

# Machbarkeitsstudie Wasserstoff-Region Dreiländereck

Bauhaus-  
Universität  
Weimar



## Schlussbericht Machbarkeitsstudie

# „Wasserstoff-Region Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern, Westsachsen“

### **Auftraggeber:**

Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH (ThEGA)  
Mainzerhofstraße 10  
99084 Erfurt

### **Auftragnehmer:**

HySON – Förderverein Institut für Angewandte Wasserstoffforschung Sonneberg e.V.  
PIKO- Platz 1  
96515 Sonneberg

### **Unterauftragnehmer:**

Bauhaus-Universität Weimar  
Professur Energiesysteme  
Schwanseestraße 1a  
99423 Weimar

### **Bearbeitung:**

HySON e.V.  
Bernd Hubner  
Lea Mannsbart  
Tobias Walter  
Julia Kirschbaum

Bauhaus-Universität Weimar  
Prof. Dr. Mark Jentsch  
Saskia Wagner  
Nicole Meyer

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Ausgangslage und Bestandsaufnahme .....</b>	<b>4</b>
2.1	Stand der H <sub>2</sub> -Technik .....	4
2.2	Projekte mit ähnlichem Konzept und Vorbildcharakter .....	7
2.2.1	Wasserstoff-Modellregionen .....	8
2.2.2	Wasserstoff-Infrastrukturprojekte .....	11
2.2.3	Fazit für die Machbarkeitsstudie Dreiländereck .....	12
2.3	H <sub>2</sub> -Strategien der Länder .....	12
2.3.1	Europäische Wasserstoffstrategie .....	13
2.3.2	Nationale Wasserstoffstrategie .....	13
2.3.3	H <sub>2</sub> -Strategien der Bundesländer .....	14
2.3.4	Thüringer Landesstrategie Wasserstoff .....	15
2.3.5	Eckpunktepapier der ostdeutschen Kohleländer zu Entwicklung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft .....	16
2.3.6	Bayrische Wasserstoffstrategie.....	17
2.3.7	Eckpunktepapiere bzw. H <sub>2</sub> -Strategien anderer Bundesländer.....	18
2.3.8	Fazit für die Machbarkeitsstudie Dreiländereck .....	19
2.4	Strukturelle Analyse der Region .....	19
2.4.1	Bevölkerung in der Modellregion.....	19
2.4.2	Grundlegende Infrastrukturen .....	20
2.4.3	Elektrizitätserzeugung mit erneuerbaren Energien .....	21
2.4.4	Wirtschaftsstruktur .....	27
2.4.5	Fazit für die Machbarkeitsstudie Dreiländereck .....	28
2.5	H <sub>2</sub> -Aktivitäten in der Modellregion.....	28
2.5.1	Akteure in der Modellregion.....	29

2.5.2	Forschungsprojekte in der Modellregion .....	30
2.5.3	H <sub>2</sub> -Infrastrukturprojekte in der Modellregion.....	31
2.5.4	Fazit für die H <sub>2</sub> -Infrastrukturentwicklung in der Modellregion Dreiländereck .....	33
<b>3</b>	<b>Potentialanalyse über die gesamte Wertschöpfungskette .....</b>	<b>34</b>
3.1	Wasserstofferzeugung und Weiterverarbeitung .....	34
3.1.1	Grundlegende Eignung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen zur H <sub>2</sub> -Erzeugung .....	34
3.1.2	Bewertung grundlastfähiger Erneuerbarer-Energien-Anlagen zur H <sub>2</sub> -Erzeugung in der Modellregion .....	36
3.1.3	Empfehlungen für die Wasserstofferzeugung in der Modellregion .....	41
3.1.4	Potential zur Erzeugung von grünem Wasserstoff aus Biomasse am Standort Blankenstein .....	41
3.1.5	Analyse der nicht im Betrieb der Zellstofffabrik genutzten elektrischen Energie .....	43
3.1.6	Elektrolyseurdimensionierung und maximal erzeugbare Menge an Wasserstoff.....	44
3.1.7	Wasserbedarf für die Elektrolyse, Sauerstofferzeugung und anfallende Prozesswärme .....	47
3.1.8	Möglichkeiten einer innerbetrieblichen Wasserstoffnutzung in der Zellstofffabrik .....	48
3.1.9	Möglichkeiten zur Abgabe des Wasserstoffs an Dritte .....	54
3.1.10	Weiterverarbeitung des erzeugten Wasserstoffs zu alternativen Kraftstoffen.....	57
3.1.11	Fazit Wasserstofferzeugung und Weiterverarbeitung in der Modellregion .....	59
3.2	Wasserstoffanwendung und Bedarf .....	59
3.2.1	Anwendung im Produktionsprozess der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal .....	60
3.2.2	Industrielle Anwendungen .....	61
3.2.3	Mobilitätsanwendungen .....	63
3.2.4	Fazit Wasserstoffanwendungspotentiale und Bedarfsanalyse .....	64
3.3	Transport, Speicherung und Tankstelleninfrastruktur.....	64
3.3.1	Formen von Wasserstofftankstellen und Umsetzungsoptionen in der Modellregion ..	65
3.3.2	Dimensionierungsansätze für H <sub>2</sub> -Liefertankstellen.....	67
3.3.3	Investitions- und Betriebskosten für eine Wasserstofftankstelle.....	69

3.3.4	Investitions- und Betriebskosten für den Wasserstofftransport .....	70
3.3.5	Wasserstoffgestehungskosten für ausgewählte Busdepots in der Modellregion .....	71
3.3.6	Wasserstoffgestehungskosten für die Bahnlinie RB 32 Saalfeld-Blankenstein.....	75
3.3.7	Fazit Transport, Speicherung und Tankstelleninfrastruktur .....	80
3.4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der einzelnen Wertschöpfungsstufen.....	80
3.4.1	Betrachtung der einzelnen Wertschöpfungsstufen .....	80
3.4.2	Kosten der Wasserstofferzeugung .....	80
3.4.3	Transport und Distributionsinfrastruktur.....	82
3.5	Einsparpotentiale von CO <sub>2</sub> -Emissionen .....	82
<b>4</b>	<b>Modellkonzept für die Wasserstoff-Region Dreiländereck.....</b>	<b>85</b>
4.1	Wirtschaftliche Defizite eines mit H <sub>2</sub> betriebenen ÖPNV .....	85
4.1.1	Derzeitige Wirtschaftlichkeitslücke.....	85
4.1.2	Ermittlung des notwendigen Kompensationspreises zum Schließen der Wirtschaftlichkeitslücke .....	86
4.2	Ansätze zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit.....	87
4.2.1	Umlegung der Mehrkosten auf Ticketpreise.....	87
4.2.2	Freiwilliges Kompensationsmodell zur Finanzierung der Wirtschaftlichkeitslücke .....	88
4.2.3	Kompensation durch die Treibhausgasminderungsquote zur Finanzierung der Wirtschaftlichkeitslücke .....	89
4.3	Betreibergesellschaft für die Umsetzung des Modellkonzepts .....	91
4.3.1	Rechtsform der Betreibergesellschaft .....	92
4.3.2	Fazit für eine Betreibergesellschaft in der Modellregion.....	95
4.4	Ergänzende Maßnahmen zum H <sub>2</sub> -Absatz .....	96
<b>5</b>	<b>Maßnahmenvorschläge, Handlungsempfehlungen und Umsetzungsstrategie .....</b>	<b>97</b>
5.1	Erarbeitung von konkreten Maßnahmenvorschlägen und Handlungsempfehlungen für die kurzfristige Ausführung einzelner geeigneter Maßnahmen .....	97
5.2	Erstellung einer Strategie zur Umsetzung des Gesamtkonzepts unter Abschätzung des zeitlichen Horizonts .....	98

<b>6</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>100</b>
<b>7</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>108</b>
	Anhang A: EEG und BiomasseV zum Status von Schwarzlaube als erneuerbare Energie .....	108
	Anhang B: Kostendifferenz des Elektrolysesystems gegenüber dem bisherigem Ein- und Verkauf von Energie bei Investitionskosten von 2.000 €/kW Elektrolyseleistung.....	109
	Anhang C: Kostendifferenz des Elektrolysesystems gegenüber dem bisherigen Ein- und Verkauf von Energie bei Investitionskosten von 1.500 €/kW Elektrolyseleistung.....	110
	Anhang D: Kostendifferenz des Elektrolysesystems gegenüber dem bisherigen Ein- und Verkauf von Energie bei Investitionskosten von 1.000 €/kW Elektrolyseleistung.....	111
	Anhang E: Rahmenparameter für das Wasserstoffversorgungssystem von Busdepots und Bahnlinien in der Modellregion .....	112
	Anhang F: Wasserstoffgestehungspreise ab Betriebshof der Zellstofffabrik bei verschiedenen Förderquoten, Investitionskosten für den Elektrolyseur, angenommenen Stromkosten sowie mit oder ohne Sauerstoffnutzung aus der Elektrolyse .....	114
	Anhang G: CO <sub>2</sub> -Fußabdruck.....	115
	Anhang H: H <sub>2</sub> BZ-Fahrzeugbetrachtungen.....	117
	Anhang I: Einsatz von wasserstoffbetriebener Intralogistik.....	123
	Anhang J: Mögliche Rechtsformen für die Umsetzung einer Betreibergesellschaft .....	124

## 1 Einleitung

Zur Umsetzung der Energie- und Mobilitätswende in Deutschland bedarf es neuer Technologien und Verfahren, um deren Erfolg langfristig zu gewährleisten. Wasserstoff ist ein Schlüsselement um diese Entwicklung anzustoßen und den Transformationsprozess nachhaltig zu gestalten. Als Speichermedium kann es in vielen Sektoren eingesetzt werden, beispielsweise in den Bereichen der Wärmebereitstellung, Mobilität und Elektrizitätsversorgung. Um den potentiellen Bedarf an Wasserstoff als Energiespeicher aber auch als Substitut für fossile Brennstoffe in Industrieprozessen abzudecken, muss Wasserstoff folglich zukünftig in großen Mengen produziert werden. Zudem sollte in sämtlichen Anwendungsszenarien primär sogenannter grüner Wasserstoff eingesetzt werden. Dieser wird über die Wasserelektrolyse aus erneuerbaren Energien wie Wind- und Wasserkraft oder Photovoltaik- und Biomasseanlagen erzeugt und ist somit in der Herstellung klimaneutral. Neben überregional organisierten Erzeugungs- und Anwendungspfaden ist es zudem im Sinne einer integrierten Energiewende erforderlich, regionale Systeme zu entwickeln und umzusetzen. Dies ist der Ausgangspunkt dieser Studie.

In der vorliegenden Studie, die die Möglichkeiten für einen Aufbau von Wasserstoffinfrastruktursystemen von der Erzeugung bis zur Abnahme und Nutzung im Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern und Westsachsen untersucht, wird aus Gründen des Klimaschutzes ausschließlich das Erzeugungspotential von grünem Wasserstoff betrachtet. Aufgabenstellung bei der Erarbeitung der Studie war es, ein besonderes Augenmerk auf bestehende Erneuerbare-Energien-Anlagen zu legen, die in den kommenden Jahren aus den Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ausscheiden und nicht länger eine Einspeisevergütung für die von ihnen erzeugte Elektrizität erhalten. Hierdurch ist häufig die Wirtschaftlichkeit für die Einspeisung des Stroms in das Elektrizitätsnetz nicht länger gewährleistet. Für besagte Anlagen könnte daher die Produktion von grünem Wasserstoff eine alternative Möglichkeit zur nachhaltigen Nutzung des grünen Stroms gegenüber einer Netzeinspeisung darstellen. Neben der Ermittlung von potentiellen Abnahmepfaden von regional erzeugtem Wasserstoff sollten daher im Rahmen der Studie geeignete Standorte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff, mit einem spezifischen Fokus auf „Post-EEG-Anlagen“, ausfindig gemacht werden. Als Modellregion wurde hierbei das Saalische Schiefergebirge definiert, welches sich über das Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern, Westsachsen erstreckt (siehe Abbildung 1-1). Die Modellregion umfasst die Landkreise Greiz, Hof, Kronach, Saalfeld-Rudolstadt und Sonneberg sowie den Saale-Orla-Kreis, den Vogtlandkreis und die kreisfreien Städte Gera und Hof. Da der Landkreis Zwickau im Osten und der IIm-Kreis sowie der Landkreis Hildburghausen im Westen jeweils nur in Teilen in der Modellregion liegen, wurden diese in der Analyse nicht eingehend betrachtet. Die Untersuchung von potentiellen Erzeugungsstandorten wurde zudem um eine Betrachtung der gesamten Wertschöpfungskette in der Wasserstoffverwertung ergänzt. Dies beinhaltet Fragestellungen zur Speicherung und Verdichtung von Wasserstoff sowie zur Logistik und zum Transport, aber auch zu Wasserstoffanwendungsmöglichkeiten in der Industrie und der Mobilität.

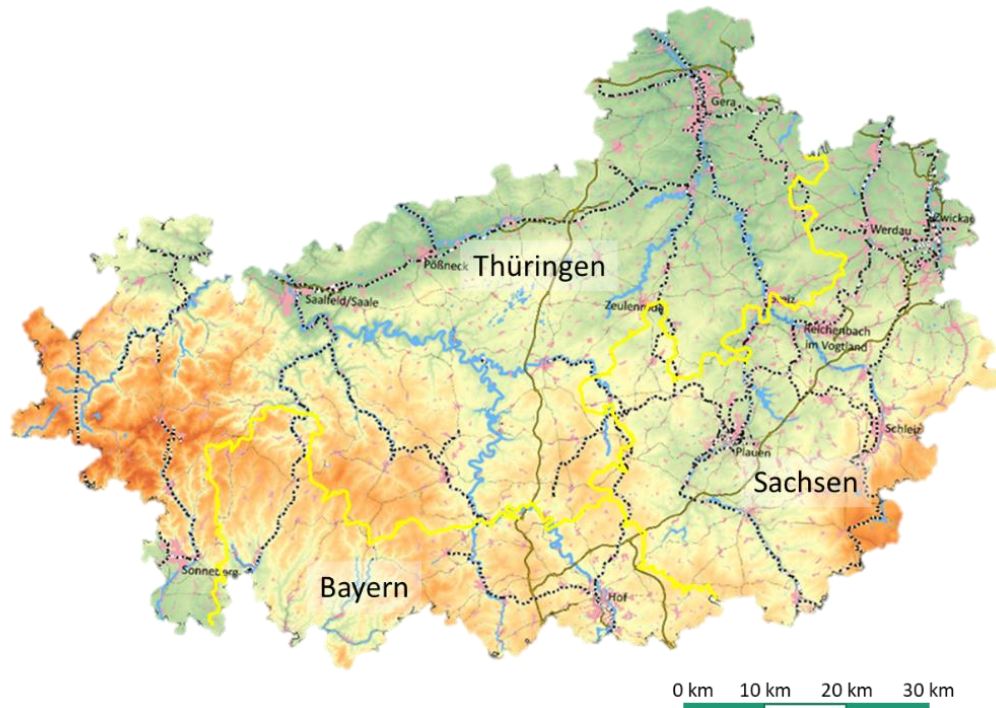


Abbildung 1-1: In der Studie betrachtete Modellregion „Dreiländereck“ mit den Landesgrenzen gelb hervorgehoben (Kartengrundlage/ Datenquelle: [1-5])

Die vorliegende Studie wurde im Zeitraum von November 2020 bis Juni 2021 vom HySON e.V. und der Professur Energiesysteme an der Bauhaus-Universität Weimar bearbeitet. Hierbei wurden folgende Arbeitspakete behandelt:

- AP 1 Ausgangslage und Bestandsaufnahme
- AP 2 Potentialanalyse über die gesamte Wertschöpfungskette
- AP 3 Erstellung eines Modellkonzepts
- AP 4 Maßnahmenvorschläge, Handlungsempfehlungen und Umsetzungsstrategie

Bei Bearbeitung der Studie wurde zum einen auf die Fachliteratur und bekannte Rahmendaten zur Dimensionierung von Wasserstoffsystemen zurückgegriffen. Zum anderen wurden schriftliche Befragungen durchgeführt und Gespräche mit Vertretern von Industrieunternehmen in der Region geführt. Da es sich bei einigen dieser Informationen um sensible Daten handelt, werden die hierbei ermittelten Daten überwiegend anonymisiert aufgeführt.

Folgende übergeordnete Zielsetzungen wurden mit der Machbarkeitsstudie „Wasserstoff-Region Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern, Westsachsen“ verfolgt:

- Aufzeigen des Ist-Zustandes in der Region, insbesondere hinsichtlich des Standes der Implementation von Wasserstofftechnologien sowie den derzeitigen Standorten von Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Region mit Fokus auf Anlagen, welche zeitnah keine Einspeisevergütung gemäß EEG mehr erhalten,
- Durchführung einer Potentialanalyse über die gesamte Wertschöpfungskette (Erzeugung, Verarbeitung, Speicherung, Transport) zum ausfindig machen von geeigneten Standorten zur Herstellung von grünem Wasserstoff,



- grundlegende Dimensionierung der technischen Anlagen an Standorten mit dem größtem Erzeugungspotential unter Beachtung von Investitions- und Betriebskosten sowie von Fördermöglichkeiten,
- Identifikation von potentiellen Wasserstoffanwendungsmöglichkeiten in der Modellregion und Betrachtung der Wirtschaftlichkeit dieser Anwendungsoptionen,
- Analyse des CO<sub>2</sub>-Einsparpotentials durch den Einsatz von grünem Wasserstoff sowohl für industrielle Anwendungen als auch im Mobilitätssektor,
- Erstellung eines Modellkonzeptes zum wirtschaftlichen Einsatz von grünem Wasserstoff in der Region Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern, Westsachsen.

## 2 Ausgangslage und Bestandsaufnahme

### 2.1 Stand der H<sub>2</sub>-Technik

Bei der Betrachtung des derzeitigen Entwicklungsstandes der Wasserstofftechnologie muss zwischen der Erzeugung, Speicherung und Anwendung unterschieden werden.

Betrachtet man die Erzeugung von Wasserstoff, so wird nach wie vor ein Großteil des in Deutschland genutzten Wasserstoffs über die Dampfreformierung von Erdgas und die partielle Oxidation aus fossilen Brennstoffen gewonnen. Diese Verfahren machen einen Anteil von über 90 % an der Gesamtwasserstoffproduktion in Deutschland aus. Ein weiterer Herstellungsweg von Wasserstoff ist die Elektrolyse, wobei Wasserstoff, der als Nebenprodukt aus der Chlorgaselektrolyse gewonnen wird, mit ca. 8 % den zweitgrößten Anteil der Wasserstofferzeugung darstellt. Die Elektrolyse von (grünem) Wasserstoff aus Wasser und erneuerbarem Strom macht etwas weniger als 1 % der gesamten Wasserstofferzeugung aus. Um die Klimaneutralität und eine Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erreichen sowie die Klimaschutzziele des Übereinkommens von Paris einzuhalten, müsste jedoch ein deutlich höherer Anteil an Wasserstoff nachhaltig hergestellt werden. Eine Hochskalierung der Anlagen für die Wasserelektrolyse ist in den kommenden Jahren in mehreren Projekten geplant bzw. wird bereits in ersten Demonstrationsprojekten umgesetzt, so dass der Anteil an regenerativ erzeugtem Wasserstoff in den kommenden Jahren steigen dürfte. Gleichzeitig ist zu erwarten, dass die Investitionskosten für Elektrolyseanlagen im fortschreitenden Markthochlauf sinken werden.

Bei der Elektrolyse werden mehrere Varianten unterschieden, die sich in der Betriebstemperatur und im Ionentransport in der Zelle unterscheiden. So werden die Elektrolyse-Zellen (EC) in Alkalische Elektrolyseure (AEL-EC), Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseure (PEM-EC) und Festoxidelektrolyseure (SO-EC) unterschieden. Alkalische Elektrolyseure (AEL-EC) haben die Marktreife erreicht und werden von verschiedenen Unternehmen angeboten. Von der Firma Asahi Kasei wurde im Jahr 2018 in Fukushima eine Anlage von bis zu 10 MW [6] installiert, was zum damaligen Zeitpunkt die größte Anlage der Welt darstellte. Auch die PEM-Technologie ist marktreif, so entsteht in der Rheinland Raffinerie im Werk Wesseling der größte PEM-Elektrolyseur der Welt mit ebenfalls 10 MW Elektrolyseleistung [7]. Diese Anlage befindet sich seit dem Jahr 2020 im Bau. Mit der Technologie der Festoxidelektrolyseure (SO-EC) konnten bisher nur kleinere Anlagen realisiert werden, so z.B. eine Anlage des Unternehmens Sunfire mit einer Elektrolyseleistung bis zu 0,72 MW [8]. In den kommenden Jahren sollen in weiteren Projekten Elektrolyseure von 1 bis 10 MW Elektrolyseleistung entstehen. Aus einer 10 MW Elektrolyse können hierbei im Jahr bis zu 1.300 t Wasserstoff erzeugt werden. Im Zeitraum bis 2030 sind Anlagen geplant, die eine Elektrolyseleistung bis zu 100 MW erreichen sollen [9]. Grundsätzlich lässt sich daher schlussfolgern, dass die Wasserelektrolyse eine Marktreife erreicht hat, die eine Anwendung in der Modellregion Dreiländereck erlauben würde. Sogenannter „grüner Wasserstoff“ lässt sich über die Wasserelektrolyse jedoch nur mit Strom aus erneuerbaren Energien gewinnen, so dass deren Verfügbarkeit in der Modellregion zu prüfen ist.

Die pyrolytische Müllverbrennung und die Dampfreformierung von Biogasen sind weitere Technologien, die für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Frage kommen, aber noch nicht hierfür verwendet werden. Beide Technologien sind in Ihrer Funktionsweise jedoch prinzipiell marktreif. So ist die

Dampfreformierung bei der Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen erprobt. Die Müllpyrolyse für die direkte Erzeugung von Wasserstoff soll in einer Demonstrationsanlage in der Nähe von Rendsburg untersucht werden. In Zukunft könnten daher bei einem erfolgreichen Testbetrieb und bei geeigneten lokalen Gegebenheiten auch in der Modellregion Dreiländereck über diese Herstellungsrouten Wasserstoffmengen erzeugt werden, die äquivalent zu einer 1 bis 20 MW Elektrolyseleistung sein könnten [10, 11].

Wichtige Parameter bei der Erzeugung von Wasserstoff sind die Reinheit des Wasserstoffes sowie der Gasdruck, mit dem der Wasserstoff erzeugt wird. Eine hohe Reinheit des Wasserstoffes ist bei der Niedertemperatur-Elektrolyse (AEL-EC, PEM-EC) einfacher zu realisieren, als bei SO-EC, der Dampfreformierung oder der Pyrolyse, da hier in einem separaten Schritt Nebenprodukte wie Sauerstoff, CO<sub>2</sub> und Wasserdampf vom Wasserstoff abgetrennt werden müssen. Des Weiteren erreichen Elektrolyseure mit 30 bis 100 bar höhere Gasdrücke, als die Dampfreformierung bzw. Pyrolyse (10-15 bar), was sich bei der Speicherung von Wasserstoff durch weniger Verdichtungsarbeit bemerkbar macht.

Ebenso wie bei der Wasserstoffherzeugung gibt es mehrere Technologien für die Zwischenspeicherung von Wasserstoff. Man unterscheidet die Speicherung von Wasserstoff als komprimiertes Gas (CGH<sub>2</sub>), verflüssigten Wasserstoff (LH<sub>2</sub>) sowie in chemischen Verbindungen wie z.B. die Metallhydrid- oder die Liquid Organic Hydrogen Carrier-Technologie (LOHC). Entscheidend dabei sind die Temperaturen und die Drücke, bei welchen der Wasserstoff gespeichert wird.

Als komprimiertes Gas (CHH<sub>2</sub>) kann Wasserstoff in großen Drucktanks bzw. in kleineren Bündeln oder noch kleineren Kartuschen gespeichert werden. Dabei können Tanks oder Bündel heutzutage mit bis zu 1.000 bar Gasdruck betrieben werden. Gängige Drücke für Zwischenspeicher liegen bei 200 bis 500 bar. Ein Vorteil von CHH<sub>2</sub> liegt in der grundsätzlichen Möglichkeit des Pipelinetransportes von Wasserstoff.

Bei der Verflüssigung von Wasserstoff (LH<sub>2</sub>) werden deutlich höhere Energiedichten erreicht, die besonders beim Transport von Wasserstoff zu höheren Nutzlasten im Vergleich zu komprimiertem Wasserstoff führen. Für die Verflüssigung müssen allerdings 30 % der Energie des gesamten Wasserstoffes zusätzlich aufgewendet werden, was die Kosten des Wasserstoffes weiter erhöht. Im Gegenzug wird Wasserstoff besser transportierbar und kann über weite Strecken befördert werden.

Die Speicherung von Wasserstoff in chemischen Verbindungen ist aufgrund der hohen Masse der Speichermaterialien für den Transport weniger geeignet als LH<sub>2</sub>, bietet aber für die lokale Speicherung erhebliche Vorteile gegenüber den vorherigen Technologien. So kann deutlich mehr Wasserstoff in Metallhydriden gespeichert werden als bei einem gleichen Volumen komprimiertem Gas, weshalb die Speicherung innerhalb kleinerer Speichertanks erfolgen kann. Zusätzlich kann das Beladen des Metallhydridspeichers bei Raumtemperatur durchgeführt werden. Metallhydridspeicher befinden sich jedoch noch in der Entwicklungsphase im Labor und werden vermutlich erst in den kommenden Jahren in größeren Applikationen demonstriert werden. Metallhydridkartuschen werden jedoch bereits für kleine Anwendungen (50-100g Wasserstoff) vertrieben [12].

Bei LOHC-Speichern wird der Wasserstoff in einer Flüssigkeit gespeichert, die schwerentflammbar ist. LOHC-Flüssigkeiten können wie Metallhydridspeicher ohne Druck und bei Raumtemperatur gelagert werden. Für die Hydrierung, d.h. die Einspeicherung, wird Wasserstoff bei bis zu 50 bar und Erreichen

der thermischen Aktivierung in den Speicher geladen. In einem zweiten Schritt, d.h. der Ausspeicherung, wird durch die Zuführung von thermischer oder elektrischer Energie eine Dehydrierung initiiert, wodurch Wasserstoff wieder abgegeben wird. Die LOHC Technologie ist marktreif. Es ist möglich, mit heutigen Anlagen 1 kg bis 500 kg Wasserstoff je Stunde bei der Hydrierung zu speichern. [13, 14]. Für die Dehydrierung werden Anlagen mit 1 kg/h bis 65 kg/h angeboten [14, 15].

Während, wie oben ausgeführt wird, sämtliche Speichertechnologien spezifische Vor- und Nachteile aufweisen, besteht derzeit im einsetzenden Markthochlauf der Wasserstofftechnologien für die Mehrheit der Anwendungen in der Industrie und der Mobilität eine Tendenz zur Wasserstoffspeicherung als komprimiertes Gas, weshalb in der vorliegenden Studie der Fokus auf die CHH<sub>2</sub>-Speicherung gelegt wird.

In der technologischen Anwendung kann nachhaltig erzeugter Wasserstoff zur Substitution von Wasserstoff aus fossilen Quellen genutzt werden. Zudem gibt es weitere Anwendungsbereiche, um fossile Brennstoffe durch Wasserstoff zu ersetzen. Hier ist vor allem die Brennstoffzellentechnologie zur Umwandlung von Wasserstoff in elektrische Energie zu nennen, die aktuell einen Markthochlauf erfährt. So werden Brennstoffzellen zum einen im Bereich der kombinierten Strom- und Wärmeversorgung für Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie als Notstromaggregate eingesetzt. Zumeist wird die Brennstoffzellentechnologie jedoch im Mobilitätssektor für Sondermaschinen, Lkw, Pkw oder für den ÖPNV mit wasserstoffbetriebenen Bussen und Bahntriebwagen angeboten.

Analog zu den Elektrolyseuren gibt es bei den Brennstoffzellen unterschiedliche Technologien. Deren Verbreitung und der Entwicklungsstand der Zellen ist hierbei vergleichbar mit dem der Elektrolyseure, wobei Protonen-Austausch-Membran-Brennstoffzellen (PEM-FC) die höchste Verbreitung haben. Für Mobilitätsanwendungen kommen ausschließlich PEM-FC zur Anwendung. Brennstoffzellen sind in verschiedenen Leistungsklassen erhältlich, die die Einsatzmöglichkeiten der jeweiligen Brennstoffzellenstacks bestimmen. Bei Kopplung mehrerer Stacks sind auch energieintensive Anwendungen möglich. Das Gewicht des gesamten Systems entscheidet, ob die Technologie für eine mobile oder stationäre Anwendung genutzt wird. So können für die Beheizung und Stromversorgung von kleineren Gebäudeeinheiten bis zu 400 kg schwere Anlagen mit Leistungen von bis zu 12 kW<sub>el/th</sub> eingesetzt werden [16]. Mobile Anwendungen benötigen eine Leistung von zwischen 90 und 200 kW<sub>el</sub>.

Da der Markthochlauf von Wasserstoffbrennstoffzellenanwendungen in Deutschland derzeit insbesondere im Bereich des ÖPNV zu Debatte steht, wird im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie ein besonderer Fokus auf diesen Bereich gelegt. Die Wasserstoffnutzung in der Wärmeversorgung wird hingegen ausgeklammert, da dies entweder einen umfassenden Aufbau von leitungsgebundenen Infrastrukturen oder aber die Beimengung von Wasserstoff ins Erdgasnetz bedingen würde, was einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hätte.

Die Substitution von fossilem Wasserstoff durch nachhaltig erzeugten Wasserstoff ergibt vor allem für Industrieanwendungen Sinn, bei denen ein hohes Einsparpotential an CO<sub>2</sub> besteht. Laut Umweltbundesamt stießen in Deutschland allein die Stahl-, Zement- und Chemieindustrie sowie die Raffinerien mit 17,6 bis 37,9 Mio. t CO<sub>2</sub> je Industriezweig insgesamt mehr als die Hälfte aller Industrie-CO<sub>2</sub>-Emissionen des Jahres 2019 aus [17].

Die Wasserstoffsubstitution in Raffinerien und der Chemieindustrie ist relativ einfach zu gewährleisten, da dort Wasserstoff als Rohstoff zum Einsatz kommt. So lässt sich durch den zusätzlichen grünen Wasserstoff die CO<sub>2</sub>-Bilanz bestehender chemischer und petrochemischer Produkte verbessern, da kein fossiler Brennstoff verwendet werden muss, um den Wasserstoff bereitzustellen. Technologisch lässt sich darüber hinaus auch eine Synthese von Kraftstoffen aus Wasserstoff und CO<sub>2</sub> über die Fischer-Tropsch-Synthese realisieren. Mit Hilfe dieses Verfahrens lassen sich aus einem Synthesegas wie Methan Kraftstoffe oder chemische Produkte gewinnen, die in der chemischen Industrie oder in Raffinerien Einsatz finden können. Einige dieser Power-to-Liquid- bzw. Power-to-Fuel-Ansätze sind bereits technisch realisierbar [18]. Ein kommerzieller Betrieb dieser Anlagen steht jedoch insbesondere aus Wirtschaftlichkeitsgründen noch aus.

In der Stahl- und Zementindustrie können fossile Brennstoffe (Erdgas, Koks oder Kohle) durch den Brennstoff Wasserstoff ersetzt werden, was einen Einfluss auf die Qualität des Endproduktes und somit auf die Prozessführung hat. Verschiedene Ansätze sind für die Stahlindustrie von den Unternehmen Thyssenkrupp AG [19] und der Salzgitter AG [20] entwickelt worden und befinden sich momentan in der ersten Umsetzung und Erprobung. Erste Brammen, ein Vorprodukt von fertigen Stahlprodukten, konnten mit diesen Verfahren jedoch bereits im Rahmen einer Studie hergestellt werden [21].

Das Brennen von Kalk ist einer der thermisch energieintensivsten Prozesse der Zementherstellung. Die Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff für den Prozess des Kalkbrennens ist daher vielversprechend, um die Gesamt-CO<sub>2</sub>-Bilanz der Kalkherstellung umweltverträglicher zu machen. Eine generelle Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emission lässt sich jedoch nicht realisieren, da beim Kalkherstellungsprozess, d.h. der Zersetzung von Kalkstein, einem Karbonat, CO<sub>2</sub> frei wird. Ansätze für die CO<sub>2</sub>-Reduktion in der Zementindustrie werden jedoch in einigen Projekten untersucht [22]. Unter anderem wird dort die Weiterverwendung des emittierten CO<sub>2</sub> aus dem Kalksteinbrand für die Synthese von Methanol erforscht. Ein Projekt ist hierbei der Reallaborverbund ENTREE100, in dem das emittierte CO<sub>2</sub> mit grünem Wasserstoff zu Methanol synthetisiert wird, um im Projekt KEROSyN100 zum Flugzeugtreibstoff Kerosin weiterverarbeitet zu werden. Der Charme dieser Lösung besteht darin, dass bei der Aushärtung von Zement CO<sub>2</sub> aus der Luft wieder entzogen wird und die daraus gewonnenen Kraftstoffe daher als emissionsneutral angesehen werden können [23].

Wie oben ausgeführt wird, gibt es eine Tendenz, Demonstrationsvorhaben zur grünen Wasserstoffproduktion mit anderen Sektoren der Wertschöpfung zu kombinieren bzw. zu koppeln, um insbesondere im Bereich der Industrieprozesse eine Dekarbonisierung zu erreichen. Vor dem Hintergrund der hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Industrie wird daher in der Machbarkeitsstudie ein besonderes Augenmerk auf die mögliche regionale Wasserstoffnutzung in der Industrie im Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern, Westsachsen gelegt.

## 2.2 Projekte mit ähnlichem Konzept und Vorbildcharakter

Die Konzeption von Wasserstoffinfrastruktursystemen in der Modellregion Dreiländereck birgt für die Region ein großes Potential zur Dekarbonisierung. Gleichzeitig bestehen aber auch Risiken sowohl in der technologischen Umsetzung als auch im wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen. Um eine bestmögliche Förderung der Entwicklung von H<sub>2</sub>-Infrastrukturen in der Region zu gewährleisten, sind daher Betrachtungen anderer Modellregionen in Deutschland sinnvoll, um Best Practice Lösungen zu erkennen

und mögliche Fallstricke zu vermeiden. So können aus der Analyse anderer Konzepte für Modellregionen mögliche Umsetzungsansätze für die Modellregion Dreiländereck abgeleitet werden.

