30/EG): 50 µg/m<sup>3</sup> für den 24-Stunden-Mittelwert, 35 Überschreitungen pro Jahr sind erlaubt. Der Jahresmittelwert darf 40 µg/m<sup>3</sup> nicht überschreiten.

Bild 6<sup>17</sup> zeigt die Anzahl der Überschreitungen des maximal zulässigen 24-Stunden-Mittelwertes in Ulm:

---

<sup>17</sup> <https://rp.baden-wuerttemberg.de/rpt/Abt5/Ref541/Luftreinhalteplaene/Seiten/Luftreinigung-Ulm.aspx>



**Bild 6: Feinstaub, Überschreitungen des maximal zulässigen 24-Stunden-Mittelwertes**

Die Feinstaub-Messung an der Messstelle Zinglerstraße wurde mit Ende 2013 eingestellt wegen der Einhaltung des zulässigen Maximums an Grenzwertüberschreitungen (35 Tage) an 3 aufeinanderfolgenden Jahren (2011: 33 Tage, 2012: 27 Tage, 2013: 27 Tage).

Die Feinstaub-Messung an der Messstelle Karlstraße wurde mit Ende 2014 eingestellt wegen der Einhaltung des zulässigen Maximums an Grenzwertüberschreitungen (35 Tage) an 3 aufeinanderfolgenden Jahren (2012: 29 Tage, 2013: 35 Tage, 2014: 19 Tage).

Laut Volker Jescheck, Leiter der Abteilung Stadtplanung, ist Ulm bei Feinstaub "auf der sicheren Seite". Ein wichtiger Grund für den Feinstaubrückgang sei die Einführung der Umweltzone.<sup>18</sup>

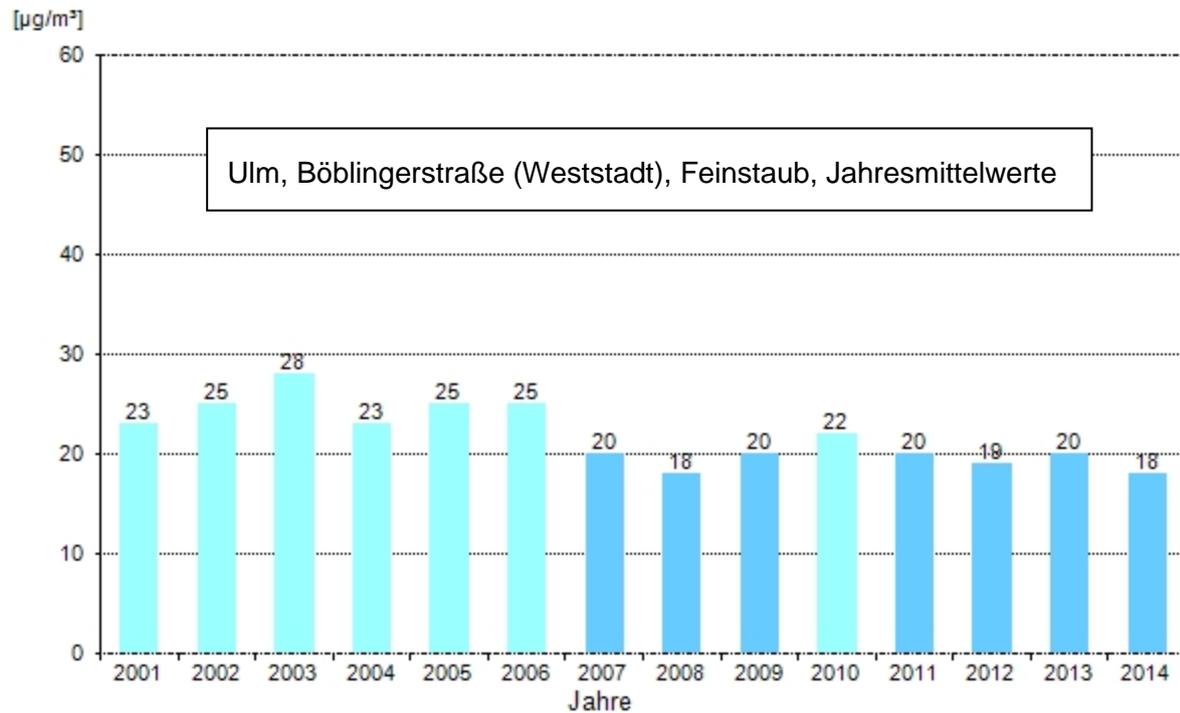
Die Jahresmittelwerte für Feinstaub der Messstelle für die innerstädtische Hintergrundbelastung (innerstädtische Neben- bzw. Wohnstraße) in Ulm zeigen dagegen keinen erkennbaren Rückgang der Belastung (s. Bild 7<sup>19</sup>).

Laut Umweltbundesamt bleibt das Gesundheitsrisiko auch bei niedrigen Feinstaub-Werten bestehen, denn für Feinstaub gibt es keine Wirkungsschwelle und Gesundheitsschäden treten auch bei geringen Feinstaubkonzentrationen auf<sup>20</sup>.

<sup>18</sup> [http://www.swp.de/ulm/lokales/ulm\\_neu\\_ulm/keine-entwarnung-bei-der-luft-24163627.html](http://www.swp.de/ulm/lokales/ulm_neu_ulm/keine-entwarnung-bei-der-luft-24163627.html)

<sup>19</sup> <http://mnz.lubw.baden-wuerttemberg.de>

<sup>20</sup> [www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

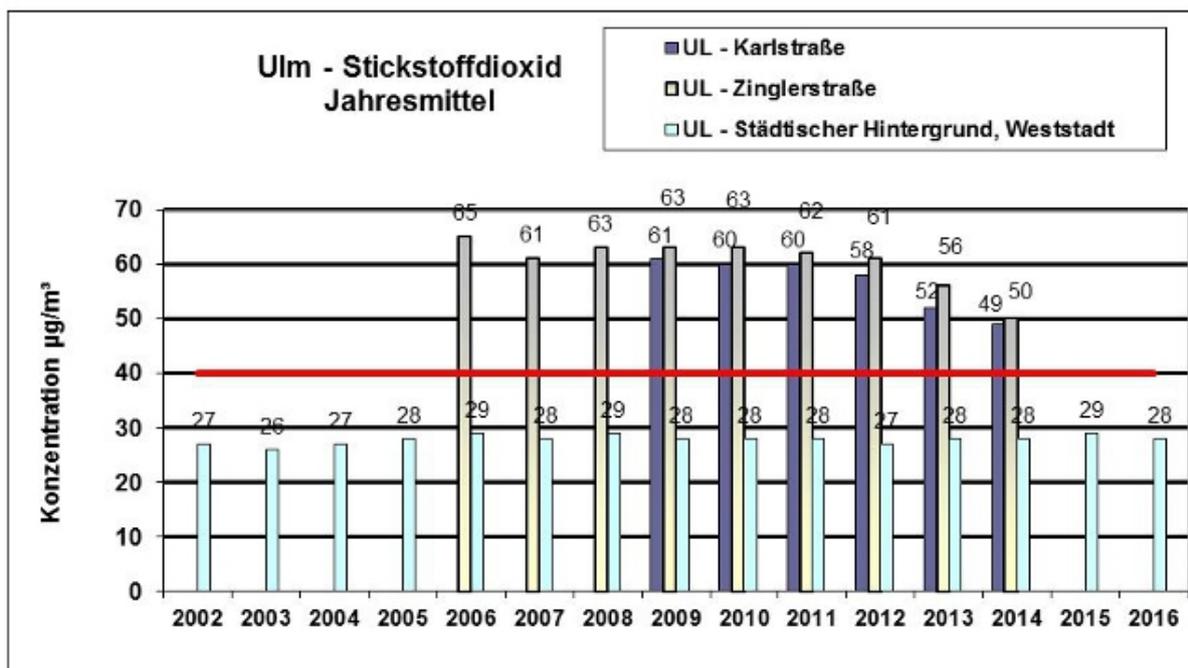


**Bild 7: Jahresmittelwerte für Feinstaub, innerstädtische Hintergrundbelastung**

**Stickstoffdioxid (NO<sub>2</sub>)**

EU Grenzwert seit 2010 (Richtlinie 2008/50/EG, 39. BImSchV): 200 µg/m<sup>3</sup> für den 1-Stunden-Mittelwert, 18 Überschreitungen pro Jahr sind erlaubt. Der Jahresmittelwert darf 40 µg/m<sup>3</sup> nicht überschreiten. Der kritische Wert für den Vegetationsschutz ist auf 30 µg/m<sup>3</sup> festgelegt.

Bild 8<sup>17</sup> zeigt die Jahresmittelwerte der Messstellen in Ulm:



**Bild 8: Feinstaub, Anzahl der Überschreitungen des maximal zulässigen 24-h-Mittelwertes**

Die NO<sub>2</sub>-Messungen an den Messstellen Zingler- und Karlstraße wurde mit Ende 2014 wegen Bauarbeiten eingestellt.

Laut Volker Jescheck, Leiter der Abteilung Stadtplanung, gibt es bei NO<sub>2</sub> keine Entwarnung: "Wenn es so weitergeht, halten wir die Grenzwerte nicht ein". Hauptverursacher sei der Verkehr, speziell Dieselfahrzeuge. Stadt, Bürger und Unternehmen müssten alles versuchen, um die Luftqualität zu verbessern. Auch Fahrverbote stünden im Raum.

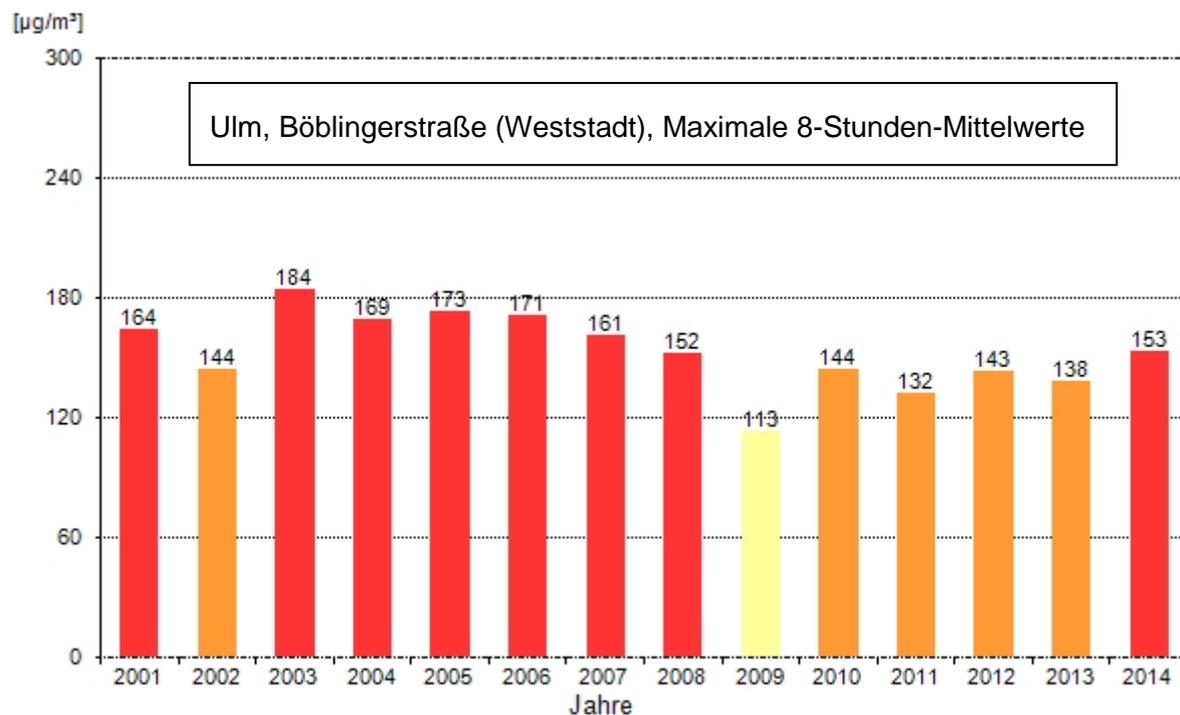
2015 / 2016 hat das Umweltinstitut der Universität Heidelberg den NO<sub>2</sub>-Gehalt der Luft in 12 Städten an jeweils mehreren Messpunkten untersucht. Der Schlussbericht der Untersuchungen zeigt, dass an verkehrsreichen Straßen die Grenze des Jahresmittelwerts von 40 µg/m<sup>3</sup> sehr oft überschritten wird<sup>21</sup>.

2017 hat das Umweltinstitut der Universität Heidelberg den NO<sub>2</sub>-Gehalt der Luft im Innenraum von Fahrzeugen untersucht. Ergebnis ist, dass die Messwerte im Fahrzeug regelmäßig um das 3-fache höher sind als die Werte außerhalb des Fahrzeugs<sup>22</sup>.

### Ozon

Für Ozon gibt es keine Grenzwerte, aber Zielwerte. EU-Zielwert: 120 µg/m<sup>3</sup> als höchster 8-Stunden-Mittelwert eines Tages, 25 Überschreitungen pro Jahr sind erlaubt, gemittelt über 3 Jahre. Ziel 2020 sind keine Überschreitungen dieses Wertes. Aktuelle Information der Bevölkerung bei 180 µg/m<sup>3</sup> und Warnung der Bevölkerung bei 240 µg/m<sup>3</sup>, jeweils als 1-Stundenmittelwert.

Bild 9<sup>19</sup> zeigt die maximalen 8-Stunden-Mittelwerte für Ulm:



**Bild 9: Ozon, Maximale 8-Stunden-Mittelwerte in Ulm**

Zu sehen ist, dass der Ozon-Zielwert fast jedes Jahr überschritten wird.

<sup>21</sup> NO2-Messungen\_Uni-Heidelberg\_Schlussbericht\_03-2016.pdf

<sup>22</sup> <https://www.br.de/nachrichten/stickoxid-messung-muenchen-100.html>

## Fazit

Die Belastung der Luft mit Schadstoffen in Ulm muss reduziert werden. Hauptverursacher der Schadstoffe ist der Verkehr.

### 3.3.2 Aktueller ÖPNV in Ulm

Der ÖPNV in Ulm wird von den Ulmer Stadtwerken (SWU) betrieben. Zum ÖPNV gehören eine einzige Straßenbahnlinie (Linie 1, die SWU sind damit einen der kleinsten Straßenbahnbetriebe in Deutschland) und 11 Buslinien auf denen ausschließlich Dieselbusse eingesetzt werden. Die SWU betreiben 63 Dieselbusse, die zusammen ca. 4,1 Millionen km pro Jahr fahren bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 62 ltr / 100 km und dadurch etwa 6.700 Tonnen CO<sub>2</sub> ausstoßen. Der NO<sub>x</sub> -Ausstoß hängt unter anderem von Abgasfiltern und Außentemperatur ab und kann deshalb nicht rechnerisch bestimmt werden, er dürfte aber in der Größenordnung von 30 Tonnen pro Jahr liegen<sup>23</sup>.

Zurzeit wird eine neue Straßenbahnlinie gebaut (Linie 2). Die geplanten Baukosten von 155 M€ haben sich inzwischen auf 216 M€ erhöht. Dazu kommen die Kosten für die Anschaffung neuer Fahrzeuge von 31 M€.

Ein Ersatz von Dieselnissen durch Elektro- oder Wasserstoffbusse ist von den SWU derzeit nicht geplant, würde aber zum einen die Luftbelastung durch Schadstoffe direkt verringern, hätte zum anderen eine Vorbildfunktion für Gewerbe und Privatpersonen und wäre zusätzlich ein Werbeträger für Umweltschutz und eine regenerative Energiewirtschaft und für die Stadt Ulm selbst, als lebenswerte Region mit einer sich um die gesundheitlichen Belange seiner Bewohner kümmernden Verwaltung.

### 3.3.3 Elektrobusse im ÖPNV

Elektrobusse emittieren keine Schadstoffe. Immer mehr Städte ersetzen deshalb Dieselbusse teilweise durch Elektrobusse. Ein Beispiel sind die Metropolen London, Paris, Kopenhagen, Barcelona, Mailand, Seattle, Los Angeles, Vancouver, Mexiko City, Quito, Auckland und Kapstadt, die sich am 23.10.2017 in einer gemeinsamen Erklärung verpflichtet haben, ab 2025 nur noch Elektrobusse zu beschaffen<sup>24</sup>.

Ein weiteres Beispiel ist die polnische Stadt Zielona Góra. Zielona Góra ist mit 140.000 Einwohnern und einem Höhenunterschied innerhalb des Stadtgebiets von 140 m vergleichbar mit Ulm / Neu-Ulm. Die Stadt beschafft zurzeit 47 Elektrobusse<sup>25</sup> (und elektrifiziert damit 60% ihrer Flotte) und baut dafür ein intelligentes Schnellladesystem auf mit 29 Ladepunkten in der Stadt mit Ladeleistungen von 400 - 800 kW und 28 Über-Nacht-Ladestationen im Busdepot mit Ladeleistungen von 40 - 80 kW. Über die Schnellladesysteme können die Busbatterien (Kapazität um die 200 kWh) an den Endhaltestellen innerhalb von 5 Minuten so weit aufgeladen werden, dass ein Vollzeitbetrieb der einzelnen Busse möglich wird.

Die geplanten Kosten liegen bei etwa 23 M€ für die Busse und 4,5 M€ für das Ladesystem und werden zum größten Teil durch die EU gefördert.

---

<sup>23</sup> <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/stickoxid-belastung-durch-diesel-pkw-noch-hoehher>

<sup>24</sup> <https://uk.reuters.com/article/us-climatechange-cities/twelve-big-cities-to-buy-zero-emissions-buses-extend-green-areas-idUKKBN1CS13J>

<sup>25</sup> <http://www.inteligentnemiastairegiony.pl/technologie/inteligentny-transport/335-zielona-gora-z-rekordowa-liczba-autobusow-w-europie>

### 3.3.4 Brennstoffzellenbusse im ÖPNV

Brennstoffzellenbusse sind ebenfalls Elektrobusse, erzeugen die elektrische Energie aber onboard über Brennstoffzellen schadstofffrei aus Wasserstoff. Einen Überblick über BZ-Bus-Aktivitäten, Daten und Erfahrungen, speziell für interessierte Verkehrsbetriebe und öffentliche Stellen gibt die Seite [fuelcellbuses.eu](http://fuelcellbuses.eu)<sup>26</sup>.

Immer mehr Städte erproben Brennstoffzellenbusse im täglichen ÖPNV-Betrieb.

Im Projekt CHIC (April 2010 - Dezember 2016) wurden in den Städten Whistler (Kanada), Oslo, Aargau, Bozen, Mailand, London, Köln und Hamburg insgesamt 54 Brennstoffzellenbusse eingesetzt, die 8.700.000 km in 519.000 Betriebsstunden gefahren sind. Der Abschlussbericht wurde am 28.02.2017 veröffentlicht, zeigt Erfolge (Verfügbarkeit der Tankstellen, Lebensdauer der Brennstoffzellen, Wasserstoffverbrauch) und benennt Verbesserungsbedarf (Wasserstoffkosten, Verfügbarkeit der Busse)<sup>27</sup>.

Im Projekt JIVE (Januar 2017 - Dezember 2022) sollen in den Städten Dundee, Birmingham, London, Bozen, Slagelse, Riga, Wuppertal, Köln und in der Rhein-Main-Region insgesamt 139 Brennstoffzellenbusse beschafft und betrieben werden<sup>28</sup>.