In der Bundesrepublik Deutschland wurden in den letzten Jahren mehrere Initiativen ins Leben gerufen, um Strukturen und Bestandteile einer Wasserstoffwirtschaft zu etablieren. Diese Projekte umfassen sämtliche Stufen der Wertschöpfungskette, von der Erzeugung von (vorrangig) grünem Wasserstoff über den Aufbau einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur, bis hin zu möglichen H<sub>2</sub>-Nutzungsszenarien. Hierbei werden in Projekten zum einen einzelne Prozessschritte untersucht und zum anderen in Modellregionen gesamte Wertschöpfungsketten näher betrachtet, die das Ziel verfolgen, eine umfassende Wasserstoffwirtschaft aufzubauen. In diesem Abschnitt wird jeweils mit Fallbeispielen zwischen Modellregionen und Projekten differenziert, die sich mit Wasserstoffinfrastruktursystemen befassen.

### 2.2.1 Wasserstoff-Modellregionen

In Deutschland gibt es verschiedene Ansätze für Wasserstoffmodellregionen. So sollen im Rahmen der *HyLand*-Initiative, unterteilt in die Kategorien *HyStarter*, *HyExpert* und *HyPerformer*<sup>1</sup>, Wasserstoffmodellregionen entstehen, wobei ein besonderer Fokus der Vorhaben auf dem Verkehrsbereich liegt. Die *HyLand*-Initiative wird vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) gefördert und hat je nach Kategorie das Ziel, Kommunen und Regionen bei der Potentialermittlung, der Konzepterstellung oder der Umsetzung von Wasserstoffinfrastruktursystemen zu unterstützen. In der ersten Förderphase der *HyLand*-Initiative wurden, wie in Abbildung 2-1 gezeigt wird, 9 *HyStarter*, 13 *HyExpert* und 3 *HyPerformer* Regionen gefördert. Im Folgenden werden exemplarisch je eine *HyStarter*, eine *HyExpert* und zwei *HyPerformer* Regionen einer näheren Betrachtung unterzogen. Neben der *HyLand*-Initiative gibt es jedoch auch weitere regionale Zusammenschlüsse, die sich Themenstellungen der Wasserstoffinfrastrukturumsetzung widmen und zum Teil bereits seit vielen Jahren existieren. Zwei prominente Beispiele hierfür werden im Folgenden ebenfalls mit aufgeführt.

#### Modellregion KielRegion

Bestandteil der schleswig-holsteinischen Modellregion *KielRegion* sind die Landeshauptstadt Kiel und die Landkreise Plön und Rendsburg-Eckernförde. Die Region ist eine der vom BMVI geförderten *HyStarter* Regionen (siehe Abbildung 2-1). Die Ziele sind die Entwicklung einer Vision für eine regionale wasserstoffbasierte Wirtschaft, das Herausarbeiten von Hürden sowie das Aufzeigen möglicher Lösungsansätze und Projektideen für die Region. Bis zum Jahr 2030 soll hierbei eine H<sub>2</sub>-Erzeugungsleistung von 5.000 t pro Jahr erreicht werden, was einem Aufbau von bis zu 50 MW Elektrolyseleistung entspricht. Es wird geschätzt, dass für die gesamte Region ein H<sub>2</sub>-Bedarf von bis zu 4.750 t pro Jahr besteht [24].

---

<sup>1</sup> *HyStarter* Regionen erhalten für 1 Jahr eine inhaltliche und organisatorische Förderung für die Errichtung einer Akteurslandschaft.

*HyExpert* Regionen haben bereits erste Erfahrungen mit Wasserstoffsystemen und erhalten eine Förderung, um konkrete Projektideen für eine Wasserstoffwirtschaft zu entwickeln.

*HyPerformer* Regionen erhalten je eine Förderung von 20 Mio. Euro, um bestehende H<sub>2</sub>-Konzepte umzusetzen.

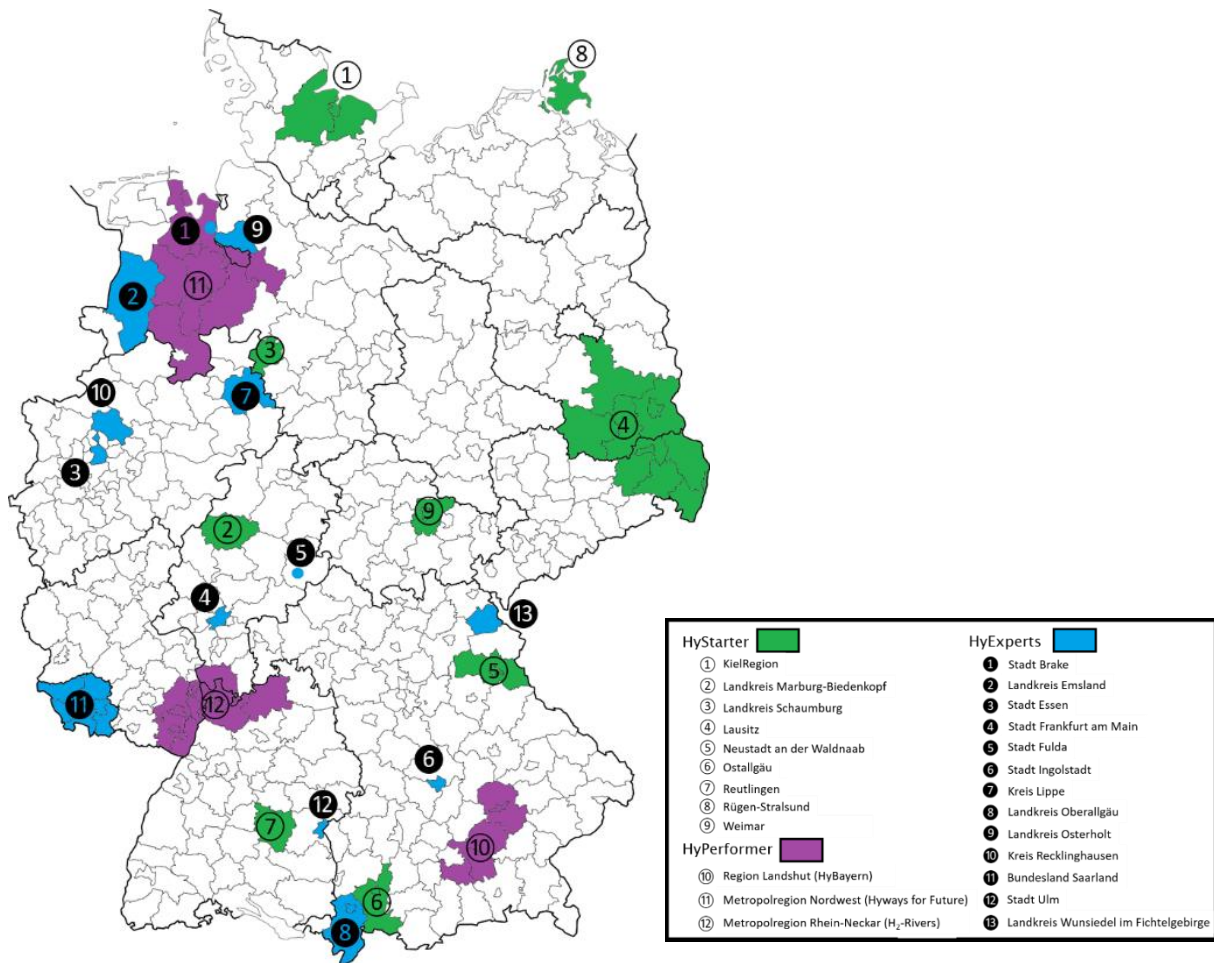


Abbildung 2-1: HyLand Regionen aus der ersten HyLand Initiative des NIP Förderprogramms

### Modellregion H<sub>2</sub>-Region Emsland

Die H<sub>2</sub>-Region Emsland bündelt eine Vielzahl an Akteuren in der Region, welche die Energiewende durch den Einsatz von Wasserstoff vorwärtstreiben wollen. Durch die Küstennähe der Region sind besonders gute Voraussetzungen für die Erzeugung von regenerativem H<sub>2</sub> durch Windkraftanlagen gegeben, da grüner Strom auf diese Weise effizient an der Meeresküste produziert werden kann. Im Jahr 2019 wurde die Region vom BMVI als eine HyExperts Region (siehe Abbildung 2-1) zur Förderung ausgewählt. Die Fördergelder werden hierbei für die Entwicklung eines Gesamtkonzepts für eine umfassende H<sub>2</sub>-basierte Wirtschaft im Emsland eingesetzt. Der Fokus liegt hierbei auf dem Bereich der Mobilität. Projekte, in die diese Region involviert ist, sind *Green Refinery*, *Hybridge*, *Clean Energy Conversion Haren*, *hydrogen Ready SEREH* und *Regio Plus*. Zusätzlich wird in dem Projekt *CO<sub>2</sub>NVERSION* nach Möglichkeiten zur Pufferung von erneuerbarem Strom mit grünem Wasserstoff sowie zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus Rauchgas geforscht [25].

### Modellregion H<sub>2</sub>-Rivers

Die Modellregion H<sub>2</sub>-Rivers wurde von den Akteuren der Metropolregion Rhein-Neckar initiiert. Die Modellregion hat vom BMVI in der Kategorie HyPerformer einen Förderzuschlag in Höhe von 20 Millionen Euro erhalten, um eine H<sub>2</sub>-Modellregion mit Fokus auf den Bereich der Mobilität zu realisieren.

Die Region umfasst den Rhein-Neckar-Raum sowie den Mittleren Neckar und stellt mit den Ballungszentren Heidelberg, Mannheim und Ludwigshafen eine wirtschaftlich sehr starke Region dar. Bis zum Jahr 2030 wird das Potential der regionalen H<sub>2</sub>-Erzeugung auf eine Kapazität von 22.000 t Wasserstoff pro Jahr geschätzt. In der Region besteht darüber hinaus ein Abnahmepotential von bis zu 15.000 t H<sub>2</sub> pro Jahr im Verkehrssektor. So sollen z.B. bis zu 150 H<sub>2</sub>BZ-Züge zum Einsatz kommen, um einen H<sub>2</sub>-basierten ÖPNV in Mannheim und Heidelberg zu etablieren. Hierfür soll die benötigte H<sub>2</sub>-Infrastruktur geschaffen werden [26].

### **Modellregion HyBayern**

Die Region HyBayern schließt die Landkreise Landshut, Ebersberg und München ein. Ziel des Vorhabens ist die Erzeugung von regenerativem Wasserstoff, welcher in der Modellregion für die Etablierung einer emissionsfreien Mobilität eingesetzt werden soll. Geplant ist die Erzeugung von 430 t grünem H<sub>2</sub> pro Jahr, welcher im Landkreis Landshut hergestellt werden soll. Die Herstellung soll vorrangig über die Wasserelektrolyse durch die Verwendung von Wasserkraft erfolgen. Perspektivisch ist jedoch auch der Einsatz von Windkraft und Photovoltaik möglich.

Um den Wasserstoff H<sub>2</sub>BZ-Fahrzeugen zur Verfügung zu stellen, ist der Bau von drei kombinierten Tankstellen und bis zu fünf Betriebshoftankstellen für Fahrzeugflotten und Flurförderfahrzeuge geplant. Die öffentlichen Tankstellen sollen die Möglichkeit bieten, Fahrzeuge mit 350 oder 700 bar Drucktanks zu betanken, so dass sowohl Pkw, als auch Busse und Lkw betankt werden können [27].

### **Modellregion DüsselRheinWupper**

In der Modellregion *DüsselRheinWupper* betrachten die beteiligten Akteure Aspekte der H<sub>2</sub>-Erzeugung, -Infrastruktur und -Anwendung. Die Kompetenzregion hat es sich hierbei als Ziel gesetzt, bis 2030 eine Elektrolyseleistung von mindestens 6 MW zu installieren. Hierdurch soll die Produktion von bis zu 600 t H<sub>2</sub> pro Jahr gewährleistet werden. Die hierfür notwendige Elektrizität soll über die Verstromung von Müll und Abfällen in Müllheizkraftwerken in der Region erzeugt werden. Der regional erzeugte Wasserstoff soll, wie bei vielen anderen Vorhaben auch, vorrangig im Bereich der Mobilität Verwendung finden. So ist beispielsweise bis zum Jahr 2025 der Betrieb von bis zu 200 Brennstoffzellen-Lkw vorgesehen. Dies soll in Kooperation mit dem österreichischen Projekt HyTruck erfolgen. Ebenfalls geplant ist die Anschaffung von Sonderfahrzeugen wie beispielsweise Abfallsammelfahrzeugen. Im Bereich des ÖPNV befindet sich die Implementierung von 25 zusätzlichen Fahrzeugen zu den bereits vorhandenen 10 H<sub>2</sub>BZ-Bussen in der Umsetzungsphase. Es wird ein Strompreis von 4-5 ct/kWh und ein Wasserstoff-Verkaufspreis von 6-7 € je Kilogramm angestrebt [28].

### **Modellregion HyCologne**

Das Netzwerk *HyCologne – Wasserstoff Region Rheinland e. V.* hat sich bereits im Jahr 2007 gegründet und fokussiert sich auf H<sub>2</sub>-Aktivitäten in Köln und dem umliegenden Rheinland. Ziel ist die Verwendung des regional vorhandenen Wasserstoffes, der in großen Mengen als Nebenprodukt in der chemischen Industrie entsteht. Bereits im Jahr 2011 wurden erste H<sub>2</sub>BZ-Busse für den kommunalen Nahverkehr in Betrieb genommen. Im Jahr 2020 umfasste die Flotte bereits 35 Fahrzeuge und war somit die größte H<sub>2</sub>-Brennstoffzellen-Hybridbusflotte Europas. Die Betankung der Flotte ist an drei Standorten möglich. Weiterhin wird eine Vielzahl an Forschungs- und Umsetzungsprojekten in der Region durchgeführt,



wie z.B. das Projekt *HyPipCo*, welches sich mit dem Ausbau von H<sub>2</sub>-Pipelines beschäftigt, um die Infrastruktur in der Region für den Transport von Wasserstoff weiter auszubauen. Darüber hinaus betreibt *HyCologne* Öffentlichkeitsarbeit auf nationaler und internationaler Ebene [29].

### 2.2.2 Wasserstoff-Infrastrukturprojekte

Neben Modellregionen gibt es eine nennenswerte Anzahl von Einzelprojekten zur Umsetzung von einzelnen oder mehreren Komponenten von Wasserstoffinfrastrukturen, die in den letzten Jahren entstanden sind. Hierbei handelt es sich in der Regel um Vorhaben mit einer konkreten Umsetzung von Infrastruktursystemen, die häufig von Industriekonsortien getragen werden, um Technologien zu demonstrieren und im Realbetrieb zu erproben. Wie die folgenden beiden exemplarisch aufgeführten Beispiele von *WUN H2* und *Reallabor Westküste 100* zeigen, sind hierbei die Grenzen zu den Ansätzen und Strukturen einer Modellregion häufig fließend.

#### **WUN H2**

Das Projekt *WUN H2* wurde von den Akteuren Siemens und der *WUN H2 GmbH* initiiert. Bis Ende 2021 sollen im Rahmen des Projektes 6 MW Elektrolyseleistung installiert sein, so dass in der Anfangsphase bis zu 900 t H<sub>2</sub> pro Jahr hergestellt werden können, worauf anschließend ein Ausbau auf bis zu 2.000 t H<sub>2</sub> pro Jahr möglich ist. Hierfür soll grüner, durch Solar- und Windenergie erzeugter, Strom verwendet werden. Die Verteilung des Wasserstoffs soll mittels einer Trailer-Lieferlogistik erfolgen und der Wasserstoff überwiegend in der Region verbraucht werden; aber auch in Tschechien gibt es potentielle Abnehmer. Die bei der Elektrolyse anfallenden Nebenprodukte Sauerstoff und Abwärme sollen hingegen in Industriebetrieben in unmittelbarer Umgebung der Elektrolyseanlage verwendet werden [30].

#### **Reallabor Westküste 100**

Im Rahmen des Innovationsnetzwerkes *ENTREE100*, welches die Realisierung einer integrierten Energiewende zum Ziel hat, will die Region Heide das Vorhaben *Westküste 100* umsetzen. Dieses Projekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) mit einer Fördersumme von 30 Millionen Euro unterstützt. Ziel ist es hierbei mit Hilfe von Wasserstoff eine Sektorenkopplung zu realisieren, um die Dekarbonisierung von CO<sub>2</sub>-intensiven Industriezweigen voranzutreiben. Dies soll im Rahmen des Vorhabens im industriellen Maßstab erprobt werden. Neben der Installation von 30 MW Elektrolyseleistung bis 2025 sollen daher der grüne Wasserstoff sowie CO<sub>2</sub> aus einem regionalen Zementwerk für die Methanol-Synthese verwendet werden. Das Methanol soll dann anschließend in einer Raffinerie zu synthetischem Kerosin weiterverarbeitet und als e-Fuel am Hamburger Flughafen eingesetzt werden. Bis 2027 ist es angedacht, die Produktion weiter auszubauen und perspektivisch bis zu 700 MW an Elektrolyseleistung zu errichten. Der dafür erforderliche erneuerbare Strom für den grünen Wasserstoff soll aus Offshore-Windkraftanlagen gewonnen werden.

Zusätzlich wird die Möglichkeit untersucht, Wasserstoff in Kavernen zu speichern und über ein Pipelinennetz zu transportieren. Weiterhin soll Wasserstoff ins Gasnetz eingespeist werden. Die Abwärme, welche bei der Elektrolyse entsteht, soll darüber hinaus lokal für die Wärmeversorgung eingesetzt werden [31].

### 2.2.3 Fazit für die Machbarkeitsstudie Dreiländereck

Wie die in den Abschnitten 2.2.1 und 2.2.2 aufgeführten Beispiele zeigen, liegt der Fokus bei der Entwicklung und Umsetzung von Wasserstoffmodellregionen und -projekten auf integrierten Infrastrukturanätzen für die H<sub>2</sub>-Versorgung vornehmlich für Mobilitätsanwendungen im ÖPNV sowie für die Industrienutzung. Der Erfolg einer Umsetzungsstrategie ist hierbei ganz wesentlich von einer vorherigen Klärung der gesamten Wertschöpfungskette abhängig. Das Ziel dieser Machbarkeitsstudie ist es daher, eine solche Klärung für die hier betrachtete Modellregion vorzunehmen.

Aus der Betrachtung von verschiedenen Modellregionen und einzelnen Wasserstoff-Infrastrukturprojekten leiten sich Vorgehensweisen für die Lösungsfindung und Möglichkeiten für die Übertragung der Konzepte auf die Wasserstoff-Modellregion Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern, Westsachsen ab. Diese beziehen sich sowohl auf die grüne Wasserstoffherzeugung als auch die Speicherung, Logistik und Nutzung von Wasserstoff in der Region. Da bei der Wasserelektrolyse unter anderem die Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme frei werden, sollte beispielsweise auch in der hier untersuchten Region geprüft werden, inwiefern der entstehende Sauerstoff oder die Abwärme entweder am Ort der Produktion oder möglichst ortsnahe genutzt werden können, um die Gesamtsystemeffizienz zu erhöhen.

In vielen Modellregionen wird der erzeugte Wasserstoff im Bereich des Nahverkehrs für den Betrieb von H<sub>2</sub>BZ-Bussen oder H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen genutzt, da sich hier die größten Potentiale für eine konstante Abnahme großer Wasserstoffmengen ergeben. Daher sollte im Rahmen dieser Studie insbesondere auch der mögliche H<sub>2</sub>-Bedarf im ÖPNV der Modellregion einer näheren Betrachtung unterzogen werden. Da die vorliegende Modellregion im Gegensatz zu einigen der in den Abschnitten 2.2.1 und 2.2.2 genannten Regionen und Projekten über keine lokale oder regionale H<sub>2</sub>-Pipelineinfrastruktur verfügt, müssen zudem, sofern keine direkte H<sub>2</sub>-Nutzung am Ort der Entstehung erfolgt, andere Transportwege als der leitungsgebundene Transport untersucht werden. Darüber hinaus bietet es sich an, in der Modellregion die potentielle Wasserstoffabnahme in der regional vorhandenen Industrie unter anderem in den Bereichen der Glaserzeugung, Grundstoffproduktion und Stahlherstellung zu ermitteln.

## 2.3 H<sub>2</sub>-Strategien der Länder

Für die modellhafte Implementierung von Wasserstoffinfrastruktursystemen sind im Hinblick auf die Umsetzbarkeit und eine ggf. erforderliche öffentliche Unterstützung neben den regionalen Voraussetzungen für die H<sub>2</sub>-Erzeugung und -Nutzung vor allem auch die gesellschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen von zentraler Bedeutung.

Im Jahr 2020 haben einige Landesparlamente sowie die Bundesregierung und die EU-Kommission ihr Vorgehen in Bezug auf Wasserstoff als Energieträger im Rahmen der Energiewende vorgestellt. Hierbei wurden von einigen Bundesländern konkrete Strategien und Roadmaps vorgelegt und von weiteren Bundesländern Eckpunkte definiert und veröffentlicht. Im Rahmen dieser Studie wird der Fokus auf die Strategien und Eckpunktpapiere der Bundesländer Bayern, Sachsen und Thüringen gelegt, in denen die untersuchte Modellregion liegt. Zuerst wird jedoch ein jeweils ein kurzer Überblick über die europäische und die nationale Wasserstoffstrategie sowie die grundsätzlichen Bestrebungen der Bundesländer im Bereich von Wasserstoffinfrastrukturanwendungen gegeben.

### 2.3.1 Europäische Wasserstoffstrategie

Die Europäische Kommission hat im Juli 2020 *Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa* vorgelegt [32]. Ziel dieser Strategie ist der Einsatz von H<sub>2</sub>, der mittels CO<sub>2</sub>-armen Produktionsverfahren hergestellt wird, welche aus Sicht der EU-Kommission als Übergangslösung hin zu einer grünen Wasserstoffwirtschaft unumgänglich sind. Die Strategie ist in drei Umsetzungsphasen unterteilt. In der ersten Phase sollen bis zum Jahr 2024 6 GW Elektrolyseleistung in der EU installiert und 1 Mio. Tonnen H<sub>2</sub> pro Jahr produziert werden. Darüber hinaus sollen Prozesse, bei denen bereits jetzt mit fossilen Energieträgern erzeugter H<sub>2</sub> eingesetzt wird, durch grünen Wasserstoff substituiert und neue Einsatzmöglichkeiten gefördert werden. In der zweiten Phase, welche von 2024 bis 2030 angesetzt ist, sollen 40 GW Elektrolyseleistung realisiert und hiermit rund 10 Mio. Tonnen H<sub>2</sub> pro Jahr hergestellt werden. Zudem sollen Industriesektoren wie z.B. die Stahlindustrie auf die Nutzung von Wasserstoff umgestellt werden. In der dritten Phase soll bis zum Jahr 2050 eine sektorenübergreifende Wasserstoffwirtschaft entstehen, welche auf regenerativen Technologien beruht und nicht mehr an eine standortnahe H<sub>2</sub>-Produktion gebunden ist, so dass der erzeugte Wasserstoff flächendeckend eingesetzt werden kann.

Die in der europäischen Wasserstoffstrategie definierten Maßnahmen sollen insgesamt dazu beitragen, die gesetzten Klimaziele des *European Green Deal* zu erreichen, so dass die Treibhausgas-Emissionen in der EU bis zum Jahr 2030 halbiert und bis zum Jahr 2050 auf null reduziert werden können.

### 2.3.2 Nationale Wasserstoffstrategie

Die *Nationale Wasserstoffstrategie* wurde im Juni 2020 veröffentlicht und befasst sich mit Zielen, Ambitionen und potentiellen Handlungsfeldern der Bundesregierung in Bezug auf Wasserstoff [33]. Als übergeordnete Triebkraft werden die Pariser Klimaziele herangezogen, gemäß denen die Erderwärmung bis 2100 gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf unter 2 Grad Celsius und im Idealfall auf 1,5 Grad beschränkt werden soll. Um dieses Ziel zu erreichen, sieht die Bundesregierung Wasserstoff z.B. als vielversprechende Möglichkeit an, um die Prozessemissionen in der Stahl- und Chemieindustrie zu senken und somit die Dekarbonisierung voranzutreiben. Weiterhin werden Potentiale darin gesehen, den Mobilitätssektor mit Wasserstofftechnologien nachhaltiger zu gestalten.

Ziel der *Nationalen Wasserstoffstrategie* ist die Schaffung eines „Heimatmarktes“ für Wasserstoff, der sowohl die Produktion von regenerativem H<sub>2</sub> als auch dessen Anwendung abdecken soll. Hierfür sollen in Deutschland H<sub>2</sub>-Technologien entwickelt werden, um diese als führender Industriestandort in andere Länder exportieren zu können. Weiterhin ist es das erklärte Ziel, bis 2030 Wasserstoff regenerativ mit einer Elektrolyseleistung von 5 GW in Deutschland zu produzieren. Dieser Anteil soll bis spätestens 2040 um weitere 5 GW Elektrolyseleistung ergänzt werden. Es wird jedoch auch darauf hingewiesen, dass bei einer vollständigen Umstellung der deutschen Energiewirtschaft auf Wasserstoff der Bedarf nicht allein durch die inländische Produktion von grünem Wasserstoff gedeckt werden könnte, da die für die Wasserelektrolyse erforderliche erneuerbare Elektrizitätserzeugung in anderen Staaten häufig durch standortspezifische Begebenheiten (geografisch, klimatisch, topographisch) effektiver und somit auch wirtschaftlicher ist. Folglich ist der Import von vorrangig grünem H<sub>2</sub> unabdingbar, um den prognostizierten zukünftigen Wasserstoffbedarf in Deutschland zu decken. Daher sieht die *Nationale Wasserstoffstrategie* globale Kooperationen vor, um zum einen H<sub>2</sub> zu beziehen, als auch um zum anderen in Deutschland entwickelte Technologien global zu vermarkten.

Die Bundesregierung antizipiert bis zum Jahr 2030 einen H<sub>2</sub>-Bedarf von 90 bis 110 TWh in Deutschland. Der Einsatz von CO<sub>2</sub>-emissionsfreiem Wasserstoff soll hierbei forciert werden, jedoch wird in einer Übergangsphase die Verwendung anderer H<sub>2</sub>-Arten nicht ausgeschlossen, um den kompletten H<sub>2</sub>-Bedarf zu decken.

### 2.3.3 H<sub>2</sub>-Strategien der Bundesländer

13 Bundesländer haben bereits ein Vorgehen für die Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft vorgelegt (siehe Abbildung 2-2). Lediglich die Länder Saarland, Hessen und Berlin haben noch keine Wasserstoffstrategie oder Eckpunktepapier veröffentlicht. In Hessen sowie im Saarland befinden sich jedoch Wasserstoffstrategien in der Vorbereitung.

Zu den Bundesländern, welche ein Eckpunktepapier vorgelegt haben, zählen Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg, Thüringen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg. Die Thüringer Landesregierung hat darüber hinaus aufbauend auf dem Thüringer Eckpunktepapier von 2019 Mitte Juni 2021 die *Thüringer Landesstrategie Wasserstoff* beschlossen, auf die unter Gliederungspunkt 2.3.4 näher eingegangen wird. Die Bundesländer Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg, welche als traditionelle Braunkohleabbaugebiete im Rahmen des Ausstiegs aus der Kohleverstromung vor einer besonders großen Herausforderung stehen, haben das gemeinsame *Eckpunktepapier der ostdeutschen Kohleländer zu Entwicklung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft* vorgelegt. Da Sachsen Teil der im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie betrachteten Modellregion ist und kein eigenes Eckpunktepapier für Sachsen existiert, wird unter Abschnitt 2.3.5 das gemeinsame Eckpunktepapier der drei Länder Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg vorgestellt.

Zu den Bundesländern mit einer Wasserstoffstrategie bzw. Roadmap zählen neben Thüringen die Länder Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Bremen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt und Bayern. Somit hat mit Bayern ein weiteres der in der Modellregion untersuchten Bundesländer mit der *Bayrischen Wasserstoffstrategie* ein Strategiepapier vorgelegt, auf das unter Gliederungspunkt 2.3.6 genauer eingegangen wird.

Die Eckpunktepapiere und Strategien der anderen Bundesländer außerhalb der Modellregion werden in Abschnitt 2.3.7 kurz umrissen.



Abbildung 2-2: Bundesländer mit Wasserstoffstrategie (dunkelblau) oder Wasserstoffeckpunktepapier (hellblau); Stand Juli 2021

#### 2.3.4 Thüringer Landesstrategie Wasserstoff

Die Thüringer Landesregierung hat ein Eckpunktepapier [34] und daran anschließend eine Landesstrategie [35] zum Thema Wasserstoff veröffentlicht. Gemäß diesen Papieren ist die Etablierung einer grünen Wasserstoffwirtschaft in Thüringen vorgesehen, welche die gesamte Wertschöpfungskette von der Stromgewinnung über die H<sub>2</sub>-Produktion und Speicherung bis hin zum Transport und der Anwendung umfasst. So soll ein Wertschöpfungsgewinn für die gesamte Region entstehen. Hierbei sollen vor allem Anwendungen fokussiert werden, bei denen eine Dekarbonisierung mittels anderer Technologien schwer realisierbar ist.

Grüner Strom soll in der Region gewonnen werden, um anschließend in Form von H<sub>2</sub> gespeichert werden zu können. Da Thüringen über einen guten Ausbaustand der erneuerbaren Energien verfügt, ist es wichtig, den grünen Strom speichern zu können, wenn dieser aufgrund fehlender Netzkapazitäten nicht ins Elektrizitätsnetz eingespeist werden kann. Zudem verfügt das Bundesland Thüringen über etliche Erneuerbare-Energien-Anlagen z.B. zur Elektrizitätserzeugung aus Wind- und Biogas, die zeitnah keine Einspeisevergütung nach dem EEG mehr erhalten werden und somit prinzipiell für die nachhaltige Erzeugung von H<sub>2</sub> genutzt werden können. Aufgrund der geologischen Begebenheiten kommt darüber hinaus der Untergrund im Thüringer Becken für die Schaffung von Kavernenspeichern zur Speicherung von synthetischem Erdgas oder H<sub>2</sub> in Frage.

Im Bereich der industriellen Anwendung des Wasserstoffes werden energieintensive Branchen ins Auge gefasst wie beispielsweise die Glas- und Keramikindustrie, welche stark in der Region vertreten ist. Weiterhin ist eine Förderung des H<sub>2</sub>-Tankstellenausbaus geplant, so dass H<sub>2</sub>BZ-Fahrzeuge in der Region betankt werden können. Ein Hauptaugenmerk im Bereich der Mobilität soll hierbei neben Bussen und dem Schwerlastverkehr auf der Anwendung von Wasserstoff in H<sub>2</sub>BZ-Zügen liegen. Hierzu soll bis 2022 ein Probetrieb mit Wasserstoff auf der Strecke Rottenbach-Katzhütte aufgenommen werden, welcher möglichst ausschließlich durch regional regenerativ gewonnenen Wasserstoff gespeist werden soll. Die Nutzung von wasserstoffbetriebenen Zügen wird hierbei durch die Tatsache begünstigt, dass 70% des Schienennetzes in Thüringen nicht elektrifiziert sind und im ÖPNV mit Dieseltriebwagen betrieben werden. Darüber hinaus sollen Brennstoffzellen für den Einsatz auf dem Wärmemarkt geprüft werden. In diesem Sektor ist laut Landesstrategie auch der Einsatz von grünem Methan denkbar und sollte untersucht werden.

Die Landesstrategie sieht die Etablierung von zwei mit der Wasserstoffforschung befassten Forschungseinrichtungen in Sonneberg und am Erfurter Kreuz vor. Eine dieser Einrichtungen ist der HySON, der als wirtschaftsnahe Forschungseinrichtung in Sonneberg aufgebaut wurde und diese Machbarkeitsstudie gemeinsam mit der Bauhaus-Universität Weimar angefertigt hat. Bei der zweiten Einrichtung handelt es sich um das Wasserstoffanwendungszentrum für industrielle Wasserstoff-Technologien Thüringen (WaTTh) des Fraunhofer IKTS am Forschungscampus Erfurter Kreuz.

In Anlehnung an die *Thüringer Landesstrategie Wasserstoff* wird in der vorliegenden Studie unter anderem die in der Modellregion stark vertretene Glas- und Keramikindustrie hinsichtlich ihres Wasserstoffbedarfs betrachtet. Zudem wird im Einklang mit der Landesstrategie der Einsatz von Wasserstoff im Mobilitätssektor, insbesondere für den Zug- und Busverkehr, näher untersucht.

### **2.3.5 Eckpunktepapier der ostdeutschen Kohleländer zu Entwicklung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft**

Die Landesregierungen von Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg haben gemeinsam ein Eckpunktepapier zur Entwicklung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft veröffentlicht, das im Zusammenhang mit dem geplanten Ausstieg aus der Braunkohleförderung steht [36]. Der Abbau von Braunkohle ist in den drei Bundesländern derzeit noch ein bedeutender Faktor sowohl aus ökonomischer als auch aus gesellschaftlicher Sicht. Da mit dem Kohleausstiegsgesetz ein Ende der Kohleverstromung bis 2038 von der Bundesregierung beschlossen wurde, ist eine Neuorientierung für die betroffenen Braunkohleregionen zwingend erforderlich. Die Bundesländer Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt sehen den Aufbau einer grünen Wasserstoffwirtschaft daher als Chance, um die strukturelle Entwicklung in den ostdeutschen Braunkohleregionen voranzutreiben, weiterhin als wichtige Energielieferanten innerhalb Deutschlands zu fungieren und industrielle Wertschöpfung zu erhalten. Ziel ist die Entstehung einer CO<sub>2</sub>-neutralen Energieregion, die vorrangig auf regenerativ erzeugtem Wasserstoff basiert.

Um eine grüne Wasserstoffwirtschaft aufbauen zu können, sollen Erneuerbare-Energie-Anlagen ausgebaut werden. Das Eckpunktepapier sieht daher vor, hierfür unter anderem stillgelegte Tagebaugelände zu nutzen. Der Wasserstoff soll anschließend über Elektrolyseanlagen, die mit dem hier erzeugten erneuerbaren Strom gespeist werden, hergestellt werden. Der Transport soll unter anderem über ein bereits bestehendes, 150 km langes Pipelinennetz in Sachsen-Anhalt erfolgen. Eingesetzt werden

soll der Wasserstoff im Bereich der H<sub>2</sub>BZ-Mobilität, um Schiffe, Züge, Pkw, Lkw und Nutzfahrzeuge anzutreiben. Um dies zu realisieren, soll eine entsprechende H<sub>2</sub>-Tankstelleninfrastruktur aufgebaut werden. Des Weiteren soll grüner Wasserstoff über den Zwischenschritt einer Umwandlung in Methanol zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe verwendet werden, u.a. für Kerosin für Luftfahrtanwendungen. Das Eckpunktepapier sieht darüber hinaus auch den Einsatz von H<sub>2</sub> in der Industrie vor. Hierbei wird der Fokus auf CO<sub>2</sub>-intensive Wirtschaftsbranchen wie die Stahl- und Chemieindustrie gelegt. Auch die Erzeugung von Wärme und eine bedarfsgerechte Rückverstromung sollen mit H<sub>2</sub> realisiert werden.