### 3.3.5 Brennstoffzellenbusse in Wuppertal

Wuppertal ist mit 350.000 Einwohnern und einem Höhenunterschied innerhalb des Stadtgebiets von 200 m einigermaßen vergleichbar mit Ulm / Neu-Ulm. Betreiber des ÖPNV in Wuppertal sind die Wuppertaler Stadtwerke (WSW). Sie haben im Jahr 2014 mehrere Diesel-Hybrid-Busse und reine batterieelektrische Busse getestet. Laut Andreas Meyer, Leiter Bus-technik bei den WSW, fiel die Bilanz auch aufgrund des hügeligen Einsatzgebietes ernüchternd aus, weshalb nach Alternativen gesucht wurde.

Motivation für die Teilnahme der WSW am Projekt JIVE (laut Andreas Meyer):

- Dauerhafte Überschreitung der zulässigen Schadstoffgrenzwerte an mehreren Orten in Wuppertal.
- Einschränkungen / Verbote für Dieselbusse werden kommen (aktuell fahren Dieselbusse in Wuppertal in Umweltzonen bereits mit Ausnahmegenehmigungen).
- Die WSW gehen davon aus, dass die Abkehr von fossilen Brennstoffen aufgrund steigender Kosten in nicht allzu ferner Zukunft unausweichlich wird.
- Der rechtzeitige Einstieg in neue Technologien ist strategisch wichtig für alle Stadtwerke und gehört zur Daseinsfürsorge.

Vor der Teilnahme an JIVE haben die WSW eine aufwändige Gesamtkostenberechnung für die Beschaffung und den Betrieb von Brennstoffzellenbussen durchgeführt. Ergebnis: Beschaffung und 10 Jahre Betrieb von 10 H<sub>2</sub>-Bussen kostet 2 M€ mehr als Beschaffung und 10 Jahre Betrieb von 10 Diesel-Bussen (inklusive Fördergelder).

Die WSW koordiniert die gemeinsame Beschaffung von 63 Brennstoffzellenbussen für die JIVE-Partner Verkehrs-Verbund Mainz-Wiesbaden GmbH, traffiQ Frankfurt, Regionalverkehr Köln GmbH und SASA SpA-AG in Bozen<sup>29</sup>. Die WSW selbst kaufen 10 dieser Busse.

---

<sup>26</sup> <http://www.fuelcellbuses.eu/>

<sup>27</sup> CHIC\_Final-Report\_02-2017.pdf  
CHIC\_Facts,Results,Recommendation\_11-2016.pdf  
[http://chic-project.eu/wp-content/uploads/2017/06/Final-Report\\_CHIC\\_28022017\\_Final\\_Public.pdf](http://chic-project.eu/wp-content/uploads/2017/06/Final-Report_CHIC_28022017_Final_Public.pdf)

<sup>28</sup> <http://www.h2-suedtirol.com/de/projekte/jive>

<sup>29</sup> <https://www.now-gmbh.de/de/aktuelles/presse/brennstoffzellenbusse-nehmen-fahrt-auf>

### **WSW-Informationen zu den Bussen:**

- Anfragen gingen an 7 verschiedene Hersteller: Daimler (D), Ursus (Polen), van Hool (Belgien), VDL (NL), Solaris (Polen), EBC (Ebara-Ballard-Corporation, Japan), Ride-Bus (GB). 6 dieser Hersteller sagen, dass sie liefern können
- Die WSW-Kostenobergrenze für die Beschaffung liegt bei 650 T€ / H<sub>2</sub>-Bus (Diesel-Bus 220 T€). Darin enthalten ist die Mitarbeiterschulung.
- Die Erweiterung der Werkstatt kostet rund 300 T€, davon 150 T€ Eigenmittel. Die Erweiterung wäre bei der Beschaffung von reinen batterieelektrischen Bussen ebenfalls erforderlich gewesen.
- Geplant wird mit einem H<sub>2</sub>-Verbrauch von 9-10 kg/100 km (nach Daten aus dem Projekt CHIC).
- Berechnet wurden H<sub>2</sub>-Kosten von 5 €/kg bei Selbsterzeugung (s.u.) und 7 €/kg bei Lieferung und Speicherung. Eigeninvestitionen sind eingerechnet.
- Geplant wird mit sonstigen Betriebs- und Wartungskosten von 0,40 - 0,60 €/km (Diesel-Busse 0,33 €/km). Vorgabe JIVE: max. doppelt so hohe Kosten wie bei Diesel.
- Geplant wird mit einer Verfügbarkeit der Busse > 80%. Ziel ist eine Verfügbarkeit wie Dieselbusse (93-94%).
- Tägliche Streckenlänge je Bus ≥ 250 km.

### **WSW-Informationen zur H<sub>2</sub>-Versorgung:**

- Die WSW werden eine 350 bar H<sub>2</sub>-Tankstelle auf dem Gelände einer Müllverbrennungsanlage aufbauen. Evtl. mit additionaler Druckstufe auf 700 bar, falls Fahrzeughersteller auch bei Bussen auf die 700 bar Technik umsteigen. Für die Stromproduktion der Müllverbrennungsanlage erhalten die WSW keine EEG-Förderung mehr.
- Anfragen für die Errichtung der Tankstelle gingen an McPhy (F), Areva (F), Linde (D), und weitere.
- Zur Tankstelle gehört ein 450 bar Hochdruckspeicher für 450 kg H<sub>2</sub> und ein Elektrolyseur. Der maximale H<sub>2</sub>-Bedarf für alle 10 Busse liegt bei 300 kg/Tag.
- Der Wasserstoff wird vor Ort mit dem Elektrolyseur und mit Strom aus der Müllverbrennungsanlage produziert. Durch die Vor-Ort-Produktion müssen keine EEG-Umlage und keine Netzentgelte abgeführt werden.
- Die Kosten für den selbst produzierten Wasserstoff werden bei 5 €/kg liegen. Bei Ankauf und Zwischenspeicherung von Wasserstoff rechnen die WSW mit 7 €/kg.
- Für die Erstellung der gesamten Anlage (Tankstelle, Speicher, Elektrolyseur, Bau, Genehmigungen) sind Kosten von 4 M€ geplant, davon 2 M€ Fördergelder. Bei Dieselnissen können die Kosten der Versorgungsanlage fast vernachlässigt werden: 270 T€ wenn sie nur für 10 Busse gebaut werden würde (tatsächlich haben die WSW 300 Dieselnisse).
- In den Erstellungskosten der Anlage ist ein Wartungsvertrag über 10 Jahre mit jährlich 4% vom Gesamtpreis (= ca. 160 T€/Jahr) enthalten. Die Wartungskosten für Dieselnissen liegen bei < 20 T€/Jahr.
- Die Verfügbarkeit der Anlage muss vom Hersteller mit > 98% garantiert werden. Die Verfügbarkeit von Dieselnissen liegt bei annähernd 100%.

### WSW-Gesamtkosten und Förderung

- Die WSW rechnen mit 12 M€ Gesamtkosten für die 6 Jahre Projektlaufzeit. Davon werden 6 M€ aus verschiedenen Förderprojekten bezahlt: EU (JIVE), Landesmittel für Infrastruktur (Speicher) und NIP 2.0 (Verdichter, Zapfsäule, Elektrolyseur). Aktuell wird geklärt, ob auch die Mehrkosten beim Betrieb förderfähig sind. Die Förderrichtlinien von JIVE sind dazu nicht eindeutig.
- Die WSW rechnen für Beschaffung und 10 Jahre Betrieb von 10 H<sub>2</sub>-Bussen mit 2 M€ Eigenanteil an den Mehrkosten im Vergleich zu Dieselnissen (s.o.).

Laut Andreas Meyer ist für die WSW die Beschaffung von H<sub>2</sub>-Bussen Teil eines langfristigen Vorgehens. Sie wollen die Busse nach Ende der 6-jährigen Projektlaufzeit weiter betreiben (Gesamtbetriebszeit mindestens 10 Jahre) und bei stabilem Betrieb weitere H<sub>2</sub>-Busse anschaffen

### 3.3.6 Kosten von Brennstoffzellenbussen

Die Beschaffungskosten für Brennstoffzellenbusse sind von 1990 bis 2015 um 76% gefallen<sup>30</sup> - auf etwa 650.000 € in 2016 für einen 12 m Bus (s. Bild 10). Die Zielkosten für 2020 liegen bei unter 500.000 € (ohne Förderung)<sup>31</sup> mit einer Kostenaufteilung nach Bild 11. Die Beschaffungskosten für einen vergleichbaren Dieselnissen betragen etwa 300.000 €

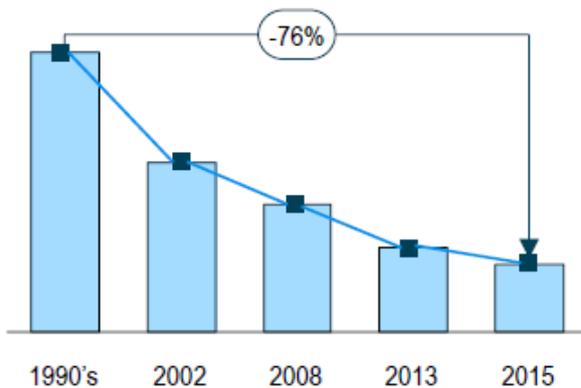


Bild 10: Kostenreduktion bei BZ-Bussen

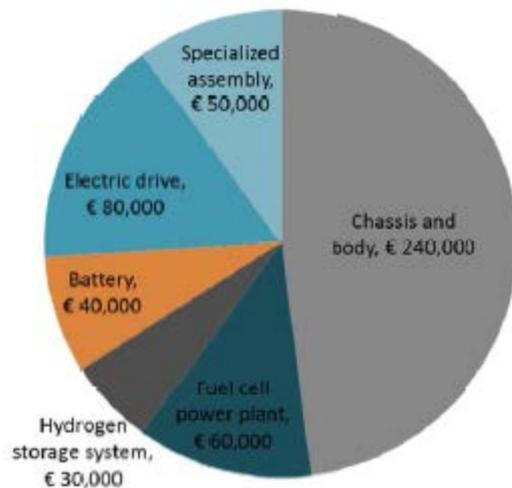


Bild 11: Kosten Brennstoffzellenbus 2020

Eine EU-Studie von September 2015<sup>30</sup> sieht für 2020 die Wartungskosten von Brennstoffzellenbussen bei 0,38 €/km und die Kraftstoffkosten bei 0,40 €/km und damit ähnlich wie bei modernen Dieselnissen. Die Infrastrukturkosten betragen 0,15 €/km und dürften, vor allem wegen den Kosten der benötigten Wasserstofftankstelle, höher sein als bei Dieselnissen (Bild 12).

<sup>30</sup> Fuel-Cell-Electric-Buses\_Final-Report\_Roland-Berger\_09-2015.PDF

<sup>31</sup> Fuel-Cell-Electric-Buses\_Ballard\_11-2016.pdf

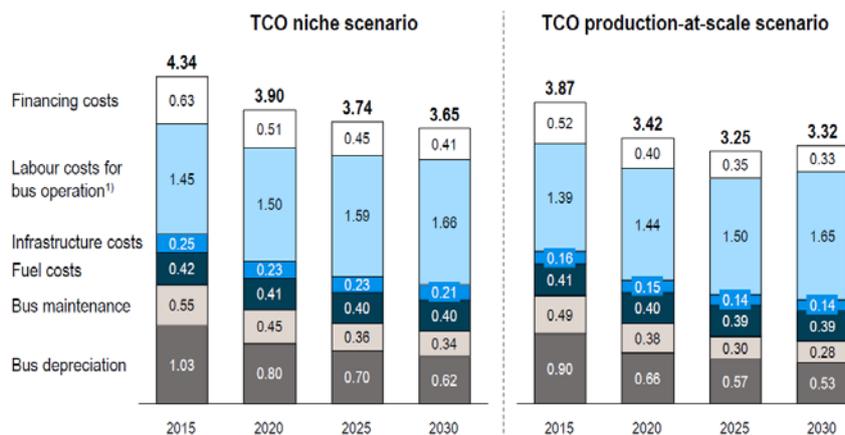


Bild 12: Total cost of ownership bei Brennstoffzellenbussen

### 3.3.7 Fördermöglichkeiten für Brennstoffzellenbusse

Es werden regelmäßig EU-weite und staatliche Förderprogramme aufgelegt. Ein Beispiel für EU-Förderung ist der Call FCH-01-5-2017 "Large scale demonstration in preparation for a wider roll-out of fuel cell bus fleets including new cities - Phase two" im Rahmen des Förderprogramms Horizon 2020. Ein Beispiel für nationale Förderung ist der Aufruf von 2017 der NOW (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstofftechnologie) zur Antragseinreichung zur Förderung von Brennstoffzellenfahrzeugen im ÖPNV und in Flotten<sup>32</sup> im Rahmen des Förderprogramms NIP 2.0. Dazu kommen teilweise länderspezifische Fördermöglichkeiten. Eine Kumulierung von EU-, nationalen und regionalen Fördermitteln ist möglich im Rahmen der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) der EU: Verordnung (EU) Nr. 651/2014.

Heinrich Klingenberg (HySolutions GmbH) und Dr. Frank Koch (EE ENERGY ENGINEERS GmbH) koordinieren den "Cluster Erneuerbare Energien Hamburg" mit Mitgliedern zwischen Deutschland und Norditalien. Die Ansprechpartner wissen über alle aktuellen Förderprogramme und Gemeinschaftsprojekte Bescheid. Ziel ist die Förderung von emissionsfreiem ÖPNV mit 80% der Gesamtkosten.

### 3.3.8 Einführung von Brennstoffzellenbusse in den ÖPNV

Wesentlich für den Betrieb von Brennstoffzellenbussen ist die Installation der dafür nötigen Infrastruktur, insbesondere der Wasserstoff-Tankstelle (Hydrogen-Refueling-Station, HRS) und der Wasserstoff-Lieferkette inklusive Zwischenspeicher oder einer Anlage zur Wasserstoff-Produktion vor Ort.

Ergebnis der von der EU geförderten Studie NewBusFuel<sup>33</sup> (2015 - 2017) sind Anleitungen für die Auswahl einer für den jeweiligen Betrieb passenden Infrastruktur. Bereits veröffentlicht wurden im März 2017 ein Projekt Summary Report und eine Anleitung für die Auswahl einer geeigneten HRS<sup>34</sup>. Weitere Veröffentlichungen sollen folgen.

<sup>32</sup> NOW-ÖPNV-Förderung\_Aufruf-2017.pdf  
[https://www.now-gmbh.de/content/2-bundesfoerderung-wasserstoff-und-brennstoffzelle/1-foerderrichtlinien/aufruf\\_oepnv\\_02\\_2017.pdf](https://www.now-gmbh.de/content/2-bundesfoerderung-wasserstoff-und-brennstoffzelle/1-foerderrichtlinien/aufruf_oepnv_02_2017.pdf)

<sup>33</sup> <http://newbusfuel.eu>

<sup>34</sup> High-Level Techno-Economic-Project-Summary-Report\_NBF\_03\_2017.pdf  
 Guidance-document-on-large-scale-H2-Bus-refueling\_NBF\_03\_2017.pdf

Der Brennstoffzellen-Hersteller Ballard hat im Februar 2017 ebenfalls eine Anleitung für die Einführung von Brennstoffzellenbusse in den ÖPNV veröffentlicht<sup>35</sup>. Ballard schreibt, dass ein typisches Verkehrsunternehmen bei der Beschaffung und dem Betrieb von Brennstoffzellenbussen und zugehöriger Infrastruktur 3 Phasen durchläuft:

- Phase 1 - Demonstrationsprojekt mit etwa 5 Brennstoffzellenbussen. Hier sind die besten Lösungen für die Deckung des Wasserstoffbedarfs die Vor-Ort-Erzeugung über Elektrolyse oder die Anlieferung in 500 - 700 bar Drucktankwagen, kombiniert mit einem temporären oder erweiterbaren CSD-Modul (Compressor, Storage, Dispenser).
- Phase 2 - Pilotprojekt mit > 5 bis 20 Brennstoffzellenbussen. Hier ist die ökonomischste Lösung für die Deckung des Wasserstoffbedarfs meist die Versorgung mit Flüssigwasserstoff (LH<sub>2</sub>). Der Dispenser wird dauerhaft aufgebaut, normalerweise neben die vorhandenen Diesel- oder CNG-Zapfsäulen. Dazu gehören ein LH<sub>2</sub>-Tank und eine Verdampfungs- / Komprimierungseinheit.
- Phase 3 - Kommerzieller Betrieb mit > 20 Brennstoffzellenbussen. Hier sind die besten Lösungen für die Deckung des Wasserstoffbedarfs im Allgemeinen die Vor-Ort-Erzeugung über Dampfreformierung (vor allem für Unternehmen, die bereits CNG-Busse betreiben) oder die Anlieferung von Flüssigwasserstoff. Der Dispenser wird dauerhaft aufgebaut, normalerweise neben den vorhandenen Diesel- oder CNG-Zapfsäulen.

Für den Betrieb von Brennstoffzellenbussen in Ulm dürfte aufgrund der vorhandenen Müllverbrennungsanlage bzw. der Wasserkraftwerke in allen 3 Phasen die Vor-Ort-Erzeugung von Wasserstoff über Elektrolyse die kostengünstigste Option sein. Allein das Wasserkraftwerk Böfinger Halde produziert > 50 Millionen kWh Strom pro Jahr. Abhängig vom Wirkungsgrad des Elektrolyseurs können damit rund 800.000 kg H<sub>2</sub> pro Jahr erzeugt werden. Das würde für etwa 8,5 Millionen Buskilometer reichen. Die 63 ÖPNV-Busse der SWU legen zusammen aktuell ca. 4 Millionen km pro Jahr zurück.

### 3.3.9 Elektro- oder Brennstoffzellenbusse in Ulm

Wie alle Städte stehen auch Ulm und die Stadtwerke Ulm in der Pflicht die durch den Verkehr verursachten Luftschadstoffe im Stadtgebiet zu reduzieren.

Laut Bernd Adolph, Geschäftsführer SWU Energie, sind Investitionen in Elektro- oder Brennstoffzellenbusse trotzdem nicht geplant, auch weil der ÖPNV in Ulm ein defizitärer Betrieb ist.

Die obigen Beispiele der Städte Zielona Góra und Wuppertal zeigen aber, dass im Ulmer ÖPNV zu einem Bruchteil der Kosten für den Bau der Ulmer Straßenbahnlinie 2 sowohl rein batterieelektrische Busse als auch Brennstoffzellenbusse eingesetzt werden könnten.

Die SWU betreiben Wasserkraftwerke und eine Müllverbrennungsanlage, die wie die Müllverbrennungsanlage in Wuppertal keine EEG-Förderung mehr erhalten und sich deshalb für die Vor-Ort-Umwandlung von dort produziertem elektrischem Strom in Wasserstoff anbieten. Die Gesamtkosten für den Aufbau einer mit selbstproduziertem Wasserstoff betriebenen Brennstoffzellenbusflotte werden deshalb ähnlich sein wie die Kosten, die von den Wuppertaler Stadtwerken berechnet und geplant wurden. D.h. Beschaffung und 10 Jahre Betrieb von 10 Brennstoffzellenbussen wird aktuell zu Mehrkosten von etwa 2 M€ gegenüber Beschaffung und Betrieb von 10 Dieselnissen führen. Erfolgt die Beschaffung erst in einigen Jahren werden sich die Mehrkosten reduzieren (s. Kapitel 3.3.6).

---

<sup>35</sup> H2-Fuelling-for-Fuel-Cell-Bus-Fleets\_Ballard\_02-2017.pdf

Der Betrieb von Brennstoffzellenbussen in Ulm sollte deshalb bereits jetzt möglich sein und ist ganz sicher auch finanziell eine Alternative zu einem weiteren Ausbau des Straßenbahnnetzes.

Die SWU stehen einer Anschaffung von Brennstoffzellenbussen, vor allem aufgrund der relativ hohen Anfangsinvestitionen, heute eher skeptisch gegenüber. Das in dieser Studie erarbeitete Konzept der Selbstversorgung mit Wasserstoff aus erneuerbarem Strom wird ergebnisoffen mit der SWU und weiteren regionalen Protagonisten diskutiert.

## **3.4 ÖPNV – Schiene**

### **3.4.1 geplante Schienenprojekte in Deutschland**

Im Bahnverkehr ist Elektromobilität unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien auf Fernverkehrsstrecken bereits Realität. Etwa die Hälfte des deutschen Schienenverkehrs findet jedoch auf nicht elektrifizierten Nebenstrecken statt und wird mit Dieselszügen betrieben. Die heute eingesetzten Züge weisen erhebliche Ruß- und Stickoxidemissionen auf und tragen somit zur Umweltbelastung an den befahrenen Strecken und vor allem in der Umgebung von Bahnhöfen bei.

Brennstoffzellenbetriebene Züge bieten eine emissionsfreie Alternative auf nicht elektrifizierten Strecken. Alstom hat vor kurzem einen brennstoffzellenbetriebenen Regionalzug vorgestellt. Züge dieser Art werden in den nächsten Jahren in Pilotprojekten mit Förderung des nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff und Brennstoffzellentechnik (NIP 2.0) auf Strecken in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg erprobt. In Baden-Württemberg ist die Erprobung auf der Strecke Offenburg-Hausach geplant.

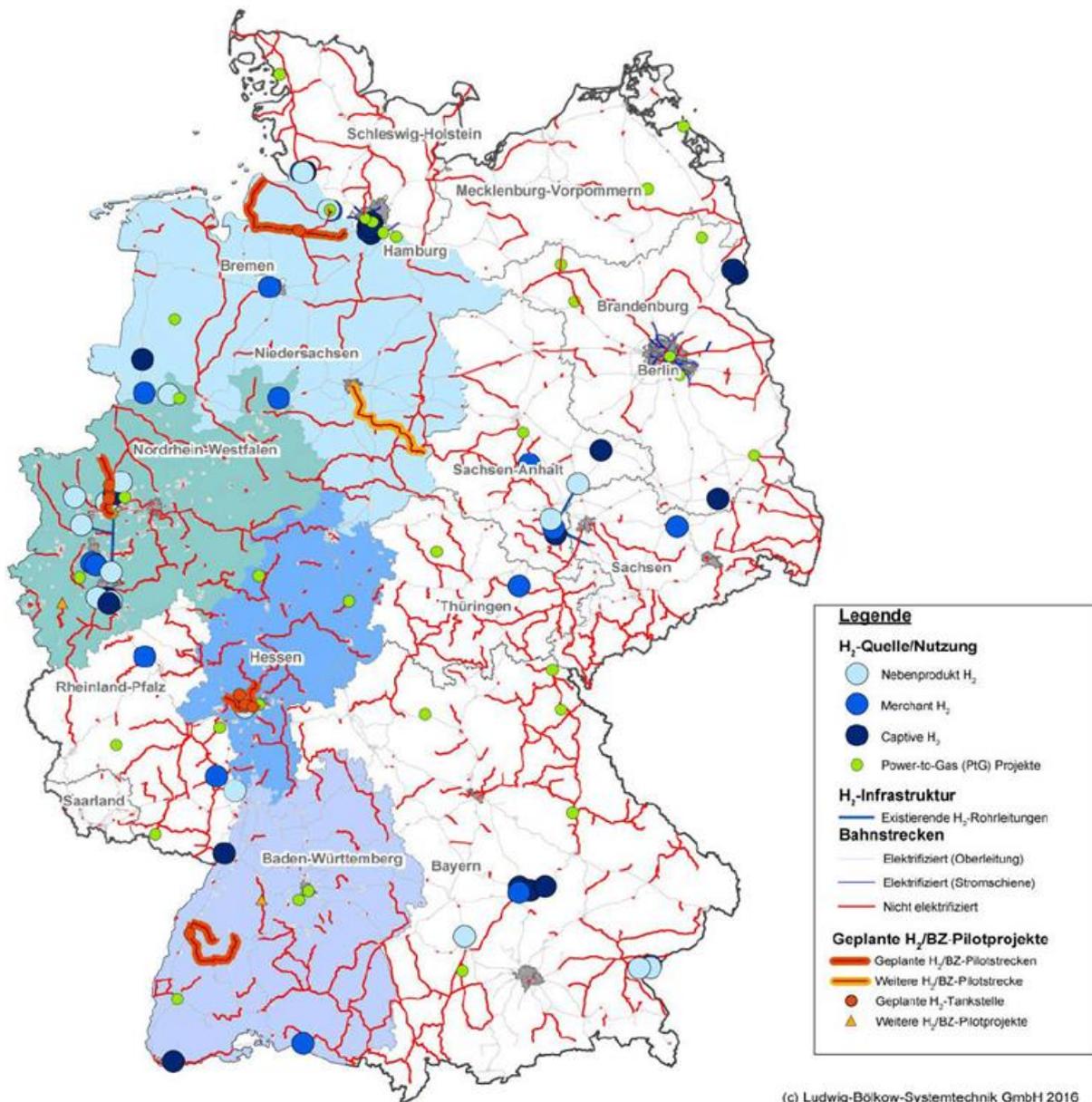
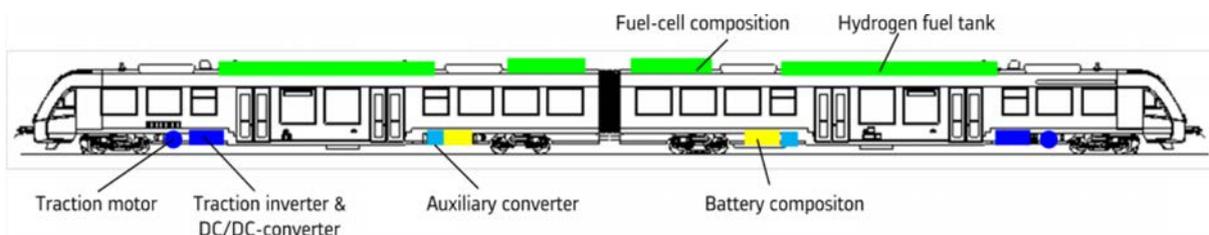


Bild 13: Geplante H<sub>2</sub>/BZ-Pilotprojekte und H<sub>2</sub>-Quellen und Nutzung in Deutschland <sup>36</sup>

<sup>36</sup> NOW Studie 2016 "Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene"

### 3.4.2 Alstom Brennstoffzellen-Zug

Die Firma Alstom beabsichtigt, von 2018 bis 2021 auf 4 Teststrecken in Deutschland Brennstoffzellen-Triebwagen für den alltäglichen Passagierverkehr einzusetzen.



**Bild 14: Alstom Brennstoffzellen Zug "Coradia", Prototyp 2017** <sup>37</sup>

Der Zug besitzt eine H<sub>2</sub>-Tankkapazität von 180 kg, die im Dachbereich untergebracht werden. Der Tankdruck ist 350 bar.

### 3.4.3 Potential in der Region Ulm

Ulm ist ein Knotenpunkt mehrerer Bahnstrecken. Die Hauptstrecke Stuttgart - München ist elektrifiziert. Der Baubeginn für die Elektrifizierung der Südbahn nach Friedrichshafen ist für das Jahr 2018 vorgesehen. Die folgenden Strecken, die durch Ulm führen sind nicht elektrifiziert und es bestehen auch keine Pläne dies in absehbarer Zeit zu tun.

- Brenztalbahn
- Hohenzollernbahn
- Aulendorfer Kreuz
- Dieselnetz Allgäu
- Dieselnetz
- Dieselnetz Ulm Übergang

<sup>37</sup> 5th international Workshop on H<sub>2</sub> Infrastructure: Alstoms Fuel Cell Train, May 2017

Die Verkehrsleistungen auf den genannten Strecken werden durch die Aufgabenträger des Schienenpersonennahverkehrs vergeben. Aufgrund seiner Lage an der Landesgrenze Baden-Württemberg / Bayern sind dies für Ulm das Verkehrsministerium Baden-Württemberg und die Bayerische Eisenbahngesellschaft (BEG). Die Verkehrsdienstleistungen werden durch öffentliche Ausschreibungen vergeben. Von den genannten Netzen ist aktuell das Dieselnetz Ulm im Übergang zum Vergabeverfahren. Eine Betriebsaufnahme ist für das Jahr 2020 vorgesehen.

Beim Einsatz von Brennstoffzellenzügen wird ein Wasserstoffbedarf von 1.5 bis 2 t pro Tag und Strecke erwartet<sup>37</sup>. Sollte eine der durch Ulm führenden Strecken "hydrogenisiert" werden, würde in etwa der permanente Wasserstoffausstoß einer 4 MW-Elektrolyseanlage benötigt (vgl. Kapitel 4.1.2).

### 3.5 Elektromobilität - PKW und Nutzfahrzeuge

Wasserstoff als Treibstoff für Kraftfahrzeuge ermöglicht hohe Reichweiten bei vergleichbaren Betankungsdauern wie bei herkömmlichen Kraftstoffen. Die aktuell von einigen Protagonisten ins Spiel gebrachten synthetischen Flüssigkraftstoffe aus erneuerbarer Energie können das Probleme der Luftreinhaltung in Städten nicht lösen. Die CO<sub>2</sub> Bilanz dieser sogenannten Power-to-Liquids ist wie bei H<sub>2</sub> ausgeglichen, allerdings werden nach wie vor aus den Verbrennungsmotoren Schadstoffe wie NO<sub>x</sub> und Feinstaub emittiert. Bei der Wasserstoffmobilität mit Brennstoffzellen fällt am "Auspuff" tatsächlich nur Wasserdampf an. Für den Strom- und Wärmesektor kann die Weiterverarbeitung von regenerativem Wasserstoff zu Synthetischem Methan über Methanisierung und die Einspeisung ins vorhandene Erdgasnetz eine wirtschaftlich und ökologisch sinnvolle Option sein, weil auch bei der Rückverstromung in Gasturbinen über eine stationäre Abgasreinigung die Emissionen minimiert werden. Für den Verkehrssektor ist Wasserstoff der ideale Energieträger der Zukunft, der mittelfristig den Markt der heutigen Dieselantriebe übernehmen kann.

Elektromobilität mit Brennstoffzellenantrieb wird insbesondere für höhere Leistung und längere durchschnittlich zurückgelegte Strecken von E-Fahrzeugen als sinnvoll angesehen. Vereinfacht kann beim BZ-Antrieb vom "sauberen Diesel der Zukunft" gesprochen werden, da sich die heutige Nutzung von Dieselantrieben in Nutzfahrzeugen, Langstrecken-PkW und Bussen gut durch Brennstoffzellen mit Wasserstoffbetankung ersetzen lässt<sup>38</sup>. Fahrzeuge mit Batteriespeichern machen aufgrund begrenzter Reichweite und vor allem flächendeckend notwendigen Hochleistungsladestationen eher für Kurzstrecken- und Pendlerverkehr Sinn.

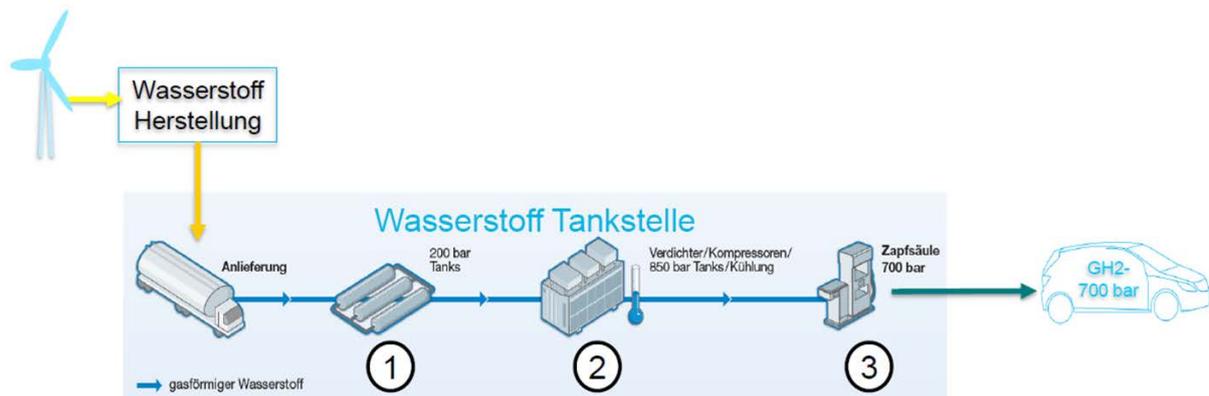
Zu der steigenden Anzahl an verfügbaren Fahrzeugmodellen (Daimler GLC FCell ab 2018; Hyundai ix35 Fuel Cell bzw. ab 2018 Tucson; Toyota Mirai; Honda Clarity Fuel Cell; Renault Kangoo Symbio) kommt eine langsam wachsende Anzahl an öffentlichen Wasserstofftankstellen. Seit 2017 geht der Betrieb der bestehenden Anlagen an die von Linde, Air Liquide, Daimler, Total und Shell gegründete H2MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG über. Deren Plan ist, mit Unterstützung von Fördergeld aus dem NIP 2.0, bis 2019 rund 100 H<sub>2</sub>-Tankstellen und bis 2023 rund 400 H<sub>2</sub>-Tankstellen in Deutschland aufgebaut zu haben.

Der Ausbau von heute 40 H<sub>2</sub>-Tankstellen auf eine Anzahl, die flächendeckende Versorgung bei hohen Verfügbarkeiten gewährleistet, ist eine essentielle Voraussetzung für die Einführung der Technologie.

Die Tankstellentechnik wird weltweit einheitlich anhand der Befüllprotokolle der SAE J2601 errichtet. Für Brennstoffzellen-PkW wird nahezu ausschließlich 700bar-Technologie mit gekühltem Wasserstoff verwendet, mit dem sicher und schnell in 3 Minuten betankt wird. Die typische Tankgröße liegt bei 4 bis 6kg und ermöglicht eine Reichweite bis zu 600 km.

---

<sup>38</sup> z.B. General Motors, Präsentation auf der F-Cell Stuttgart 2008



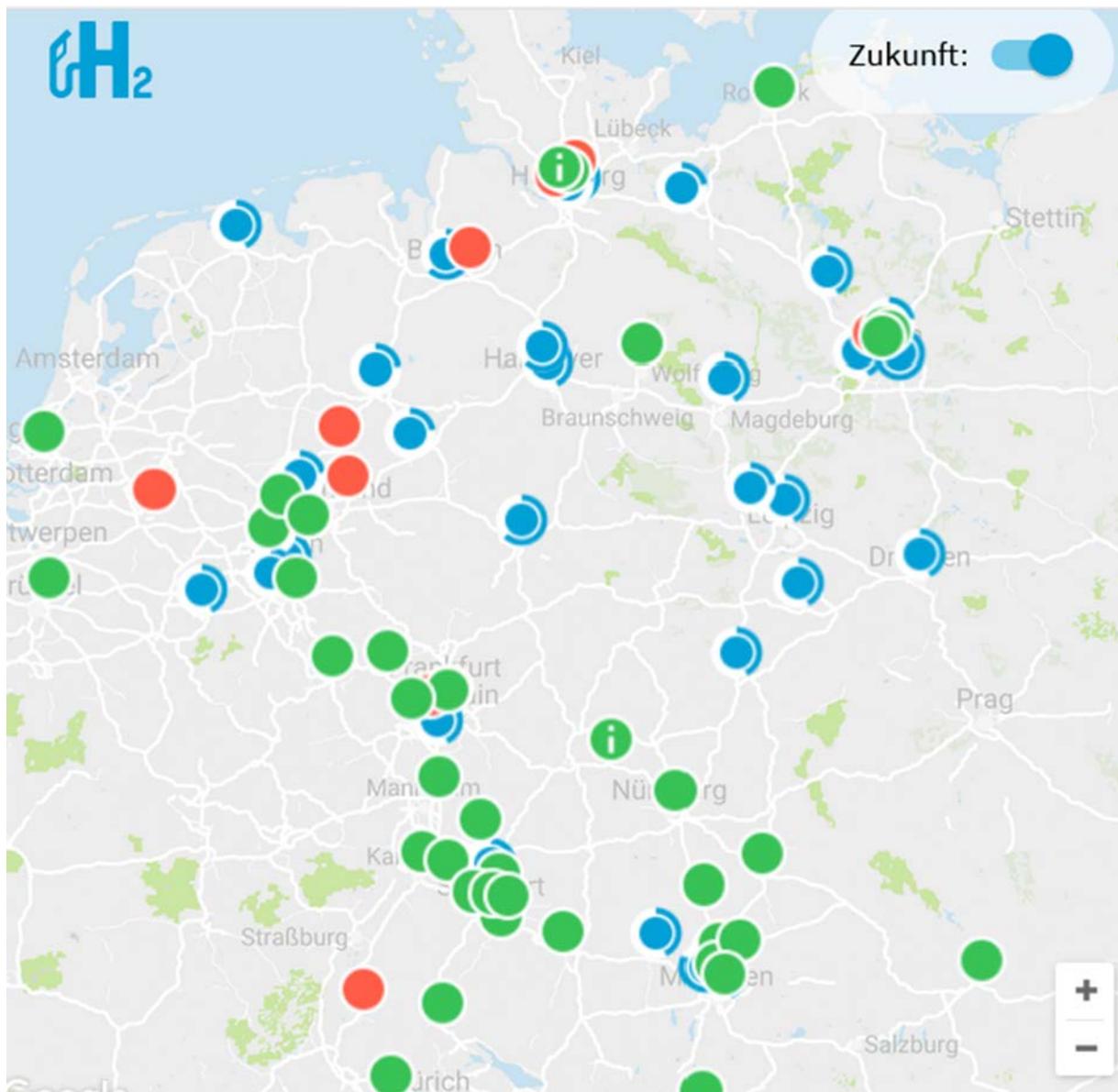
**Bild 15: Typisches Tankstellenschema, z.B. an Ulmer HRS verwirklicht** <sup>39</sup>

Anstelle der zentralen Anlieferung durch Tankwagen wird auch die Erzeugung von Wasserstoff vor Ort über Elektrolyse umgesetzt. Dieser Pfad wird in Deutschland ausdrücklich innerhalb des NIP 2.0 gefördert<sup>40</sup>.

Für Busse und Nutzfahrzeuge findet hauptsächlich 350-bar-Technologie Anwendung. Hier wird üblicherweise eine Tankgröße von 25 - 30 kg eingesetzt. Im Zugverkehr wird für die vorhandenen Prototypen von ca. 180kg Tankinhalt ausgegangen. Mit steigender Betankungsmenge werden größere Kompressoren und eine größere Anzahl an Hochdruckspeichern benötigt; der grundsätzliche Anlagenaufbau bleibt bestehen.