Darüber hinaus sollen die derzeit bestehenden Arbeitsplätze der in der Energiebranche tätigen Personen durch die Weiterbildung von Fachkräften und die Ausbildung von neuem, im Umgang mit H<sub>2</sub>-Technologien qualifizierten Personal gesichert werden.

Gefordert wird ein regulatorischer Rahmen, damit Herstellung und Verbrauch von grünem H<sub>2</sub> wirtschaftlich rentabel werden und mit anderen Energieformen konkurrieren können.

### 2.3.6 Bayerische Wasserstoffstrategie

Die bayerische Landesregierung hat mit der *Bayerischen Wasserstoffstrategie* im Mai 2020 als eines der ersten Bundesländer eine Wasserstoffstrategie vorgelegt [37]. Die Rolle Bayerns wird hierbei als Vorreiter und Entwickler im Bereich der H<sub>2</sub>-Technologien wahrgenommen. Hierzu zählen die Forschung an und die Realisierung von Elektrolyseuren und Brennstoffzellensystemen mit entsprechenden Entwicklungs-, Test- und Anwendereinrichtungen. Aufgrund der unvorteilhaften geographischen Lage im Vergleich zu anderen (Bundes)ländern in Bezug auf das Potenzial zur Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien, soll überwiegend Wasserstoff nach Bayern importiert werden, um den Bedarf abzudecken. Als künftiger Bedarf für das Jahr 2050 wird für das Bundesland eine H<sub>2</sub>-Menge von 60-100 TWh/a angenommen, was ca. 1-1,8 Mio. t H<sub>2</sub>/a entspricht. Um diesen Bedarf zu decken, wäre die Errichtung einer Elektrolyseleistung von 21-36 GW erforderlich, weshalb Energiebündnisse geschlossen werden sollen, um große Mengen an grünem Wasserstoff günstig importieren zu können. Die Entwicklung von größeren Elektrolysekapazitäten in der Modellregion könnte folglich dazu beitragen, diese für Bayern identifizierte Bedarfssituation mit abzudecken.

Eingesetzt werden soll der Wasserstoff unter anderem im Bereich der Mobilität. Hier sieht das Strategiepapier in erster Linie den H<sub>2</sub>-Einsatz in Bussen und Nutzfahrzeugen vor. Um die Umsetzung zu gewährleisten, soll außerdem eine H<sub>2</sub>-Betankungsinfrastruktur aufgebaut werden, sodass bis zum Jahr 2023 100 Tankstellen in Bayern einsatzbereit sind. Dies hat den Hintergrund, dass die derzeit unzureichende H<sub>2</sub>-Infrastruktur als ein Hemmnis für die weitere Entwicklung wahrgenommen wird. Zudem soll H<sub>2</sub> als chemische Energiespeicherlösung genutzt werden, um größere Mengen an Energie über lange Zeiträume speichern zu können. Des Weiteren sollen verschiedene Wirtschaftssektoren gekoppelt werden, bspw. um den Schwerlast-, Schiffs- und Flugverkehr sowie die Stahlindustrie miteinander zu vernetzen und damit die Wasserstoffproduktion und die darauf aufbauenden Anwendungen wirtschaftlicher zu machen. Um die Wasserstoffwirtschaft voranzutreiben, stellt gemäß der Strategie vor allem die industrielle Skalierung eine Schlüsselfunktion dar, um kostengünstiger zu produzieren und somit H<sub>2</sub>-Technologien ökonomischer und damit lukrativer zu gestalten. Die Wasserstoffwirtschaft

wird nicht allein als ein großes Potential zur Reduktion von klimaschädlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen und somit zur Erreichung der Klimaschutzziele verstanden, sondern auch als eine Möglichkeit, wirtschaftliche Vorteile zu generieren.

Aus Sicht des Arbeitsmarktes könnten gemäß dem Strategiepapier in Bayern bis 2030 bis zu 15.000 neue Stellen in der Wasserstoffbranche geschaffen werden. Aus monetärer Sicht könnte durch den Verkauf von Komponenten und Anlagen wie Elektrolyseuren und Brennstoffzellen zudem eine Wertschöpfung von bis zu 2,3 Mrd. € bis 2030 generiert werden, die nach den Berechnungen in der Strategie 7,3 Mrd. € im Jahr 2050 erreichen könnte.

In der Strategie wird über die technische Ebene hinaus die Forderung nach einheitlichen Klassifizierungen bzw. Standards für die Gasqualität und der Herkunft von regenerativ erzeugtem Wasserstoff auf europäischer und internationaler Ebene erhoben.

### 2.3.7 Eckpunktepapiere bzw. H<sub>2</sub>-Strategien anderer Bundesländer

Um die Energiewende voranzutreiben, möchte die Landesregierung von Rheinland-Pfalz die gesamte Stromversorgung im Bundesland bis zum Jahr 2030 auf regenerative Ressourcen umstellen. Der Bedarf an Wasserstoff soll hierbei auch durch den Ausbau regenerativer Stromerzeugungsanlagen so weit wie möglich gedeckt und der Rest durch Importe bezogen werden. Die Wasserstoffmenge, welche durch Importe abgedeckt werden soll, wird jedoch nicht quantifiziert. Im Mobilitätssektor soll H<sub>2</sub> nur in solchen Fällen zum Einsatz kommen, in denen die Technologie der batterieelektrischen Mobilität unzureichend ist, wie bspw. in der Luft- oder Schifffahrt und auf schwer elektrifizierbaren Schienenabschnitten [38].

Baden-Württemberg hat es sich zum Ziel gesetzt, eine weltweite Vorreiterrolle auf dem Wasserstofftechnologiemarkt einzunehmen. Ein Schwerpunkt soll hierbei auf der Forschung und Entwicklung von Brennstoffzellen liegen [39].

Die norddeutschen Bundesländer Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Bremen und Niedersachsen haben sich zusammengeschlossen und gemeinsam die sogenannte *Norddeutsche Wasserstoffstrategie* formuliert. Wegen der großen Küstenfläche der Bundesländer und der damit verbundenen guten Windressourcen sollen Off- und Onshore-Windenergieanlagen ausgebaut werden, um die Gewinnung von regenerativen H<sub>2</sub> zu erhöhen. So soll bis 2025 eine Elektrolyseleistung von 500 MW und bis 2030 eine Leistung von 5 GW realisiert werden. Dies entspricht der Elektrolyseleistung, welche laut *Nationaler Wasserstoffstrategie* bis 2030 für Gesamtdeutschland erreicht werden soll. Geplant ist die Speicherung des Wasserstoffes in Kavernen und Speicher-Hubs, wobei der Transport vorrangig als komprimiertes Gas über Pipelines erfolgen soll. Zudem ist es vorgesehen, die vorhandenen Häfen als Dreh- und Angelpunkte zum Transport des Wasserstoffes zu nutzen [40].

Das Bundesland Schleswig-Holstein setzt darüber hinaus in der *Wasserstoffstrategie.SH*, welche im Oktober 2020 veröffentlicht wurde, auf die intensive Förderung heimischer Firmen, die Intensivierung des Klimaschutzes und den Ausbau der Vorreiterrolle als Energiewende-Bundesland [41].

Das Bundesland Nordrhein-Westfalen hat im November 2020 eine H<sub>2</sub>-Roadmap vorgestellt, welche Umsetzungsziele für die Jahre 2025 und 2030 enthält. Demnach soll bis 2025 eine Elektrolyseleistung



von mindestens 100 MW in Nordrhein-Westfalen installiert werden. Der Wasserstoff soll über 500 km neu gebaute H<sub>2</sub>-Pipelines transportiert und in den Bereichen Industrie und Mobilität eingesetzt werden. So sollen bis 2025 z.B. eine auf H<sub>2</sub> basierende Stahlerzeugungsanlage realisiert werden sowie 500 H<sub>2</sub>BZ-Busse, 400 H<sub>2</sub>BZ-Lkw, 80 H<sub>2</sub>-Tankstellen und erste Binnenschiffe im Einsatz sein. Bis zum Jahr 2030 sollen 1 bis 3 GW Elektrolyseleistung in NRW errichtet werden und das H<sub>2</sub>-Pipelinetz etwa 1.300 km umfassen. Der Wasserstoff soll an 200 Tankstellen für 11.000 H<sub>2</sub>BZ-Lkw, 3.800 H<sub>2</sub>BZ-Busse und 1.000 H<sub>2</sub>-BZ Abfallsammelfahrzeuge verfügbar sein, sowie in der Industrie z.B. für die Zementherstellung eingesetzt werden [42, 43].

### 2.3.8 Fazit für die Machbarkeitsstudie Dreiländereck

Analog zur Veröffentlichung der Nationalen Wasserstoffstrategie im Juni 2020 haben viele Bundesländer ebenfalls Strategie- oder Eckpunktepapiere aufgelegt, in denen Entwicklungsziele und -schwerpunkte für die jeweilige regionale Wasserstoffwirtschaft formuliert werden. Auffällig ist jedoch, dass die Mehrheit der Veröffentlichungen Zieldefinierungen enthalten, welche erst im nächsten Jahrzehnt und darüber hinaus erfüllt werden sollen. Konkrete Vorgehensweisen, wie festgelegte Ziele erreicht werden sollen, werden überwiegend nicht näher dargestellt. Es besteht folglich ein Handlungsbedarf sowohl auf nationaler als auch auf Landesebene, bei konkreten Projekten unterstützend zu wirken und Umsetzungsvorhaben anzuschieben. Die hier vorliegende Machbarkeitsstudie steht in diesem Kontext, indem in der Region Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern, Westsachsen Potentiale für eine nachhaltige Wasserstofferzeugung und -nutzung mit den dazugehörigen Umsetzungshorizonten ermittelt werden. Synergiepotentiale in der Modellregion ergeben sich vor allem daraus, dass in der *Thüringer Landesstrategie Wasserstoff* unter anderem auf eine regionale H<sub>2</sub>-Erzeugung abgezielt wird, während die *Bayerische Wasserstoffstrategie* explizit auf dem Import von Wasserstoff zur regionalen Bedarfsdeckung aufbaut.

## 2.4 Strukturelle Analyse der Region

Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über die für den Aufbau einer Wasserstoff-Modellregion im Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern, Westsachsen relevanten strukturellen Hintergründe im Hinblick auf die Bevölkerungsstruktur und die grundlegenden infrastrukturellen Voraussetzungen für die Schaffung einer Wasserstoffwirtschaft. Weiterhin werden die für die Erzeugung von grünem Wasserstoff wichtige erneuerbare Stromerzeugerkapazität sowie die derzeitigen regionalen Bedingungen in der Wirtschaftsstruktur einer näheren Betrachtung unterzogen. Hieraus werden die spezifischen Potentiale der Region für die Umsetzung von Wasserstoffinfrastruktursystemen deutlich aber auch die Schwierigkeiten, die eine Umsetzung beeinflussen können.

### 2.4.1 Bevölkerung in der Modellregion

Die Modellregion ist überwiegend ländlich geprägt, mit einer im Durchschnitt recht geringen Bevölkerungsdichte zwischen 90 und 120 Einwohnern je km<sup>2</sup> (siehe Abbildung 2-3). Die größten Städte in den drei Bundesländern der betrachteten Modellregion sind Gera, Hof und Plauen, wobei Gera mit über 90.000 Einwohnern die größte Stadt ist. Somit liegt in der Region keine einzige Großstadt mit mehr als 100.000 Einwohnern. Die Region ist überwiegend durch kleine bis mittelgroße Städte geprägt. Der

Saale-Orla-Kreis ist der am geringsten besiedelte Landkreis in der Modellregion mit unter 70 Einwohnern pro km<sup>2</sup>. Für den Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen im Bereich der Mobilität bedeutet dies, dass es keinen einzelnen großen Ballungsraum gibt, der sich explizit für eine Implementierung anbieten würde. Das Potential aber auch die Herausforderung liegt in der Umsetzung der H<sub>2</sub>-Mobilität in der Fläche. Es gilt folglich, bei H<sub>2</sub>-Mobilitätskonzepten ausreichend große H<sub>2</sub>-Abnahmemengen in genügender räumlicher Nähe zueinander zu generieren, um Transportstrecken zu optimieren.

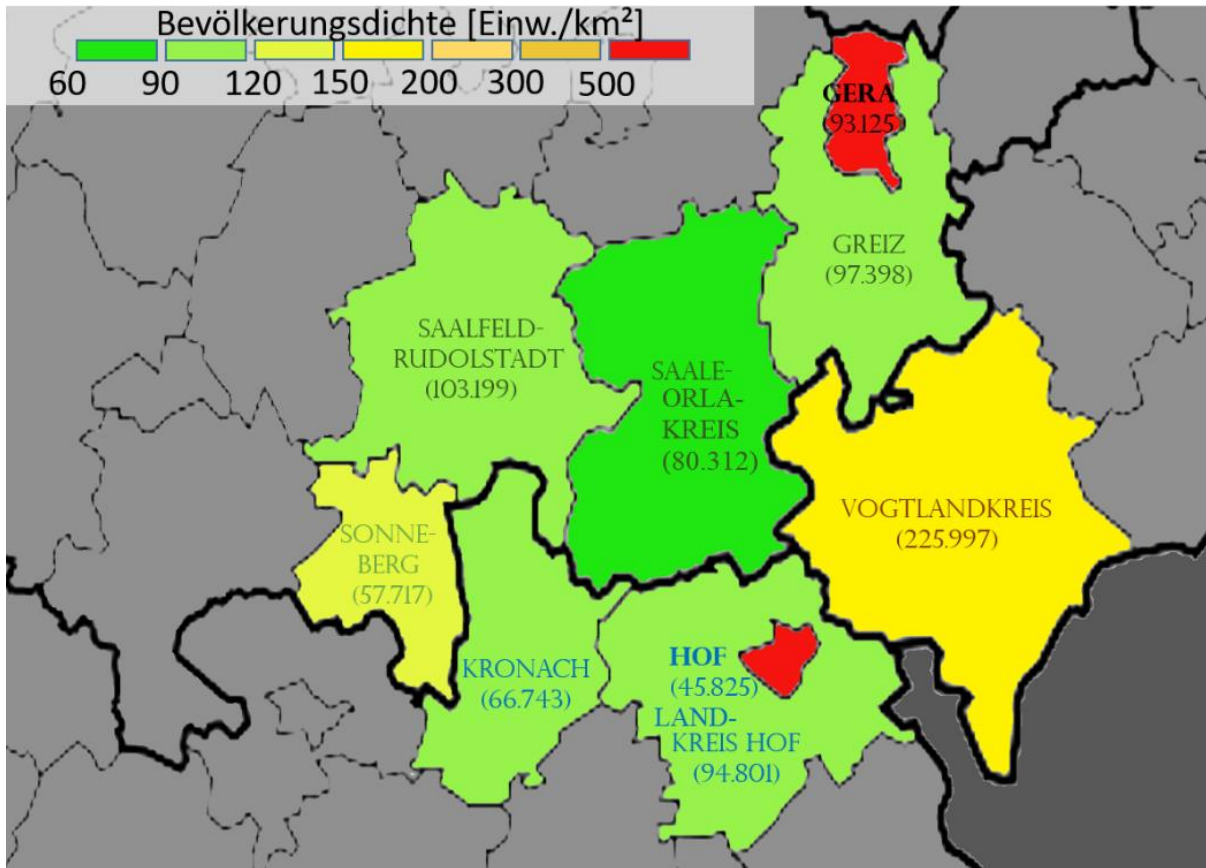


Abbildung 2-3: Bevölkerungsdichte in der Modellregion nach Landkreis bzw. kreisfreier Stadt, wobei die Kreisgrenzen nicht absolut identisch sind mit der Modellregion Saalisches Schiefergebirge (Datenquelle: [44])

## 2.4.2 Grundlegende Infrastrukturen

Die Region wird von zwei Autobahnen und mehreren Bundesstraßen durchzogen. Von Norden nach Süden führt die Autobahn A9. Von Hof in Richtung Chemnitz führt die Autobahn A72 durch den Vogtlandkreis (siehe Abbildung 1-1). Der Osten der Modellregion verfügt über ein dichteres Zugstreckennetz und über eine bessere Autobahnanbindung als der Westen der Modellregion, wobei jedoch anzumerken ist, dass mit der A71/A73 eine gute Nord-Süd-Verbindung im Westen direkt an die Modellregion angrenzt.

Da Wasserstofftransporte Gefahrguttransporte darstellen, die nach Möglichkeit auf Autobahnen oder Bundesstraßen erfolgen sollten, entsteht durch den Thüringer Wald eine gewisse Transportbarriere innerhalb der Modellregion, zumal die Tunnelkette auf der A71 nicht mit Gefahrgut befahren werden darf.

Die einzige Wasserstofftankstelle in der Modellregion liegt in Berg bei Hof und wurde im Jahr 2019 in Betrieb genommen. Betreiber ist die H2 MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG. Die am nächsten an der Modellregion gelegenen weiteren H<sub>2</sub>-Tankstellen befinden sich in Erfurt, Meerane und Bayreuth.

Zuglinien sind in der Region zwischen den größeren Städten vorhanden, jedoch ist die Anbindung zwischen den drei Bundesländern als eher schlecht zu bewerten, insbesondere im Gebiet der ehemals innerdeutschen Grenze. Besonders auffällig ist dies im Grenzgebiet der Landkreise Saale-Orla und Hof, wo mehrere Bahnstrecken kurz vor der jeweiligen Bundeslandgrenze enden, so wie die Strecken Saalfeld/Saale-Blankenstein oder Schönberg-Hirschberg. Es verkehren sowohl Züge der Deutschen Bahn als auch anderer Eisenbahngesellschaften wie der Süd-Thüringen-Bahn. Die überwiegende Mehrzahl der in der Modellregion vorhandenen Bahnstrecken ist nicht elektrifiziert und wird mit Dieseltriebwagen betrieben, so dass sich hieraus ein grundsätzliches Potential für deren Substitution durch H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen ableitet. Ein Straßenbahnnetz ist nur in der Stadt Gera vorhanden. Es umfasst drei Linien.

In der Modellregion liegen die Talsperren Bleiloch und Hohenwarte, zwei der größten Stauseen in ganz Deutschland. Die Seen sind Teil der Saalekaskade und liegen im Landkreis Saalfeld-Rudolstadt bzw. im Saale-Orla-Kreis. Im Landkreis Sonneberg liegt das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal, welches das größte Pumpspeicherkraftwerk Deutschlands ist. Zudem durchziehen die Modellregion zwei Naturparks. Im Nordwesten liegt die Modellregion in den Ausläufern des Naturparks Thüringer Wald. Zentral in der Modellregion liegt der Naturpark Thüringer Schiefergebirge/Obere Saale.

### 2.4.3 Elektrizitätserzeugung mit erneuerbaren Energien

Grundlage für die Herstellung von grünem Wasserstoff ist die Verfügbarkeit einer ausreichenden Erzeugerkapazität an erneuerbarer Elektrizität, um Wasserelektrolyseanlagen mit Strom versorgen zu können. In der Modellregion wird erneuerbare Elektrizität mittels Wasserkraft-, Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen gewonnen.

In Abbildung 2-4 ist die installierte Leistung je regenerativer Erzeugungsart und Landkreis bzw. kreisfreier Stadt dargestellt. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass die größte installierte Erzeugerleistung im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke vorhanden ist, mit mehr als 1.500 MW in der gesamten Modellregion. Dies ist zum einen auf die Saalekaskade zurückzuführen, welche sich mit einer Länge von 80 km durch den Landkreis Saalfeld-Rudolstadt und den Saale-Orla-Kreis zieht und zum anderen auf das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal im Landkreis Sonneberg. Da Pumpspeicherkraftwerke jedoch primär Energiespeicher sind und daher außer in den üblicherweise am Unterbecken ebenfalls vorhandenen Laufwasserkraftanlagen keine erneuerbare Elektrizität gewinnen, werden in dieser Machbarkeitsstudie im Bereich der Wasserkraft nur die Laufwasserkraftwerke berücksichtigt, die auf Basis der erneuerbaren Ressource Flusswasser Strom erzeugen. Da Laufwasserkraftwerke eine sehr hohe, durchgängige Verfügbarkeit besitzen, eignen sie sich grundsätzlich sehr gut für die Wasserstoffherzeugung über die Elektrolyse, da mit ihnen eine sehr hohe Auslastung der Elektrolyseanlage gewährleistet werden kann (vgl. Abschnitt 3.1.1).

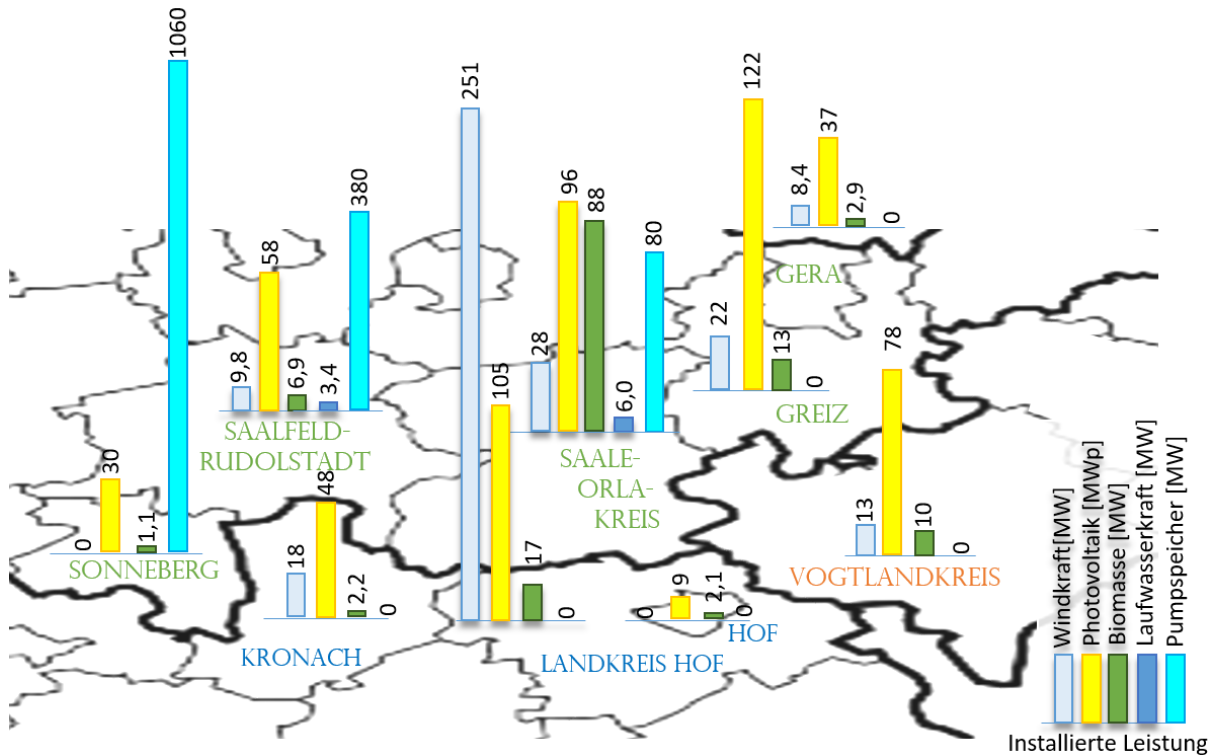


Abbildung 2-4: Installierte Leistung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen und Pumpspeicherkraftwerke in der Modellregion nach Landkreis bzw. kreisfreier Stadt und Energieart, wobei die Kreisgrenzen nicht absolut identisch sind mit der Modellregion Saalisches Schiefergebirge (Datenquelle: [45])

In Abbildung 2-5 ist die installierte Leistung je regenerativer Erzeugungsart und Landkreis bzw. kreisfreier Stadt dargestellt, jedoch werden im Gegensatz zu Abbildung 2-4 im Bereich der Wasserkraft nur die Laufwasserkraftwerke dargestellt.

Die größte installierte erneuerbare Gesamtleistung ist im Bereich der Photovoltaik zu verzeichnen. Laufwasserkraftwerke einer relevanten installierten Gesamtleistung sind nur im Saale-Orla-Kreis und im Landkreis Saalfeld-Rudolstadt zu finden, wobei die installierte Leistung im Vergleich zu der gesamten installierten Anlagenleistung der anderen erneuerbaren Energien eher gering ist. Windkraftanlagen sind in jedem Landkreis der Region vorhanden, mit Ausnahme der Stadt Hof und dem Landkreis Sonneberg. Die höchste Leistung an Windkraftanlagen ist mit rund 250 MW im Landkreis Hof zu finden. Biomasseanlagen stehen ebenfalls in sämtlichen Landkreisen zur elektrischen Energieerzeugung zur Verfügung. Jedoch ist mit 88 MW die installierte Leistung im Saale-Orla-Kreis mit Abstand am höchsten.

Die höchste installierte Leistung sämtlicher Erneuerbaren-Energien-Anlagen in der Modellregion zusammen genommen liegt, wie aus Abbildung 2-5 ersichtlich wird, im Landkreis Hof vor, gefolgt vom Saale-Orla-Kreis.

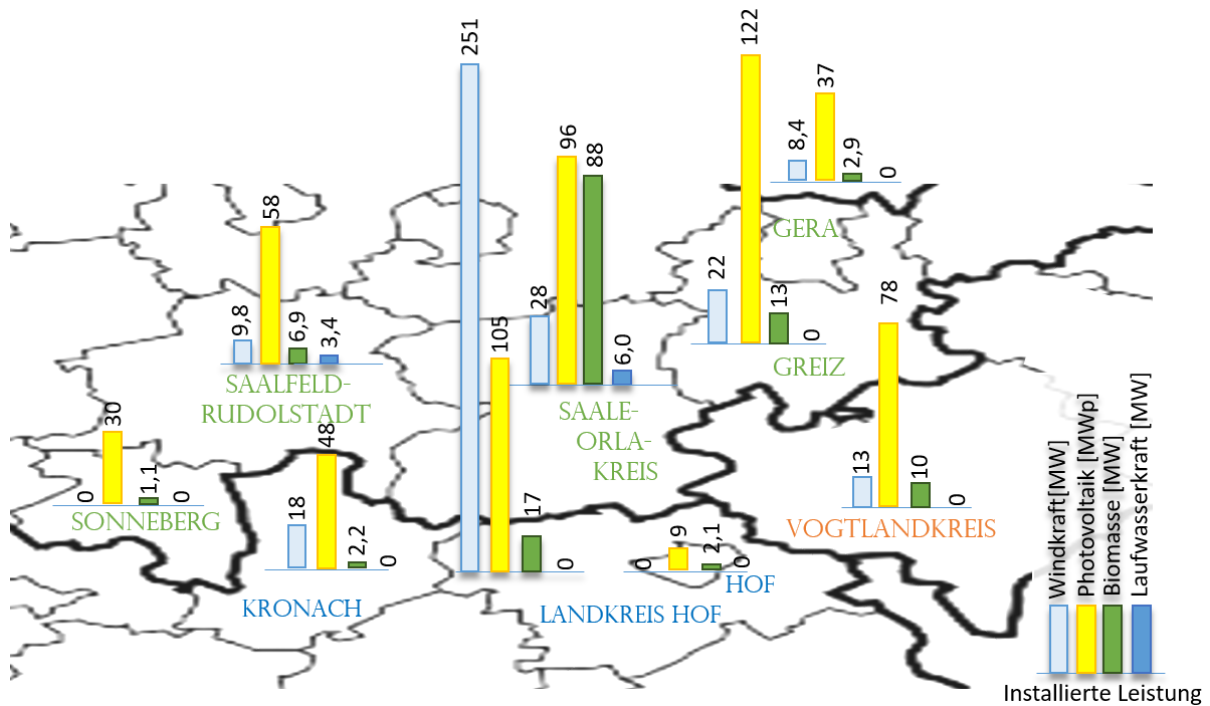


Abbildung 2-5: Installierte Leistung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen in der Modellregion nach Landkreis bzw. kreisfreier Stadt und Energieart, wobei die Kreisgrenzen nicht absolut identisch sind mit der Modellregion Saalisches Schiefergebirge (Datenquelle: [45])

In Abbildung 2-6 ist die überschlägig abgeschätzte erzeugte elektrische Energie pro Jahr je Erzeugungart und Landkreis dargestellt (in GWh). Im Saale-Orla-Kreis und dem Landkreis Hof werden die größten Mengen an erneuerbarer Energie erzeugt, da wie bereits durch die installierte Leistung für Windkraft und Biomasse angedeutet wurde, hier die größten Gesamtleistungen vorliegen. Im Landkreis Hof werden pro Jahr nach der hier vorgenommenen Überschlagsrechnung rund 450 GWh erneuerbare Elektrizität mittels Windkraft erzeugt. Somit wird hier mehr Strom aus Wind produziert als durch alle anderen Windkraftanlagen in der Modellregion zusammengenommen. Die größte Gesamtmenge an erneuerbarer Elektrizität aus Biomasse wird im Saale-Orla-Kreis erzeugt. Insgesamt werden im Landkreis auf diese Weise pro Jahr rund 450 GWh erneuerbarer Strom erzeugt.

In Abbildung 2-7 werden die Anlagenstandorte veranschaulicht, die zur Erzeugung von erneuerbarer Energie aus Wind, Wasserkraft, PV und Biomasse im Dreiländereck bestehen. Aufgrund der großen Anzahl an Klein- und Kleinstanlagen im Bereich der PV-Anlagen, wurden diese für Abbildung 2-7 erst ab einer Leistung von 100 kW berücksichtigt. Kleinwasserkraftanlagen werden ebenfalls nicht mit aufgeführt, da deren installierten Leistungen auch recht klein ausfallen.

Wie aus Abbildung 2-7 deutlich wird, sind in der gesamten Modellregion bei größeren installierten Leistungen PV-Freiflächen-, Windkraft- und Biomasseanlagen von der Anzahl her vorherrschend. Hiergegen ist die Anzahl an großen Laufwasserkraftwerken auf Grundlage der Dargebotsstruktur naturgemäß gering. Der Vollständigkeit halber werden zudem auch die Standorte der in der Modellregion vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke mit aufgeführt.

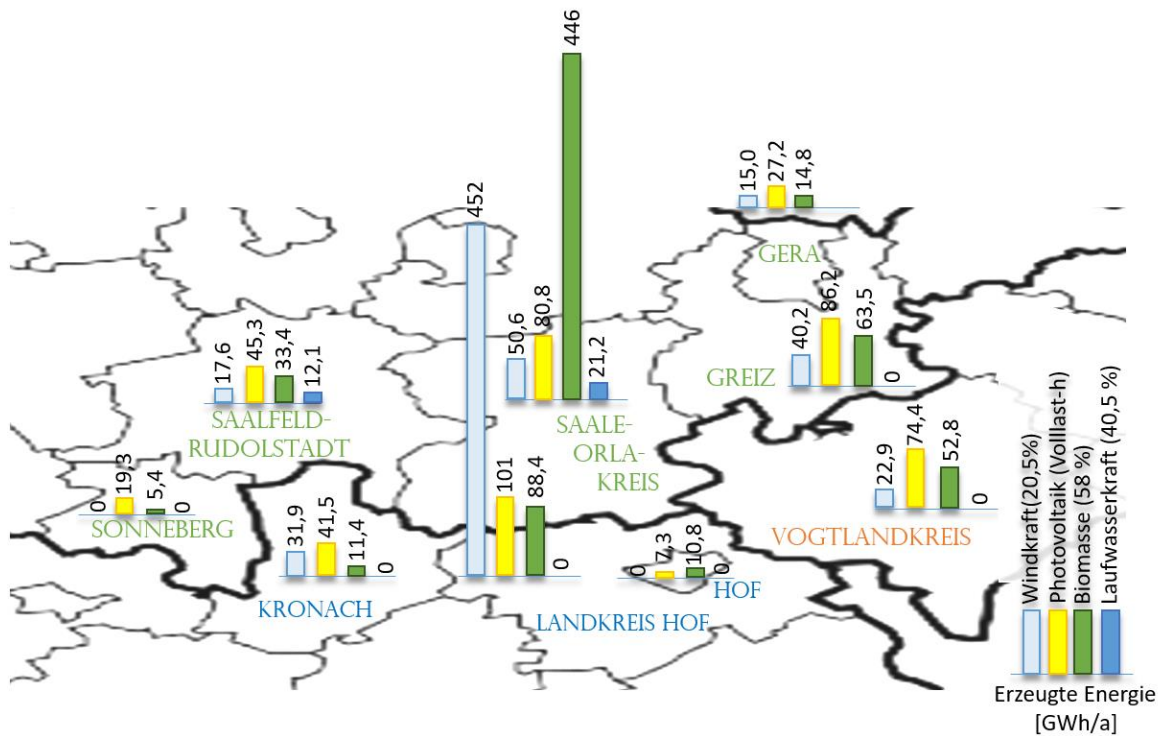


Abbildung 2-6: Erzeugte erneuerbare elektrische Energie in der Modellregion nach Landkreis bzw. kreisfreier Stadt und Erzeugungsort auf Grundlage folgender Annahmen für die Volllaststunden: Photovoltaik: 960 h, Windkraft: 1880 h, Laufwasserkraft: 3550 h, Biomasseanlagen 5080 h. Die Kreisgrenzen sind nicht absolut identisch mit der Modellregion Saalisches Schiefergebirge. (Datenquelle: [45] modifiziert)

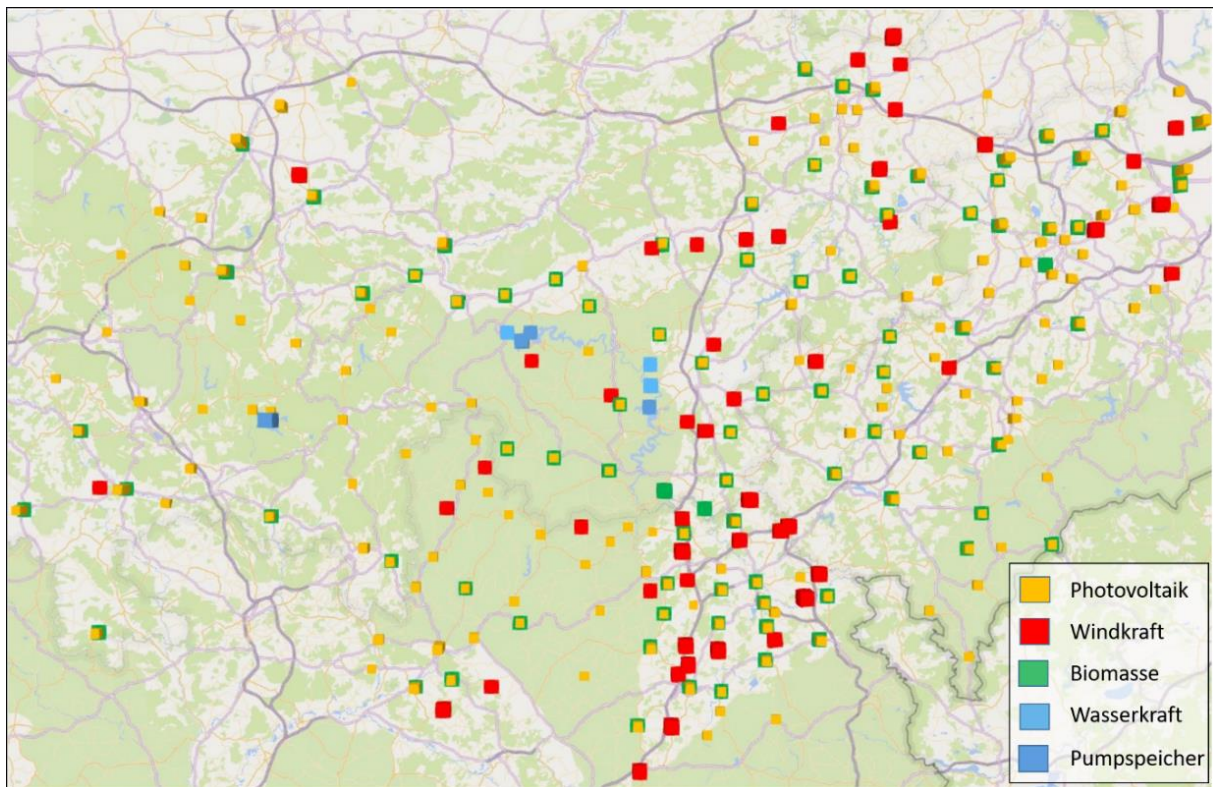


Abbildung 2-7: Standorte der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in der Modellregion (Stand Dezember 2020; Datenquelle: [45]) (Mehrere Photovoltaikanlagen sind je Ort zusammengefasst. Zudem wurden nur Anlagen  $\geq 100$  kWp betrachtet.)

Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) soll der Zubau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen vorangetrieben werden. Anlagenbetreiber erhalten für jede produzierte kWh, die ins Stromnetz eingespeist wird, eine garantierte und festgelegte Vergütung. Liegt diese Vergütung über dem aktuellen Strompreis, so wird der Differenzbetrag mittels der EEG-Umlage ausgeglichen. Die Umlage wird über den Netzbetreiber auf die Endverbraucher umgelegt. Die Einspeisevergütung wird in der Regel für einen Zeitraum von 20 Jahren gewährt und garantiert einen festgelegten Einspeisepreis je kWh für besagten Zeitraum. Nach Ablauf der 20 Jahre, müssen Anlagenbetreiber, welche die EEG-Umlage nicht länger erhalten, die Wirtschaftlichkeit ihrer Anlage evaluieren und sich ggf. neu orientieren, um Anlagenrestlaufzeiten optimal auszunutzen. An diesem Punkt stehen in absehbarer Zeit viele Anlagenbetreiber in der Modellregion, so dass sich hieraus Potentiale für die Wasserstoffherzeugung über die Elektrolyse ergeben. Daher wird im Folgenden analysiert, in welchen Zeiträumen über die nächste Dekade wie viel installierte Kapazität an Erneuerbaren-Energien-Anlagen prinzipiell verfügbar wird.

Abbildung 2-8 gibt einen Überblick über die Photovoltaikanlagen in der Modellregion hinsichtlich Landkreis und Jahr, in dem der 20-Jahreszeitraum der EEG-Einspeisevergütung endet. Hierbei wird zwischen der Anzahl der Anlagen, die aus den Bestimmungen des EEG herausfallen und deren installierter Leistung auf Grundlage des Basisjahrs 2019 differenziert. Der Darstellung ist zu entnehmen, dass ein Großteil der PV-Anlagen in der Modellregion erst gegen Ende des jetzigen Jahrzehnts keine EEG-Einspeisevergütung mehr erhalten wird, wobei der größte Anteil im Jahr 2029 zu verzeichnen ist. Weiterhin kann festgehalten werden, dass bis Mitte des Jahrzehnts keine nennenswerten Leistungen verfügbar werden, so dass in der Modellregion mittelfristig wenig Potential für eine Nutzung des Stroms von PV-Altanlagen für die Wasserelektrolyse besteht.

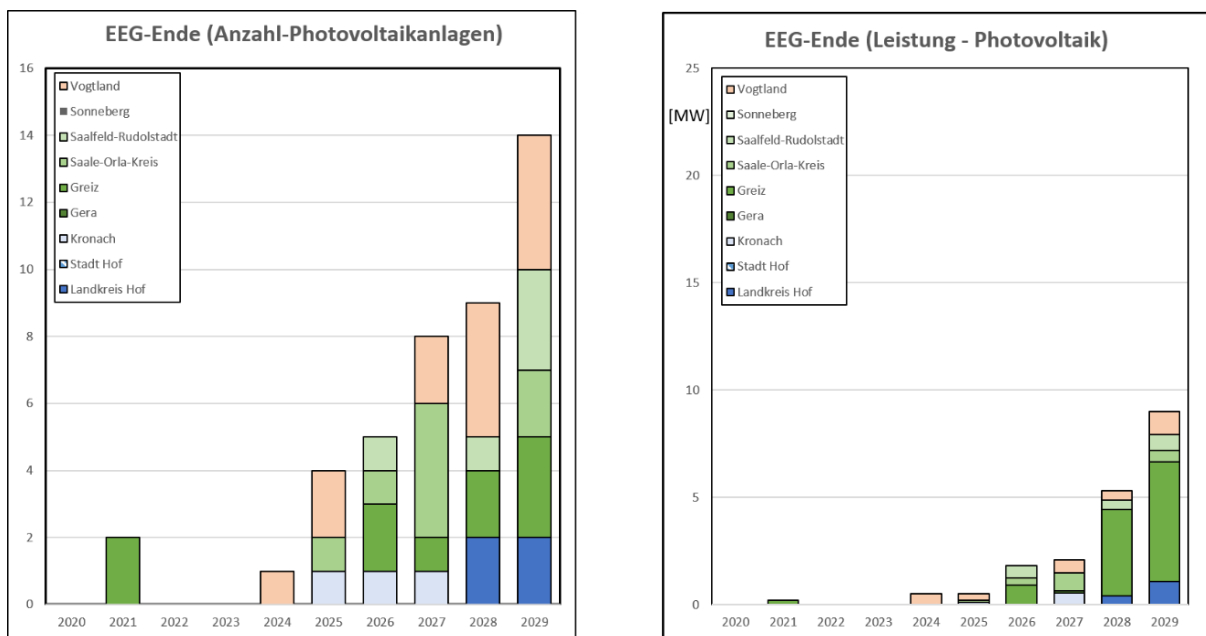


Abbildung 2-8: Anzahl und installierte Leistung der Photovoltaikanlagen, die innerhalb dieses Jahrzehnts je Kalenderjahr und Landkreis bzw. kreisfreier Stadt aus der EEG-Einspeisevergütung ausscheiden (Datenquelle: [45])

Viele der in der Modellregion installierten Windkraftanlagen werden, wie Abbildung 2-9 zeigt, in den nächsten fünf Jahren das Ende der Gewährung einer Einspeisevergütung gemäß den Bestimmungen des EEG erreichen. Im Jahr 2022 wird dies 12 Anlagen betreffen, so viele wie in keinem anderen Jahr

des Jahrzehnts mehr zu erwarten sind. Von 2021 bis 2024 werden zudem jährlich jeweils nahezu 10 MW oder mehr an installierter Leistung verfügbar, so dass sich prinzipiell Potentiale für die Nutzung des Stromes für die Elektrolyse ergeben, wobei jedoch erzielbare H<sub>2</sub>-Preise im Zusammenspiel mit der Standortfrage zu prüfen wären.

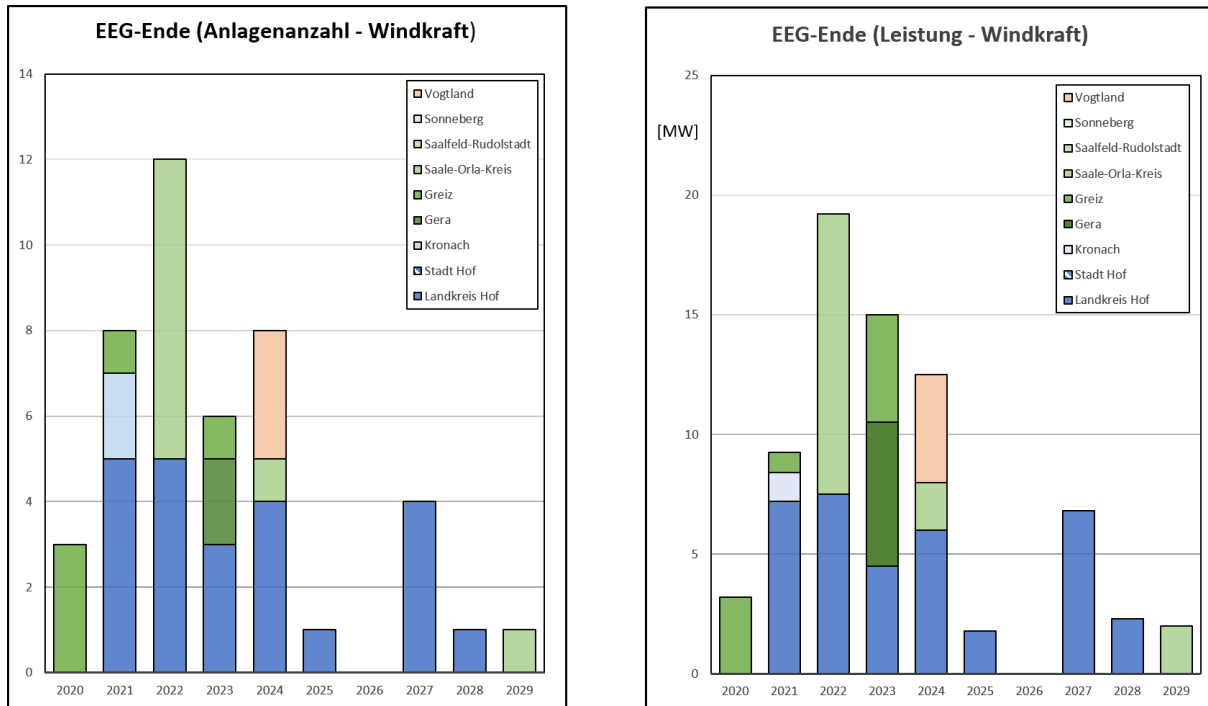


Abbildung 2-9: Anzahl und installierte Leistung der Windkraftanlagen, die innerhalb dieses Jahrzehnts je Kalenderjahr und Landkreis bzw. kreisfreier Stadt aus der EEG-Einspeisevergütung ausscheiden (Datenquelle: [45])

Abbildung 2-10 stellt den gleichen Sachverhalt wie Abbildungen Abbildung 2-8 und Abbildung 2-9 für Biomasseanlagen dar. Wie Abbildung 2-10 zeigt, werden im Laufe des Jahrzehnts kontinuierlich Anlagen aus der Einspeisevergütung gemäß EEG ausscheiden. Der Höchststand wird hierbei im Jahr 2026 mit 18 Anlagen erreicht. Insgesamt werden in der Modellregion im jetzigen Jahrzehnt für 82 Biomasseanlagen neue Geschäftsfelder gefunden werden müssen. Dies gilt insbesondere für Biogasanlagen, da diese nicht zu wettbewerbsfähigen Konditionen Strom erzeugen können, aber aufgrund ihrer Grundlastfähigkeit für das Elektrizitätsnetz bedeutend sind.

Besonders auffällig ist in Abbildung 2-10, dass im Jahr 2020 bereits eine einzelne Biomasseanlage aus der Einspeisevergütung ausgeschieden ist, welche sich im Saale-Orla-Kreis befindet. Wird die installierte Leistung aller Anlagen betrachtet, so wird deutlich, dass diese einzelne Anlage den Großteil der installierten Gesamtleistung der Biomasseanlagen ausmacht und mit 57 MW die größte Einzelleistung sämtlicher erneuerbarer Erzeugungsanlagen darstellt, die in einem einzelnen Jahr über das jetzige Jahrzehnt in der Modellregion verfügbar wird. Hierbei handelt es sich um das Biomassekraftwerk der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH im Ortsteil Blankenstein in der Gemeinde Rosenthal am Rennsteig. Aufgrund der hohen installierten elektrischen Leistung und dem damit einhergehenden großen Potential zur Erzeugung von grünem Wasserstoff wird diese Anlage bei den weiteren Untersuchungen eingehender betrachtet (vgl. Abschnitt 3.1.2).



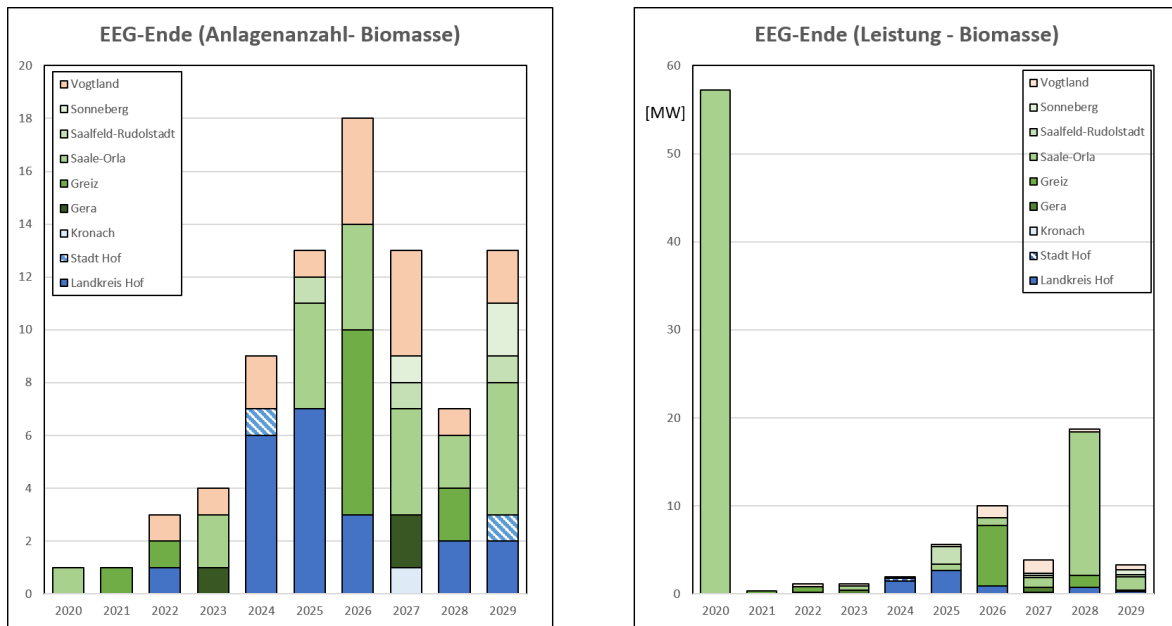


Abbildung 2-10: Anzahl und installierte Leistung der Biogasanlagen und Biomassekraftwerke, die innerhalb dieses Jahrzehnts je Kalenderjahr und Landkreis bzw. kreisfreier Stadt aus der EEG-Einspeisevergütung ausscheiden (Datenquelle: [45])

#### 2.4.4 Wirtschaftsstruktur

Die größten Wirtschaftsstandorte in der Modellregion sind in oder liegen um die größeren Städte Gera, Hof und Plauen bzw. sind im Gebiet Saalfeld-Rudolstadt angesiedelt. Darüber hinaus gibt es einige große Unternehmen, welche an anderen Orten in der Modellregion angesiedelt sind wie z.B. die bereits erwähnte Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH. Überwiegend wird die Region jedoch von KMU geprägt. In Südthüringen und Oberfranken sind traditionell Unternehmen der Glas- und Porzellanindustrie ansässig, welche einen hohen Energiebedarf haben. In den Jahrzehnten seit der politischen Wende haben sich darüber hinaus in Südthüringen und Westsachsen Firmen der Branchen der Automobilzulieferindustrie, dem Maschinenbau und der Kunststoffverarbeitung angesiedelt bzw. sind aus alten Industriekomplexen hervorgegangen. In der Region Hof sind zudem vermehrt Logistikunternehmen ansässig.

Betrachtet man die Modellregion hinsichtlich der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit, so liegt das Bruttoinlandsprodukt<sup>2</sup> (BIP) je Erwerbstätigem in sämtlichen Landkreisen und kreisfreien Städten deutlich unter dem Bundesdurchschnitt von 74.561 Euro (Abbildung 2-11). Das BIP in der Modellregion je Erwerbsperson ist hierbei im bayerischen Landkreis Hof am höchsten. Das geringste BIP hat der sächsische Vogtlandkreis. Trotz leichter Schwankungen liegt das BIP je erwerbstätiger Person in den Kreisen der Modellregion recht dicht beieinander. Somit lässt sich festhalten, dass die Modellregion hinsichtlich der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit unter dem Bundesdurchschnitt liegt aber die Wirtschaftskraft unter den Landkreisen und kreisfreien Städte relativ homogen ist.

<sup>2</sup> Hier: Als Summe der Wertschöpfung aller Waren und Dienstleistungen im Jahr 2018 je Landkreis je erwerbstätiger Person gibt das BIP Auskunft über die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit.

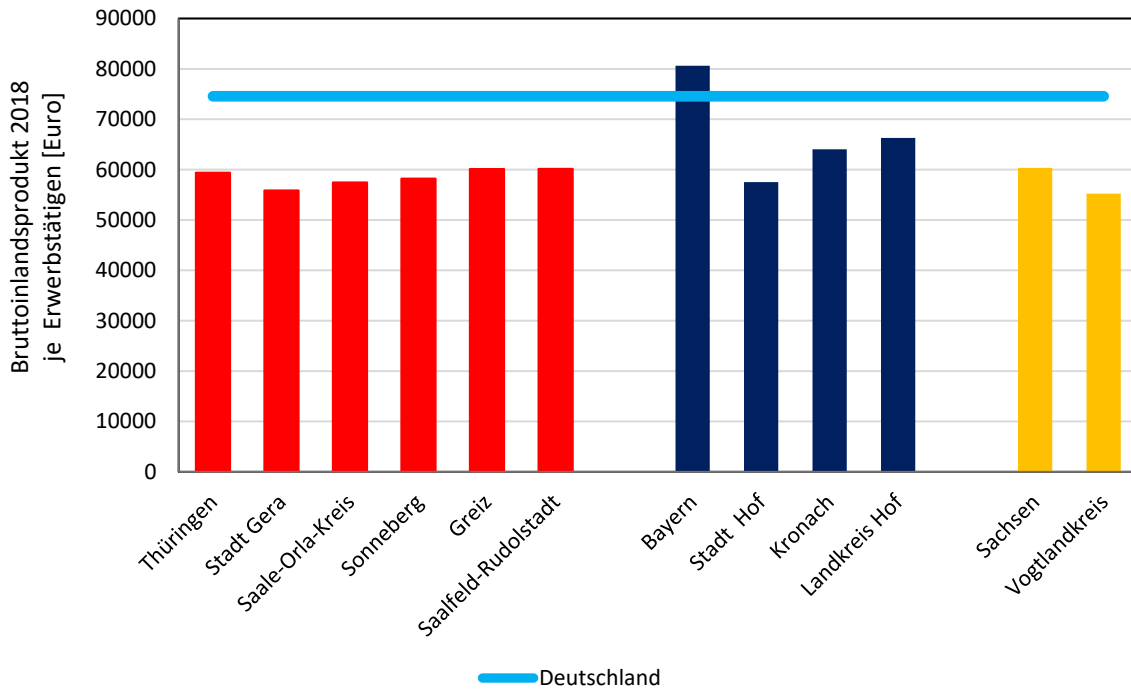


Abbildung 2-11: Bruttoinlandsprodukt 2018 je Erwerbstätigem in der Modellregion (Datenquelle: [46])

### 2.4.5 Fazit für die Machbarkeitsstudie Dreiländereck

Die betrachtete Modellregion ist ein größtenteils eher gering besiedeltes Gebiet mit Ausnahme weniger mittelgroßer Städte. Die Infrastruktur in der Region und den angrenzenden Gebieten ist in Bezug auf die großen Nord-Süd-Verbindungen im Straßen- und Schienenverkehr als gut ausgebaut einzustufen. Allerdings gilt dies für die Ost-West-Verbindungen nicht gleichermaßen. Auch gibt es zwischen den Bundesländern, insbesondere zwischen Bayern und Thüringen/Sachsen noch Lücken in der regionalen Verbindung, so zum Beispiel bei den lokalen Schienenverkehrswegen. Dies kann auf die ehemalige innerdeutsche Grenze zurückgeführt werden. Die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Modellregion liegt unter dem Bundesdurchschnitt, ist innerhalb der Modellregion jedoch als homogen einzustufen. Das größte Potential für die Erzeugung von Wasserstoff aus grünem Strom ist in den Landkreisen Saale-Orla und Hof gegeben. In letzterem bieten Windkraftanlagen das größte Potential für eine nachhaltige Wasserstoffherzeugung, während im Saale-Orla-Kreis ein einzelnes Biomassekraftwerk, das Ende des Jahres 2020 aus der Einspeisevergütung gemäß EEG ausgeschieden ist, prinzipiell Strom für eine Elektrolyseinfrastruktur zur Verfügung stellen könnte.

## 2.5 H<sub>2</sub>-Aktivitäten in der Modellregion

In der Modellregion gibt es einige nennenswerte Akteure auf dem Gebiet der Wasserstoffforschung sowie eine Reihe von Forschungsaktivitäten. Diese werden im Folgenden dargestellt, wobei die Auflistung jedoch nicht den Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

### 2.5.1 Akteure in der Modellregion

Im Bereich der Wasserstofftechnologien ist die Firma AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG aus Neuhaus-Schierschnitz zu nennen, welche sowohl alkalische aber auch PEM-Elektrolyseure entwickelt. Auf dem Firmengelände befinden sich zwei H<sub>2</sub>-Betriebstankstellen mit Elektrolyseur. Darüber hinaus ist das Unternehmen ein aktiver Partner in verschiedenen Forschungsverbänden wie bspw. den Wasserstoffbündnissen h<sub>2</sub>-well und HYPOS.

In Sonneberg befindet sich eine Zweigstelle der in Baden-Württemberg ansässigen Firma MANN+HUMMEL GmbH. Diese stellt unter anderem Kathodenluftfilter und Kühlmittelfilter für Brennstoffzellen her. Ebenfalls in Sonneberg ansässig ist die Firma FCT Anlagenbau GmbH, die eine Vakuum-Druck-Sinteranlage mit Glovebox bis 10 bar entwickelt hat. Hierbei kann Wasserstoff als Arbeitsgas eingesetzt werden.

Die Firma PI Ceramic GmbH aus Lederhose entwickelt piezokeramische Werkstoffe sowie aktorische und sensorische Piezokomponenten. Diese Materialklasse der Piezokeramiken kann sich ggf. als Elektrolytmaterial zur Sauerstoffleitung eignen und in Festoxidbrennstoffzellen eingesetzt werden. Dies war in dem Unternehmen Forschungsgegenstand der vergangenen Jahre (siehe Tabelle 2-1).

Eine vielversprechende Technologie wird von dem Startup BtXEnergy GmbH aus Hof entwickelt, welches die Startup-Challenge 2020 der Region Hochfranken gewonnen hat. Das Tochterunternehmen der WS Wärmeprozessstechnik GmbH übernimmt Planungen und konzipiert Umrüstungen von Biogasanlagen, welche aus der EEG Einspeisevergütung ausscheiden. Durch den Einbau eines Dampfreformers wertet sie diese Biogasanlagen zu H<sub>2</sub>-Produzenten auf. Erste Pilotanlagen zur Umrüstung befinden sich im Aufbau.

Im Bereich der Netzwerkarbeit ist der HySON - Förderverein Institut für Angewandte Wasserstoffforschung Sonneberg e.V. (kurz: HySON Sonneberg e. V.) zu nennen. Dieser wurde im September 2018 gegründet. Im Rahmen des WIR!-Projekts h<sub>2</sub>-well ist der Verein für das Innovationsmanagement und die Öffentlichkeitskommunikation verantwortlich und übernimmt somit eine bündelnde Funktion für alle Projektpartner. Der Verein wird ergänzt um die HySON - Institut für Angewandte Wasserstoffforschung Sonneberg gGmbH (kurz: HySON Sonneberg gGmbH), welche im Dezember 2020 gegründet wurde. Diese führt seit Anfang 2021 wissenschaftliche Arbeiten aus. Ziel ist die Schließung der Lücke zwischen Forschung und Anwendung auf dem Gebiet der Wasserstofftechnologie, beispielsweise die Lücke vom Prototypenbau zur Serienfertigung. Weitere Ziele sind die Schaffung eines regionalen Kompetenzträgers und eines Transferzentrums, um letztendlich ein Ansprechpartner für die Wirtschaft zu werden. Der Bau eines Institutsgebäudes in der Nähe des Bahnhof Sonneberg ist für die nächsten Jahre geplant.

Die Modelregion liegt zudem in den Ausläufern des Hydrogen Power Storage & Solutions East Germany e.V. (kurz: HYPOS) Region. Dieses Bündnis hat das Ziel, eine flächendeckende Wasserstoffwirtschaft in Mitteldeutschland aufzubauen.

## 2.5.2 Forschungsprojekte in der Modellregion

In der Region haben bereits Forschungsvorhaben sowohl zur Erforschung von Wasserstofftechnologien als auch zur hiermit assoziierten Netzwerkarbeit stattgefunden. Treiber dieser Projekte sind in vielen Fällen die in Abschnitt 2.5.1 vorgestellten Akteure gewesen. In Tabelle 2-1 sind relevante Forschungsprojekte aufgeführt, welche seit 2007 von Akteuren in der Modellregion durchgeführt wurden bzw. aktuell noch werden.

Tabelle 2-1: Forschungsprojekte in der Modellregion

Laufzeit	Fördergeber/Programm	Projekttitel (Akronym)	Beteiligte Partner <u>aus der Modellregion</u> (ggf. mit weiteren, hier nicht genannten Partnern)	Schlagworte
04/07 - 03/10	BMBF	myPOWER: Hochintegriertes kompaktes 100W-Brennstoffzellensystem als Stromerzeuger für portable und autonome Anwendungen	PI Ceramic GmbH Keramische Technologien und Bauelemente	Brennstoffzelle, Keramik, Werkstoff, Materialprüfung, Membran
04/12 - 11/14	Freistaat Thüringen	Hochdruckelektrolyse zur Energiespeicherung	Kumatec Sondermaschinenbau und Kunststoffverarbeitung GmbH	Wasserstoffherzeugung
07/12 - 12/14	BMW/INNO-KOM-Ost	Textilbasierte Wasserelektrolyse	Textilforschungsinstitut Thüringen-Vogtland e.V. – TITV Greiz	Membranelektroden
04/14 - 11/15	BMW/ZIM	Wasserstoffkraftwerk – netzfreundliche, hocheffiziente, leistungselektronische Stromquelle für die Elektrolyse	Kumatec Sondermaschinenbau und Kunststoffverarbeitung GmbH	Netzwerkarbeit
08/15 - 10/20	BMBF/Zwanzig20	HYPOS: LocalHy – Dezentrale Wasserelektrolyse mit kombinierter Wasserstoff- und Sauerstoffnutzung aus erneuerbarer Energie	AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG; Wasserwerke Sonneberg	Elektrolyse, Kreislaufmotor, Abwasserreinigung, Sektorenkopplung
03/16 - 11/18	Freistaat Thüringen/Forscherguppe	Effiziente Stoff- und Energiewandlung durch Verknüpfung von Stofftrennung und Reaktion im Membranreaktor (Membranreaktor)	AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG	Membrantrennverfahren, Katalysator
06/17 - 05/20	BMBF/Zwanzig20	HYPOS: ELKE – Applikation neuer Beschichtungsverfahren bei Druckelektrolyseuren	AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG	Elektroden, Elektrolyse, Fertigungstechnik
04/18 - 10/18	BMBF/WIR!	h <sub>2</sub> -well – Wasserstoffquell- und Wertschöpfungsregion Main-Elbe-LINK: Konzeptphase	AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG	Netzwerkarbeit

Tabelle wird auf Seite 31 fortgeführt

Laufzeit	Fördergeber/Programm	Projekttitle (Akronym)	Beteiligte Partner aus der Modellregion (ggf. mit weiteren, hier nicht genannten Partnern)	Schlagworte
06/19-05/21	Freistaat Thüringen/RIS3	Sektorlyseur – Sektorengekoppelter Kompakt-Hochdruckelektrolyseur	AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG	Kleine Elektrolyseanlage
10/20 - 08/23	BMBF/WIR!	h <sub>2</sub> -well: Innovationsmanagement und Öffentlichkeitskommunikation	HySON – Förderverein für Angewandte Wasserstoffforschung Sonneberg e.V.	Netzwerkarbeit
03/21 - 02/24	BMBF/WIR!	h <sub>2</sub> -well: PEM4Heat - Entwicklung eines PEM Hochdruckelektrolyse Stacks mit Prozesswärmeauskopplung, eines H <sub>2</sub> -Hochdruckverdichters und eines Kreislaufmotors am WIR!-Ausgangspunkt Sonneberg	AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG; Stadt Sonneberg; Staatliche Berufsbildende Schule Sonneberg	Elektrolyse, Kreislaufmotor, Quartierswärme
06/21 – 05/24	BMBF/WIR!	h <sub>2</sub> -well: h2well-compact - Kompaktes Wasserstoffversorgungssystem für dezentrale Mobilitätsanwendungen	AVX/Kumatec Hydrogen GmbH & Co. KG	Elektrolyse, mobile Speicherung und Verdichtung
04/20 - 09/23	Freistaat Thüringen	Bereitstellung von Elektrolyseprodukten in der medizinischen Anwendung sowie deren weitere Verwendungsmöglichkeiten	HySON - Institut für Angewandte Wasserstoffforschung Sonneberg gGmbH	Elektrolyse, Sauerstoff, medizinische Anwendung
04/20 - 09/23	Freistaat Thüringen	Zerlegung von Ammoniak und katalytische Nachreinigung der Abgasprodukte bei der Aufspaltung von Ammoniak zum Einsatz in einer PEM-Brennstoffzelle	HySON - Institut für Angewandte Wasserstoffforschung Sonneberg gGmbH	Ammoniak, Brennstoffzelle, katalytische Nachreinigung
04/20 - 09/23	Freistaat Thüringen	Entwicklung eines diffusionsmindernden Oberflächenbeschichtungsverfahrens zur Verwendung bestehender Erdgasleitungen für die Wasserstoffförderung	HySON - Institut für Angewandte Wasserstoffforschung Sonneberg gGmbH	Oberflächenbeschichtung, H <sub>2</sub> -Pipeline

### 2.5.3 H<sub>2</sub>-Infrastrukturprojekte in der Modellregion

Teile der Modellregion sind bereits Gegenstand von Machbarkeitsstudien zu H<sub>2</sub>-Infrastrukturprojekten gewesen. So sind unter anderem die Bahnlinien Saalfeld-Blankenstein und Rottenbach-Katzhütte im Rahmen der von der Bauhaus-Universität Weimar angefertigten Machbarkeitsstudie *Pilotprojekt Einsatz von H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen in Thüringen* [47] einer intensiven Potentialanalyse für den Betrieb mit

Brennstoffzellenfahrzeugen unterzogen worden. Diese Studie hatte die Untersuchung der Machbarkeit der Nutzung von mit Wasserstoffbrennstoffzellen betriebenen Triebwagen in Thüringen inklusive der möglichen Optionen für die regionale Versorgung mit aus erneuerbaren Energien hergestelltem Wasserstoff zum Gegenstand. Die Bahnlinie Rottenbach-Katzhütte, die sogenannte Schwarzatalbahn, wurde hierbei als geeignetste Bahnstrecke für die Umsetzung eines Pilotprojektes für den H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen-Verkehr in Thüringen identifiziert. Aber auch die Bahnlinie Saalfeld-Blankenstein wurde als grundsätzlich geeignet klassifiziert. Im Februar 2019 wurde eine erste Probefahrt mit einem H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen auf der Bahnstrecke Rottenbach-Katzhütte absolviert und damit auch die technische Machbarkeit demonstriert. H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen sollen zukünftig dauerhaft auf der Strecke zum Einsatz kommen, wobei entsprechende Ausschreibungsverfahren zur Implementierung der Fahrzeuge und zum Aufbau der notwendigen Wasserstoffversorgungsinfrastruktur bestehend aus Bahntankstelle und Elektrolyseanlage bereits laufen, so dass eine Umsetzung bis 2022/23 als wahrscheinlich anzusehen ist.

Auf dem Vorhaben zur Nutzung von H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen auf der Schwarzatalbahn aufbauend, war es Ziel der Machbarkeitsstudie *Wasserstoff-Modellregion Schwarzatal* [48], die Potentiale für eine strategische Weiterentwicklung der Region Schwarzatal zu einer Wasserstoff-Modellregion unter anderem für innovative Mobilitätstechnologien und die H<sub>2</sub>-Nutzung im Gebäudesektor zu untersuchen. Dabei konnte auf dem bereits existierenden Konzept für die Umsetzung eines H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen-Betriebs auf der Schwarzatalbahn aufgebaut werden. Das Untersuchungsgebiet der Studie erstreckte sich hierbei entlang der Schwarzatalbahn und wurde von den umliegenden Gemeindeflächen begrenzt. Dazu zählten die Gemeinden der Verwaltungsgemeinschaft Schwarzatal, die Stadt Königsee und die Stadt Blankenstein.