<sup>39</sup> Quellen: Linde, Total

<sup>40</sup> [https://www.now-gmbh.de/content/2-bundesfoerderung-wasserstoff-und-brennstoffzelle/1-foerderrichtlinien/aufruf-antragseinreichung-h2-tankstellen\\_11-2017.pdf](https://www.now-gmbh.de/content/2-bundesfoerderung-wasserstoff-und-brennstoffzelle/1-foerderrichtlinien/aufruf-antragseinreichung-h2-tankstellen_11-2017.pdf)



**Bild 16: HRS in Betrieb (grün) in Wartung/Störung (rot) und aktuell in Bau/Planung (blau)<sup>41</sup>**

In der Region Ulm existiert aktuell eine 700 bar Wasserstoff-Tankstelle am Eselsberg. Der Bedarf liegt aktuell bei ca. 1 t H<sub>2</sub> pro Jahr.

### 3.5.1 Brennstoffzellenbetriebene Fahrzeuge

In der vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI durchgeführte Studie HYACINTH<sup>42</sup> wurde die Akzeptanz der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie untersucht. Neben der sozialen Akzeptanz von Wasserstoff und Brennstoffzelle und dem geringen Bekanntheitsgrad der Technologie in der Bevölkerung ist besonders die unzureichende Infrastruktur als Hemmnis zu bewerten<sup>43</sup>. Für mobile Einsätze, beispielsweise in

<sup>41</sup> <http://www.h2.live/#map>, Screenshot vom 20.12.2017

<sup>42</sup> <http://hyacinthproject.eu/>

<sup>43</sup> <http://hyacinthproject.eu/results/presentations/> Soziale Akzeptanz von Wasserstoff-Brennstoffzellen-Technologien. U. Schneider. Fraunhofer ISI. Gesamtteam-Treffen Cluster Brennstoffzelle BW, Fraunhofer ISE. March 2017. Freiburg (Germany), S. 7 und 14

Bussen, wird die Erwartung der Marktentwicklung für ganz Europa von den meisten Befragten sehr positiv eingeschätzt, aber auch als Energiespeichermedium wird Wasserstoff durchaus positiv bewertet. Neben dem Ausbau der Infrastruktur werden auch die Total Cost of Ownership (TCO -Lebenszykluskosten) im Vergleich zu anderen Antrieben eine entscheidende Rolle bei der Marktdurchdringung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen spielen.

Die geringe Anzahl an Brennstoffzellen-Fahrzeugmodellen und die nach wie vor geringe Anzahl an Wasserstofftankstellen, in Kombination mit der geringen öffentlichen Präsenz der Technologie sind für eine Marktdurchdringung keine förderlichen Umstände. Auch aus dem Handwerk wird sich keine größere Zahl an "early adopters" generieren lassen, als aus dem Gesamtmarkt. Ein positives Signal im Bereich Nutzfahrzeuge sendet Nissan, dessen NV-200 Modell als BZ-Variante mit Range Extender bereits ab 2018 auf den Markt kommen soll. 2017 startete Toyota den Test eines 36t-Trucks im realbetrieb auf einem Hafengelände in Kalifornien. Ebenfalls 2017 begann die schweizerische Supermarktkette COOP mit der Einführung der ersten von zehn 19 t Brennstoffzellen LKW der Firma Esoro (BZ-System am ZSW mitentwickelt) für die Warenlogistik. Die amerikanische Firma NIKOLA Motor Company entwickelt schwere LKW Zugmaschinen mit Brennstoffzellenantrieb.

Im Bereich der industriellen Flurförderfahrzeuge, die bereits häufig batterieelektrisch fahren, erfordert eine Umstellung auf Brennstoffzellen auch die Umstellung der Infrastruktur und die Bevorratung von Wasserstoff zum Betrieb. In den USA sind inzwischen 19.000 Einheiten in Betrieb<sup>44</sup>. Der Marktführer PlugPower hat alleine für das 4. Quartal 2017 eine Auslieferung von 3.000 Brennstoffzellenantrieben für Flurförderzeuge angekündigt. Wasserstoffbetriebene Gabelstapler sind in der Anschaffung zwar teurer als vergleichbare Batteriespeicher-Modelle. Aber über einen Betriebszeitraum von 10 Jahren beträgt die Kostenersparnis bei einer TCO-Betrachtung rund 10%<sup>45</sup>. In Europa hat sich diese Erkenntnis bisher noch wenig durchgesetzt. Um eine größerer Durchdringung zu erreichen, sollten die Anschaffungs- und Betriebskosten für unterschiedliche Nutzungsgrade (Ein- oder Mehrschicht) zu konventionellen Systemen verfügbar sein. Beim Einsatz in der BMW-i Produktion wurden BZ-Flurförderfahrzeuge im Verlauf von drei Jahren intensiv getestet und optimiert. Beim Einsatz im Dreischicht-Betrieb kann demnach ein wirtschaftlicher Vorteil generiert werden<sup>46</sup>. Der Einsatz von Brennstoffzellen-Flurförderzeugen wird sich vermutlich erst mit dem Einsatz von Skaleneffekten für kleine und mittelständische Unternehmen rechnen.

### 3.5.2 Situation: Elektromobilität im Handwerk

Unabhängig von der Antriebsart, ob mit Brennstoffzelle oder rein batterieelektrisch, hindern derzeit noch einige Faktoren den flächendeckenden Einsatz. Die folgenden Erkenntnisse wurden im Laufe eines Jahres (2016/2017) im Rahmen einer Befragung zur Elektromobilität im Allgemeinen, in vielen persönlichen Gesprächen und Diskussionen bei Fachveranstaltungen, mit Handwerkern und interessierten Personen, und im Austausch mit weiteren Marktteilnehmern (Autohändler, Verbände, Entwickler, Cluster) zusammengetragen. Da keine wissenschaftliche Datenerhebung zu Grunde liegt, handelt es sich um eine rein subjektive Sammlung von Erkenntnissen, die keinen Anspruch auf Vollständigkeit, Aktualität oder Richtigkeit erhebt, sofern nicht explizit auf andere Quellen verwiesen wird. Technische Beschränkungen, wie die Belastung der Stromnetze durch flächendeckende Schnellladestationen werden hier nicht betrachtet.

---

<sup>44</sup> <https://www.bizjournals.com/albany/news/2017/12/06/plug-power-ceo-says-business-could-triple-in-size.html>

<sup>45</sup> NREL 2013, An Evaluation of the Total Cost of Ownership of Fuel Cell Powered Material Handling Equipment

<sup>46</sup> [http://www.fml.mw.tum.de/fml/index.php?Set\\_ID=870](http://www.fml.mw.tum.de/fml/index.php?Set_ID=870)

## Batterieelektrische Fahrzeuge im Handwerk

Die erste Frage, die sich jeder Unternehmer stellt, ist die der wirtschaftlichen Vergleichbarkeit. Hier ist für den Einsatz von rein batterieelektrischen Fahrzeugen und die damit verbundenen infrastrukturellen Voraussetzungen oft ein Mangel an Transparenz die erste Einstiegshürde. Obwohl jeder Automobilhersteller die zum Fahrzeug passende sogenannte Wallbox, also die „Zapfsäule“ mitliefert, sind Fragen zu

- Verwendung von selbst erzeugtem PV-Strom
- (Neu) Anschaffungskosten von PV-Anlagen
- Eigenstromverbrauchserhöhung durch Speicher

häufig. Im Grunde sollte für jeden Fall eine Wirtschaftlichkeitsmatrix erstellt werden, mit der diese Fragen beantwortet werden können und die die Voraussetzungen von jedem Unternehmer berücksichtigt. Bisher konnte ohne den Gedanken an die Infrastruktur an der Zapfsäule getankt werden. Durch die Anforderung, selbst für die Ladeinfrastruktur zu sorgen, wird der Unternehmer / Handwerker und die Privatperson zum Umdenken und handeln genötigt.

Besonders bei Handwerkern, die überwiegend im Baustelleneinsatz sind, werden die Dienstfahrzeuge von den Angestellten auch privat genutzt (z.B. für die Fahrt nach Hause und von daheim zur Baustelle). Dadurch soll Arbeitszeit gespart werden, indem der Umweg zum Betrieb entfällt. Hier stellt sich natürlich besonders die Frage nach den Lademöglichkeiten bei den Angestellten zu Hause. Wenn der Angestellte sein Dienstfahrzeug zu Hause laden soll, wer soll dann die Kosten für die Bereitstellung des (grünen) Stromes tragen? Im Regelfall tankt der Angestellte das Fahrzeug auf Firmenrechnung, daher sollte hier auch für reinbatterieelektrische Fahrzeuge eine Lösung angeboten werden.

Argumentiert wird häufig, dass es auf jeder Baustelle zumindest einen Stromanschluss gibt, der zum Laden des Fahrzeuges im Tagesverlauf genutzt werden kann. Hier sind drei Anmerkungen:

- Das Fahrzeug wird auch im Laufe des Tages häufig bewegt, um Material und fehlendes Werkzeug an die Baustelle zu liefern (sicherlich könnte eine bessere Planung und Vorbereitung seitens der Unternehmer hier eine Verbesserung bringen, aber es sollte eine Problematik nach der anderen angegangen werden)
- Es handelt sich um einen Baustellen-Stromanschluss. Die Preise für Baustellenstrom sind mit Abstand die höchsten, und die Verbrauchsmenge wird vom Anschlussnehmer (Eigentümer) bezahlt, so dass eine Nutzung zum Fahrzeugladen vorab geklärt werden müsste.
- Unter dem Aspekt des Umwelt- und Klimaschutzes kann hier bestenfalls von der Nutzung des durchschnittlichen Strommixes ausgegangen werden. Um mit Elektromobilität einen Beitrag zu Klima- und Umweltschutz zu leisten, sollte ein Fahrzeugbetrieb von nahezu 100% erneuerbarem Strom angestrebt werden.

Die Diskussion der Reichweite mit einer Batterieladung stellt sich auch der Handwerker, insbesondere wenn er im Winter mit mehreren Mitarbeitern und schwerem Material auf die Baustelle muss.

Den möglichen Einsatz von elektrischen Nutzfahrzeugen hat insbesondere Dr. Wolfgang Christl von der Handwerkskammer München im Rahmen des Projektes VEM (Virtuelle Elektromobilität im Taxi- und Gewerbeverkehr München) untersucht. Aus Sicht der Reichweite steht dem Einsatz der Elektromobilität nichts entgegen. Eine Analyse der Fahrten während eines Monats in einem Handwerksunternehmen zeigt, dass mehr als 98 % der Fahrten mit einem Elektroauto problemlos absolviert werden könnten. Allerdings hat das Personal wegen einer unbegründeten "Reichweitenangst" das Elektrofahrzeug nur für die kürzesten Strecken

verwendet, so dass die angedachte Tagesfahrleistung nicht erreicht und der Einsatz unwirtschaftlich wurde.

Zusätzlich wurde auch in dieser Studie sichtbar, dass die Hauptproblematik bei der Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur und deren geplanter Nutzung liegt.

Um die Mobilität für den Handwerker weiterhin als Mittel zum Zweck und nicht als zusätzliche Beschäftigung der Mitarbeiter zu gewährleisten, könnte eine leicht zu bedienende, IT-gestützte Anwendung die realen Gegebenheiten widerspiegeln, einen Ladeplan für jeden Tag erstellen und an einen verantwortlichen Mitarbeiter kommunizieren. Idealerweise werden dabei die häuslichen und gewerblichen Ladebedingungen ebenso berücksichtigt wie die vorhandene, öffentliche Ladeinfrastruktur. Je nach Digitalisierungsgrad des Unternehmens könnten die anzufahrenden Ziele automatisch berücksichtigt werden oder manuell gepflegt werden. Dadurch könnte die Umstellung erheblich vereinfacht und der zusätzliche Aufwand durch die neue Anforderung deutlich reduziert wird.

Im Winter könnte beispielsweise das an die Stromversorgung angeschlossene Fahrzeug vorgeheizt und die Batterie auf Betriebstemperatur gebracht werden, so dass die Energie dafür nicht während der Fahrt aus der Batterie entnommen werden muss.

### **Brennstoffzellenfahrzeuge im Handwerk**

Durch Brennstoffzellenfahrzeuge wird dem Nutzer die Reichweitenangst genommen. Dies setzt allerdings eine ausreichend dichte Tankstelleninfrastruktur in der Region und die Verfügbarkeit entsprechender Fahrzeuge voraus. Auch hier stellt sich die Frage der wirtschaftlichen Vergleichbarkeit und der damit verbundenen infrastrukturellen Voraussetzungen.

### **Einstiegschürden**

Der Umstieg auf elektrische Fahrzeuge im Handwerk wird durch mehrere Hürden erschwert. Das mangelnde Angebot an Fahrzeugen, die notwendige Installation bzw. mangelnde Verfügbarkeit von Infrastruktur und deren Kosten, der intransparente Kostenvergleich zwischen herkömmlichen und alternativen Antrieben und die Motivation der Verkäufer.

### **Aktuelle Situation**

Das Angebot an erhältlichen Fahrzeugen wächst und öffentliche Investitionen in die Infrastruktur nehmen zu. Angebote wie eine günstige Miete von E-Fahrzeugen zum Test auf monatlicher Basis könnten die Hemmnisse zusätzlich reduzieren und die Angst vor der "Investition ins Ungewisse" nehmen.

Bei der Firma Street Scooter kann ab 12/2017 ein, bei der Deutschen Post in mittleren Stückzahlen verwendeter, Kastenwagen für 321€ im Monat geleast werden<sup>47</sup>. Dieser wird auch in Neu Ulm von der Firma Wilhelm Mayer GmbH & Co. Kg. Nutzfahrzeuge angeboten<sup>48</sup>. Street Scooter hat die Entwicklung eines Brennstoffzellen Range Extenders für ihr Modell "Work" angekündigt.

Renault bietet die batterieelektrische Version des Kangoo Z.E. mit einer Reichweite von 270 km an. In Frankreich wird zusätzlich die relativ erfolgreiche, mit einem Brennstoffzellen-Range Extender ausgestattete Version des Z.E. "H2" angeboten.

Symbio FCell hat für 2018 ein mit Brennstoffzellen Range Extender versehene Version des Nissan e-NV200 angekündigt. Die batterieelektrische Version des Fahrzeugs erhält ebenfalls 2018 eine größere Batterie.

---

<sup>47</sup> Electrive.net Newsletter vom 8.12.2017

<sup>48</sup> <http://www.wilhelm-mayer.com/index.php/203-neu-ulm-unter-strom>

## 4 Konzeptansätze

Mit potentiellen Partnern aus der Region Ulm und ZSW-intern wurden Ansätze für Demonstrationsprojekte diskutiert und, sofern erfolgversprechend, ausgearbeitet. Diskutierte Projektkonzepte waren beispielsweise

- Das Befüllen der H<sub>2</sub>-Tankstelle in Ulm mit Elektrolysewasserstoff aus lokalen Überschüssen an erneuerbarer Energie in Zusammenarbeit mit dem Tankstellenbetreiber
- Einsatz von H<sub>2</sub>-Bussen im ÖPNV im Netz der Stadtwerke Ulm inkl. Kostenkalkulationen, CO<sub>2</sub>-Einsparungen, Tankstellenauslastung
- Der Einsatz automobiler Brennstoffzellensysteme als Range-Extender für Kommunalfahrzeuge bzw. Fahrzeuge des ÖPNV; mit passender H<sub>2</sub>-Versorgung.
- Zuginfrastruktur: eine Ladestation in unmittelbarer Nähe des Bahnknotens Ulm

Im Folgenden wird das Konzept der Wasserstoffherzeugung aus Wasserkraft und die regionale Nutzung insbesondere für die Brennstoffzellen-Elektromobilität nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten beleuchtet.

### 4.1 Energiespeicherung in Wasserstoff in Ulm

Eine mögliche Nutzung erneuerbarer Energie ohne zusätzliche oder gar mit verminderter Stromnetzbelastung wäre die Aufstellung einer Elektrolyseanlage mit H<sub>2</sub>-Speichern am Standort eines Wasserkraftwerks, dessen Stromerzeugung nicht oder nicht mehr nach EEG gefördert wird. Nach Rücksprache mit den Stadtwerken Ulm kommt dafür insbesondere das seit 1953 in Betrieb befindliche Laufwasserkraftwerk am Standort Böfinger Halde in Frage. Das Kraftwerk ist mit einer Spitzenleistung von 8.800 kW das Größte seiner Art der SWU.