Zur Etablierung weiterer auf Wasserstoff basierender Mobilitätsanwendungen im Schwarzatal neben der Schwarzatalbahn empfiehlt die Machbarkeitsstudie zur *Wasserstoff-Modellregion Schwarzatal* einen schrittweisen Ausbau einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur sowie die Beschaffung der dazugehörigen Fahrzeuge. Im Fokus stehen hierbei zunächst die Umstellung von Dieselbussen des ÖPNV auf H<sub>2</sub>BZ-Busse sowie die Förderung von H<sub>2</sub>BZ-Pkw für Flottenanwendungen, die in der Studie mit quantifizierenden Angaben in ihren jeweiligen Umsetzungspotentialen bewertet wurden. Die Studie empfiehlt hierbei zunächst den Aufbau einer Wasserstofftankstelle am Busbetriebshof Mellenbach-Glasbach, vornehmlich um die dort stationierten Busse zu betanken und um hier mögliche Synergien mit Pkw-Anwendungen für das Car-Sharing und die Flottennutzung zu erzielen. Hierauf aufbauend zeigt die Studie, dass bis 2035 insgesamt bis zu 4 - 5 Wasserstofftankstellen in der Modellregion gebaut und betrieben werden könnten. Zur Bereitstellung des grünen Stroms für die Wasserstoffherzeugung über die Wasserelektrolyse wird empfohlen, den Ausbau von Photovoltaik-Anlagen in der Modellregion voranzutreiben. Hierfür konnten Potentialflächen im Norden der Modellregion identifiziert werden, die sich ggf. für eine Freiflächenphotovoltaikanlage eignen würden. Des Weiteren werden Potentiale zur Integration von Photovoltaikanlagen an Bahnanlagen, über Parkplatzflächen und auf Gebäuden aufgezeigt, die die Symbolkraft einer grünen H<sub>2</sub>-Modellregion erhöhen können. Über die vorgeschlagene bessere Vernetzung des Bus- und Schienenverkehrs insbesondere im Hinblick auf die zukünftig mit Wasserstoffzügen befahrene Schwarzatalbahn könnte bei einer entsprechenden Umsetzung zudem besser auf die Mobilitätsbedürfnisse potentieller Kundinnen und Kunden im ÖPNV eingegangen werden. Hierfür empfiehlt die Studie den Umbau wichtiger Systemschnittstellen an den Bahnhöfen Sitzendorf und Bad Blankenburg, wobei an diesen Punkten Serviceangebote wie Carsharing, H<sub>2</sub>-Bikesharing, P&R-Flächen und Erholungs- sowie Witterungsschutzmöglichkeiten integriert werden sollten. Neben Mobilitätstechnolo-

gien stellt die Studie Möglichkeiten für Pilotvorhaben zur Nutzung von Wasserstoff im Quartiermaßstab mit deren Umsetzungspotentialen dar. Um die Maßnahmen regional zu verankern, wird zudem die Empfehlung ausgesprochen, regionale H<sub>2</sub>-Netzwerke auszubauen und zu stärken sowie Wasserstofftechnologien und die Modellregion in eine regionale Tourismusstrategie einzubetten. Darüber hinaus wird der Aufbau eines Bildungs- und Informationszentrums empfohlen, um die Kommunikation und Sichtbarkeit der H<sub>2</sub>-Region zu verbessern.

Während neben der Vorbereitung des Wasserstoffbetriebs auf der Bahnlinie Rottenbach-Katzhütte noch keine weiteren Projekte in der Modellregion Dreiländereck einen konkreten Planungs- oder Umsetzungsstatus erreicht haben, haben auf Initiative von Akteuren aus dem Schwarzatal im Nachgang zur entsprechenden Machbarkeitsstudie bereits erste Vernetzungstreffen zum Aufbau eines regionalen H<sub>2</sub>-Netzwerkes stattgefunden, um weitere Entwicklungen zu forcieren. Dies zeigt, dass parallel zur Umsetzung von Infrastruktursystemen Maßnahmen zur kleinteiligen, regionalen Vernetzung helfen können, um die Umsetzung von H<sub>2</sub>-Systemen zu befördern und deren Akzeptanz zu begünstigen. Hierauf kann mit weiteren H<sub>2</sub>-Projekten ggf. aufgesetzt werden.

#### **2.5.4 Fazit für die H<sub>2</sub>-Infrastrukturentwicklung in der Modellregion Dreiländereck**

Basierend auf den oben dargestellten Aktivitäten ergibt sich, dass in der Modellregion über die vergangenen Jahre hinweg einige Forschungsvorhaben durchgeführt worden sind. Diese haben sich bisher vor allem auf die Ebene der unternehmensseitigen Forschung konzentriert. So verfügt die Firma AVX/Kumatec Hydrogen aus Neuhaus-Schierschnitz über ein großes Maß an Know-how auf dem Gebiet der Wasserstofftechnologien, insbesondere im Bereich der Entwicklung von Elektrolyseuren. Darüber hinaus werden auch innovative Ansätze in der Region verfolgt, wie das Konzept zur Dampfreformierung von Biogas der BtXEnergy GmbH aus Hof. Diese beiden Kompetenzen können beim Aufbau von regionalen Elektrolyseinfrastrukturen sowie der zukünftigen Nutzung von Biogasanlagen in der Modellregion eine bedeutende Rolle spielen und liefern somit eine gute Umsetzungsgrundlage für die Implementierung von H<sub>2</sub>-Infrastrukturen. Im Bereich der angewandten Forschung sind der HySON e.V. bzw. seit Kurzem das HySON Institut für Angewandte Wasserstoffforschung in der Modellregion tätig.

Bis auf die in Abschnitt 2.4.2 erwähnte Wasserstofftankstelle in Berg bei Hof gibt es in der Modellregion bisher keine eigenen Infrastrukturen zur Wasserstoffversorgung. Das derzeit einzige größere Infrastrukturvorhaben in der Modellregion mit Aussichten auf eine zeitnahe Realisierung, das im Übrigen auf Grundlage einer Machbarkeitsstudie entstanden ist, ist die in Abschnitt 2.5.3 erwähnte Wasserstoffversorgungsinfrastruktur zum Betrieb von H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen auf der Bahnlinie Rottenbach-Katzhütte. Andere Ideen wie die der Schaffung einer Wasserstoff-Modellregion im Schwarzatal sind hingegen bisher auf der konzeptionellen Ebene geblieben (vgl. Abschnitt 2.5.3). Es zeigt sich, dass, um dem Titel einer Modellregion gerecht zu werden, weitere geeignete Erzeugungs- und Nutzungspfade für Wasserstoff im Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern, Westsachsen identifiziert werden müssen.

Aus den bisherigen Ausführungen wird deutlich, dass es, um passfähige Infrastrukturlösungen für eine Modellregion zu entwickeln bzw. um Infrastruktursysteme für die H<sub>2</sub>-Erzeugung bedarfsorientiert zu dimensionieren, erforderlich ist, die grundsätzlichen Potentiale und Möglichkeiten für eine tatsächliche Umsetzung der Konzeptansätze zu prüfen. Dies ist Gegenstand dieser Machbarkeitsstudie und wird im Folgenden einer näheren Betrachtung unterzogen.

## 3 Potentialanalyse über die gesamte Wertschöpfungskette

### 3.1 Wasserstofferzeugung und Weiterverarbeitung

Wasserstoff gilt als ein wichtiger Baustein für die zukünftige Energieversorgung in Deutschland (vgl. Abschnitt 2.3.2). Vor diesem Hintergrund hat es unter anderem auch in Thüringen bereits verschiedene Untersuchungen zur Umsetzung von Wasserstoffinfrastruktursystemen gegeben [47-49]. Wenn allerdings mit dem Einsatz von Wasserstofftechnologien eine Verringerung von Treibhausgasemissionen im Sinne des *Thüringer Klimagesetzes – ThürKlimaG* und der *Thüringer Landesstrategie Wasserstoff* (vgl. Abschnitt 2.3.4) erreicht werden soll, dann muss die Erzeugung von Wasserstoff mit regenerativ gewonnener elektrischer Energie über die Wasserelektrolyse erfolgen. Dabei ist unter den augenblicklichen Marktbedingungen prinzipiell die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom zur Wasserstofferzeugung am Standort einer EE-Anlage (Erneuerbare-Energien-Anlage) einer bilanziellen Betrachtung mittels Netzstromversorgung und Grünstromtarif vorzuziehen, da nur so eine völlig von fossilen Energieträgern unabhängige grüne Stromversorgung sichergestellt werden kann. Neben den ökologischen Vorteilen einer direkten Kopplung des Elektrolyseurs mit einer EE-Anlage können sich auch wirtschaftliche Vorteile ergeben, sofern der Standort der EE-Anlage keine zu großen Nachteile bezüglich der Wasserstofflogistik mit sich bringt (vgl. Abschnitt 3.1.2). Aus diesen Gründen wird im Folgenden die grundsätzliche technische und wirtschaftliche Eignung von verschiedenen in der Modellregion vorhandenen regenerativen Stromerzeugungsanlagen im Hinblick auf eine direkte H<sub>2</sub>-Erzeugung am jeweiligen EE-Anlagenstandort analysiert.

#### 3.1.1 Grundlegende Eignung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen zur H<sub>2</sub>-Erzeugung

Aus technischer Sicht eignet sich prinzipiell jede EE-Anlage zur Strombereitstellung für die Kopplung mit einem Elektrolyseur zur Wasserstofferzeugung. Jedoch können sich die über das Jahr erreichbaren Betriebsstunden eines mit der EE-Anlage gekoppelten Elektrolyseurs je nach Anlagentyp und -größe maßgeblich unterscheiden. Um die anfallenden Wasserstoffgestehungskosten gering zu halten, ist ein möglichst kontinuierlicher Betrieb der Elektrolyseanlage anzustreben. Da dies nur über die Kopplung mit einer konstant Strom liefernden, d.h. grundlastfähigen Erzeugeranlage erreicht werden kann, eignen sich nicht alle EE-Anlagen gleichermaßen gut für eine wirtschaftliche H<sub>2</sub>-Erzeugung. Eine EE-Anlage sollte mindestens eine Elektrolyseurauslastung von 4.000-5.000 Volllaststunden pro Jahr sicherstellen können, um den Einfluss der Investitionskosten auf die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten gering zu halten [50].

Zum Vergleich und einer grundlegenden Bewertung verschiedener EE-Anlagen bezüglich ihrer Eignung zur H<sub>2</sub>-Erzeugung über die Wasserelektrolyse werden in Abbildung 3-1 die Jahresdauerlinien<sup>3</sup> einer Wasserkraft-, einer Windkraft- und einer Photovoltaikanlage aus der Modellregion einander gegenübergestellt. Hierbei handelt es sich um die Wasserkraftanlage an der Talsperre Leibis-Lichte, eine Windkraftanlage in Oberweißbach und eine Photovoltaikanlage in Gera. Es ist zu erkennen, dass die

---

<sup>3</sup> Jahresdauerlinien zeigen der Größe nach absteigend geordnete Jahres-Leistungsprofile auf Basis stündlicher Lastdaten. Die Summe an Jahresstunden (Abszisse), in denen die betrachtete Anlage eine bestimmte Leistung (Ordinate) liefert, kann somit direkt aus einer Jahresdauerlinie abgelesen werden.



Windkraftanlage am Standort Oberweißbach mit einer installierten Leistung von 600 kW und die Photovoltaikanlage am Standort Gera mit 1.170 kWp installierter Leistung insgesamt relativ wenige Betriebsstunden im Jahr aufweisen und von einem fluktuierenden Erneuerbare-Energien-Dargebot gekennzeichnet sind, was sich in den relativ steil abfallenden Kurven äußert. Aus diesen Gründen sind diese Anlagen auch nur sehr bedingt für die Kopplung mit einem Elektrolyseur geeignet. Aufgrund der Abhängigkeit von passenden Windgeschwindigkeiten bzw. einer ausreichenden Sonneneinstrahlung können die Anlagen nicht genügend Strom für die Elektrolyse zur Verfügung stellen, um eine dauerhafte Auslastung der Anlage zu gewährleisten. Selbst für geringe Elektrolyseleistungen von z.B. unter 20 kW könnten keine 5.000 Jahresbetriebsstunden erreicht werden, da ein entsprechendes Dargebot an Wind und Sonne nicht vorhanden ist. Dies stellt insbesondere für Photovoltaikanlagen eine grundsätzliche Einschränkung für die Kopplung mit Elektrolyseanlagen dar, während bei Windkraftanlagen der Standort einen größeren Einfluss hat.

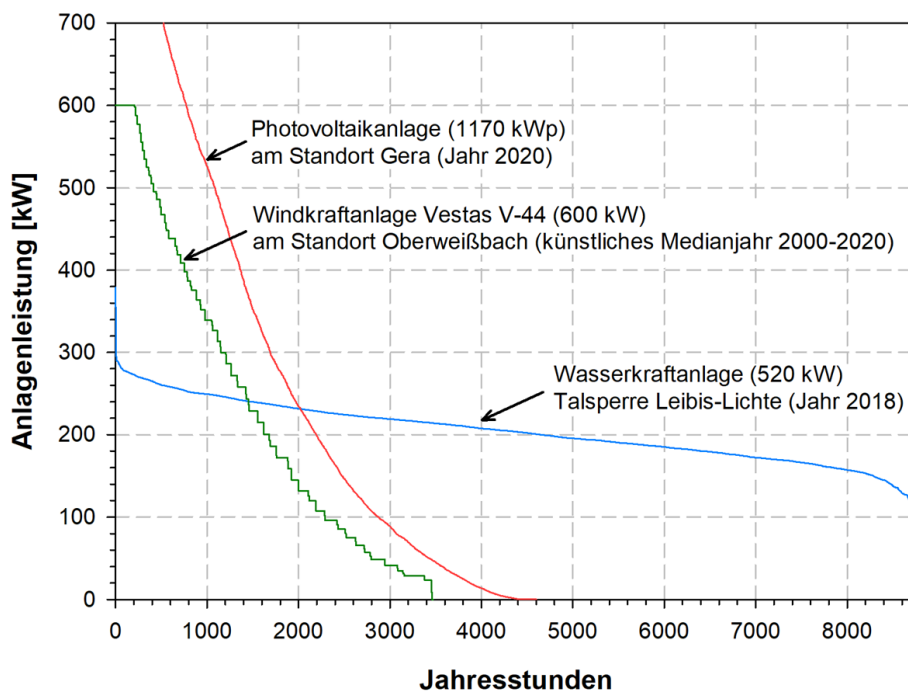


Abbildung 3-1: Vergleich ausgewählter Jahresdauerlinien von Wasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaikanlagen aus der Modellregion (Datenquellen: [48, 51])

Im Gegensatz zur Windkraft und Photovoltaik eignet sich, wie die in Abbildung 3-1 dargestellte Jahresdauerlinie zeigt, die 520 kW Turbine der Wasserkraftanlage der Talsperre Leibis-Lichte deutlich besser zur Strombereitstellung für einen Elektrolyseur, da diese über das gesamte Jahr eine relativ konstante Leistung liefern kann, was die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse erhöht und die Planbarkeit erleichtert. Dies bedeutet, dass die Anlage nach einem Wegfall der derzeit gezahlten Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ein gutes Potential zur Erzeugung von grünem Wasserstoff bieten könnte. Die Anlage wurde 2005 in Betrieb genommen und wird dementsprechend nur noch bis zum Jahreswechsel 2025/26 unter den Vergütungsregeln gemäß EEG betrieben [48]. Wie Abbildung 3-1 zeigt, könnten somit mit einer Elektrolyseurauslegung von 200 kW installierter Leistung ungefähr 5.000 Jahresvolllaststunden erreicht werden. Zudem wäre der Ausnutzungsgrad eines 200 kW-Elektrolyseurs bezogen auf die maximal erzeugbare Wasserstoffmenge aufgrund des nur langsam abfallenden Teillastbereiches mit 93,5 % sehr hoch.

Allgemein gilt, dass die direkte Strombereitstellung über Wasserkraftanlagen eine hohe Auslastung von Elektrolyseuren und somit eine wirtschaftliche Betriebsführung ermöglichen kann. Eine weitere Möglichkeit zur grundlastfähigen und grünen Wasserstofferzeugung stellt die Nutzung von Biomasse dar. Hierbei gibt es verschiedene Nutzungspfade von Biomasse zur H<sub>2</sub>-Erzeugung, die in Abschnitt 3.1.2 zur Bewertung von grundlastfähigen EE-Anlagen in der Modellregion näher betrachtet werden.

Die von den Gesamtkosten her betrachtet grundsätzlich optimalste Variante zur Bereitstellung und Nutzung von grünem Wasserstoff ist neben der Aufstellung des Elektrolyseurs direkt an der Stromerzeugungsanlage eine Nutzung der Elektrolyseprodukte vor Ort. Hierbei entfallen nämlich gleichzeitig Netzentgelte, Steuern und Abgaben sowie teilweise Umlagen für den genutzten Strom und die Kosten für zusätzliches Speichervolumen und den Transport (vgl. Abschnitt 3.3). Des Weiteren kann perspektivisch durch eine Vor-Ort-Nutzung des bei der Elektrolyse ebenfalls entstehenden Sauerstoffs und der anfallenden Prozesswärme die Gesamtkostenbilanz der H<sub>2</sub>-Erzeugung verbessert werden. Diese optimale Variante ist in der Realität durch die räumliche Trennung von Verbrauchern und EE-Erzeugeranlagen eher selten gegeben, so dass zusätzliche Transport- und Speichermöglichkeiten berücksichtigt werden müssen, wenn die Elektrolyse am Standort der erneuerbaren Stromerzeugung erfolgen soll. Dabei stellt der Aufbau der notwendigen Logistikketten neben der Strombereitstellung einen großen Kostenfaktor dar. Daneben hat die Größe der Elektrolyseanlage aufgrund von Skaleneffekten bei den Investitionskosten einen Einfluss auf den Wasserstoffgestehungspreis.

**Kriterien für eine unter Kostengesichtspunkten optimierte Erzeugung von grünem Wasserstoff:**

- hohe Elektrolyseleistung bei gleichzeitig hoher Auslastung (Skaleneffekte)
- niedrige Stromgestehungskosten der EE-Anlage
- Möglichkeit der Vor-Ort-Nutzung der Elektrolyseprodukte Wasserstoff und Sauerstoff sowie der anfallenden Prozesswärme
- kurze Transportwege, sofern keine Nutzung vor Ort möglich ist

**3.1.2 Bewertung grundlastfähiger Erneuerbarer-Energien-Anlagen zur H<sub>2</sub>-Erzeugung in der Modellregion**

In der Modellregion gibt es verschiedene grundlastfähige Erneuerbare-Energien-Anlagen in Form von Wasserkraft- und Biomasseanlagen (vgl. Abschnitt 2.4.3) deren Potential zur Gewinnung von Wasserstoff im Hinblick auf ökologische und ökonomische Faktoren im Folgenden bewertet wird.

Wie bereits in Abschnitt 3.1.1 erläutert wurde, besitzen Wasserkraftanlagen grundsätzlich eine gute Eignung als Stromlieferant für die Elektrolyse, sofern ein ganzjähriges Wasserdargebot sichergestellt werden kann. Eine Analyse der Leistungsdaten der Talsperre Leibis-Lichte, die im Rahmen der Machbarkeitsstudie zur Wasserstoffmodellregion Schwarzatal [48] von der Thüringer Fernwasserversorgung zur Verfügung gestellt wurden, hat ergeben, dass in den Jahren 2018 und 2019 1.780 MWh bzw. 1.760 MWh elektrische Energie in das Elektrizitätsnetz eingespeist wurden. Durch die Kopplung der Wasserkraftanlage mit einem Elektrolyseur mit 200 kW installierter Leistung und einem angesetzten Nutzungsgrad von 90 % hätten im Jahr 2018 21,0 t grüner Wasserstoff hergestellt werden können. Die Errichtung eines Elektrolyseurs direkt an der Talsperre wurde jedoch aufgrund der Entfernung des in

der Machbarkeitsstudie untersuchten potentiellen Abnehmers, der KomBus GmbH am Standort Mellenbach-Glasbach, als nicht sinnvoll eingestuft. Der Elektrolysestandort an der Talsperre würde entweder die Errichtung der für die H<sub>2</sub>BZ-Busse benötigten Tankstelle an dieser Stelle oder aber den Aufbau einer Logistikkette nach sich ziehen, was die Vorteile einer Reduktion der Stromgestehungskosten direkt an der Wasserkraftanlage negieren würde. Ersteres würde aufgrund der Entfernung des Busdepots von 8 km zur Tankstelle zu vielen Leerfahrten führen und somit zu einem ineffizienten Busbetrieb. Letzteres konnte aufgrund der hohen zusätzlichen Kosten für die betrachtete Größenordnung der zu erzeugenden Wasserstoffmenge für das Busdepot Mellenbach-Glasbach von vornherein ausgeschlossen werden. Der Aufbau einer Wasserstofflieferlogistik ist finanziell erst ab größeren Ausbaugrößen und Abnahmemengen und/oder einer hohen zu erwartenden Vergütung für den Wasserstoff sinnvoll. Folglich erschien im Rahmen der Machbarkeitsstudie eine bilanzielle Betrachtung der Elektrizitätsversorgung zur Erzeugung von grünem Wasserstoff direkt am Depotstandort die sinnvollste Lösung [48]. Dies zeigt, dass eine grundlastfähige Wasserkraftanlage im Leistungsbereich < 1 MW trotz grundsätzlich guter Eignung für die direkte Stromversorgung eines Elektrolyseurs häufig als Elektrolysestandort nicht in Frage kommt, da keine direkte räumliche Nähe zu potentiellen Abnehmern des Wasserstoffs besteht.

In der Modellregion sind Wasserkraftanlagen in Form von Pumpspeicherkraftwerken und Laufwasserkraftwerken mit einer installierten Leistung von über 1 MW in den Landkreisen Sonneberg und Saalfeld-Rudolstadt sowie im Saale-Orla-Kreis vorhanden (vgl. Abschnitt 2.4.3). Die jeweils installierten elektrischen Leistungen der einzelnen Pumpspeicher- und Laufwasserkraftwerke werden in Tabelle 3-1 zusammengefasst.

*Tabelle 3-1: Laufwasserkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von über 1 MW in der Modellregion (Datenquellen: [52, 53])*

<b>Laufwasserkraftwerke</b>	<b>Leistung [MW]</b>	<b>Pumpspeicherkraftwerke</b>	<b>Leistung [MW]</b>
Talsperre Burgkhammer	2,16	Bleilochtalsperre	80
Talsperre Walsburg	2,50	Talsperre Hohenwarte I & II	380
Talsperre Eichicht	3,40	Talsperre Goldisthal	1.060
Talsperre Wisenta	1,26		

Wie Tabelle 3-1 erahnen lässt, stammt der Großteil der eingespeisten elektrischen Energie aus Wasserkraft in der Modellregion von Pumpspeicherkraftwerken, da diese deutlich höhere installierte Leistungen gegenüber Laufwasserkraftwerken aufweisen. Da die Pumpspeicherkraftwerke zur Füllung ihrer Wasserspeicher mit dem deutschen Strommix versorgt werden und somit nicht ausschließlich erneuerbare Energie speichern, kann aus ihrem rückgespeisten Strom hergestellter Wasserstoff jedoch nicht als grün klassifiziert werden. Weiterhin ist die Nutzung der Energie eines Stromspeichers zur Herstellung eines chemischen Energiespeichers im Vergleich zur elektrizitätsnetzdienlichen Nutzung des gespeicherten Stroms als wenig sinnvoll einzustufen. Eine Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken für die Wasserstoffherstellung ist daher unter diesen Prämissen nicht zu empfehlen.

Die Turbinen der in Tabelle 3-1 aufgeführten Laufwasserkraftanlagen liegen in einem Leistungsbereich von 1,26 bis 3,4 MW. Unter der Annahme, dass die Wasserkraftanlagen ein ähnliches Leistungsprofil

wie das der Anlage an der Talsperre Leibis-Lichte aufweisen und die Stromversorgung einer 1 MW-Elektrolyseanlage sichergestellt werden könnte, würde sich ein Wasserstofferzeugungspotential von ca. 100 t/a ergeben. Dies entspräche ungefähr dem 1,7-fachen jährlichen Wasserstoffbedarf der Schwarzatalbahn [47]. Da die Laufwasserkraftwerke nicht in unmittelbarer Nähe zu einem potentiellen Wasserstoffabnehmer liegen, wäre allerdings die Betrachtung einer Wasserstofflogistikkette notwendig. Dies wäre aufgrund der schlechten Anbindung an den Straßenverkehr durch fehlende Bundesstraßen in der Nähe der Talsperren nur erschwert möglich. Auch die Größenordnung des Wasserstofferzeugungspotentials an den Talsperrenstandorten lässt vermuten, dass der wirtschaftliche Aufbau einer Wasserstofflogistik nur schwer umsetzbar wäre.

Aus den oben gemachten Aussagen lässt sich ableiten, dass die in der Modellregion vorhandenen Laufwasserkraftanlagen, obwohl sie grundsätzlich als Standort für die Wasserelektrolyse in Frage kommen, von der installierten Leistung an den Einzelstandorten im Zusammenhang mit der ungünstigen Lage für eine Wasserstoffabnahme und -logistik nicht als ideal für eine Vor-Ort-Wasserstoffherstellung einzustufen sind. Eine Nutzung der Wasserkraft zur grünen Wasserstofferzeugung in der Modellregion kann daher, sofern die Betrachtung nicht nur rein bilanziell unter Trennung von Stromerzeugung und Wasserstoffherstellung vorgenommen werden soll, nur bedingt empfohlen werden.

Alternativ bietet es sich an, die Optionen für die Wasserstofferzeugung aus Biomasse einer näheren Betrachtung zu unterziehen. Prinzipiell stehen vier Verfahren zur Verfügung, um Biomasse zur Erzeugung von Wasserstoff zu nutzen:

- Biogaserzeugung und eine anschließende Verstromung über einen Gasmotor zur Strombereitstellung für die Wasserelektrolyse,
- Biogaserzeugung und eine anschließende Dampfreformierung,
- Biomasseverbrennung in einem Biomasse(heiz)kraftwerk zur Strombereitstellung für die Wasserelektrolyse,
- dunkle Fermentation.

Biogas über einen Gasmotor in Strom umzuwandeln und diesen dann mittels Wasserelektrolyse zur Erzeugung von Wasserstoff zu nutzen ist ein ausgesprochen ineffizientes Verfahren, zumal Gasmotoren auf Biogasanlagen aufgrund ihrer Grundlastfähigkeit zur Einspeisung ins Elektrizitätsnetz aus Sicht der Netzstabilisierung zweckdienlicher sind. Allerdings lassen sich Altanlagen, bei denen eine Einspeisevergütung nach den Bestimmungen des EEG wegfällt, unter Umständen nicht mehr wirtschaftlich zur Elektrizitätsbereitstellung betreiben, so dass neue Geschäftsmodelle zu eruiieren sind [54]. Zu Biomethan aufbereitetes Biogas in das bestehende Erdgasnetz einzuspeisen wäre hierbei beispielsweise energieeffizienter als es mit hohen Wirkungsgradverlusten in Wasserstoff umzuwandeln. Die Nutzung des Biomethans im Mobilitätssektor, zum Beispiel für Busse, wäre eine weitere sinnvolle Anwendungsalternative.

Die Wirkungsgradverluste bei der Verstromung von Biogas für die Herstellung von Wasserstoff lassen sich mit Hilfe der folgenden Rahmenparameter abschätzen und werden in Abbildung 3-2 für einen beispielhaften Kubikmeter Biogas visualisiert:

- 1 m<sup>3</sup> Biogas: 5-7,5 kWh chemischer Energiegehalt [55]
- BHKW: Wirkungsgrad<sub>el</sub> = 33-45%, Wirkungsgrad<sub>therm</sub> = 35-56% [55]
- Elektrolyseur: Wirkungsgrad<sub>(inkl. Peripherie)</sub> = 44,44 %
- Brennstoffzelle: Wirkungsgrad = 60%

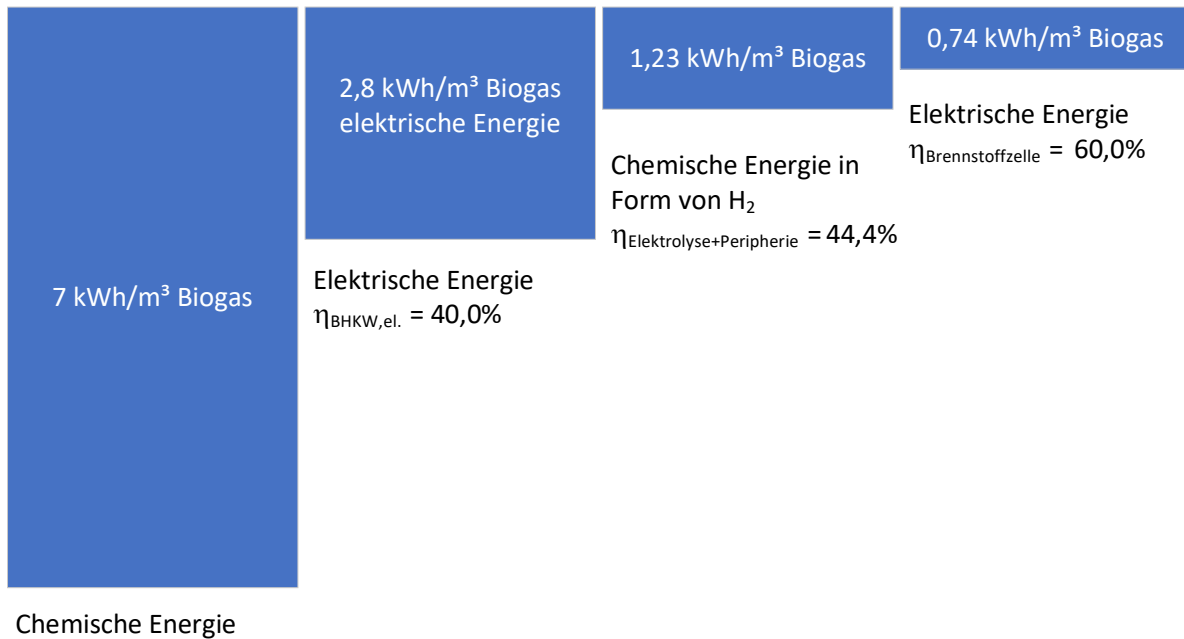


Abbildung 3-2: Bewertung der Energieeffizienz von der Verstromung von Biogas mit anschließender Elektrolyse zur Wasserstoffherzeugung und darauf folgender Nutzung mittels Brennstoffzelle (Datenquelle: [55])

Wie aus Abbildung 3-2 hervorgeht, entspricht der Energiegehalt des Wasserstoffes bei einer Herstellung über die Wasserelektrolyse aus Biogas ca. 17,5 % des Energiegehaltes des ursprünglichen Biogases. Insgesamt können nur etwas mehr als 10 % des ursprünglichen Energiegehaltes des Biogases über eine Umwandlung des erzeugten H<sub>2</sub> in elektrische Energie mittels Brennstoffzelle zum Beispiel für Mobilitätszwecke genutzt werden. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Nutzung der in der Modellregion vorhandenen Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 59 MW zur Herstellung von Wasserstoff über die Wasserelektrolyse wenig sinnvoll, so dass dieser Gestehungspfad nicht zur Umsetzung empfohlen werden kann.

Neben der Verstromung von Biogas und anschließender Elektrolyse gibt es die Möglichkeit, über eine Dampfreformierung von Biogas direkt Wasserstoff zu erzeugen. Die Dampfreformierung von Biogas könnte hierbei eine Alternative zur Nutzung von Biogasanlagen zur Wasserstoffherzeugung in der Modellregion darstellen. Derzeit ist die Untersuchung von Verfahren zur Dampfreformierung von Biogas Gegenstand mehrerer Forschungsprojekte und wäre prinzipiell bei einer kommerziellen Verfügbarkeit von geeigneten Dampfreformierern für dezentrale Biogasanlagen realisierbar [56]. Allerdings ist auch hier anzumerken, dass eine direkte Nutzung des Biogases, bzw. des zu Biomethan aufbereiteten Biogases, als energetisch sinnvoller einzustufen ist. Darüber hinaus gibt es noch keine marktreifen Anlagen, sondern bisher nur erste Forschungsdemonstratoren, so dass eine zeitnahe Umsetzungsoption in für die Modellregion relevanten Größenordnungen als unwahrscheinlich anzusehen ist [57, 58]. Eine weitere Verfolgung dieser H<sub>2</sub>-Gestehungsmethode im großen Maßstab wird daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht empfohlen. Ein kleinmaßstäbliches Pilotprojekt zur Erprobung der in der Region entwickelten technologischen Ansätze wäre hingegen zu begrüßen (vgl. Abschnitt 2.5.1).

Die Verbrennung von Biomasse in Biomasse(heiz)kraftwerken, d.h. von meist ligninhaltigen Stoffen, die sich nicht zur Behandlung in Biogasanlagen eignen, kann einen signifikanten Beitrag zur Versorgung

mit grundlastfähigem, erneuerbarem Strom leisten. Dies wird für die Modellregion anhand von Abbildung 2-10 in Abschnitt 2.4.3 deutlich, die eine seit dem Jahresende 2020 nicht mehr nach dem EEG für den eingespeisten Strom vergütete elektrische Anlagenleistung von 57 MW ausweist, die zu einem einzigen Biomassekraftwerk gehört. Die elektrische Leistung dieses Biomassekraftwerkes ist zudem deutlich höher als die Summen der Anlagenleistungen, die in den Folgejahren aus der Vergütung nach dem EEG fallen werden. Wie bereits in Abschnitt 2.4.3 erläutert wurde, handelt es sich bei dieser Anlage um die Biomasseverbrennung der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH. Aufgrund der hohen installierten elektrischen Leistung des Biomassekraftwerkes und seiner grundsätzlichen Grundlastfähigkeit als Biomasseanlage wurden daher vor dem Hintergrund einer möglichen Wasserstoffherzeugung an dieser Anlage Daten zur Stromerzeugung und Stromspeisung erhoben [59]. Diese Analyse ergab, dass das Unternehmen aufgrund des kontinuierlichen Anfalls des Ausgangsstoffes für die Biomasseverbrennung ein grundlastfähiges Biomassekraftwerk unterhält, das durchschnittlich 150.000 bis 170.000 MWh an Elektrizität pro Jahr ins öffentliche Netz einspeist [59]. Aus der Größenordnung des prinzipiell zur Verfügung stehenden Stroms und dem Wegfall der Einspeisevergütung nach EEG Ende des Jahres 2020 kann ein hohes technisches Potential zur Erzeugung von Wasserstoff abgeleitet werden. Außerdem könnte die Zellstoff- und Papierfabrik Nutzungsmöglichkeiten für den produzierten Wasserstoff, den anfallenden Sauerstoff und die Prozesswärme des Elektrolyseurs bieten. Dies könnte aufgrund der Kostenersparnisse für zusätzliche Transport- und Speichermöglichkeiten zur Wirtschaftlichkeit beitragen. Eine eingehende Betrachtung der Möglichkeiten der Wasserstoffherzeugung an diesem Standort schien daher im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie geboten.