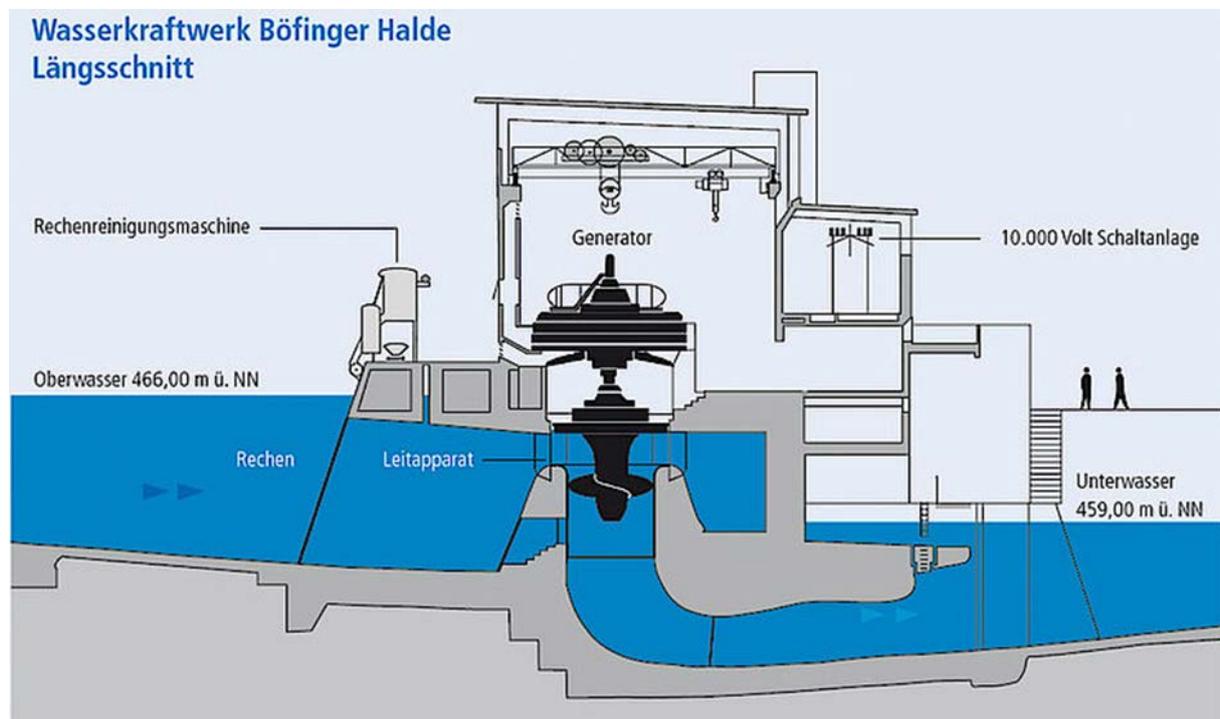


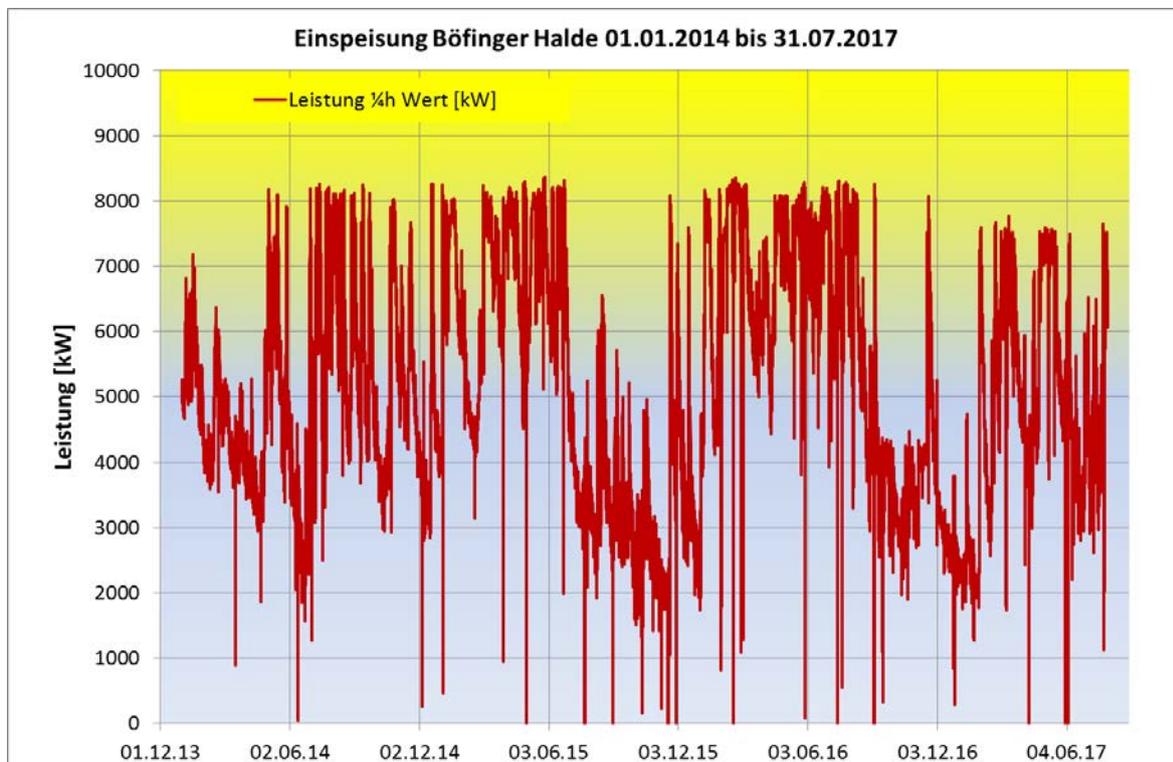
Bild 17: Schema Wasserkraftwerk Böfinger Halde <sup>49</sup>

<sup>49</sup> <https://www.swu.de/privatkunden/unternehmen/erzeugung/kraftwerke/wasserkraftwerk-boefinger-halde/>

Leistung (Durchschnitt)	51 Mio. kWh pro Jahr
Fallhöhe	7,00 m
Turbinen	2 Kaplan turbinen
Vierflügliges Laufrad	Ø 3,90 m
Drehzahl	107 U/min
Gesamtwassermenge	152 m³/s
Gewicht	150 t je Turbine

**Tabelle 5: Kenndaten des Laufwasserkraftwerks Böfinger Halde**

In den vergangenen Jahren wurden etwa zwischen 43,9 und 50,4 Mio kWh Strom pro Jahr eingespeist. Dies entspricht einer mittleren Wirkleistung von ca. 5 MW.

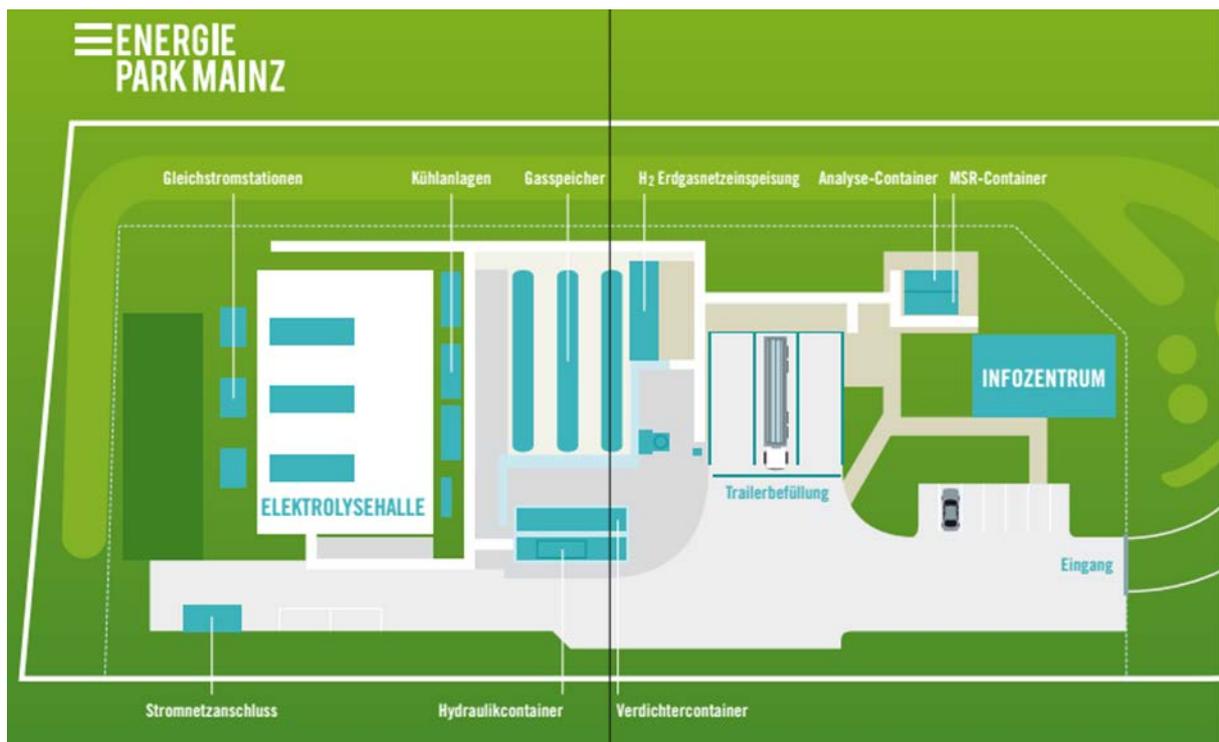


**Bild 18: Verlauf des eingespeisten elektrischen Stroms, Wkw Böfinger Halde**

Das Konzept enthält die Vor-Ort Erzeugung von Wasserstoff über Elektrolyse direkt am Kraftwerk, um die Nutzung von Stromnetzkapazität zu vermeiden. Ebenfalls vor Ort wird der Wasserstoff verdichtet und in Nieder- (bis 80 bar) oder Mitteldruckspeichern (bis 300 bar) zur Weiterverwendung bereitgehalten. Die Weiterverwendung kann direkt beispielsweise in Form eine Bus- und PKW-Wasserstofftankstelle erfolgen. Alternativ oder ergänzend kann über eine Abfüllstation für Tanklastkraftwagen (typischerweise verdichteter Wasserstoff bei 200 oder 300 bar) der Wasserstoff zum Bedarfsort transportiert werden.

#### 4.1.1 Anlagenaufbau und geometrischer Fußabdruck

Einen Überblick über die auch für das ausgearbeitete Ulmer Konzept notwendigen Komponenten gibt ein Schema des Energieparks Mainz. Hier werden Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom erprobt:



**Bild 19: Schematischer Anlagenaufbau im Energiepark Mainz** <sup>50</sup>

Die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz ist gesetzlich erlaubt und wird in mehreren Forschungsprojekten untersucht. Ökonomisch kann, unter den heute gegebenen Bedingungen, bei Verbraucherpreisen von ca. 0,04 €/kWh Erdgas eine wirtschaftliche Einspeisung nicht möglich sein<sup>51</sup>. Diese wird im aktuellen Projektansatz deshalb nicht berücksichtigt.

Zur Abschätzung, welche Flächen für den Anlagenaufbau benötigt werden, liefert eine aktuelle Studie der FCH-JU<sup>52</sup> wertvolle Informationen. Hier werden die verfahrenstechnischen Anlagen zur Wasserstofferzeugung, -verdichtung, und -speicherung, direkt mit einer Tankstelle für Wasserstoffbusse gekoppelt, ausgewertet.

Für den Anwendungsfall "Böfinger Halde" mit dem Szenario einer Wasserstoffproduktion von etwa 430 kg/Tag kann nach dieser Erhebung von einem Flächenbedarf von 1.000 m<sup>2</sup> ausgegangen werden (Bild 20). Unterlegt wird diese Zahl durch die Erfahrung des ZSW aus einem Projekt in Grenzach-Wyhlen. Hier werden für die reine Elektrolyseanlage in der Größenordnung von etwa 1 MW Eingangsleistung ca. 500 m<sup>2</sup> benötigt.

<sup>50</sup> [http://www.energiepark-mainz.de/uploads/tx\\_news/EPM\\_Broschur\\_A4\\_5.pdf](http://www.energiepark-mainz.de/uploads/tx_news/EPM_Broschur_A4_5.pdf)

<sup>51</sup> [http://www.lbst.de/download/2014/20131217\\_BEE-PST\\_LBST\\_Studie\\_EEGase.pdf](http://www.lbst.de/download/2014/20131217_BEE-PST_LBST_Studie_EEGase.pdf)

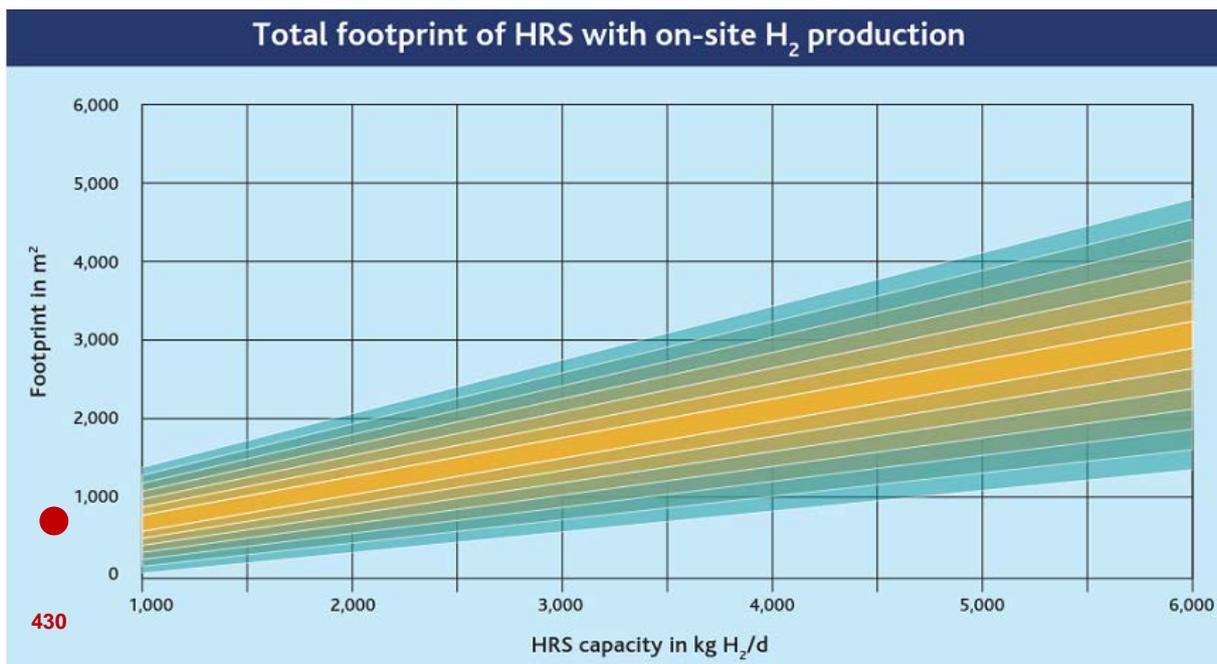


Bild 20: Flächen-Bedarf in Abhängigkeit von der Anlagengröße<sup>52</sup>

#### 4.1.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Innerhalb verschiedener Studien wurden bereits Kostenrechnungen für die Wasserstoffherstellung mittels alkalischer und PEM-Elektrolyse durchgeführt. Einen guten Überblick mit auf das Land Baden-Württemberg bezogenen Szenarien gibt beispielsweise eine Studie der emobil-BW von 2016<sup>53</sup>, Für den konkreten Anwendungsfall werden in diesem Kapitel mehrere Studien ausgewertet und auf Basis der extrahierten Daten eine Berechnung der Gesteungskosten von Wasserstoff durchgeführt.

Zinssatz [%] <sup>2</sup>	7.5%
Abschreibung [a] <sup>2</sup>	15
Strompreis [€/kWh] <sup>54</sup>	0.035
Aufbau, Anlieferung in % Gesamtinvest <sup>2</sup>	10%
Wartung, Betrieb pro Jahr in % Gesamtinvest <sup>2</sup>	4%
Peripherie in % Gesamtinvest Elektrolysesystem <sup>55</sup>	50%
Energieverbrauch Elektrolyseur-System [kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> ] <sup>56</sup>	5 <sup>57</sup>
Investkosten Ely [€/kW H <sub>2</sub> ] <sup>2</sup>	1200
Speichergröße ausreichend für [x] Tage H <sub>2</sub> -Produktion	3

<sup>52</sup> [http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2015/09/NBF\\_SummaryReport\\_download.pdf](http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2015/09/NBF_SummaryReport_download.pdf)

<sup>53</sup> [http://www.e-mobilbw.de/files/e-mobil/content/DE/Publikationen/PDF/Studie\\_H2-Kommerzialisierung\\_Neu\\_RZ\\_WebPDF.pdf](http://www.e-mobilbw.de/files/e-mobil/content/DE/Publikationen/PDF/Studie_H2-Kommerzialisierung_Neu_RZ_WebPDF.pdf)

<sup>54</sup> "Benchmark", Aussage SWU 29.7.17, Ulm

<sup>55</sup> NREL 2008: Wind-To-Hydrogen Project - Electrolyzer Capital Cost Study

<sup>56</sup> Gallandat et. al., "An Analytical Model for the Electrolyser Performance", JPEE 2017

<sup>57</sup> inkl. 0,31kWh/kg für Kompressor aus<sup>53</sup>

Vollaststunden, 98% Verfügbarkeit aus <sup>2</sup> [h/a]	8585
<b>Leistungsaufnahme Elektrolyseur System [MW]</b>	<b>1,0</b>
<b>Kenndaten Wasserstoff <sup>58</sup></b>	
unterer Heizwert LHV [kWh/kg]	33.3
oberer Heizwert HHV [kWh/kg]	39.4
Dichte [kg/Norm-m <sup>3</sup> ]	0.09
unterer Heizwert LHV [kWh/Norm-m <sup>3</sup> ]	2.997

**Tabelle 6: Annahmen Berechnung Wasserstoffgestehungskosten - Referenzfall**

Strombedarf [kWh/a]	8'584'800
bereitgestellte H <sub>2</sub> -Menge [Norm-m <sup>3</sup> /a]	1'716'960
bereitgestellte H <sub>2</sub> -Menge [kg/a]	154'526
bereitgestellte H <sub>2</sub> -Menge [kg/d]	432
H <sub>2</sub> -Speichergröße [MWh]	43
H <sub>2</sub> -Speichergröße [Norm-m <sup>3</sup> ]	14'400
H <sub>2</sub> -Speichergröße [kg]	1'296
<b>Investkosten</b>	
Investitionskosten für ein PEM-Elektrolyse System [€]	1'200'000
Peripherie [€]	1'200'000
Aufbau, Anlieferung [€]	240'000
<b>Summe Invest [€]</b>	<b>2'640'000</b>
<b>Betriebskosten</b>	
Wartung, Betrieb [€/a]	105'600
Speicherkosten [€/a auf Mietbasis] <sup>59</sup>	44'049
Annuität aus Invest [€/a]	299'078
Stromkosten [€/a]	300'468
<b>Betriebskosten p.a.</b>	<b>756'149</b>
<b>Wasserstoffgestehungskosten Referenzfall [€/kg]</b>	<b>4,85</b>

**Tabelle 7: Berechnung Elektrolyseur-System mit 1MW Leistungsaufnahme**

Anhand der getroffenen Annahmen lässt sich ein Gestehungspreis pro kg Wasserstoff, verdichtet zur Abholung durch Trailer oder zur direkten Weiterverwendung in einer Bus / Pkw-Tankstelle, von 4,85 € darstellen.

In Kapitel 4.2 wird dieser dem zu erzielenden Preis an Wasserstofftankstellen verschiedener Größen, unter der Annahme regionaler Belieferung, gegenübergestellt. Im folgenden Kapitel

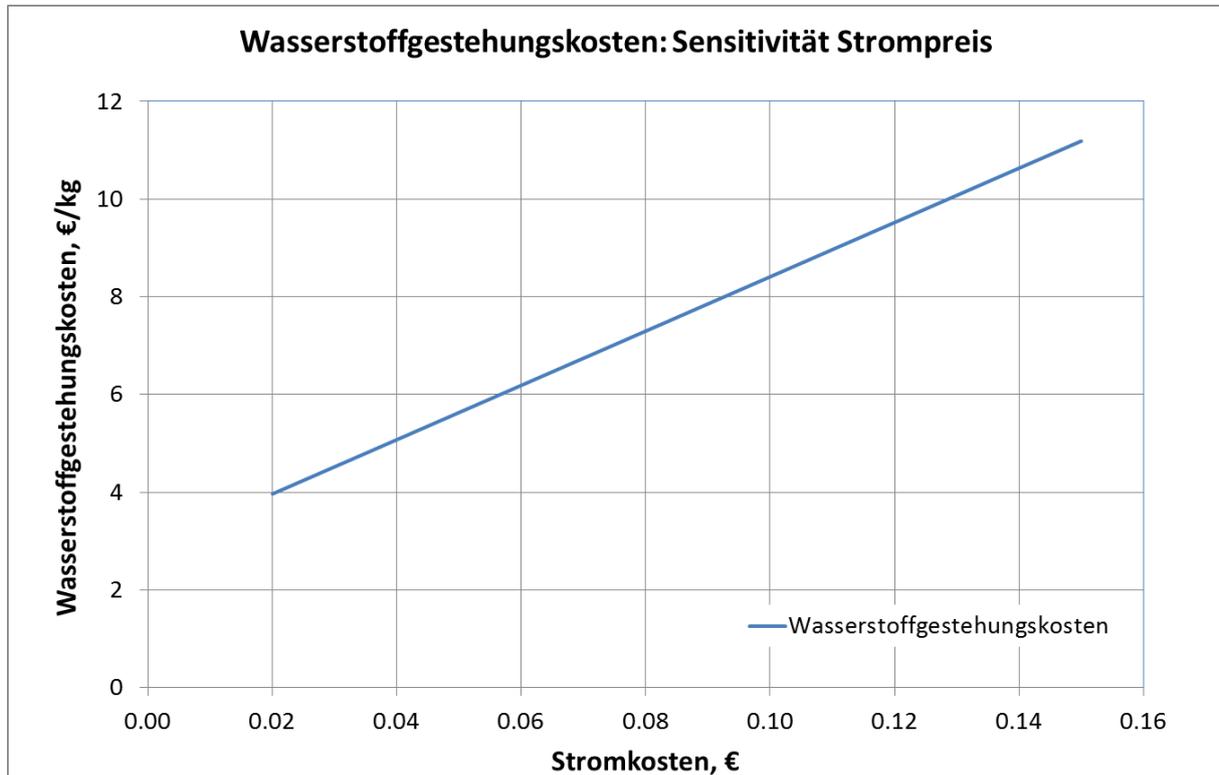
<sup>58</sup> <https://www.energie-lexikon.info/wasserstoff.html>

<sup>59</sup> Erfahrungswert Mietkosten ZSW, inklusive Service und Wartung

wird die Sensitivität des Ergebnisses auf einige wesentliche Parametervariationen untersucht.