Die vierte Möglichkeit, Biomasse zur Erzeugung von grünem Wasserstoff zu nutzen, ist die sogenannte dunkle Fermentation (Biowasserstoffherzeugung). Bei diesem Verfahren handelt es sich um einen biologischen Prozess, bei dem unter fermentativen, anaeroben Bedingungen organische Substrate in Biowasserstoff umgewandelt werden. Die einzelnen Verfahrensschritte sind die gleichen wie bei der Erzeugung von Biogas aus organischen Substraten, wobei der letzte Schritt, die Methanogenese, bei der unter anderem Wasserstoff zur Bildung von Methan verbraucht wird, vermieden werden soll. In den meisten Fällen wird dieser letzte Verfahrensschritt zur Methanbildung der dunklen Fermentation nachgeschaltet, da neben Wasserstoff im Prozess auch flüchtige organische Säuren entstehen, die ebenfalls in Methan umgewandelt werden können. Die Separation der einzelnen Phasen zur Vermeidung der Wasserstoffzehrung erfolgt über eine räumliche Trennung mit Hilfe verschiedener Reaktoren [60, 61]. Die dunkle Fermentation wird aktuell in mehreren Studien und Projekten wie bspw. dem von der Europäischen Union geförderten Projekt *BioTech<sub>2</sub>* untersucht. Ziel dieses Projektes ist es, „das Verfahren weiterzuentwickeln, sodass die Auslegungsdaten für eine großtechnische Implementierung des Verfahrens gesammelt werden können“ [61].

Prinzipiell ließen sich vorhandene Biogasanlagen in der Modellregion auf eine dunkle Fermentation umrüsten. Derzeit existieren allerdings ausschließlich versuchstechnische Anlagen zur Erprobung des Verfahrens, das somit noch nicht für eine kommerzielle Anwendung zur Verfügung steht [61]. Somit ist eine zeitnahe Umsetzung in der Modellregion als unwahrscheinlich einzustufen, so dass ein Verfolgen dieser Methode der Wasserstoffherzeugung derzeit nicht empfehlenswert erscheint.

### 3.1.3 Empfehlungen für die Wasserstofferzeugung in der Modellregion

Auf Basis der in den Abschnitten 3.1.1 und 3.1.2 gemachten Ausführungen lassen sich die folgenden Empfehlungen für die Herstellung von grünem Wasserstoff über die Wasserelektrolyse aus lokal in der Modellregion Dreiländereck erzeugter Elektrizität ableiten:

- Es sollten die Umsetzungspotentiale einer Elektrolyseanlage auf dem Firmengelände der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH in Blankenstein, die dort direkt mit grünem Strom aus dem vorhandenen Biomassekraftwerk versorgt wird, untersucht werden.
- Es sollten verschiedene Verwertungspfade der erzeugten Produkte Wasserstoff und Sauerstoff direkt vor Ort und darüber hinaus für Industrieprozesse und Mobilitätsanwendungen geprüft werden. Gleiches gilt für die Prozesswärmenutzung am Gestehungsort.

Begründet wird diese Empfehlung mit der guten Eignung des Biomassekraftwerks für eine konstante Strombereitstellung in einer Leistung bis in den niedrigen zweistelligen MW-Bereich, was in dieser Form mit keiner anderen elektrischen Erzeugeranlage auf Basis von regenerativen Energien in der Modellregion möglich wäre (vgl. Abschnitt 2.4.3). Andere grundlastfähige Erzeugeranlagen bzw. Herstellungsrouten für Wasserstoff werden aufgrund der folgenden, in Abschnitt 3.1.2 eingehend dokumentierten Nachteile im Vergleich zur empfohlenen Variante keiner genaueren Betrachtung unterzogen:

- In der Modellregion vorhandene Laufwasserkraftanlagen besitzen geringere installierte Leistungen als das Biomassekraftwerk in Blankenstein. Darüber hinaus ist eine Vor-Ort-Nutzung der Elektrolyseprodukte in der Regel nicht möglich.
- Die Pumpspeicherkraftwerke in der Region eignen sich nicht als Stromlieferant für Wasserstoff, da dieser nicht als grün klassifiziert werden kann. Darüber hinaus ist eine ausschließliche Nutzung als Elektrizitätsspeicher technisch sinnvoller.
- Die Verstromung von Biogas zur Versorgung von Elektrolyseuren ist aufgrund der Wirkungsgradverluste in der Gesteungskette energetisch nicht sinnvoll. Dies gilt für die Modellregion und darüber hinaus.
- Für die Biogasdampfpreformierung und die dunkle Fermentation existieren derzeit noch keine großtechnischen Anwendungen in der Praxis. Darüber hinaus besitzen die für eine Umsetzung in Frage kommenden regionalen Biogasanlagen im Vergleich zum Biomassekraftwerk in Blankenstein nur geringe Biomassekapazitäten zur H<sub>2</sub>-Erzeugung.

### 3.1.4 Potential zur Erzeugung von grünem Wasserstoff aus Biomasse am Standort Blankenstein

Das aktuell größte technische Potential zur grünen H<sub>2</sub>-Erzeugung in der Modellregion liegt in der direkten Stromversorgung einer Elektrolyseanlage durch das Biomassekraftwerk der Papier- und Zellstofffabrik Rosenthal GmbH, die in Abbildung 3-3 in einem Luftbild gezeigt wird. Da Holz nur knapp zur Hälfte aus Zellulose besteht und nur dieser Teil für die Zellstoffherstellung genutzt werden kann, ergeben sich für die restliche Biomasse verschiedene Nutzungsmöglichkeiten. Das im Rahmen eines Energiemanagementsystems nach DIN ISO 50001 zertifizierte Unternehmen nutzt diesen verbleibenden Teil an Biomasse zunächst für die Gewinnung hochwertiger Biochemikalien wie Tallöl. Insgesamt wurden im Jahr 2019 475 t dieses Grundstoffes produziert. Die danach noch verbliebenen, in Schwarzlauge gelösten Holzanteile, werden in der Folge einer Verbrennung im Biomassekraftwerk zugeführt. Der im Kraftwerk erzeugte Wasserdampf wird hierbei zunächst mittels einer Dampfturbine zur Stromerzeugung

gung genutzt und anschließend im Sinne der Kraft-Wärme-Kopplung Anwendungen in der Zellstoffproduktion zugeführt. Außerdem können durch die Verbrennung der Schwarzlauge im Zellstoffproduktionsprozess eingesetzte Chemikalien zurückgewonnen und wiederverwendet werden [62].

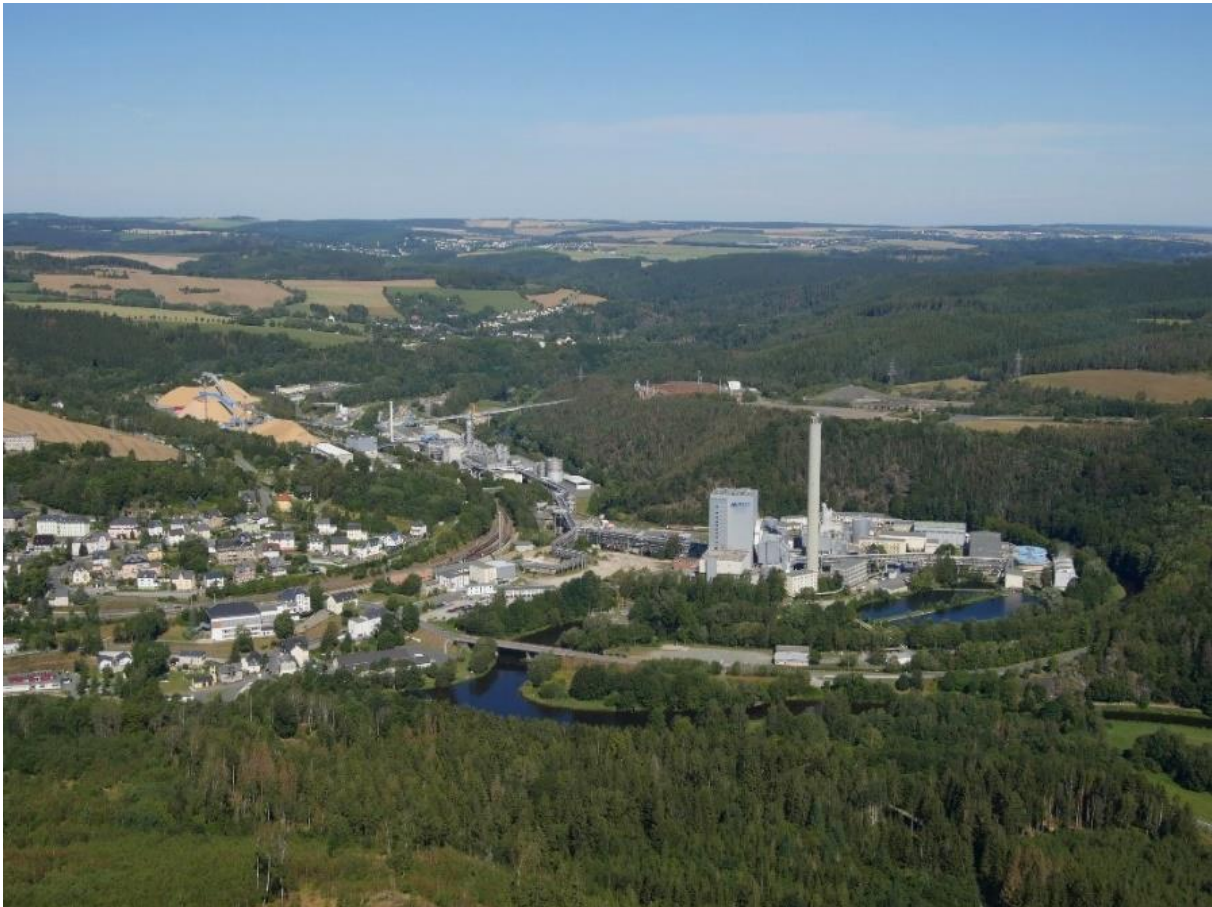


Abbildung 3-3: Luftbild der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH (Bildquelle: [59])

Während der überwiegende Teil der aus den Reststoffen der Zellstoffproduktion erzeugten Elektrizität direkt im Unternehmen zum Einsatz kommt, können derzeit jährlich ca. 150.000 bis 170.000 MWh an Strom ins Elektrizitätsnetz eingespeist werden [62]. Da die als Ausgangsstoff für das Biomassekraftwerk verwendete Schwarzlauge als Ablauge der Zellstoffherstellung nach § 3 der aktuellen Fassung der Biomasseverordnung (BiomasseV) jedoch als „nicht als Biomasse anerkannter Stoff“ gelistet ist, ist zu hinterfragen, inwiefern die erzeugte elektrische Energie zur Herstellung von als „grün“ deklariertem Wasserstoff geeignet ist. Diese Klassifizierung von Schwarzlauge nach § 3 der Biomasseverordnung sollte jedoch keinen Einfluss auf den Status des Biomassekraftwerks als Erneuerbare-Energien-Anlage haben, da der Strom aus Schwarzlauge trotzdem als erneuerbar im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zu sehen ist, selbst wenn eine Einspeisevergütung des Stromes als erneuerbare Elektrizität laut EEG nicht möglich ist (vgl. Anhang A [63, 64]). Es ist allerdings anzumerken, dass für die Erlangung einer abschließenden Klarheit gegebenenfalls eine juristische Klärung der Problematik erforderlich ist. Bei den folgenden Betrachtungen und Berechnungen wurde davon ausgegangen, dass der durch das Biomassekraftwerk bereitgestellte Strom zur Erzeugung von als grün deklariertem Wasserstoff geeignet ist.



### 3.1.5 Analyse der nicht im Betrieb der Zellstofffabrik genutzten elektrischen Energie

Die zur Stromerzeugung genutzte Dampfturbine des Biomassekraftwerkes besitzt eine elektrische Leistung von 57 MW. Das Unternehmen der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH kann damit seinen eigenen Strombedarf zu 100 % decken. Zusätzlich können jährlich ca. 40 % der gesamten Stromerzeugung ins öffentliche Netz eingespeist werden. In Tabelle 3-2 werden die Volllaststunden sowie der durch die Dampfturbine erzeugte Strom aufgeführt und nach Eigenverbrauch des Unternehmens und Einspeisung ins öffentliche Netz aufgeschlüsselt. Die durchschnittliche Anzahl an Volllaststunden pro Jahr liegt bei 7.400 h. Bei einer Vernachlässigung von Teillastbereichen ergibt sich ein auf die jährliche Volllastlaufzeit bezogener Ausnutzungsgrad der Dampfturbine von ca. 85 %. Es ist zu erkennen, dass die Anzahl an Volllaststunden und die erzeugte elektrische Energie im Jahr 2017 höher als in den Folgejahren ausfiel. Laut dem Betreiber der Anlage lässt sich dies unter anderem auf vergleichsweise trockenes Holz in den letzten drei Jahren zurückführen [59].

Tabelle 3-2: Volllaststunden, erzeugter Strom sowie Aufschlüsselung des erzeugten Stromes in Eigenverbrauch und Einspeisung ins öffentliche Netz der Zellstofffabrik in den Jahren 2017-2020 (Datenquelle: [59])

Jahr	Volllaststunden [h]	Erzeugung [MWh <sub>el</sub> ]	Einspeisung [MWh <sub>el</sub> ]	Eigenverbrauch [MWh <sub>el</sub> ]
2017	7565	423.300	166.800	256.500
2018	7297	408.300	158.600	249.600
2019	7311	409.000	157.400	251.600
2020	-	402.300	154.400	247.900

Um die Menge an erzeugbarem Wasserstoff genauer quantifizieren zu können, wurden zusätzlich zu den Daten aus Tabelle 3-2 die Jahreslastgänge der Stromeinspeisung der Jahre 2017-2020 zur Verfügung gestellt [59]. Der in den vergangenen Jahren eingespeiste Strom dient hierbei als Grundlage zur Abschätzung der nicht im Betrieb benötigten und somit für die Elektrolyse zur Verfügung stehenden elektrischen Energie. Abbildung 3-4 zeigt den Jahreslastgang des eingespeisten Stromes des Jahres 2020, der sich nur marginal von den Profilen der vorhergehenden Jahre unterscheidet. Auffallend ist jedoch die Unterbrechung im September. Diese resultiert aus Wartungsarbeiten, die jährlich mit einem Zeitbedarf von ca. einer Woche anfallen und in allen Jahreslastgängen im ungefähr gleichen Zeitraum vorzufinden sind. In den Jahren 2017-2020 umfasste der längste Wartungszeitraum insgesamt neun Tage. Allgemein lässt sich anhand des Lastganges in Abbildung 3-4 eine kontinuierliche Stromerzeugung der Biomassekraftwerks nachweisen und die Schwankungsbreite der nicht im Betrieb benötigten elektrischen Leistung visualisieren.

Um die verfügbaren Jahresscheiben für die Abschätzung der erzeugbaren Wasserstoffmenge zu berücksichtigen, wurden die einzelnen Jahresdauerlinien aus den vier Jahreslastgängen erstellt und anschließend die stündlichen elektrischen Leistungswerte ermittelt. Auf diese Weise wurde die in Abbildung 3-5 gezeigte gemittelte Jahresdauerlinie für die Jahre 2017-2020 entwickelt, deren Daten im Folgenden für die Dimensionierung von Elektrolyseuren am Standort Blankenstein und zur Berechnung der erzeugbaren Wasserstoffmenge genutzt wurden.

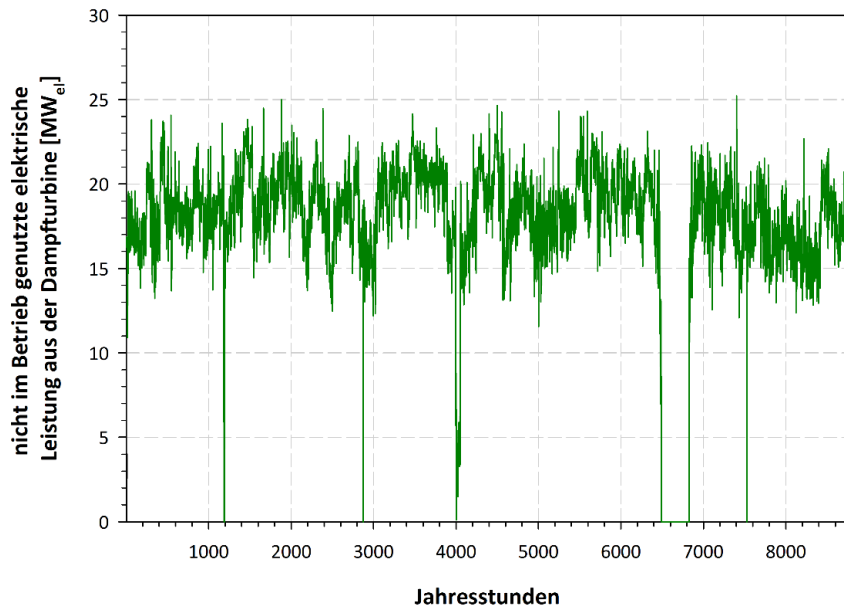


Abbildung 3-4: Jahreslastgang 2020 der nicht im Betrieb der Zellstofffabrik genutzten elektrischen Energie der Dampfturbine aus dem Biomassekraftwerk (Datenquelle: [59])

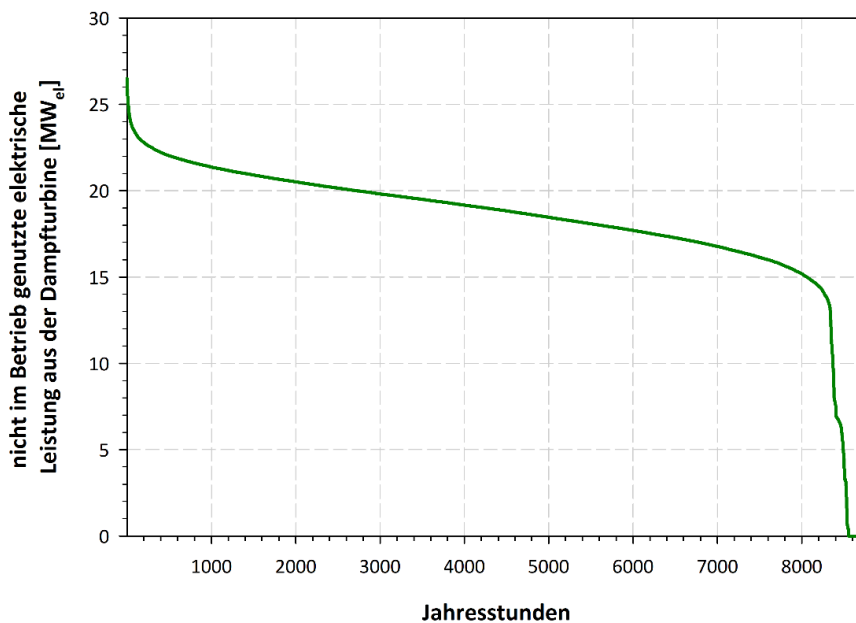


Abbildung 3-5: Gemittelte Jahresdauerlinie der Jahre 2017-2020 der nicht im Betrieb der Zellstofffabrik genutzten elektrischen Energie der Dampfturbine aus dem Biomassekraftwerk (Datenquelle: [59])

### 3.1.6 Elektrolyseurdimensionierung und maximal erzeugbare Menge an Wasserstoff

Zur Ermittlung der maximal sinnvollen Elektrolyseurzielgröße am Anlagenstandort Blankenstein werden in Abbildung 3-6 die Auslastung des Elektrolyseurs und die dazugehörige Ausnutzung der nicht im Betrieb der Zellstofffabrik genutzten elektrischen Energie aus der Dampfturbine in Abhängigkeit der gewählten Elektrolyseleistung gegenübergestellt. Hierbei ergibt sich die Auslastung des Elektrolyseurs aus dem Verhältnis der Wasserstoffmenge, die unter Anwendung der gemittelten Jahresdauerlinie aus

Abbildung 3-5 erzeugt werden könnte und der Wasserstoffmenge, die der Elektrolyseur bei gewählter Anlagenleistung maximal erzeugen könnte. Der sich ergebende Schnittpunkt zwischen der Auslastung des Elektrolyseurs und der Ausnutzung der nicht im Betrieb genutzten elektrischen Energie liegt im Bereich einer **Elektrolyseleistung von 18-19 MW** und stellt eine günstige Auslegung der Elektrolyseanlage für den zur Verfügung stehenden erneuerbaren Strom aus der Dampfturbine dar.

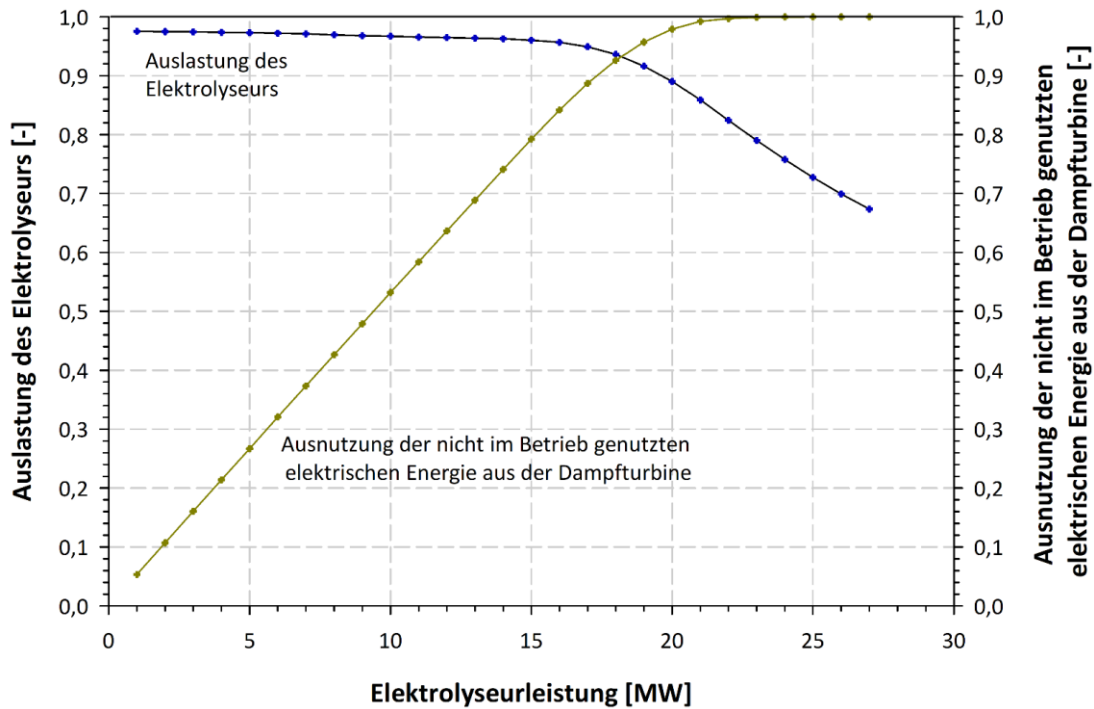


Abbildung 3-6: Ermittlung der maximal sinnvollen Elektrolysedimensionierung durch den Abgleich der Elektrolyseauslastung und der Ausnutzung der nicht im Betrieb der Zellstofffabrik genutzten elektrischen Energie der Dampfturbine

Bei einer **gewählten Dimensionierung von 19 MW Elektrolyseleistung** ergäbe sich gemäß Abbildung 3-6 eine Ausnutzung der zur Verfügung stehenden elektrischen Energie von **95,7%**. Die Auslastung des Elektrolyseurs bezogen auf die maximal erzeugbare H<sub>2</sub>-Menge würde an diesem Punkt **91,6 %** betragen. Als Elektrolysetechnologie wird hierbei im Folgenden die Implementierung einer Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) angenommen, da dieser sowohl die geringsten Wartungs- und Instandhaltungskosten sämtlicher Elektrolyseverfahren als auch eine geringe Startzeit zugeschrieben werden [50].

Abbildung 3-7 veranschaulicht die Berechnung der erzeugbaren Wasserstoffmenge unter der gewählten Elektrolyseurdimensionierung von 19 MW. Hierzu ist zunächst die für die Elektrolyse nutzbare elektrische Energie zu bestimmen. Diese ergibt sich aus der blau hinterlegten Schnittfläche unterhalb der gemittelten Jahresdauerlinie und der Elektrolyseleistung und beträgt ca. 152.500 MWh. Bei der Ermittlung des nutzbaren Stromes wird berücksichtigt, dass ein PEM-Elektrolyseur in sehr niedrigen Teillastbereichen nicht mehr betrieben werden kann. Aus diesem Grund werden zur Berechnung des anfallenden Wasserstoffs nur die stündlichen elektrischen Leistungsdaten der Dampfturbine verwendet, die größer als 10 % der installierten Elektrolyseleistung sind. Dieser Wert ließe sich jedoch bei einer modularen Bauweise der Elektrolyseanlage gegebenenfalls noch reduzieren. Der Anteil an Stunden, in denen der Elektrolyseur aufgrund eines zu geringen Elektrizitätsdargebots nicht arbeiten könnte, ist jedoch so gering, dass er in der Darstellung nicht erkennbar ist. Der weiterhin ins öffentliche

Netz einspeisbare Strom entspricht der Fläche zwischen der gemittelten Jahresdauerlinie der Dampfturbine und der gewählten Elektrolyseleistung und beträgt ungefähr 6.850 MWh. Prinzipiell liefert der elektrische Leistungsbereich der Dampfturbine von unter 1,9 MW ebenfalls ins Netz einspeisbaren Strom. Sein Anteil wäre allerdings so gering, dass er vernachlässigt werden kann.

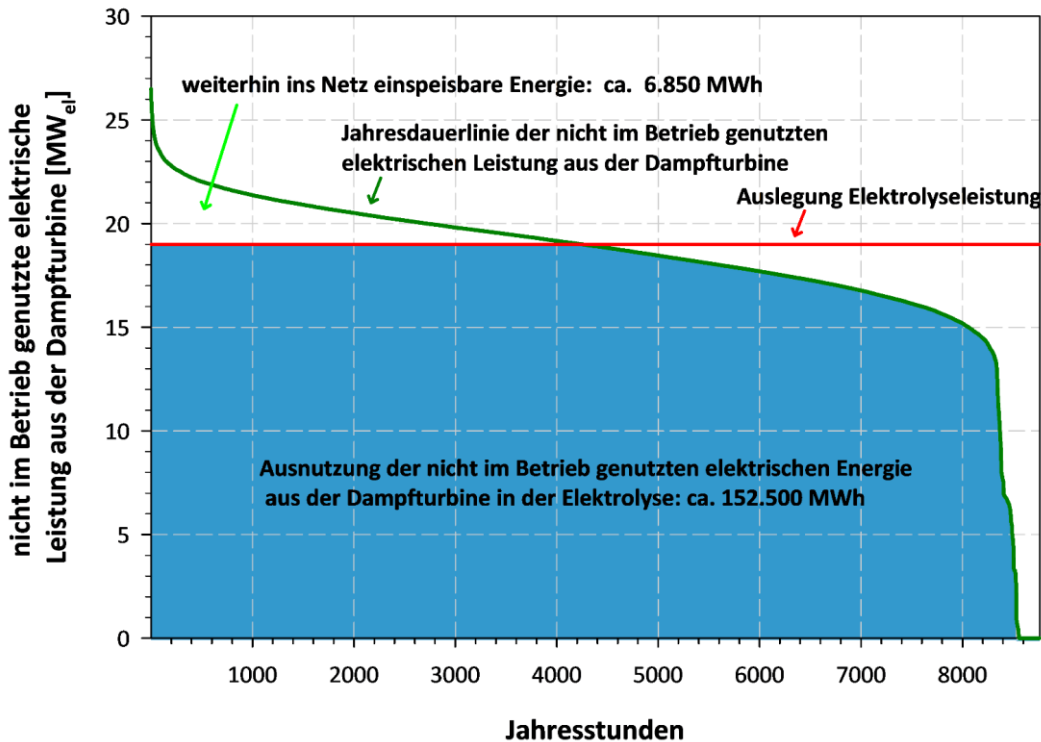


Abbildung 3-7: Ausnutzung der nicht im Betrieb der Zellstofffabrik genutzten elektrischen Energie aus der Dampfturbine unter Berücksichtigung der gewählten Elektrolyseleistung von 19 MW

Mit Hilfe der oben ermittelten, für die Elektrolyse nutzbaren elektrischen Energie lassen sich die herstellbare Menge an Wasserstoff und der zugehörige chemische Energiegehalt des Wasserstoffs gemäß Informationstafel 1 ableiten. Der angegebene Strombedarf von 75 kWh/kg H<sub>2</sub> ist hierbei als ein konservativ gesetzter Wert zu betrachten. Bei großen Anlagen sind Werte von 60 kWh/kg H<sub>2</sub> möglich.

**Elektrolyseleistung von 19 MW:**

Elektrizitätsbedarf Elektrolysestack und Peripherie für die Erzeugung eines Kilogramms H<sub>2</sub>:

$$E_{el,m} = 55 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} + 20 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} = 75 \frac{\text{kWh}}{\text{kg}} = 75 \frac{\text{MWh}}{\text{t}}$$

Herstellbare H<sub>2</sub>-Menge:

$$m_{H_2} = 152.500 \text{ MWh} \div 75 \frac{\text{MWh}}{\text{t}} \approx 2030 \text{ t H}_2$$

Chemische Energiemenge bei einem Heizwert von 33,33 kWh/kg H<sub>2</sub>:

$$E_{chem,m} = 2030 \text{ t} \times 33,33 \frac{\text{MWh}}{\text{t}} \approx 67.700 \text{ MWh}$$

Informationstafel 1: Unter einer Elektrolyseleistung von 19 MW maximal erzeugbare Wasserstoffmenge und chemische Energie

Die jährlich maximal erzeugbare Wasserstoffmenge am Standort des Biomassekraftwerks an der Zellstofffabrik in Blankenstein beträgt bei einer möglichen Elektrolyseleistung von 19 MW ca. **2.030 t**. Dies entspricht bei einem Heizwert für Wasserstoff von 33,33 kWh/kg einem chemischen Energiegehalt von **67.700 MWh**.

### 3.1.7 Wasserbedarf für die Elektrolyse, Sauerstofferzeugung und anfallende Prozesswärme

Anhand der jährlich herstellbaren Wasserstoffmenge lassen sich die benötigte Menge an aufbereitetem Wasser für die Elektrolyse, der freiwerdende Sauerstoff und die bei der Elektrolyse anfallende Prozesswärme abschätzen. Rein stöchiometrisch betrachtet, werden gemäß Informationstafel 2 zur Herstellung von 1 kg Wasserstoff ca. 9 kg Wasser benötigt und 8 kg Sauerstoff frei.

Stöchiometrische Betrachtung zur Herstellung von 1 kg Wasserstoff:				
2 H <sub>2</sub> O	→	2 H <sub>2</sub>	+	O <sub>2</sub>
2 Mol	→	2 Mol	+	1 Mol
2 × 18,0153 g/mol	→	2 × 2,0159 g/mol	+	1 × 32,00 g/mol
36,031 g	→	4,032 g	+	32,00 g
8,94 kg H <sub>2</sub> O	→	1 kg H <sub>2</sub>	+	7,94 kg O <sub>2</sub>

Informationstafel 2: Theoretisch benötigtes Wasser und freiwerdender Sauerstoff bei der Herstellung von 1 kg Wasserstoff

Da das Wasser für die Elektrolyse in einem hochreinen Zustand (Leitwert von 10 µS/cm) vorliegen muss, liegt der tatsächliche Wasserbedarf inklusive Aufbereitungsverlusten im Allgemeinen bei ca. 12 bis 15 l/kg H<sub>2</sub>. Der „Rohwasserbedarf“ zur Herstellung von 2.030 t H<sub>2</sub> würde somit ca. 24.360 m<sup>3</sup> bis 30.450 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O/a betragen, was einer täglichen Bedarfsmenge von ca. 75 m<sup>3</sup>/d entspräche. Da im Betrieb der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH bereits ausreichend hochreines Wasser in Form von Kesselwasser zur Verfügung steht, wäre die Implementierung einer eigenen Wasseraufbereitung für die Elektrolyse jedoch nicht notwendig. Der Bedarf an bereits aufbereitetem Kesselwasser belief sich somit auf ca. **18.300 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O/a bzw. ca. 50 m<sup>3</sup>/d**. Da der Kostenanteil der Wasseraufbereitung an den Peripheriekosten der Elektrolyse relativ gering ist, würde hierdurch allerdings nur ein vernachlässigbar kleines Kosteneinsparpotential entstehen.

Die Menge an freiwerdendem Sauerstoff bei einer Herstellung von 2.030 t H<sub>2</sub> entspricht ca. **16.240 t O<sub>2</sub>/a** bzw. 11.350.000 Nm<sup>3</sup> O<sub>2</sub>/a. Diese Menge könnte unter der Annahme einer 100 % Nutzbarkeit knapp den jährlichen Sauerstoffbedarf der Zellstofffabrik für Bleichmittel von 16.200 t O<sub>2</sub>/a decken. Vor dem Hintergrund der hiermit möglichen Synergien wären daher die Sauerstoffauskopplung für eine Nutzung in der Zellstoffproduktion beim Bau einer Elektrolyseanlage zwingend zu prüfen und mögliche Zusatzkosten für die Bereitstellung bspw. durch zusätzliche Gasspeicher zu untersuchen. Aktuell belaufen sich die Kosten und somit das finanzielle Einsparpotential für die Sauerstoffbereitstellung für die Zellstoffproduktion auf ca. 1 Mio. €/a. Neben dem Sauerstoffbedarf für Bleichmittel könnte auch die betriebseigene Kläranlage als Verbraucher von Sauerstoff in Frage kommen, um damit die biologische Reinigungsstufe zu versorgen. Allerdings wären eine Erhöhung des Sauerstoffanteils der

eingeblassenen Luft mit Elektrolysesauerstoff oder die Betrachtung einer Reinsauerstoffbelüftung der Kläranlage nur dann sinnvoll, wenn überschüssiger Sauerstoff zur Verfügung stehen würde, da eine Substitution einer Luftzerlegung zur Sauerstofferzeugung für die Industrienutzung als wirtschaftlich sinnvoller einzustufen ist. Da der prozessbedingte Sauerstoffbedarf der Zellstoffherstellung ungefähr dem Gesamtpotential des bei der Elektrolyse freiwerdenden Sauerstoffs entspricht, ist ein Überschuss jedoch nicht gegeben, weshalb eine Sauerstoffnutzung für die Abwasserreinigung nicht genauer betrachtet wurde.