### 4.1.3 Sensitivitätsbetrachtung

Aus der Literatur bekannt ist eine hohe Abhängigkeit der Wasserstoffgestehungskosten vom Strompreis. Der Referenzwert beträgt hier 0,035 €/kWh.



**Bild 21: Einfluss der Stromkosten auf die Wasserstoffgestehungskosten**

Auch bei der vorliegenden Berechnung ist diese klar zu erkennen. Im nicht zu 100% vergleichbaren, weil speziell auf Bustankstellen ausgelegten, Ergebnis der Studie Newbusfuel<sup>52</sup> wird ein ähnlicher Bereich errechnet:

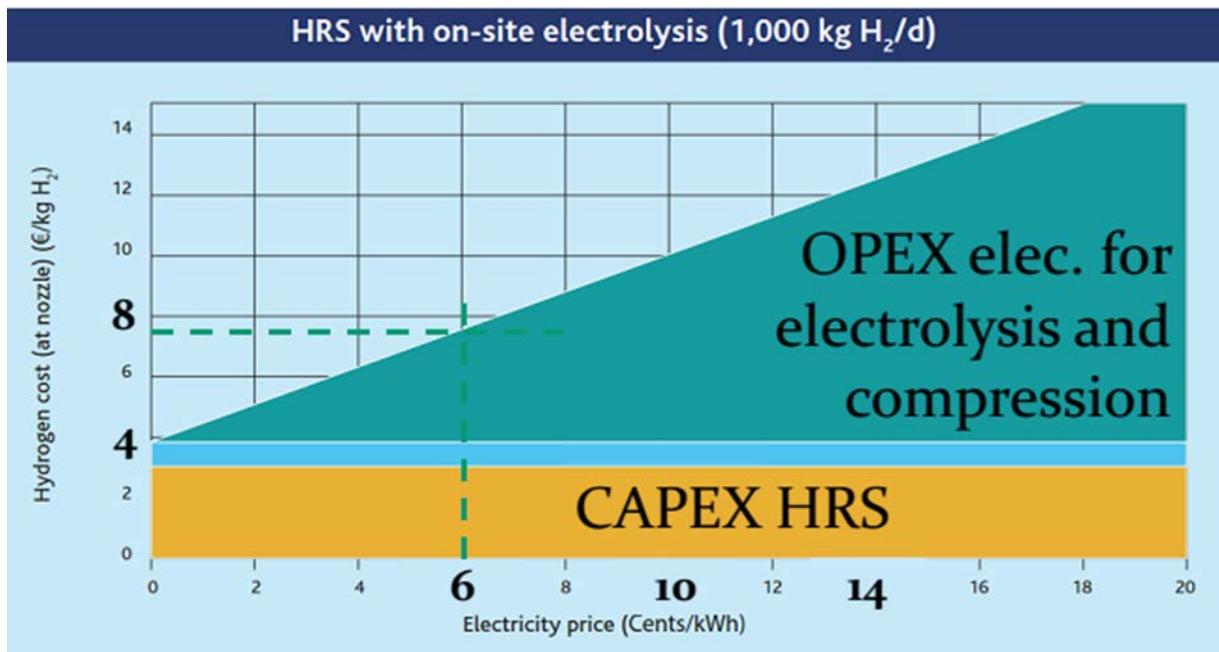


Bild 22: Vergleichsbeispiel für größere Anlagen inkl. Bus-Tankstelle <sup>52</sup>

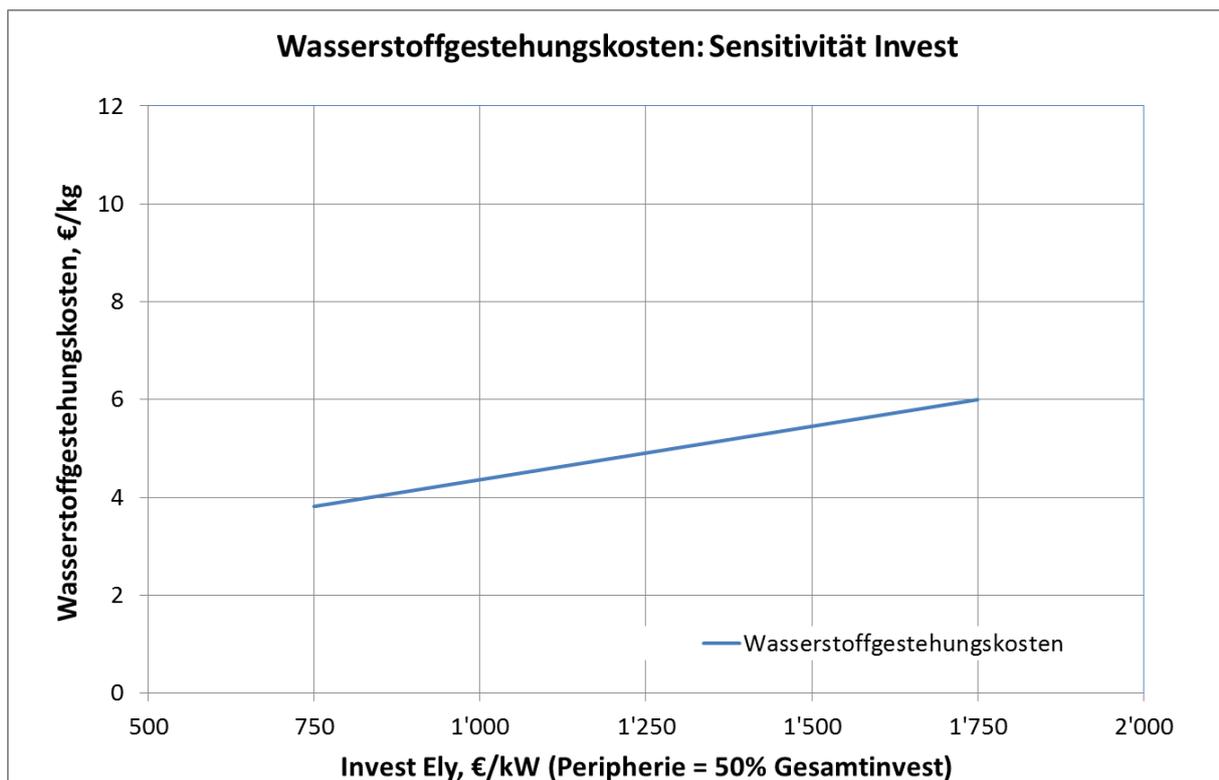
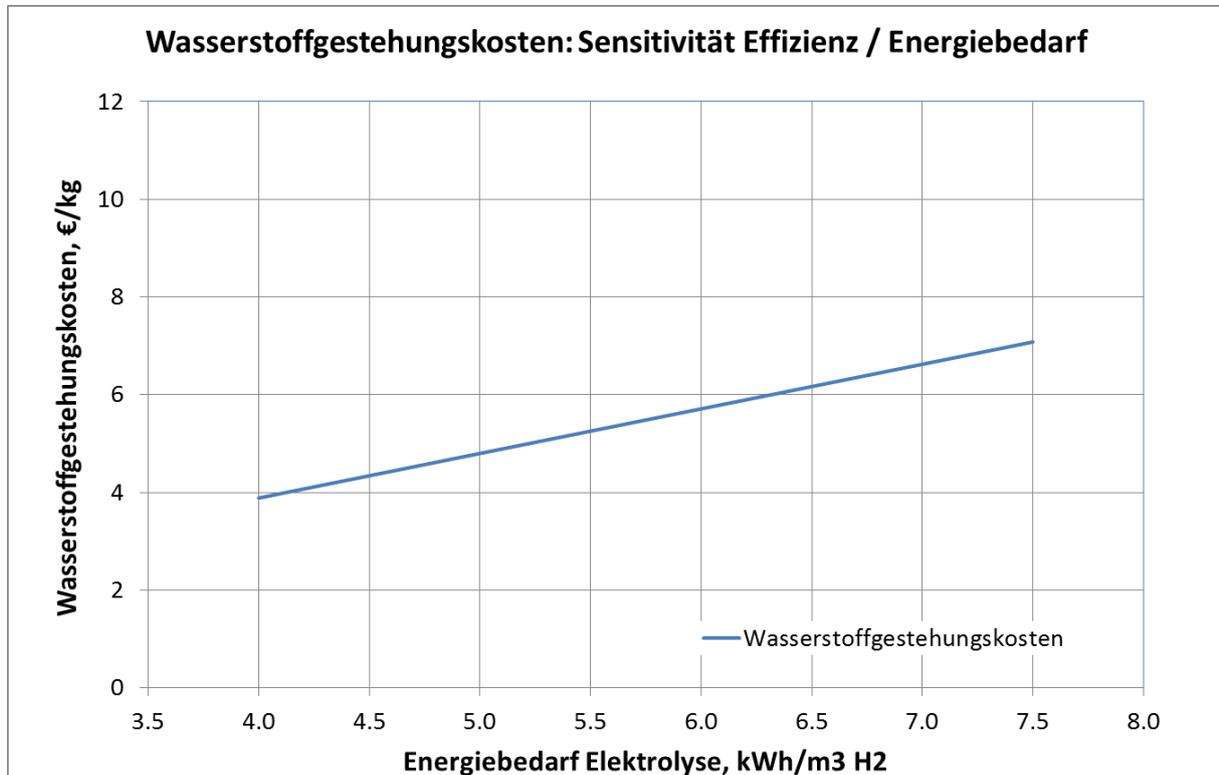


Bild 23: Einfluss der Investkosten auf H<sub>2</sub>-Gestehungskosten

Die Referenzberechnung geht für die 1MW-Elektrolyseanlage von Investitionskosten von 1200€/kW aus.

Nach NREL 2008 <sup>55</sup> betragen die Investkosten der Peripherie (Verdichtung, Reinigung, Abfüllung, Anlagentechnik) 50% der Gesamtkosten eines Elektrolysesystems. Somit steigt in der vorliegenden Betrachtung mit den Investkosten der Elektrolyse in gleichem Maße die Peripherie mit an. Die Speicherkosten sind, wie oben beschrieben, separat berechnet.

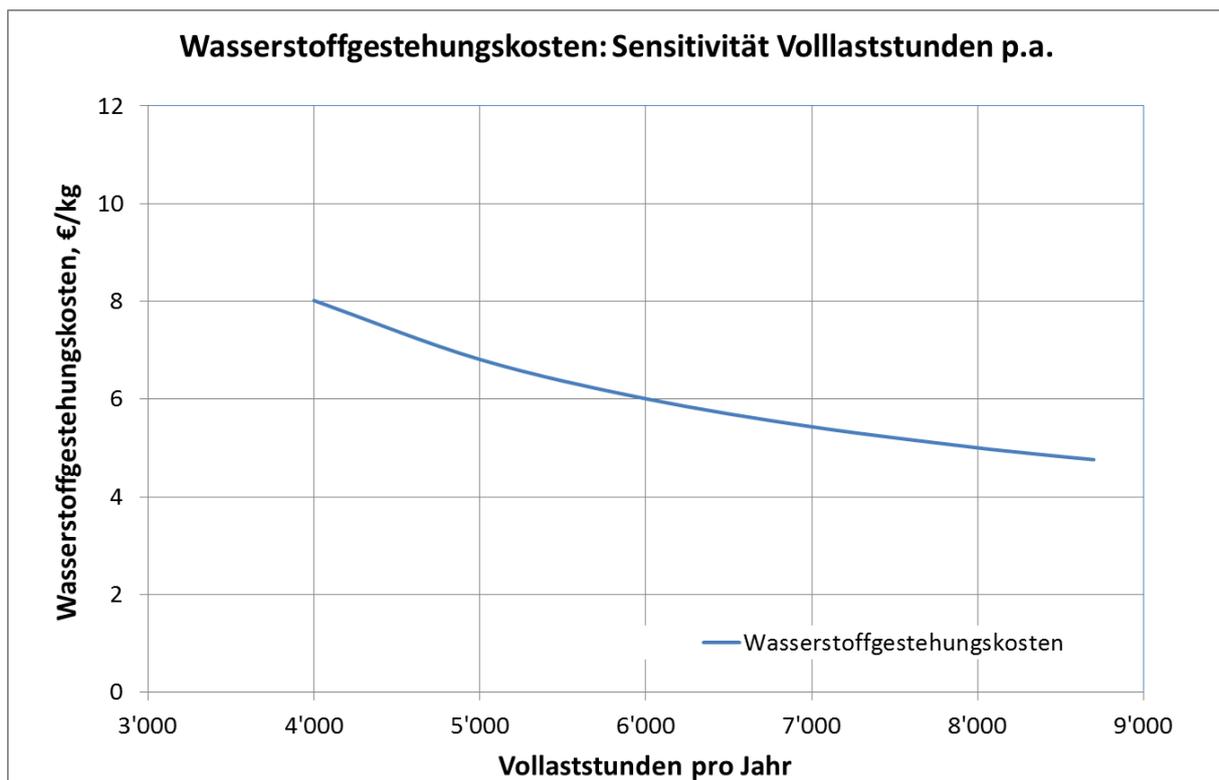
Der Fall einer größeren Anlage kann hier mit betrachtet werden: für eine Anlage mit 2MW Leistungsbedarf sind beispielsweise spezifische Investkosten von 1000€ zu erwarten <sup>2</sup>. Nach anderen Studien sinken die spezifischen Investkosten mit der Anlagengröße und der Entwicklungsdauer weiter ab <sup>53</sup>.



**Bild 24: Einfluss des spezifischen Energiebedarfs**

Um den Einfluss des technischen Fortschritts, hier in Bezug auf die Effizienz der Elektrolyseanlage, zu bewerten wurde der spezifische Energiebedarf in kWh elektrischer Strom pro erzeugtem Normkubikmeter Wasserstoff variiert. Die thermodynamische Grenze liegt knapp unterhalb von 4 kWh/m<sup>3</sup>. Heutige Anlagen erreichen Werte unterhalb 4.5 kWh/m<sup>3</sup>, insbesondere alkalische <sup>56</sup>.

Bezüglich der Auslastung wurde im Referenzfall 98% Vollastbetrieb angenommen <sup>2</sup>. Dieser Wert ist bei einer Anlagengröße von 1 MW am gewählten Standort des Wasserkraftwerks zu erreichen, wenn nur zu Wartungszwecken oder bei Niedrigwasser der Betrieb eingestellt wird. Führen beispielsweise wirtschaftliche Gründe den Betreiber zur Entscheidung, den Strom in anderen Bereichen zu verwenden, so führt das zu steigenden Wasserstoffgestehungskosten. In Bild 25 wird dargestellt, wie sich der Anteil der Vollaststunden bei ansonsten gleichbleibenden Parametern auswirkt. Die Variation wurde von 4.000 h/a (<50% Vollaststunden) bis 8.700 h/a (99.3%) durchführt.



**Bild 25: Einfluss der Volllaststunden pro Jahr**

## 4.2 Nutzung regionalen Wasserstoffs an H<sub>2</sub>-Tankstellen

### 4.2.1 Randbedingungen zur Nutzung an H<sub>2</sub>-Tankstellen

In Deutschland wird bis 2023 ein Tankstellennetz für H<sub>2</sub>-Fahrzeuge durch das Joint-Venture Unternehmen „H2-Mobility“ geplant, aufgebaut und betreut (siehe auch Kapitel 3.5).

Für das Unternehmen H2 Mobility stellt die Verwendung von aus erneuerbarer Energie bestenfalls regional erzeugtem grünem Wasserstoff eine Notwendigkeit dar. Die Elektromobilität mit Brennstoffzellen (und auch Batterien) als solche macht makroökonomisch nur Sinn, wenn auf nachhaltig erzeugter Elektrizität basierend.

Der technische Leiter des Unternehmens, bestätigte, dass derartige Versorgungsverträge bereits bestehen - die HRS Wiesbaden wird zu 100% mit grünem Wasserstoff aus dem Energiepark Mainz beliefert - oder in Verhandlung sind (beispielsweise für Wasserstoff aus Biomassestrom). Einige Randbedingungen für eine Belieferung von H<sub>2</sub>-Fahrzeugtankstellen müssen erfüllt werden:

- Garantierte Wasserstoffqualität nach ISO 14687-2, für Elektrolyse-Wasserstoff hier insbesondere die Grenzwerte für Sauerstoff und Wassergehalt (je 5ppmv).
- Abholung durch 200bar-Trailer an Abfüllstation möglich oder
- Belieferung durch 200bar Trailer an die HRS.
- Zertifikat „GreenHydrogen“ des TÜV SÜD oder vergleichbar.

H2Mobility begrüßt ausdrücklich die regionale Belieferung. Durch die Bildung von Tankstellen-Clustern sollen ausreichend große Absatznetzwerke entstehen. In der Region Ulm könnte dies für die heute bestehenden bzw. im Bau befindlichen Tankstellen Metzgingen, Flughafen Stuttgart, Ulm, Augsburg, Wendlingen, Sindelfingen. Mit fortschreitendem Ausbau kann der Kreis bei gleicher Abnahmemenge enger gezogen werden.

#### 4.2.2 Berechnung der maximal zulässigen Gestehungskosten

Anhand des heute deutschlandweit gültigen Bruttopreises für Tankstellenwasserstoff von 9.50 €/kg wird in diesem Kapitel der maximal zulässige Nettopreis bei Anlieferung an die H<sub>2</sub>-Tankstelle bzw. bei Abholung am Erzeugungspunkt abgeschätzt.

Zinssatz [%] <sup>2</sup>	7.5%
Abschreibung [a] <sup>2</sup>	15
Aufbau, Anlieferung in % Gesamtinvest <sup>2</sup>	10%
Wartung, Betrieb pro Jahr in % Gesamtinvest <sup>60</sup>	8%
Verkaufspreis [€/kg] netto	7.98
durchschnittliche H <sub>2</sub> -Menge pro Betankung [kg] <sup>61</sup>	3.5
Investitionskosten für eine HRS [€]	1200

Tabelle 8: Annahmen für die Grenzkostenberechnung

	VERY SMALL HRS	SMALL HRS	MEDIUM HRS	LARGE HRS
Number of refuelling positions	1	1	2	4
Number of vehicles that can be refuelled per hour per position	2,5	6	6	10
Number of vehicles that can be refuelled back to back per refuelling position	0	1	1	10
Max. waiting time to refuel consecutive cars (in min.)	20	5	5	n/a
Number of consecutive hours to meet the performance specifications	--	3	3	24/7
Average number of vehicles refuelled per day	10	30	60	125
Maximum number of vehicles refuelled per day	20	38	75	180
Maximum hydrogen hourly throughput (in kg)	18	33.6	67.2	224
Average hydrogen throughput per day (in kg)	56	168	336	700
Maximum hydrogen throughput per day (in kg)	80	212	420	1000
Number of vehicles served per station (approx.)	100	400	800	1600

Bild 26: Definition Tankstellengrößen der H<sub>2</sub>Mobility

Für die beiden Leistungsgrößen Small (S) und Medium (M) wurde eine Abschätzung vorgenommen. Die Investkosten wurden aus dem Projekt H<sub>2</sub>First <sup>62</sup> adaptiert. Dort sind die aktuell nötigen Investitionskosten für ähnliche Anlagengrößen angegeben.

Invest für H <sub>2</sub> -Tankstellengröße	S (212kg/d)	M (420kg/d)
Investitionskosten für eine HRS [€] <sup>62</sup>	674'409 €	697'136 €
Aufbau, Anlieferung [€]	67'441 €	69'714 €
Summe Invest	741'850 €	766'850 €
<b>Betriebskosten</b>		
Wartung, Betrieb [€]	59'348 €	61'348 €
Annuität aus Invest [€/a]	84'042 €	86'874 €
<b>Betriebskosten p.a.</b>	<b>143'390 €</b>	<b>148'222 €</b>

<sup>60</sup> Abschätzung aus Erfahrungswerten ZSW

<sup>61</sup> Bewusste Abweichung zur Angabe von H<sub>2</sub>-Mobility (5.6kg/Betankung) nach ZSW Erfahrung

<sup>62</sup> Sandia/NREL 2012, H<sub>2</sub>FIRST Reference Station Design Task

H2Mobility Spezifikation	S (212kg/d)	M (420kg/d)
Anzahl Betankungen pro Tag	60	120
Anzahl Betankungen pro Jahr	21900	43800
Menge H <sub>2</sub> pro Tag [kg]	210	420
Menge H <sub>2</sub> pro Jahr [kg]	76650	153300
spezifische Betriebskosten [€/kg]	1.93	0.94
<b>"Grenzkosten" für Anlieferung an HRS [€/kg]</b>	<b>6.05</b>	<b>7.05</b>
<b>Grenzkosten bei Abholung an Erzeugungsort</b>		
spez. Kosten für Entfernung 10km [€/t] <sup>63</sup>	250	
spez. Kosten für Entfernung 50km [€/t] <sup>63</sup>	490	
spez. Kosten für Entfernung 100km [€/t] <sup>63</sup>	790	
H2Mobility Spezifikation	S (212kg/d)	M (420kg/d)
Logistikkosten absolut [€/a]	19'163	38'325
<b>Grenzkosten Verkauf ab Abfüllung - 10km [€/kg]</b>	<b>5.80</b>	<b>6.80</b>
<b>Grenzkosten Verkauf ab Abfüllung - 50km [€/kg]</b>	<b>5.56</b>	<b>6.56</b>
<b>Grenzkosten Verkauf ab Abfüllung - 100km [€/kg]</b>	<b>5.26</b>	<b>6.26</b>

**Tabelle 9: Kosten H<sub>2</sub>-Tankstelle; abgeleitet Grenzkosten für H<sub>2</sub>-Beschaffung**

Es zeigt sich, dass in jedem Fall bei höherem H<sub>2</sub>-Umsatz einer Tankstelle die maximal zulässigen Kosten steigen, um exakt kostendeckend arbeiten zu können. Gewinnmargen sind stark unternehmensspezifisch und werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

Am Beispiel einer Wasserstofftankstelle mit durchschnittlich 120 Betankungen pro Tag (420 kg/d) liegen somit die maximalen Kosten für Wasserstoff bei Anlieferung an die HRS bei 7,05 €/kg. Rechnet man Logistikkosten<sup>63</sup> für die Abholung am Erzeugungsort hinzu liegen diese, je nach Entfernung zwischen Abfüllort und Ablieferort zwischen 6,80 und 6,26 €/kg.

Eine Gegenüberstellung der Erzeugungsbetrachtung aus Kapitel 4.1 mit der hier vorliegenden Grenzkostenberechnung wird im Kapitel 4.3 vorgenommen.

### 4.3 Konzeptbeschreibung und Fazit

In den Vorgängerkapiteln wurde anhand konkreter Vorstellungen die Wirtschaftlichkeit von Projektkonzepten überprüft. Erfolgversprechend erscheint die regionale Nutzung von aus erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff in mehreren Szenarien.

Am Standort des Laufwasserkraftwerks Böfinger Halde könnte, bei einem Flächenbedarf von ca. 1.000 m<sup>2</sup>, eine Anlage zur Wasserstoffherzeugung, Verdichtung, Speicherung und Abfüllung erstellt werden.

<sup>63</sup> D. Krieg, Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff, FZ Jülich 2012

Diese enthält die Komponenten (siehe auch Bild 19):

Anlagenkomponente	Beschreibung
Elektroysesystem	elektrische Stromaufnahme von 1 MW
Wasserstoffaufbereitung und -reinigung	Wasser- und Sauerstoffentfernung
Wasserstoff-Niederdruckspeicher	ausgelegt für 3 Tagesproduktionen H <sub>2</sub>
Verdichter und Abfüllanlage	Für TKW 200 bis 300 bar

Die Investitionskosten werden zu ca. 2,64 Mio € berechnet (vgl. Kapitel 4.1.2).

Bei einer Wasserstoffproduktion von 432 kg/Tag (154,5 t/a) und Betriebskosten von 0,75 Mio € pro Jahr entstehen spezifische Wasserstoffgestehungskosten von 4,89 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>.

Stellt man diesen Wert dem konkreten Anwendungsfall für die Nutzung an Wasserstofftankstellen gegenüber, so errechnet sich mit einem derzeitigen deutschlandweiten Netto-Verkaufspreis von 7,98 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>, abzüglich der umgelegten Tankstellenbetriebskosten (einschließlich Abschreibung der Investkosten) für eine H<sub>2</sub>-Tankstelle der H2Mobility-Definition "Medium" (420 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/Tag), ein maximal erlaubter Anlieferungspreis von 7.05 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>.

Die Verknüpfung der Erzeugungskosten zur Tankstellenanlieferung basiert auf dem Transport in Tanklastkraftwagen. Diese Kosten sind insbesondere entfernungsabhängig und bewegen sich im regionalen Bereich (10 ... 100km) zwischen 0,25 und 0,79 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>.

Die Differenz zwischen dem maximal bei Belieferung von H<sub>2</sub>-Tankstellen mit TKW erzielbaren Preis und den Erzeugungskosten errechnet sich somit, bei einer mittleren Lieferentfernung von 50 km, zu

$$6,56 \text{ €/kg}_{\text{H}_2} - 4,89 \text{ €/kg}_{\text{H}_2} = 1,67 \text{ €/kg}_{\text{H}_2}$$

Bei einer Jahresproduktion von 154,5 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/a wäre der erzielbare Überschuss somit über 250.000 €/a.

Aus der Sensitivitätsbetrachtung abgeleitet entspricht dieser Wert einem erzielbaren Strompreis von 6,6 ct pro kWh.

Weitere Nutzungsoptionen wären die direkte Nutzung für Busbetankungen oder für die in Kapitel 3.4 beschriebene Betankung von Schienenfahrzeugen am Bahnknotenpunkt Ulm. Die für diese beiden Anwendungen erzielbaren Preise sind für die Autoren schwer abschätzbar. Anhand der erarbeiteten Wasserstoffgestehungskosten und Randbedingungen wird für die Unternehmen eine Prüfung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in die Wasserstofftechnologie erleichtert.

Interessant in diesem Zusammenhang ist ein Vergleich der entstehenden Kosten, wenn eine Bustankstelle direkt am Wasserstoffherzeugungsort oder alternativ in 10 km Entfernung im Verkehrsbetriebshof installiert würde. Ergebnis ist, dass abhängig von den angenommen Netznutzungsentgelten, der Transport der Wasserstoffs auf der Straße günstiger oder zumindest gleich hoch wäre als der alternative Transport des Stroms im Netz zum Betriebshof.

Für die direkte Nutzung in Industrie und Forschung ist das Potenzial begrenzt (vgl. Kapitel 3.2). Die erzielbaren Preise sollten hier aber in einem ähnlichen Bereich wie für den Tankstellenwasserstoff liegen. Somit wäre diese Nutzungsoption ergänzend durchaus erfolgversprechend.

## 5 Öffentlichkeitsarbeit bei Energieprojekten

Voraussetzung für die planungskonforme Umsetzung von Infrastrukturprojekten auch im Bereich erneuerbare Energien ist oft die rechtzeitige Einbindung der betroffenen Bevölkerung. Menschen, die in der Nähe eines geplanten Projektes wohnen oder deren Umfeld von einem solchen Projekt betroffen ist, wollen und müssen bereits in der Projektplanung gehört und beteiligt werden, um eine fundierte Akzeptanz in der Bürgerschaft zu erreichen.

Ein Beispiel für eine offensichtlich nicht ausreichende Bürgerbeteiligung in der Planungsphase ist der Bau einer Pilotanlage zur Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse in der südbadischen Gemeinde Grenzach-Wyhlen durch die Energiedienst Holding AG, Laufenburg (CH). Hier hat sich eine Bürgerinitiative gebildet, die versucht, das Projekt und den nach Ansicht der Initiative *"Einsatz von potenziell hochgefährlicher Technologie in einem Wohngebiet und damit verbundener Verkehrsbelastung durch Gefahrguttransporte durch Grenzach"* zu verhindern<sup>64</sup>. Bei ausreichender Einbindung der Bevölkerung in das Projekt hätte dieser Widerstand evtl. vermieden werden können. Herbert Flum, Fraktionssprecher der Freien Wähler im Gemeinderat von Grenzach-Wyhlen: *"Wir hätten uns das mit der Bürgerinitiative sparen können, wenn Energiedienst vorzeitig die Anwohner informiert hätte"*<sup>65</sup>.

Anmerkung der Autoren: Wasserstoff wird seit Jahrzehnten in der Industrie in großen Mengen ohne nennenswerte sicherheitsrelevante Zwischenfälle eingesetzt. Das Gefahrenpotential von Wasserstoff ist mit dem klassischer flüssiger und gasförmiger Brennstoffe gleichzusetzen. Oder in anderen Worten: eine Elektrolyseanlage ist auch nicht gefährlicher als eine Tankstelle und das durch die Anlage bedingte Verkehrsaufkommen (insbesondere von Gefahrguttransporten) ist im Vergleich zu einer Tankstelle sehr gering. Da Bürger, vor allem direkt betroffene und / oder in der Umgebung eines geplanten Projekts lebende, oft eine andere Sicht auf das Projekt haben als die handelnden Akteure aus Politik, Organisationen und Unternehmen, haben Auseinandersetzung um und Proteste gegen Energieprojekte inzwischen eine 50-jährige Tradition, mit der Folge dass Energieprojekte teilweise gar nicht und oft nur verzögert oder mit durch den Widerstand aus der Bevölkerung bedingten Mehrkosten realisiert werden können.

Laut Claudia Mast und Helena Stehle *"dominieren sowohl in der öffentlichen Kommunikation als auch in wissenschaftlichen Analysen die Perspektiven der Interessenvertreter und Entscheidungsträger"* während hingegen *"über die Erwartungen der Bürgerinnen und Bürger an Energieinfrastruktur-Projekte, über ihr Wissen und ihre Mitsprache- sowie Beteiligungswünsche"* nur wenig bekannt ist. Um die Kommunikation von Entscheidungsträgern und betroffener Bevölkerung zu unterstützen haben Mast und Stehle 2016 die Ergebnisse der Studie *"Energieprojekte im öffentlichen Diskurs"* veröffentlicht<sup>66</sup>. Die Studie zeigt, dass *"die meisten Akteure aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft häufig aus einer instrumentellen Perspektive denken und handeln, die Kommunikation als Verkündung von Botschaften ansieht"* und dabei *"weit entfernt von den Wünschen, Sorgen und Interessen der Anspruchsgruppen agieren"*. Dagegen will die Mehrheit der im Rahmen der Studie befragten Bürger bei der Planung und Umsetzung von Energieprojekten eine Beteiligung der Bevölkerung in Form von Konsultationen der Bürger durch die Politik oder direkten Mitentscheiden. Gewünscht werden Gestaltungsmöglichkeiten, ein intensiver, ernsthafter Austausch und die Integration möglichst vieler Bürger bis hin zu finanziellen Beteiligungsmöglichkeiten.

Eine Online-Q-Sort-Umfrage unter 211 zufällig ausgewählten Bürgern aus BW zeigt leider, dass die befragten Bürger bei Energieprojekten wenig Vertrauen haben in die fachliche Kompetenz von und in die Vertretung ihrer Interessen durch Behörden, Unternehmen und

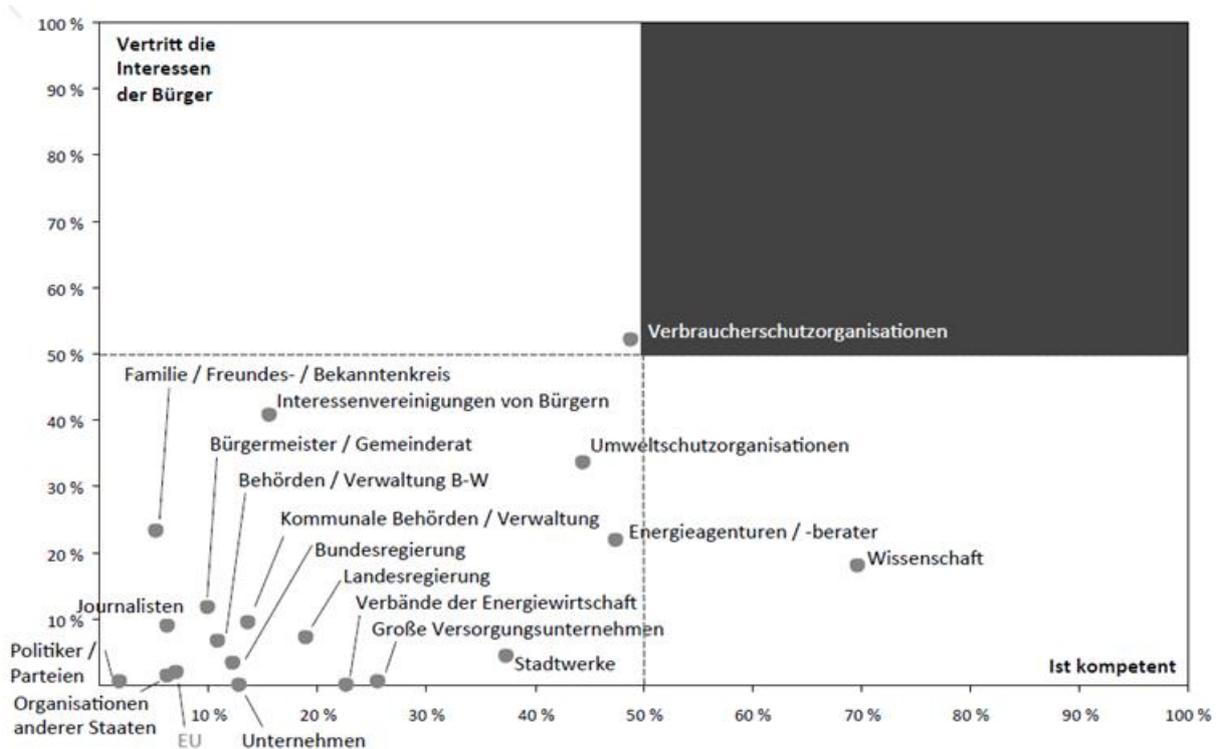
---

<sup>64</sup> [http://www.bi-wasserkraftwerk-am-altrhein.de/flyer/BI\\_gegen\\_Chemie-neu.pdf](http://www.bi-wasserkraftwerk-am-altrhein.de/flyer/BI_gegen_Chemie-neu.pdf)

<sup>65</sup> <http://www.badische-zeitung.de/grenzach-wyhlen/wasserstoff-erhitzt-gemueter--129094711.html>

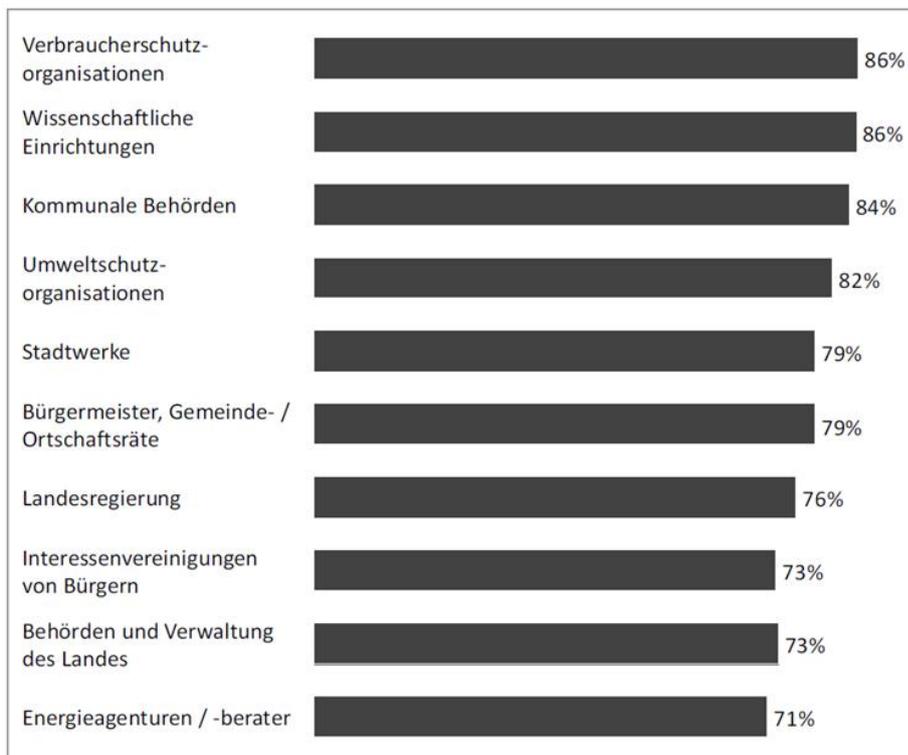
<sup>66</sup> Energieprojekte im öffentlichen Diskurs, C. Mast, H. Stehle, Springer VS 2016

Medien. Größeres Vertrauen gibt es gegenüber Wissenschaftlern sowie Verbraucher- und Umweltschutzorganisationen (Bild 27). Eine telefonische Umfrage unter 1.225 repräsentativ ausgewählten Bürgern aus BW gibt etwas besser, in der Tendenz aber ähnliche Werte<sup>66</sup>.



**Bild 27: Kompetenz und Bürgernähe von Organisationen aus Bürgersicht (aus <sup>66</sup>)**

Wichtig ist für die befragten Bürger auch, von wem sie über (geplante) Energieprojekte informiert werden. Entscheidend sind hierbei räumliche Nähe und Vertrauen (Bild 28).