Die bei der Elektrolyse anfallende Wärme kann über den Elektrolysewirkungsgrad nach der in Informationstafel 3 aufgezeigten Rechnung abgeschätzt werden.

**Elektrolyseleistung von 19 MW:**

Elektrolysewirkungsgrad: 60%

Energiebedarf Herstellung 55 kWh/kg H<sub>2</sub> – chemischer Energiegehalt 33,33 kWh/kg H<sub>2</sub>  
 = 21,67 kWh/kg H<sub>2</sub> Wärme

→ Herstellung von 2.030 t H<sub>2</sub>/a ergibt 44.170 MWh/a Wärme

Temperaturbereich: 60°C-80°C (ausgenommen Hochtemperatur-Elektrolyse)

→ Bei **19 MW** Elektrolyseleistung erfolgt eine stündliche Wärmeentstehung von **7,5 MWh**

*Informationstafel 3: Abschätzung der Prozesswärmeerzeugung unter einer Elektrolyseleistung von 19 MW*

Die stündlich entstehende Wärmemenge von 7,5 MWh gibt hierbei nur eine ungefähre Größenordnung der gesamten freiwerdenden thermischen Energie im Elektrolysestack ohne Peripherie wieder und entspricht daher nicht der für andere Prozesse nutzbaren thermischen Energie. Außerdem wird gemäß dem Anlagenbetreiber in der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal keine zusätzliche Wärme benötigt. Im Unternehmen fällt zudem bereits jetzt Prozesswärme an, die über die Entnahme von Flusswasser gekühlt werden muss, dessen Entnahmemöglichkeiten allerdings begrenzt sind. Aus diesem Grund ist für den Elektrolyseur ein eigenes Kühlsystem vorzusehen.

**3.1.8 Möglichkeiten einer innerbetrieblichen Wasserstoffnutzung in der Zellstofffabrik**

Die einfachste Form der Wasserstoffnutzung am Standort Blankenstein stellt ein Verbrauch innerhalb der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal zur Substitution von Erdgas dar. Hierzu bietet sich insbesondere eine Beimischung zum Erdgas des im Betrieb vorhandenen Kalkofens an. Der Brenner des Kalkofens benötigt jährlich ca. 215.000 MWh an Erdgas. Dabei beträgt die maximale theoretisch mögliche Erdgassubstitution durch Wasserstoff laut Hersteller 50 %. Mit den erzeugbaren 2.030 t H<sub>2</sub>/a ließe sich somit gemäß der auf Informationstafel 1 gegebenen chemischen Energiemenge maximal eine Wasserstoff-Beimischung von ca. 30 % realisieren, so dass die gesamte erzeugte H<sub>2</sub>-Menge direkt am Entstehungsort genutzt werden könnte. Im Folgenden werden die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten für diesen speziellen Nutzungsfall kalkuliert.

Die Berechnung der Gestehungskosten erfolgte unter der Annahme eines Abschreibungszinses von 0,5 % und eines Abschreibungszeitraums von 15 Jahren, was sich an der ungefähren Lebensdauer der in Elektrolyseuren genutzten Stacks orientiert. Für den angenommenen, erdverlegten Wasserstoffpufferspeicher wurde aufgrund des typischerweise höheren Nutzungszeitraums ein Abschreibungszeitraum von 30 Jahren gewählt. Für die Betrachtung wurde zunächst ein eher konservativer Ansatz für die leistungsbezogenen Elektrolyseurkosten inklusive Peripherie bestehend aus Kühlung, Wasser- und Gasaufbereitung von 2.000 €/kW gewählt. Da die Kosten für Elektrolyseure in Zukunft voraussichtlich sinken werden [50], werden hierzu jedoch im Folgenden auch noch weitere Szenarien berücksichtigt.

Tabelle 3-3 zeigt die Investitionskosten für die Nutzung des Wasserstoffs als Erdgasersatz innerhalb der Zellstofffabrik. Diese gelten unter den folgenden Annahmen:

- Die Vorhaltung eines H<sub>2</sub>-Tagespeichers ist ausreichend zur Aufrechterhaltung der betrieblichen Prozesse und einer gleichbleibenden H<sub>2</sub>-Beimischung zum Erdgas.
- Der Wartungszeitraum des Biomassekraftwerks von maximal 9 Tagen kann durch eine Erhöhung der Erdgasabnahme ohne höhere Unkosten abgedeckt werden.
- Auf dem Betriebsgelände ist ausreichend Platz für die Speicherung eines H<sub>2</sub>-Tagesbedarfs bei 30 bar verfügbar.

Tabelle 3-3: Investitionskosten für die Wasserstofferzeugung zur innerbetrieblichen Nutzung in der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal bei einer Elektrolyseleistung von 19 MW

Investitionskosten	Annahmen	Gesamtkosten [€]	Jährliche Kosten [€/a]	Kosten je kg H <sub>2</sub> [€/kg H <sub>2</sub> ]
Elektrolyseur (19 MW, 30-35 bar)	2.000 €/kW (inkl. Peripherie, konservativ)	38.000.000	2.636.000	1,30
Speicher (1 Tag, Abschreibung 30 a)	30 bar 4.400 m, Ø 0,8 m 450 €/m Röhrenspeicher	1.975.000	71.000	0,04
Verdichter	Gaszufuhr Brenner bei 3,5 bar, keine Verdichtung notwendig	-	-	
Gesamtkosten		39.975.000	2.707.000	1,34

Neben den Investitionskosten fallen die in Tabelle 3-4 gezeigten Betriebskosten in Form von Wartungs- und Stromkosten an. Die normalerweise anfallenden Kosten für die Wasserbereitstellung können, wie in Abschnitt 3.1.7 dargestellt wurde, am Standort der Zellstofffabrik vernachlässigt werden. Die angesetzten Stromkosten ergeben sich aus dem fehlenden Gewinn, der durch die Einspeisung des für die Elektrolyse benötigten Stromes hätte erzielt werden können. Der erzielbare Verkaufswert für Strom wurde hierbei mit 3 ct/kWh angenommen. Dieser Wert orientiert sich an den durchschnittlichen Börsenstrompreisen im Jahr 2020 von etwa 31 €/MWh (3,1 ct/kWh) [65]. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass der Börsenstrompreis seit Ende 2020 bis zum Juli 2021 auf über 80 €/MWh (8 ct/kWh) gestiegen ist [65], was sich in der Folge auch auf die Gestehungskosten für Wasserstoff an der Zellstoff- und Papierfabrik auswirken würde. Daher wird in Tabelle 3-4 zusätzlich zu den erwähnten 3 ct/kWh noch ein Verkaufswert für Strom von 6 ct/kWh mit angegeben, was in den kommenden Jahren ein realistisches Szenario darstellen könnte und signifikante Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit einer Elektrolyseanlage hätte.

Tabelle 3-4: Betriebskosten für die Wasserstofferzeugung zur innerbetrieblichen Nutzung in der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal bei einer Elektrolyseleistung von 19 MW

Betriebskosten	Annahmen	Jährliche Kosten [€/a]	Kosten je kg H <sub>2</sub> [€/kg H <sub>2</sub> ]
Wartungskosten	jährlich 3% der Investitionskosten	1.200.000	0,59
Stromkosten Elektrolyse	durch Eigenproduktion gedeckt (fehlender Gewinn bei 3 ct/kWh bzw. 6 ct/kWh (in Klammern))	4.574.000 (9.148.000)	2,25 (4,50)
Stromkosten Verdichter	Gaszufuhr Brenner bei 3,5 bar: keine Verdichtung notwendig	-	-
Wasserkosten/ Wasseraufbereitung	vernachlässigbar durch ausreichend zur Verfügung stehendes Kesselwasser	-	-
Betriebskosten gesamt	inkl. theoretischem Gewinnverlust aus Stromverkauf	5.773.500 (10.338.000)	2,84 (5,09)

Aus der Abschreibung der Investition bei Elektrolyseurkosten von 2.000 €/kW und den Betriebskosten bei einem Börsenstrompreis von 30 €/MWh ergeben sich, in Abhängigkeit von möglichen Förderquoten für die Investition in die Anlagen, die in Tabelle 3-5 aufgelisteten jährlichen Kosten für die Wasserstoffnutzung in der Zellstofffabrik. Außerdem werden die zugehörigen Fördersummen mit dargestellt.

Tabelle 3-5: Fördermittel, Restkosten für die Investition und jährlich anfallende Kosten für die Wasserstofferzeugung zur innerbetrieblichen Nutzung in der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal in Relation zu möglichen Förderquoten bei einer Elektrolyseleistung von 19 MW, leistungsbezogenen Elektrolyseurkosten von 2.000 €/kW und einem Börsenstrompreis von 30 €/MWh, d.h. einem fehlenden Gewinn von 3 ct/kWh Strom

Förderquote	Fördermittel [€]	Restkosten [€]	Jährliche Kosten [€/a]*	H <sub>2</sub> -Kosten [€/kg]*	H <sub>2</sub> -Kosten [€/MWh]
0 %	0	39.975.000	8.480.500	4,17	125,2
20 %	7.995.000	31.980.000	7.939.000	3,91	117,2
40 %	15.990.000	23.985.000	7.397.500	3,64	109,2
60 %	23.985.000	15.990.000	6.856.000	3,37	101,2

\* Bei einer Erhöhung des Börsenstrompreises auf 60 €/MWh erhöhen sich die jährlichen Kosten jeweils um 4.574.000 € bzw. die Wasserstoffgestehungskosten jeweils um 2,25 €/kg H<sub>2</sub>

Unter den oben getroffenen Annahmen würden die Wasserstoffgestehungskosten zur innerbetrieblichen H<sub>2</sub>-Nutzung in der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal je nach Förderung der Investition zwischen **ca. 3,40 € und 4,20 €** betragen. Durch die Annahme, dass 80 % des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs genutzt werden könnten und sich die Kosten der aktuellen Sauerstoffbereitstellung in der Zellstoffproduktion dadurch um 80 % reduzieren ließen, würde sich jedoch noch eine zusätzliche Kosteneinsparung von 39,5 ct/kg H<sub>2</sub> realisieren lassen, so dass der H<sub>2</sub>-Gestehungspreis dann zwischen **ca. 3,00 € und 3,80 €** liegen würde. Der Anteil der Stromkosten am H<sub>2</sub>-Gestehungspreis würde entsprechend Tabelle 3-4 mit 2,25 €/kg H<sub>2</sub> den größten Kostenfaktor darstellen, wobei noch anzumerken ist, dass dieser Wert bei steigenden durchschnittlichen Börsenstrompreisen auch noch höher ausfallen



könnte. So würden bei einem Börsenstrompreis von 4 ct/kWh bereits Stromkosten von 3 €/kg H<sub>2</sub> entstehen, die sich bei 6 ct/kWh auf 4,50 €/kg H<sub>2</sub> erhöhen würden (siehe Tabelle 3-4). Dies liegt daran, dass für die Elektrolyse ein Strombedarf von 75 kWh/kg H<sub>2</sub> angesetzt wurde (vgl. Abschnitt 3.1.6), wodurch pro Cent Erhöhung des durchschnittlichen Börsenstrompreises eine Erhöhung der Stromkosten um 0,75 ct/kWh entsteht. Folglich wäre gemäß den Grundannahmen der Tabelle 3-5 und unter der Annahme einer Nutzung von 80 % des Elektrolysesauerstoffs sowie Stromkosten von 6 ct/kWh bereits ein H<sub>2</sub>-Gestehungspreis von **ca. 5,25 € und 6,05 €** zu erwarten.

Abbildung 3-8 visualisiert die Kostenzusammensetzung für die H<sub>2</sub>-Gestehung ohne mögliche Einsparungen durch eine Elektrolysesauerstoffnutzung in Abhängigkeit von der Förderquote bei einem Börsenstrompreis von 3 ct/kWh. Es wird deutlich, dass der Einfluss einer Investitionskostenförderung auf den Gesamtpreis für die H<sub>2</sub>-Gestehung beschränkt ist und die Betriebskosten den größten Anteil der Gesamtkosten ausmachen.

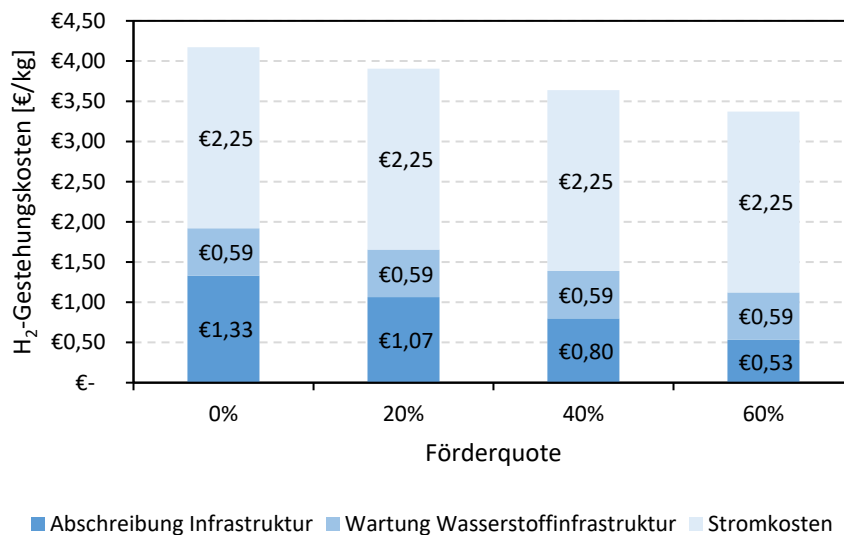


Abbildung 3-8: Kostenanteile an den H<sub>2</sub>-Gestehungskosten für eine innerbetriebliche Wasserstoffnutzung in der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal unter der Annahme einer Elektrolyseleistung von 19 MW, leistungsbezogenen Elektrolyseurkosten von 2.000 €/kW und eines Börsenstrompreises von 3 ct/kWh

Die energiebezogenen Gestehungskosten für den Wasserstoff liegen bei Stromkosten von 3 ct/kWh je nach Förderquote bei ca. 100 - 125 €/MWh und damit deutlich über den Erdgaskosten von 19 €/MWh für die industrielle Erdgasabnahme. Auch inklusive der aktuell zu zahlenden CO<sub>2</sub>-Abgabe von 30 €/t CO<sub>2</sub>-Äquivalente ergeben sich deutlich geringere Kosten für Erdgas von ca. 25 €/MWh. Somit sind die wirtschaftlichen Voraussetzungen für eine Wasserstoffherzeugung zur Erdgassubstitution selbst bei einer günstigen Annahme für den Börsenstrompreis derzeit nicht gegeben.

Eine prinzipiell denkbare weitere Möglichkeit der innerbetrieblichen Wasserstoffnutzung in der Zellstofffabrik wäre die Umstellung von Firmenfahrzeugen auf Fahrzeuge mit H<sub>2</sub>-Brennstoffzellenantrieb. Dies könnte vor allem für Lkw zum Holztransport von Interesse sein. Da jedoch derzeit keine entsprechenden H<sub>2</sub>-Fahrzeuge in Deutschland marktverfügbar sind, scheidet diese Option derzeit noch aus und wurde nicht weiterverfolgt.

Tabelle 3-6 zeigt eine Kostenbilanz der kombinierten Wasserstoff- und Sauerstoffnutzung in der Zellstofffabrik im Vergleich zu den derzeitigen Prozesskosten, die sich durch die Elektrolyseanlage teilweise substituieren lassen. Hierbei wurde von einem optimistischen Szenario mit einer Förderquote von 60 % ausgegangen. Die Wasserstoffgestehungskosten würden sich hiermit entsprechend Abbildung 3-8 auf 3,37 €/kg H<sub>2</sub> belaufen. Da der Gewinn bzw. die Verringerung des Gewinns durch das Einspeisen des nicht im Betrieb genutzten Stroms aus der Dampfturbine in der Bilanz extra aufgeführt wird, verringern sich die angesetzten Wasserstoffgestehungskosten wie folgt:

$$3,37 \frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} - 2,25 \frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} = 1,12 \frac{\text{€}}{\text{kg H}_2}$$

Die jährlichen Kosten für die Wasserstoffbereitstellung ohne Stromkosten ergeben sich somit zu:

$$2.030.000 \frac{\text{kg H}_2}{\text{a}} \times 1,12 \frac{\text{€}}{\text{kg H}_2} \approx 2.275.000 \frac{\text{€}}{\text{a}}$$

Bei der Betrachtung der möglichen Stromeinspeisung wurde in Tabelle 3-6 optimistisch davon ausgegangen, dass das Restpotential an elektrischer Energie, die nicht vom Elektrolyseur genutzt werden kann, trotzdem weiterhin vom Netzanbieter abgenommen und vergütet wird. Da Leistungsspitzen über 19 MW im Jahresverlauf nur selten auftreten (vgl. Abbildung 3-4 und Abbildung 3-5), ist es jedoch möglich, dass der Netzbetreiber in Realität wenig Interesse an der noch einspeisbaren elektrischen Energie zeigen würde. Des Weiteren wird von einer vollständigen Bedarfsdeckung des Sauerstoffs für Bleichmittel durch den bei der Wasserelektrolyse erzeugten Sauerstoff ausgegangen und das volle Kosteneinsparpotential von 1 Mio. €/a durch eine Substitution der vorhandenen Luftzerlegungsanlage angenommen (vgl. Abschnitt 3.1.7). Zusätzliche Infrastrukturkosten zur Sauerstoffnutzung werden dabei allerdings vernachlässigt. Die zu entrichtenden Erdgaskosten werden wiederum mit 19 €/MWh angesetzt. Die durch die Erdgasnutzung anfallenden CO<sub>2</sub>-Abgaben werden mit 30 €/t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten extra betrachtet.

Tabelle 3-6: Kostenbilanz eines optimistischen Szenarios zur Wasserstoffnutzung in der Zellstofffabrik im Vergleich zu den derzeitigen Betriebskosten für den Kalkofen und die Luftzerlegung bzw. den Gewinnen für die Stromeinspeisung aus dem Biomassekraftwerk

	Aktuelle Situation (reine Erdgasnutzung für den Kalkofen + Luftzerlegungsanlage) [€/a]	Situation unter Wasserstoffnutzung [€/a]
Wasserstoffbedarf	-	67.700 MWh → -2.275.000
Sauerstoffbedarf	16.200 t → -1.000.000	16.200 t → ≈ 0
Erdgasbedarf (19 €/MWh)	215.000 MWh → -4.085.000	147.300 MWh → -2.800.000
Stromeinspeisung (3 ct/kWh bzw. 6 ct/kWh (in Klammern))	+4.780.000 (+9.560.000)	+205.500 (+411.000)
CO <sub>2</sub> -Zertifikate (EU ETS) (30 €/t CO <sub>2</sub> )	-1.298.000	-890.000
Summe	-1.600.000 (3.180.000)	-5.760.000 (-5.550.000)

Trotz einer angenommenen 60-prozentigen Förderung auf die Investition in eine Elektrolyseanlage und der Annahme, dass sämtliche Kosten für die Sauerstofferzeugung für Bleichmittel entfallen würden, würden sich bei einem Börsenstrompreis von 3 ct/kWh durch die Wasserstoffnutzung zur Erdgassubstitution Zusatzkosten von ca. 4,16 Mio. €/a für die Zellstofffabrik ergeben. Diese resultieren vor allem aus den entgangenen Einnahmen für den ansonsten eingespeisten elektrischen Strom aus dem Biomassekraftwerk. Zur Kompensation der Kostendifferenz wäre eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung von ca. 310 €/t CO<sub>2</sub> nötig. Dies entspräche einem Kostenanteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen am Erdgaspreis von 62,40 €/MWh, was sehr deutlich über dem aktuellen Kostenanteil von etwa 6,0 €/MWh liegt. Insgesamt müssten die Erdgaskosten dementsprechend 81,40 €/MWh betragen, um eine Parität zur Bestandssituation zu erreichen, wobei anzumerken ist, dass hier von einem für die Wasserstofferzeugung an der Zellstofffabrik günstigen Börsenstrompreisszenario ausgegangen worden ist.

Zur Berücksichtigung der voraussichtlich in Zukunft sinkenden Investitionskosten von Elektrolysesystemen werden in den Anhängen B, C und D Diagramme mit verschiedenen Szenarien zur Abschätzung der Kostendifferenz aufgeführt. Hierbei gelten für sämtliche dort aufgeführten Szenarien die folgenden Annahmen:

- Berücksichtigung einer Nutzung von 80 % des anfallenden Sauerstoffs aus der Elektrolyse mit den daraus resultierenden Kosteneinsparungen,
- verschiedene, für die Wasserstofferzeugung günstige, d.h. eher niedrige Stromverkaufspreise ab der Zellstofffabrik von 0-40 €/MWh,
- verschiedene Investitionskosten für die Elektrolyseanlage durch z.B. Skaleneffekte oder Einsparpotentiale an der Peripherie,
- Förderquoten auf die Investition in die Elektrolyse von 20, 40 und 60 % der Kosten.

Abbildung 3-9 zeigt in Abhängigkeit der Gesamtkosten für den Erdgasbezug exemplarisch die Ergebnisse für die Kostendifferenz zum bisherigen System für das optimistischste Szenario mit einer 60 % Förderung der Investitionskosten bei Elektrolyseurkosten von 1.000 €/kW installierter Leistung.

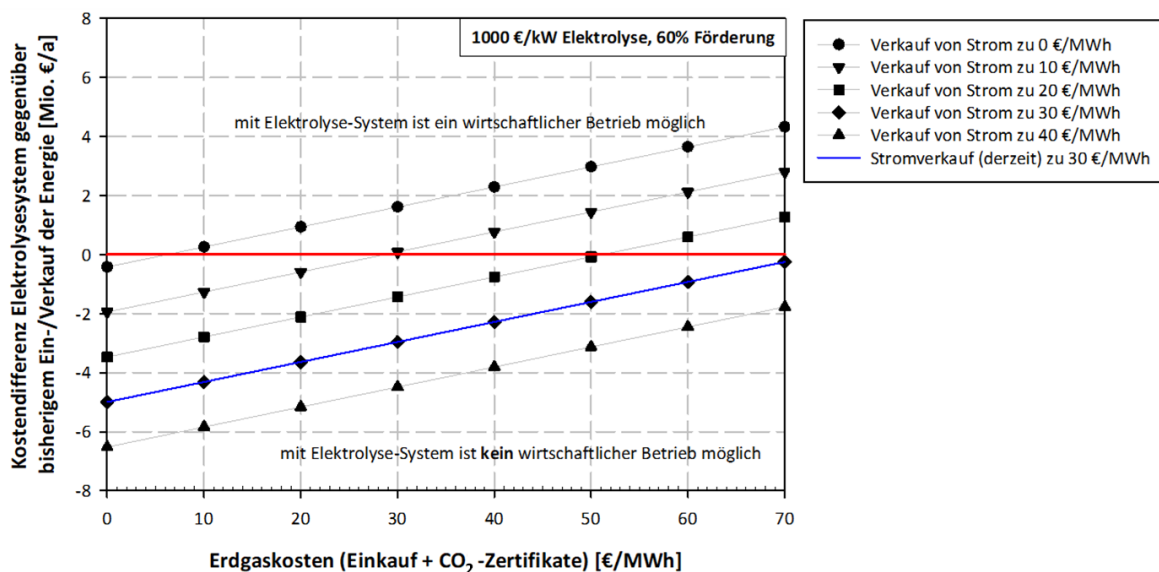


Abbildung 3-9: Kostendifferenz des Elektrolysesystems gegenüber dem bisherigem Ein- und Verkauf von Energie bei Investitionskosten von 1.000 €/kW Elektrolyseleistung, 60 % Förderung der Investitionskosten und 80 % Nutzbarkeit des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs

Abbildung 3-9 zeigt, dass neben den Erdgasbezugskosten und der CO<sub>2</sub>-Bepreisung der durch die Einspeisung des Stroms aus dem Biomassekraftwerk erzielbare Strompreis eine entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit einer Elektrolyseanlage spielt. Der Strompreis wird durch die verschiedenen Geraden berücksichtigt, wobei die blau hinterlegte Gerade den zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten angenommen erzielbaren Strompreis von ca. 3 ct/kWh darstellt. Die horizontale rote Linie stellt die Grenze zur Wirtschaftlichkeit dar, die erreicht wird, sobald sich die Kostendifferenz oberhalb der roten Linie im positiven Zahlenbereich befindet. Anhand der Schnittpunkte der Geraden mit der roten Nulllinie, lässt sich ablesen, wie hoch der Erdgaspreis inklusive CO<sub>2</sub>-Zertifikate sein müsste, um in Abhängigkeit des erzielbaren Stromverkaufspreises einen wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyseanlage zu ermöglichen. Unter den in Abbildung 3-9 getroffenen optimistischen Annahmen würde sich die Substitution von Erdgas durch Wasserstoff in der Zellstofffabrik beim angenommenen Stromverkaufspreis erst ab Erdgasgesamtkosten von über 70 €/MWh wirtschaftlich lohnen. Dies zeigt, dass Wasserstoff in absehbarer Zeit voraussichtlich nicht wirtschaftlich zur Erdgassubstitution in größeren Unternehmen geeignet sein wird, sofern dies nicht durch besondere Rahmenbedingungen begünstigt wird. Steigt der Börsenstrompreis im Durchschnitt über die auf Basis der Durchschnittswerte für 2020 angenommenen 3 ct/kWh, was bis Juli 2021 der Fall war, dann wird eine Anwendung von Wasserstoff zur Erdgassubstitution noch deutlich unwahrscheinlicher, wie Abbildung 3-9 zeigt. Vor dem Hintergrund, dass in den der Abbildung 3-9 zugrundeliegenden Berechnungen auch eine Nutzung des Sauerstoffs am Elektrolysestandort berücksichtigt wird, ist zudem zu vermerken, dass sich die Wirtschaftlichkeit an vielen anderen Standorten, die diesen Vorteil nicht haben, noch schlechter darstellen würde.

Da eine wirtschaftliche Nutzung des erzeugbaren Wasserstoffs zur Erdgassubstitution innerhalb der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH unter den derzeitigen Marktbedingungen ausgeschlossen werden kann, werden im Folgendem die Wasserstoffgestehungskosten für den Verkauf ab Betriebshof der Fabrik ermittelt.

### 3.1.9 Möglichkeiten zur Abgabe des Wasserstoffs an Dritte

Die Wasserstoffgestehungskosten für den Verkauf ab Betriebshof der Zellstofffabrik setzen sich aus den Gestehungskosten, die für die innerbetriebliche Nutzung ermittelt wurden, und den zusätzlichen Kosten für eine größere Speichervorhaltung, Verdichtung auf Transportdruck (300 bar) und den dazugehörigen Betriebskosten zusammen. Die Speichervorhaltung wurde auf 10 Tage festgelegt, da der größte Wartungszeitraum in den Jahren 2017-2020 neun Tage betrug (vgl. Abschnitt 3.1.5) und für viele Anwendungen eine kontinuierliche Wasserstoffversorgung benötigt wird. Des Weiteren wurde angenommen, dass das Betriebsgelände über ausreichend Freiflächen verfügt, um unterirdische Röhrenspeicher mit einem Speicherdruck von 80 bar zu verlegen. Die Kosten für die Verdichtung wurden mit 450.000 € pro 20 kg/h zu verdichtendem Wasserstoff angenommen.

Tabelle 3-7 fasst die Investitionskosten für die Wasserstofferzeugung bei 19 MW Elektrolyseleistung und Grundkosten von 2.000 €/kW (vgl. Abschnitt 3.1.6) sowie die jährlichen Kosten und die Kostenanteile am H<sub>2</sub>-Kilogrammpreis zusammen. Wie bei der Gestehungskostenberechnung zur innerbetrieblichen Wasserstoffnutzung wurde ein Abschreibungszeitraum von 15 Jahren für Verdichtung und Elektrolyse bei einem Zinssatz von 0,5 % angenommen. Der Abschreibungszeitraum für den erdverlegten Röhrenspeicher wurde zur Berücksichtigung der längeren Lebensdauer auf 30 Jahre festgelegt. Insgesamt würden sich hierdurch Kosten von 1,61 €/kg H<sub>2</sub> durch die benötigten Investitionen ergeben.

Tabelle 3-7: Investitionskosten für die Wasserstoffherzeugung für den H<sub>2</sub>-Verkauf ab Betriebshof der Zellstofffabrik in Blankenstein

Investitionskosten	Annahmen	Gesamtkosten [€]	Jährliche Kosten [€/a]	Kosten je kg H <sub>2</sub> [€/kg H <sub>2</sub> ]
Elektrolyseur (19 MW, 30-35 bar)	2.000 €/kW (inkl. Peripherie, konservativ)	38.000.000	2.636.000	1,30
Röhrenspeicher (10 Tage, Überbrückung Wartung)	80 bar 16.460 m, Ø 0,8 m, 450 €/m	7.407.000	266.480	0,13
Verdichter	Verdichtung auf 300 bar Transportdruck	5.400.00	374.570	0,18
Gesamtkosten		50.807.000	3.277.000	1,61

Die Betriebskosten würden sich im Vergleich zur innerbetrieblichen Wasserstoffnutzung durch höhere Wartungskosten für Verdichter und Speicher um 16 ct/kg sowie durch den Stromverbrauch der Verdichter um 4 ct/kg erhöhen. Die Strombezugskosten wurden bei dieser Betrachtung wie bereits in Abschnitt 3.1.8 mit 3 ct/kWh angesetzt. Dies entspricht dem fehlenden Gewinn, den die Zellstofffabrik durch das Einspeisen ihres Stromes bei einem Stromverkaufspreis von 3 ct/kWh erzielen könnte. Die Kosten zur Wasserbereitstellung und -aufbereitung können hingegen vernachlässigt werden (vgl. Abschnitt 3.1.7). Tabelle 3-8 gibt einen Überblick zu den jährlich anfallenden Betriebskosten und ihrem Anteil pro Kilogramm erzeugbarem Wasserstoff bei einer Elektrolysedimensionierung von 19 MW. Die Betriebskosten liegen mit einem Kostenanteil von 3,04 €/kg H<sub>2</sub> deutlich über den Abschreibungskosten, wobei auch hier die anzusetzenden Stromkosten am ausschlaggebendsten sind. Die zum Vergleich aufgeführten Werte für Strombezugskosten von 6 ct/kWh zeigen, dass eine Verdopplung des Börsenstrompreises in signifikant höheren Betriebskosten von 5,33 €/kg H<sub>2</sub> resultieren würde.

 Tabelle 3-8: Betriebskosten für die Wasserstoffherzeugung für den H<sub>2</sub>-Verkauf ab Betriebshof der Zellstofffabrik in Blankenstein

Betriebskosten	Annahmen	Jährliche Kosten [€/a]	Kosten je kg H <sub>2</sub> [€/kg H <sub>2</sub> ]
Wartungskosten	jährlich 3% der Investitionskosten	1.524.200	0,75
Stromkosten Elektrolyse	durch Eigenproduktion gedeckt (fehlender Gewinn bei 3 ct/kWh bzw. 6 ct/kWh (in Klammern))	4.574.000 (9.148.000)	2,25 (4,50)
Stromkosten Verdichter	durch Eigenproduktion gedeckt (fehlender Gewinn bei 3 ct/kWh bzw. 6 ct/kWh (in Klammern))	81.000 (162.000)	0,04 (0,08)
Wasserkosten/ Wasser-aufbereitung	vernachlässigbar durch ausreichend zur Verfügung stehendes Kesselwasser	-	-
Betriebskosten gesamt	inkl. theoretischem Gewinnverlust aus Stromverkauf	6.179.000 (10.834.000)	3,04 (5,33)

Zusammengefasst ergibt sich bei 3 ct/kWh (6 ct/kWh) Stromkosten ein Wasserstoffgestehungspreis aus Investitionskosten und Betriebskosten ohne Förderung der Investitionen und ohne die Nutzung des anfallenden Sauerstoffs aus der Elektrolyse von **4,65 €/kg H<sub>2</sub>** (bzw. etwa 6,95 €/kg H<sub>2</sub>). Tabelle 3-9

zeigt darüber hinausgehend die Wasserstoffgestehungskosten verschiedener Szenarien unter Berücksichtigung von sinkenden Investitionskosten für die Elektrolyseinfrastruktur, unterschiedlichen Förderquoten und einer möglichen Kostenreduktion durch die Nutzung des bei der Elektrolyse entstehenden Sauerstoffs. Die Nutzbarkeit des anfallenden Sauerstoffs wird hierbei mit 80 % angenommen, was, wie bereits in Abschnitt 3.1.8 erwähnt wurde, einem Kosteneinsparpotential von 39,5 ct/kg H<sub>2</sub> entspricht.

Der sich ergebende Bereich der Wasserstoffgestehungskosten liegt bei der Grundannahme von Stromkosten von 3 ct/kWh gemäß Tabelle 3-9 zwischen 2,75 €/kg bis 4,65 €/kg, wobei allerdings nicht genau abgeschätzt werden kann, wo der Preis bei einer tatsächlichen Umsetzung liegen würde. Ein entscheidender Unsicherheitsfaktor ist hierbei der zukünftige Börsenstrompreis. Um den Einfluss von steigenden Börsenstrompreisen zu berücksichtigen, wird daher im Anhang F die gleiche Tabelle wie Tabelle 3-9 jeweils für Stromverkaufspreise von 4, 5 und 6 ct/kWh gezeigt. Allgemein gilt unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen zum Stromverbrauch zur Herstellung eines Kilogramms Wasserstoff (vgl. Informationstafel 1), dass sich die Wasserstoffgestehungskosten ohne Verdichtung um 0,75 €/kg erhöhen, wenn sich der erzielbare Stromverkaufspreis um 1 ct/kWh erhöht. Damit stellt Tabelle 3-9 eine insgesamt günstige Situation für die H<sub>2</sub>-Gestehungspreise dar.

Ein H<sub>2</sub>-Gestehungspreis von um 5,00 €/kg erscheint auf Basis der Tabellen im Anhang F im Kontext der Zellstofffabrik in Blankenstein bei einer Sauerstoffnutzung direkt am Standort sowie einer Förderung der Investition in näherer Zukunft realisierbar. Gestehungskosten in diesem Bereich könnten gemäß Aussage von Vertretern aus dem Vertrieb von technischen Gasen z.B. für Industrieanwendungen, die derzeit noch mit grauem Wasserstoff betrieben werden, interessant sein, sofern der Wasserstoff aus dem Biomassekraftwerk in Blankenstein als grün deklariert werden darf (vgl. Abschnitt 3.1.4).