**Bild 28: Akteure, von denen Bürger Informationen zu Energieprojekten wollen (aus <sup>66</sup>)**

Keine Informationen dagegen will die Mehrheit der befragten Bürger von EU-Organisationen (68%), von Unternehmen, die an den Projekten beteiligt sind (66%), von Politikern und Parteien (64%) von Verbänden der Energiewirtschaft (57%) und von großen Versorgungsunternehmen (55%). Auch von der Bundesregierung (44%) und von Journalisten (37%) wollen viele der befragten Bürger keine Informationen.

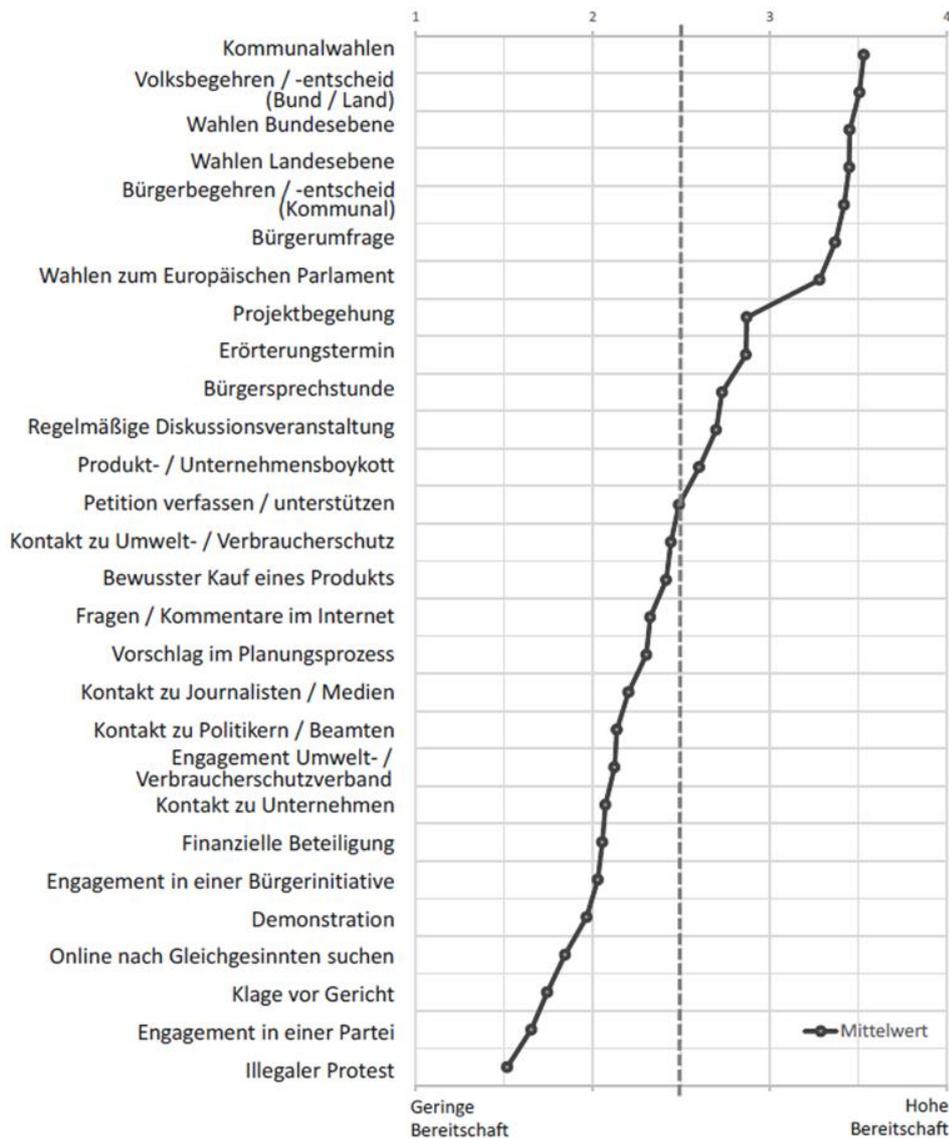
Die Erwartungen der befragten Bürger an die Kommunikation mit den und durch die Entscheidungsträger(n) bei Energieprojekten sind uneinheitlich. Die Autorinnen der Studie unterscheiden hier vier "Erwartungstypen" (Bild 29):

<b>Typ 1: „Der anspruchsvolle Informationstyp“ (passiv, lokalbezogen)</b>	<b>Typ 2: „Der aktive Dialogtyp“ (multikanalaffin, dialogbereit)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ fordert Bezug zum Wohnort (inhaltlich, kanalbezogen)</li> <li>▪ will Gehör für seine Anliegen und informiert werden, ist selbst aber nur bedingt zum Austausch bereit</li> <li>▪ will „ideal“ informiert werden (transparent, richtig, neutral)</li> <li>▪ will über Nutzen, Folgen und Gründe für ein Projekt Bescheid wissen</li> <li>▪ Verbreitungswege sind weniger wichtig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ will informiert werden <i>und</i> sich aktiv einbringen</li> <li>▪ sucht den Austausch mit Verantwortlichen und anderen Bürgern</li> <li>▪ will viele Informationen über möglichst viele Kanäle erhalten</li> <li>▪ Aspekte des Stils wie z. B. Neutralität sind weniger wichtig</li> <li>▪ inhaltliche Aspekte sind weniger wichtig</li> </ul>
<b>Typ 3: „Der nutzenorientierte Gesprächstyp“ (persönlich kommunizierend, geografisch bindungslos)</b>	<b>Typ 4: „Der verschlossene Heimatverbundene“ (heimatverbunden, detailgenau)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ bevorzugt persönliche Kommunikation, gerne auch vor Ort</li> <li>▪ erwartet, über den Nutzen eines Projekts informiert zu werden</li> <li>▪ interessiert sich für Rat, Hilfe und Empfehlungen</li> <li>▪ will informiert werden</li> <li>▪ geografische Bezüge sind weniger wichtig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ legt Wert auf Bezüge vor allem zum Wohnort, zur Region, zu den Bundesländern oder zumindest zu Deutschland</li> <li>▪ erwartet eine kontinuierliche Kommunikation</li> <li>▪ will über alle Details Bescheid wissen</li> <li>▪ lehnt persönliche und direkte Kommunikation in allen Formen ab</li> <li>▪ will informiert werden, hat aber wenig Interesse an einem Austausch</li> </ul>

**Bild 29: Erwartungen von Bürgern zur Kommunikation bei Energieprojekten (aus <sup>66</sup>)**

Die von den befragten Bürgern bevorzugte Art der Beteiligung an der Planung und Umsetzung von Energieprojekten zeigen exemplarisch die Antworten auf die Frage "In Ihrer unmittelbaren Umgebung wird ein Projekt zur Energieversorgung geplant, z. B. eine Wind-, Solar- oder Fernwärmanlage, eine Stromtrasse, ein Pumpspeicher- oder Gaskraftwerk, und Sie sind direkt betroffen. Welche der folgenden Möglichkeiten würden Sie persönlich aktiv wahrnehmen, um Einfluss zu nehmen?" in Bild 30.

Zu sehen ist, dass der indirekte Einfluss über die Teilnahme an Wahlen und der direkte Einfluss über die Teilnahme an Bürgerentscheiden / -umfragen favorisiert wird. Auch aktives Informieren bzw. zur Meinungsbildung beitragen bei Projektbegehungen, Erörterungsterminen und Bürgersprechstunden würde noch eine Mehrheit der befragten Bürger wahrnehmen. Bei Beteiligungen, die Eigeninitiative verlangen, darunter auch die Beteiligung an Protestaktivitäten "ist zu vermuten, dass diese erst dann verstärkt zum Zuge kommen, wenn die Bürger keine anderen Beteiligungsmöglichkeiten mehr sehen"<sup>66</sup>.



**Bild 30: Beteiligungsförm und Mitwirkungsbereitschaft bei Energieprojekten (aus <sup>66</sup>)**

**Fazit**

Obwohl sich eine große Mehrheit der deutschen Bevölkerung für einen schnellen Ausbau der erneuerbaren Energien ausspricht (Forschungsgruppe Wahlen 2014<sup>67</sup>) kommt es bei lokalen Energieprojekten oft zu Verzögerungen und Mehrkosten durch Widerstand aus der Bevölkerung. Um das zu vermeiden, müssen die Bürger in die Planung und die Ausführung der Projekte einbezogen werden. Nötig sind dabei ein intensiver, ernsthafter Dialog zwischen Entscheidern und Bürgern und die Integration möglichst vieler Bürger bis hin zu finanziellen Beteiligungsmöglichkeiten. Reine Informationsveranstaltungen sind nicht ausreichend und bewirken teilweise sogar eine Verstärkung von Protesthaltungen, auch weil die Mehrheit der Bevölkerung der Meinung ist, dass Behörden und Unternehmen die Interessen der Bürger nicht oder nicht ausreichend vertreten (Bild 27).

Claudia Mast und Helena Stehle empfehlen in ihrer Studie "Energieprojekte im öffentlichen Diskurs"<sup>66</sup> :

<sup>67</sup> [http://www.forschungsgruppe.de/Umfragen/Politbarometer/Archiv/Politbarometer\\_2014/April\\_2014](http://www.forschungsgruppe.de/Umfragen/Politbarometer/Archiv/Politbarometer_2014/April_2014)

*"Die Kommunikationsarbeit selbst muss sich an den Erwartungen der Bürger orientieren und diese ernst nehmen. Dies gilt nicht nur für Inhalte, sondern vor allem auch im Hinblick auf die Aufbereitung, insbesondere den Stil,..."*

*"Eine einheitliche Herangehensweise an Kommunikation und Beteiligung bei Energieprojekten ist wenig aussichtsreich. Die Bürger haben unterschiedliche Erwartungsstrukturen und eine ebenso unterschiedliche Bereitschaft zu Beteiligung und Aktivität, wenn es um das Themenfeld der Energieinfrastruktur-Kommunikation geht. Verantwortliche und Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft stellt dies vor strategische Herausforderungen, wenn sie die Bürger im Land bei Energieprojekten einbeziehen und „mitnehmen“ wollen."*

*"Eine einheitliche Kommunikationsstrategie zu einem Energiethema oder einem konkreten Vorhaben kann nicht alle Menschen erreichen. Sie läuft ins Leere oder provoziert sogar Unzufriedenheit."*

*"Ein erster, wichtiger Schritt ist daher, Kommunikations- und Beteiligungsangebote so zu differenzieren und anzubieten, dass die Bürger jeweils passende Formate finden. Eine Kombination aus niedrigschwelligen Angeboten, z. B. auf frei verfügbaren, leicht auffindbaren Online-Plattformen, sowie Angeboten, die mehr Aktivitäten erfordern, z. B. im persönlichen Austausch mit Fachleuten oder lokalen Entscheidungsträgern, ist für die praktische Kommunikationsarbeit von Nutzen."*

*"Sie in ihrer Unterschiedlichkeit ernst zu nehmen, in die Diskussion zu integrieren und konkret vor Ort aufzugreifen, ist ein Ansatzpunkt, um die Distanz zwischen Bürgern und Projektträgern zu überwinden."*

*Dabei ist Kommunikation "kein Ersatz für verantwortungsvolle Politik oder Entscheidungen allgemein, sondern eine notwendige Ergänzung. Erst dann wird Akzeptanz zugeschrieben und Energieprojekte können im öffentlichen Diskurs reüssieren."*

## 6 Schlussfolgerung und Empfehlung

Speichertechnologien für die sektorenübergreifende Energieversorgung müssen im "Paris"-Szenario für 2050 zwingend vorhanden sein. Der Aufbau der Kapazitäten sollte heute angegangen werden, um Engpässe und instabile Versorgung zu vermeiden. Wasserstoff ( $H_2$ ) aus erneuerbarem Strom kann, als in großen Mengen speicherbarer chemischer Energieträger, das Bindeglied zwischen den Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr werden.

Auf regionaler Ebene bietet er die Möglichkeit, den schwankenden Verlauf der Stromproduktion aus Wind, Solar- und Wasserkraft über Speicherung entweder an den Stromnetzbedarf anzupassen oder zur Nutzung beispielsweise für die Mobilität bereit zu stellen.

In der vorliegenden Studie wird untersucht, ob regionale und lokale Konzepte schon unter heutigen Randbedingungen Wirtschaftlichkeit nachweisen können und welche Potentiale in Zukunft gehoben werden können. Ein, kostenmäßig schwer zu beziffernder, Mehrwert ist angesichts steigender Probleme mit der Luftqualität in Städten die Verwendung emissionsfreier Antriebe im ÖPNV und in der individuellen Mobilität. Der Vorteil regionaler Nutzung besteht in kurzen Transportwegen und der Vermeidung von Stromnetzbelastung. Aus den betrachteten Konzepten wurde die Erzeugung von Wasserstoff aus Wasserkraft an einem konkreten Standort mit verschiedenen Nutzungsoptionen wirtschaftlich und technisch bewertet.

Der Aufbau einer Elektrolyseanlage am Standort des Laufwasserkraftwerks Böfinger Halde der Stadtwerke Ulm führt zu Gesteungskosten von unter 5 € pro kg Wasserstoff. Entscheidend ist die langfristig sichere Abnahme des erzeugten Wasserstoffs zu mindestens kostendeckenden Konditionen.

Für die Nutzung in der Elektromobilität mit Brennstoffzellen wird seitens der Betreiber Interesse signalisiert, mehrere  $H_2$ -Tankstellen zu regionalen Belieferungsclustern gerade von regenerativ erzeugtem Wasserstoff zusammenzufassen. Eine Grenzkostenbetrachtung auf Basis des aktuell deutschlandweit gleichen Verkaufspreis von Tankstellen-Wasserstoff von 9,50 € pro kg  $H_2$  ergibt, dass auch inklusive einer Logistikkette der Vertrieb über diesen Kanal wirtschaftlich darstellbar sein sollte.

Der Betrieb von Brennstoffzellenbussen wird gegenwärtig auf europäischer und nationaler Ebene stark gefördert. Nach Aussagen der Stadtwerke Wuppertal, die einem Beschaffungskonsortium über 60 BZ-Busse vorstehen, belaufen sich die Mehrkosten bei 10 Bussen für Beschaffung, Infrastrukturaufbau und 10 Jahre Betrieb im Vergleich zu heutigen Dieselantrieben auf 2 Mio €. Nicht eingerechnet mögliche Mehrkosten bei herkömmlichen Antrieben durch eventuelle Nachrüstungen der Abgasnachbehandlung. Die Verkehrsbetriebe Ulm sehen die Beschaffung von Brennstoffzellenbussen, vor allem wegen der im Vergleich zu Dieseln auch bei Inanspruchnahme von Fördermöglichkeiten erhöhten Invest- und Betriebskosten, eher kritisch. Anhand der in dieser Studie vorgelegten Kostenbetrachtungen kann die Machbarkeit fundiert diskutiert werden.

In diesem Bereich kann die Politik durch eine klare Forderung in der kommunalen Ausschreibung und Vergabe von ÖPNV-Aufträgen Anreize schaffen, die den Einstieg in die Elektromobilität im ÖPNV beschleunigen. Hilfreich wäre die Anforderung eines fixierten Anteils an erneuerbaren und emissionsfreien Ressourcen bei der Erbringung der ausgeschriebenen Verkehrsdienstleistung.

## 7 Abbildungsverzeichnis

Bild 1: Kumulierte PV-Leistung Stadt Ulm (Netz der SWU) <sup>8,9</sup> .....	15
Bild 2: Vertikale Netzlast Transnet BW (2013 - 2017) <sup>9</sup> .....	16
Bild 3: Abgeleiteter solarer Deckungsanteil Ulm (2016), Datenbasis <sup>9</sup> ; Berechnung ZSW ...	16
Bild 4: Möglicher solarer Deckungsanteil Ulm (2016), Datenbasis <sup>9,11</sup> ; Berechnung ZSW ....	16
Bild 5: Vereinfachte Darstellung der Erzeugungskosten Power-to-Gas .....	22
Bild 6: Feinstaub, Überschreitungen des maximal zulässigen 24-Stunden-Mittelwertes .....	24
Bild 7: Jahresmittelwerte für Feinstaub, innerstädtische Hintergrundbelastung .....	25
Bild 8: Feinstaub, Anzahl der Überschreitungen des maximal zulässigen 24-h-Mittelwertes	25
Bild 9: Ozon, Maximale 8-Stunden-Mittelwerte in Ulm .....	26
Bild 10: Kostenreduktion bei BZ-Bussen .....	30
Bild 11: Kosten Brennstoffzellenbus 2020 .....	30
Bild 12: Total cost of ownership bei Brennstoffzellenbussen .....	31
Bild 13: Geplante H <sub>2</sub> /BZ-Pilotprojekte und H <sub>2</sub> -Quellen und Nutzung in Deutschland .....	34
Bild 14: Alstom Brennstoffzellen Zug "Coradia", Prototyp 2017 .....	35
Bild 15: Typisches Tankstellenschema, z.B. an Ulmer HRS verwirklicht .....	37
Bild 16: HRS in Betrieb (grün) in Wartung/Störung (rot) und aktuell in Bau/Planung (blau)...	38
Bild 17: Schema Wasserkraftwerk Böfinger Halde .....	42
Bild 18: Verlauf des eingespeisten elektrischen Stroms, Wkw Böfinger Halde.....	43
Bild 19: Schematischer Anlagenaufbau im Energiepark Mainz .....	44
Bild 20: Flächen-Bedarf in Abhängigkeit von der Anlagengröße .....	45
Bild 21: Einfluss der Stromkosten auf die Wasserstoffgestehungskosten .....	47
Bild 22: Vergleichsbeispiel für größere Anlagen inkl. Bus-Tankstelle <sup>52</sup> .....	48
Bild 23: Einfluss der Investkosten auf H <sub>2</sub> -Gestehungskosten .....	48
Bild 24: Einfluss des spezifischen Energiebedarfs.....	49
Bild 25: Einfluss der Vollaststunden pro Jahr.....	50
Bild 26: Definition Tankstellengrößen der H <sub>2</sub> Mobility.....	51
Bild 27: Kompetenz und Bürgernähe von Organisationen aus Bürgersicht (aus <sup>66</sup> ) .....	55
Bild 28: Akteure, von denen Bürger Informationen zu Energieprojekten wollen (aus <sup>66</sup> ).....	55
Bild 29: Erwartungen von Bürgern zur Kommunikation bei Energieprojekten (aus <sup>66</sup> ).....	56
Bild 30: Beteiligungsformen und Mitwirkungsbereitschaft bei Energieprojekten (aus <sup>66</sup> ) .....	57

## 8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Physikalische Eigenschaften von Wasserstoff .....	5
Tabelle 2: Brennstoffzellentypen .....	9
Tabelle 3: Ergebnis der PV-Solarpotenzialanalyse in der Stadt Ulm <sup>7</sup> .....	14
Tabelle 4: Potenziale für EE-Stromerzeugung bis 2050, Alb-Donau-Kreis <sup>12</sup> .....	18
Tabelle 5: Kenndaten des Laufwasserkraftwerks Böfinger Halde .....	43
Tabelle 6: Annahmen Berechnung Wasserstoffgestehungskosten - Referenzfall .....	46
Tabelle 7: Berechnung Elektrolyseur-System mit 1MW Leistungsaufnahme .....	46
Tabelle 8: Annahmen für die Grenzkostenberechnung .....	51
Tabelle 9: Kosten H <sub>2</sub> -Tankstelle; abgeleitet Grenzkosten für H <sub>2</sub> -Beschaffung .....	52