Tabelle 3-9: Wasserstoffgestehungspreise ab Betriebshof Zellstofffabrik bei verschiedenen Förderquoten, Investitionskosten für den Elektrolyseur sowie mit oder ohne Sauerstoffnutzung aus der Elektrolyse bei Stromkosten von 3 ct/kWh

Investitionskosten je kW »		1.000 €/kW	1.500 €/kW	2.000 €/kW
Elektrolysesauerstoffnutzung	Förderquote ↓	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten [€/kg]	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten [€/kg]	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten [€/kg]
keine Nutzung	0 %	3,72	4,19	4,65
keine Nutzung	20 %	3,53	3,93	4,33
keine Nutzung	40 %	3,34	3,67	4,00
keine Nutzung	60 %	3,15	3,41	3,68
O <sub>2</sub> -Nutzung	0 %	3,33	3,79	4,26
O <sub>2</sub> -Nutzung	20 %	3,14	3,53	3,93
O <sub>2</sub> -Nutzung	40 %	2,94	3,28	3,61
O <sub>2</sub> -Nutzung	60 %	2,75	3,02	3,29

Die in Tabelle 3-9 gezeigten Gestehungskosten wurden unter der Annahme ermittelt, dass die gesamte durch die Dampfturbine des Biomassekraftwerks erzeugte elektrische Energie, die nicht im Betrieb benötigt wird und mit einer geringeren Leistung als 19 MW zur Verfügung steht, für die Elektrolyse genutzt werden kann. Dies entspricht den Anforderungen an eine effiziente Betriebsführung, kann in der Praxis aber nicht immer erreicht werden. Der Ausnutzungsgrad des Elektrolyseurs würde mit dieser Annahme bei 19 MW installierter Leistung 91,6 % entsprechen. Mit sinkender installierter Leistung

würde der Ausnutzungsgrad aufgrund der fast vollständig übers Jahr konstant zur Verfügung stehenden elektrischen Energie aus der Dampfturbine noch weiter zunehmen. Dies würde in der Folge zu nicht praxistauglichen Annahmen führen, da Zeiträume für Ausfälle und Wartungen der Elektrolyseinfrastruktur berücksichtigt werden sollten.

Abbildung 3-10 zeigt auf Basis der in den Tabelle 3-7 und Tabelle 3-8 gemachten Angaben den Einfluss einer Beschränkung des Nutzungsgrades auf maximal 90 % auf die Wasserstoffgestehungskosten im Vergleich zur unbeschränkten Variante. Da der unbeschränkte Ausnutzungsgrad bei 19 MW Elektrolyseleistung mit 91,6% sehr nah an den gewählten 90 % liegt, ergibt sich für diesen Fall nur eine geringe Kostendifferenz von 4 ct/kg H<sub>2</sub>. Ab einer Elektrolyseleistung von 20 MW liegt der Ausnutzungsgrad auch ohne Beschränkung bei maximal 90 %, wodurch sich identische Kosten pro Kilogramm Wasserstoff ergeben. Bei geringeren Elektrolyseleistungen als 19 MW ist der Einfluss der Beschränkung des Nutzungsgrades hingegen ausschlaggebender. So ergeben sich beispielsweise bei einer installierten Leistung von 5 MW Mehrkosten von 17 ct/kg H<sub>2</sub>.

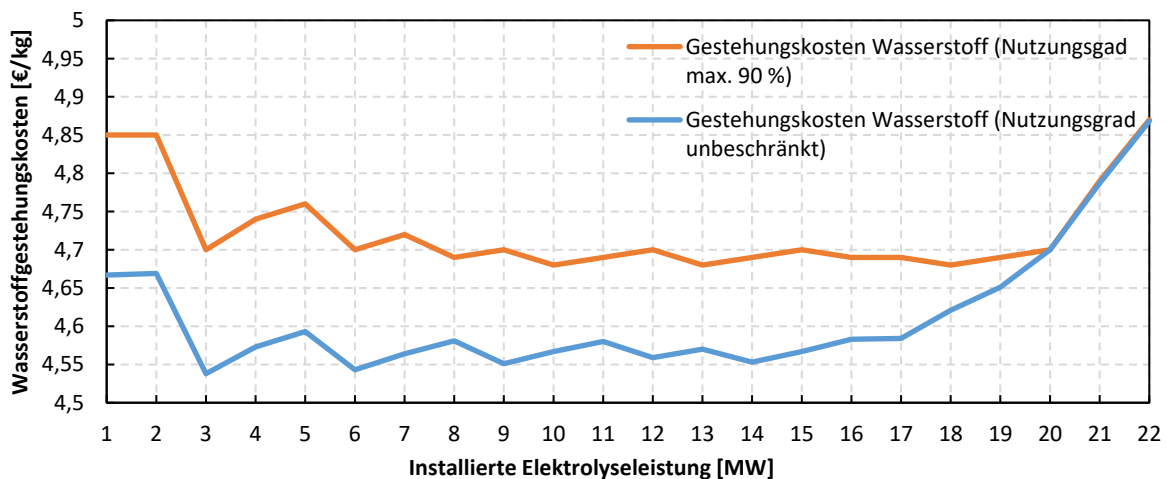


Abbildung 3-10: Wasserstoffgestehungskosten auf Basis der Investitions- und Betriebskostenannahmen aus den Tabelle 3-7 und Tabelle 3-8 in Abhängigkeit der installierten Elektrolyseleistung und unter Berücksichtigung eines praxistauglichen Nutzungsgrades von 90 % (Werte ohne Förderung und Sauerstoffnutzung)

### 3.1.10 Weiterverarbeitung des erzeugten Wasserstoffs zu alternativen Kraftstoffen

Prinzipiell ließe sich der mit dem Biomassekraftwerk Blankenstein erzeugte Wasserstoff zu synthetischen Kraftstoffen oder Grundstoffen weiterverarbeiten. Für eine Weiterverarbeitung des Wasserstoffs zu alternativen Kraftstoffen wie beispielsweise Methanol oder Brennstoffen wie Methan, würden allerdings weitere technische Anlagen benötigt. Dies würde sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten des Gesamtprozesses steigern. Außerdem käme es bei diesen Verfahren zu Wirkungsgradverlusten, was die Energieeffizienz des Gesamtprozesses reduzieren würde. Werden die Wirkungsgradverluste bei der Methanolsynthese aus Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid vernachlässigt, ergibt sich das in Informationstafel 4 gezeigte stöchiometrisch bestimmte Herstellungspotential.

**Stöchiometrische Betrachtung zur Herstellung von Methanol aus 1 kg Wasserstoff:**

CO <sub>2</sub>	+	3 H <sub>2</sub>	→	CH <sub>3</sub> OH	+	H <sub>2</sub> O
1 Mol	+	3 Mol	→	1 Mol	+	1 Mol
1 × 44,01 g/mol	+	3 × 2,02 g/mol	→	1 × 32,04 g/mol	+	1 × 18,02 g/mol
44,01 g	+	6,06 g	→	32,04 g/mol	+	18,02 g
7,26 kg CO <sub>2</sub>	+	1 kg	→	5,29 kg CH <sub>3</sub> OH	+	2,97 kg H <sub>2</sub> O

Informationstafel 4: Theoretisch aus H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> erzeugbare Methanolmenge

Aus einem Kilogramm Wasserstoff ließen sich mit Hilfe von 7,26 kg CO<sub>2</sub> ohne Umwandlungsverluste ca. 5,3 kg Methanol herstellen. Werden für die Gesteungskosten des Wasserstoffs die in Abschnitt 3.1.8 ermittelten Bereitstellungskosten zur innerbetrieblichen Nutzung bei einer Investitionsförderung von 40 % von 3,64 €/kg angesetzt und sonstige zusätzliche Kosten zur CO<sub>2</sub>-Bereitstellung und Methanolsynthese vernachlässigt, ergeben sich anteilige Herstellungskosten von 0,69 €/kg Methanol. Die wasserstoffseitigen Gesteungskosten für eine Tonne Methanol lägen somit bei ca. 700 €. Trotz der Vernachlässigung von zusätzlichen Investitionskosten, Betriebskosten und Wirkungsgradverlusten wären hiermit die Herstellungskosten für Methanol aus Wasserstoff an der Zellstofffabrik bereits mehr als doppelt so hoch wie der in Abbildung 3-11 dargestellte, durchschnittlich am europäischen Markt erzielte Preis der Jahre 2012-2020 von 341 €/t [66]. Somit kann die Weiterverarbeitung des an der Zellstofffabrik herstellbaren Wasserstoffs zu Methanol bereits als unwirtschaftlich eingestuft werden, ohne dass eine genauere Betrachtung der Gesteungskosten erforderlich wäre. Sofern grün hergestelltes Methanol in den nächsten Jahren nicht zu weit höheren Preisen handelbar wird als konventionell hergestelltes Methanol bzw. sich dieses signifikant verteuert, ist daher nicht davon auszugehen, dass hier in näherer Zukunft ein Markt entstehen wird. Dies gilt umso mehr, als dass für die hier genannten Wasserstoffbereitstellungskosten ein Börsenstrompreis von 3 ct/kWh angenommen wurde, was, wie in Abschnitt 3.1.8 detailliert wurde, eine eher optimistische Annahme darstellt.

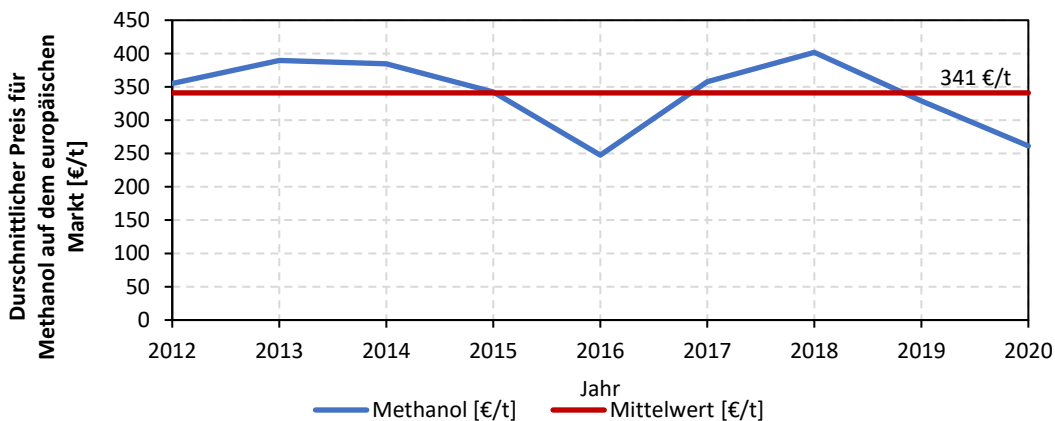


Abbildung 3-11: Durchschnittlicher Preis für Methanol auf dem europäischen Markt in den Jahren von 2012 bis 2021 [66].



### 3.1.11 Fazit Wasserstofferzeugung und Weiterverarbeitung in der Modellregion

Die Erkenntnisse zur Wasserstofferzeugung und -verarbeitung können wie folgt zusammengefasst werden:

- Das Biomassekraftwerk der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH in Blankenstein hat von sämtlichen Erneuerbaren-Energie-Anlagen der Modellregion das größte Potential für die Umsetzung einer Wasserelektrolyseanlage.
- Die Substitution von Erdgas durch Elektrolysewasserstoff ist unter den derzeitigen Rahmenbedingungen des Energiemarktes in absehbarer Zeit für Industrieunternehmen nicht wirtschaftlich.
- Die ermittelten erzielbaren Wasserstoffgestehungskosten am Biomassekraftwerk in Blankenstein für einen Verkauf ab Betriebshof sind für die industrielle Wasserstoffnutzung grundsätzlich von Interesse, sofern der Wasserstoff eindeutig als grün deklariert werden kann.
- Die Weiterverarbeitung von am Biomassekraftwerk in Blankenstein erzeugtem Wasserstoff zu alternativen Kraftstoffen ist derzeit nicht wirtschaftlich umsetzbar.

## 3.2 Wasserstoffanwendung und Bedarf

Um den potentiellen Bedarf und die Anwendungspotentiale von Wasserstoff in der Industrie in der Modellregion abschätzen zu können, wurde Kontakt mit einer Vielzahl unterschiedlicher Unternehmen aufgenommen. Hierbei wurde der Fokus auf die vorherrschenden Industriezweige in der Region gelegt, d.h. die Glas-, Keramik- und Porzellanindustrie. Weiterhin wurde mit der in der Region vorhandenen Stahlindustrie gesprochen. Die Ermittlung der Anwendungspotentiale fand hierbei im Gespräch mit den jeweiligen Unternehmensvertretern statt. Die bereits im Abschnitt 3.1.8 genannten grundsätzlichen H<sub>2</sub>-Anwendungspotentiale im Produktionsprozess der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal konnten bei einer Werksbesichtigung eruiert werden. Im Mobilitätssektor wurde Kontakt mit diversen Betreibern des Öffentlichen Personennahverkehrs in der Modellregion aufgenommen. Im Bereich des kommunalen Busverkehrs wurden Daten mittels eines Fragebogens erhoben und hierauf aufbauend Hochrechnungen für den Einsatz von Wasserstoff mit H<sub>2</sub>BZ-Bussen auf den Buslinien innerhalb der Modellregion aufgestellt. Für den Einsatz von H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen wurden auf Basis von Fahrplaninformationen ebenfalls überschlägige Hochrechnungen angefertigt.

Auf der Heatmap in Abbildung 3-12 sind die im Rahmen der Machbarkeitsstudie identifizierten industriellen Abnehmer, Busdepots und Bahnlinien gekennzeichnet sowie deren jährlicher potentieller Wasserstoffbedarf angetragen. Beschreibungen zur Anwendung in den betrachteten Branchen und deren Wirtschaftlichkeit sind in den nachfolgenden Abschnitten dargelegt.

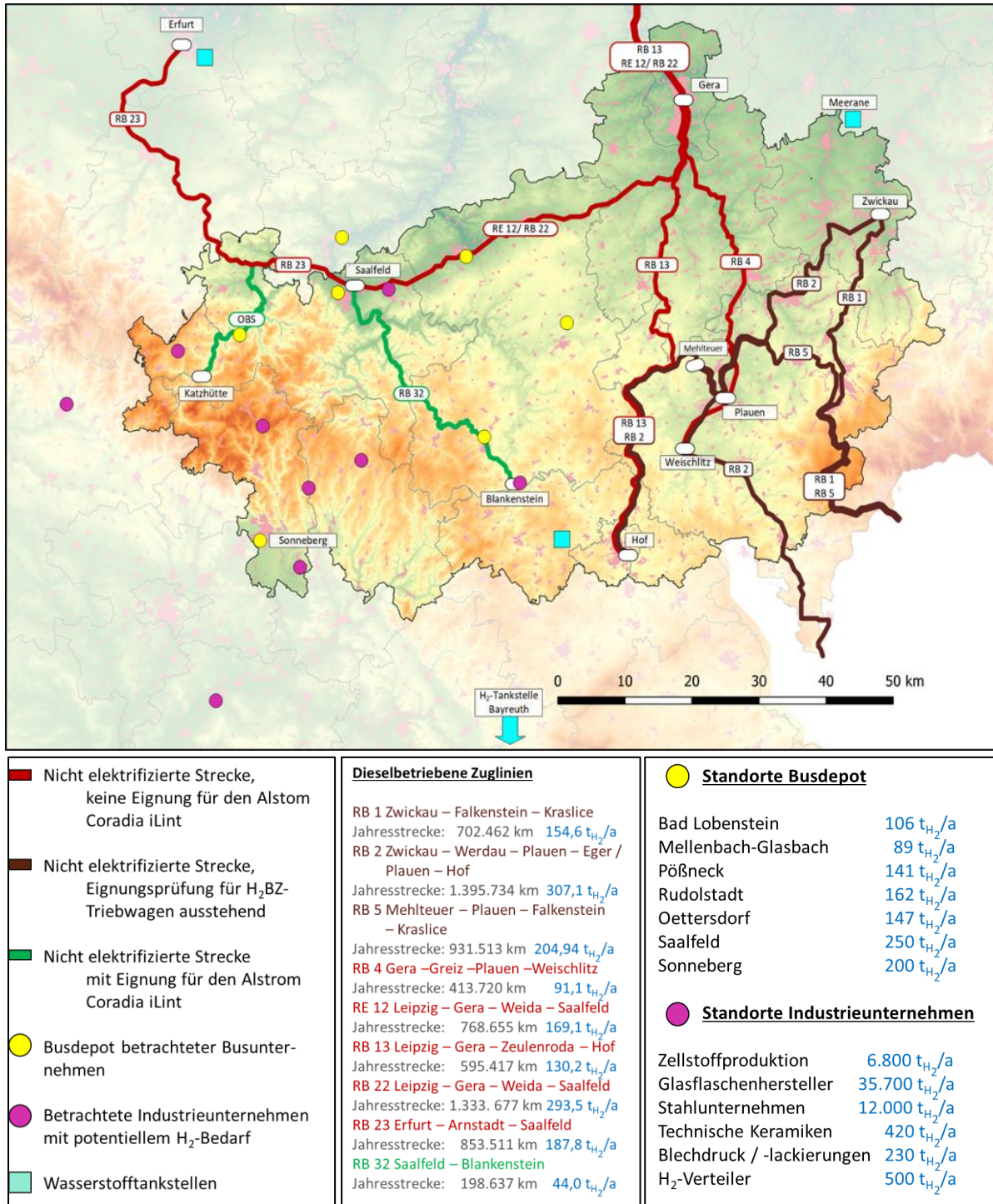


Abbildung 3-12: Heatmap – Wasserstoffbedarf in der Modellregion

### 3.2.1 Anwendung im Produktionsprozess der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal

Wie bereits in Abschnitt 3.1.8 dargelegt wurde, besteht die Möglichkeit, den produzierten Wasserstoff direkt vor Ort der Erzeugung an der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal im Produktionsprozess einzusetzen. Eine Einsatzmöglichkeit ist hierbei die Substitution von Erdgas in der Prozesskette der Zelluloseherstellung. Bei einer vollständigen Substitution des Erdgases für den Kalkofen der Zellstofffabrik durch Wasserstoff, würden, sofern technisch umsetzbar, ca. 6.800 t H<sub>2</sub>/a benötigt. Dies übersteigt, wie

bereits gezeigt wurde, die Menge an Wasserstoff, die am Standort Blankenstein aus dem nicht im Betrieb benötigten Anteil an Strom aus dem Biomassekraftwerk über die Wasserelektrolyse produziert werden könnte. Eine Substitution von ca. 30 % des Erdgases, rund 2.030 t H<sub>2</sub>/a, wäre jedoch möglich.

Eine weitere Einsatzmöglichkeit der Elektrolyseprodukte im Unternehmen der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal besteht, wie ebenfalls bereits in Abschnitt 3.1.8 ausgeführt wurde, für den bei der Elektrolyse entstehenden Sauerstoff. Hierbei handelt es sich um eine Menge von bis zu 16.240 t/a. Eine Möglichkeit der Nutzung besteht in der Verwendung des Sauerstoffs in der firmeneigenen Anlage zur Wasseraufbereitung bzw. -reinigung. Für diesen Prozess wird eine Sauerstoffmenge von 10.400 bis 20.800 t im Jahr benötigt<sup>4</sup>. Eine andere Verwendungsmöglichkeit liegt im Einsatz des Sauerstoffes in einem wichtigen Prozessschritt bei der Papierherstellung, dem Bleichen der Zellulosefasern. In diesem Schritt werden die Bleichmittel, Sauerstoff und Ozon in Kontakt mit den Zellulosefasern gebracht, die daraufhin ihre Farbe verlieren und ausbleichen, also eine weiße Farbe annehmen. Die Bleichmittel Sauerstoff und Ozon können dementsprechend eingesetzt werden, um Papier chlorfrei zu bleichen. Der Sauerstoffbedarf liegt bei diesem Prozessschritt bei 16.200 t/a und entspricht somit nahezu exakt der verfügbaren Menge an Sauerstoff, der bei einer Auslegung der Elektrolyse am Standort Blankenstein auf 19 MW entstehen würde.

Darüber hinaus könnten prinzipiell Teile des Fuhrparks der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal mittels Wasserstoff betrieben werden. Der umfangreiche Fuhrpark reicht von einer eigenen Lkw-Flotte für die Anlieferung von Rundholz und Hackschnitzeln bis hin zu Pkw und Flurförderfahrzeugen. Diese könnten bei einer entsprechenden Markverfügbarkeit auf einen H<sub>2</sub>BZ-Antrieb umgestellt werden. Eine Betrachtung des H<sub>2</sub>-Bedarfs für die Umstellung der vorhandenen Stapler-Flotte, für die bereits H<sub>2</sub>BZ-Alternativen am Markt erhältlich sind, ist im Anhang I beigefügt. Von einer näheren Betrachtung der Lkw-Flotte wurde im Rahmen der Studie abgesehen, da zum Zeitpunkt der Bearbeitung noch keine entsprechenden Fahrzeuge auf dem deutschen Markt erhältlich waren.

### 3.2.2 Industrielle Anwendungen

In der Modellregion ergeben sich verschiedene technische Optionen für eine industrielle H<sub>2</sub>-Nutzung, wobei diese vornehmlich im Bereich der Substitution von fossilen Brennstoffen und hierbei insbesondere Erdgas liegen. So hat beispielsweise die Herstellung von Keramik in der Modellregion eine lange Tradition. Da im Herstellungsprozess für das Brennen der Grünkörper hohe Temperaturen benötigt werden, um eine Keramik herzustellen, bietet sich hierfür ggf. auch Wasserstoff als Brennstoff an. In einem im Rahmen der Machbarkeitsstudie untersuchten Unternehmen der Keramikbranche wird z.B. ein Großteil der benötigten thermischen Energie über die Verbrennung von Erdgas erzeugt, um neben Porzellan auch technische Keramik zu produzieren. Eine Substitution des Erdgases durch Wasserstoff als Brennstoffstoff ist an dieser Stelle denkbar und technisch möglich. Eine Befragung des Keramik- und Porzellanherstellers hat ergeben, dass ein Energiebedarf von 14 GWh pro Jahr besteht, der sich auf bis zu sieben Produktionslinien erstreckt. Um diese Energiemenge zu substituieren, wäre unter der

---

<sup>4</sup> Die hier aufgezeigte Menge ist abhängig von der jährlich benötigten Wassermenge.

Annahme, dass die Energiemenge proportional zu den Brennwerten der beiden Gase ist, eine Wasserstoffmenge von rund 420 t pro Jahr nötig. Dies entspricht rund 1/5 der produzierbaren Wasserstoffmenge am Standort Blankenstein.

Verschiedene Industrieunternehmen in der Modellregion haben Interesse an einer Brennstoffsubstitution durch Wasserstoff gezeigt, so beispielsweise auch ein Unternehmen, das Schieferplatten herstellt, oder ein Hersteller für Blechdrucke und -lackierungen. Bei Letzterem wird Erdgas dafür verwendet, die Lackschicht im finalen Fertigungsschritt einzubrennen. Für diesen Prozess werden bei der betrachteten Firma rund 7,6 GWh Erdgas pro Jahr verbraucht. Bei einer Substitution durch Wasserstoff entspricht dies, bei der gleichen Annahme wie oben, einer benötigten H<sub>2</sub>-Menge von ca. 230 t pro Jahr.

In der Modellregion sind einige Glashersteller ansässig, die eine breite Produktpalette vom Behälterglas über pharmazeutische Verpackungen und Pharmaglas bis hin zu Manufakturserzeugnissen produzieren. Daher wurde im Rahmen der Machbarkeitsstudie auch der mögliche H<sub>2</sub>-Einsatz in der Glasindustrie untersucht. Um den Bedarf an Wasserstoff abzuschätzen, wurde ein Unternehmen angefragt, welches an mehreren Standorten in der Region Behälterglasproduktionsstätten betreibt. Für die vollständige Substitution von Erdgas durch Wasserstoff in den Glasschmelzen besteht an allen Standorten des Unternehmens zusammen ein Energiebedarf von ca. 1.200 GWh pro Jahr. Um diese Energiemenge mit Wasserstoff zu substituieren bedarf es dementsprechend einer H<sub>2</sub>-Menge von rund 35.700 t H<sub>2</sub> pro Jahr. Dies entspricht ca. der 16-fachen Menge an Wasserstoff, die über die Wasserelektrolyse am Biomassekraftwerk der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal erzeugt werden könnte und übersteigt somit die verfügbare Menge an Wasserstoff um ein Vielfaches.

Ein wichtiges Hemmnis für die H<sub>2</sub>-Nutzung zur Substitution von Erdgas liegt, wie bereits in Abschnitt 3.1.8 detailliert aufgezeigt wurde, in den derzeitigen Erdgaspreisen, die bei Großabnehmern nur einen Bruchteil der anzusetzenden H<sub>2</sub>-Gestehungskosten ausmachen. Eine Herstellung von Wasserstoff aus Strom zur Substitution von Erdgas ist daher bis auf Weiteres für die Industrie aus wirtschaftlicher Perspektive unrentabel.

Als alternative Einsatzmöglichkeit für mit grünem Strom erzeugten Wasserstoff bieten sich in Unternehmen jedoch bestehende Fahrzeugflotten an, die in den kommenden Jahren auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden könnten. Bei dem oben genannten Unternehmen aus der Glasindustrie würde dies z.B. rund 50 Fahrzeuge betreffen. Da diese Fahrzeuge jedoch in ganz Deutschland unterwegs sind, könnte sich hier die fehlende flächendeckende Tankstelleninfrastruktur als Hemmnis herausstellen.

Ein Industriezweig, der besonders viele Emissionen im Produktionsprozess erzeugt, ist die Stahlherstellung. Da in der Modellregion Stahlerzeugung erfolgt, wurde dementsprechend auch dort das H<sub>2</sub>-Einsatzpotential in einem Gespräch diskutiert. Das untersuchte Stahlunternehmen könnte in einer ersten Ausbaustufe rund 40 GWh pro Jahr, die derzeit durch Erdgas sichergestellt werden, mit Wasserstoff substituieren. Dies würde einer Wasserstoffmenge von ca. 1.200 t im Jahr entsprechen. Würde das Unternehmen den gesamten Produktionsprozess auf Wasserstoff umstellen, so müsste das 10-fache der Menge, rund 400 GWh Erdgas pro Jahr durch Wasserstoff ersetzt werden, was einem H<sub>2</sub>-Bedarf von ca. 12.000 t H<sub>2</sub>/a entspricht. Dies übersteigt die im Rahmen der Machbarkeitsstudie zur Verfügung stehende Menge an grünem Wasserstoff. Aus Sicht der Betreiber des Stahlwerkes kommt hierbei nur der Einsatz von grünem Wasserstoff in Frage, um den Prozess zu dekarbonisieren.

Wasserstoff ist in der Lebensmittelindustrie ein zugelassener Zusatzstoff und kann als Pack- oder Treibgas eingesetzt werden, um Lebensmittel zu konservieren. Ein anderes Anwendungsbeispiel ist die Härtung ungesättigter Fette mittels Wasserstoff. Daher wurde der H<sub>2</sub>-Einsatz in der Lebensmittelindustrie geprüft, da in der Modellregion ein Lebensmittelhersteller von Margarine ansässig ist. In dem Unternehmen wird jedoch ein alternatives Herstellungsverfahren eingesetzt, so dass momentan kein Wasserstoff in der Prozesskette benötigt wird.

### 3.2.3 Mobilitätsanwendungen

Vielversprechend ist der Einsatz von Wasserstoff in Bussen und Zügen, welche mit Brennstoffzellen angetrieben werden. Daher sind überschlägige Berechnungen für den potentiellen Wasserstoffbedarf im kommunalen Busverkehr und für Zugstrecken in der Modellregion angefertigt worden.

So wurde unter anderem der H<sub>2</sub>-Bedarf für den Betrieb der Bahnlinie zwischen Saalfeld und Blankenstein abgeschätzt. Da diese Strecke in unmittelbarer Nähe der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal verläuft und in direkter Nähe zum Werksgelände endet, bietet sich diese Strecke für den Einsatz von H<sub>2</sub>BZ-Zügen an, da bspw. der Transport von Wasserstoff entfällt, sofern die Züge vor Ort in Blankenstein betankt würden. In einer Machbarkeitsstudie zum Einsatz von H<sub>2</sub>BZ-Zügen in Thüringen wurde diese Strecke zudem als potentielle Einsatzstrecke von Wasserstoffzügen aufgezeigt [47]. Die Strecke hat eine Länge von rund 36 km und wird, je nach Wochentag, täglich zwischen 6- und 8-mal in jede Richtung befahren. Bei einem mittleren Wasserstoffverbrauch eines H<sub>2</sub>BZ-Triebwagens von 0,22 kg H<sub>2</sub>/km ergibt sich somit ein Jahresverbrauch von ca. 44 t H<sub>2</sub>/a. Dies stellt einen recht geringen H<sub>2</sub>-Bedarf von nur ca. 2 % des an der Zellstofffabrik verfügbaren Wasserstoffs dar (vgl. Abschnitt 3.3.6).

In einem weiteren Schritt wurde das gesamte Streckennetz der Süd-Thüringen-Bahn näher betrachtet. Dieses verfügt über eine Länge von 370 km. Pro Jahr ergibt sich eine Gesamtfahrleistung von ca. 4.000.000 km. Unter den gleichen Annahmen wie für die Strecke Saalfeld-Blankenstein, ergibt sich ein Wasserstoffbedarf von ca. 880 t H<sub>2</sub>/a. Folglich könnte der gesamte Fahrbetrieb der Süd-Thüringen-Bahn auf grünen, lokal erzeugten Wasserstoff umgestellt werden. Die Betrachtung von Wasserstoffantrieben für Güterzüge war nicht möglich, da zum Zeitpunkt der Bearbeitung der Studie keine entsprechenden Lokomotiven auf dem Markt erhältlich waren.

In der Modellregion sind viele Busunternehmen ansässig, die je nach Größe des Streckennetzes und Reichweite der einzelnen Busdienste einen unterschiedlich hohen potentiellen Bedarf an Wasserstoff haben, sollten die jetzigen Busse durch H<sub>2</sub>BZ-Busse ersetzt werden. Diese Busunternehmen betreiben ihre Linienbusse derzeit fast ausschließlich mit Diesel als Treibstoff. Um den Bedarf an Wasserstoff für den Einsatz von H<sub>2</sub>BZ-Bussen in der Modellregion zu errechnen, wurde ein durchschnittlicher Wasserstoffverbrauch von 9 kg H<sub>2</sub>/100 km angenommen. Je nach Unternehmen ergeben sich unterschiedlich hohe Bedarfsmengen an Wasserstoff. Der Größte Verkehrsverbund in der Modellregion würde rund 860 t H<sub>2</sub>/a benötigen. Kleinere Kommunen mit rund einem Viertel der Fahrzeuge würden unter den gleichen Annahmen zum durchschnittlichen H<sub>2</sub>-Verbrauch rund 197-216 t H<sub>2</sub>/a benötigen, um die Flotte umzustellen. Zu bedenken ist hierbei, dass eine Busflotte nach und nach auf neue Fahrzeuge umgerüstet wird und ein kompletter Umstieg auf H<sub>2</sub>BZ-betriebene Fahrzeuge daher über mehrere Jahre andauern würde.

Auf den Stauseen der Saalekaskade, bspw. der Bleilochtalesperre, verkehren Passagierschiffe. Diese könnten perspektivisch ebenfalls mit Wasserstoff betrieben werden.

### 3.2.4 Fazit Wasserstoffanwendungspotentiale und Bedarfsanalyse

Da in der Modellregion kaum Unternehmen aus der Chemieindustrie ansässig sind, kommt der Einsatz von Wasserstoff oftmals nur als Erdgassubstitut im Produktionsprozess in Frage. Viele der betrachteten Unternehmen bzw. Industriezweige haben einen hohen Bedarf an Erdgas als Brennstoff. Der Bedarf übersteigt hierbei insgesamt die theoretisch zur Verfügung stehende Menge an grünem Wasserstoff. Hinzu kommt, dass Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas um ein Vielfaches teurer und der Einsatz als Brennstoffsubstitut somit unrentabel ist. Das gleiche Bild bleibt selbst dann bestehen, wenn der CO<sub>2</sub>-Ausstoß stärker mit Zertifikaten bepreist würde, da Erdgas für industrielle Großabnehmer vergleichsweise sehr günstig zu erwerben ist, insbesondere bei großen Abnahmemengen (vgl. Abschnitt 3.1.8). Bei der Abnahme kleiner Mengen Wasserstoff ist der Transport von der Produktionsstätte bis hin zum Abnehmer relativ kostenintensiv, was sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt.

Aus den oben genannten Gründen scheint der Einsatz von Wasserstoff in der Modellregion, sofern er nicht direkt an Industriekunden mit einem genuinen Wasserstoffbedarf veräußert werden kann, momentan nur im Mobilitätssektor denkbar, da zum einen die theoretisch möglichen Abnahmemengen mit den Erzeugungsmengen in Einklang gebracht werden können und zum anderen Preismodelle möglich sind, mit denen eine Preisparität gegenüber Diesel erreicht werden kann (vgl. Anhang G). Da für Pkw in naher Zukunft keine nennenswerten Entwicklungen hinsichtlich des Fahrzeugangebotes zu erwarten sind und ein Wettbewerb zu batterieelektrischen Fahrzeugen in vielen Anwendungsfällen kaum gegeben ist, wird bei der Erstellung des Modellkonzepts in Abschnitt 4 der Fokus auf den H<sub>2</sub>-Einsatz im den ÖPNV in der Modellregion gelegt und ein Modellkonzept für einen emissionsfreien regionalen Nahverkehr vorgeschlagen.

Ab einer Abnahmemenge von 200 t Wasserstoff wäre zudem der Transport und Vertrieb ab der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH für ein in der Umgebung der Modellregion ansässiges Unternehmen zur Belieferung von Industrieabnehmern grundsätzlich von Interesse. Dieser Verwertungspfad stellt eine attraktive Alternative zur H<sub>2</sub>-Nutzung in der Mobilität dar und könnte zudem zur Dekarbonisierung von Industrieprozessen beitragen.

## 3.3 Transport, Speicherung und Tankstelleninfrastruktur

Um den an der Zellstofffabrik in Blankenstein herstellbaren Wasserstoff zu potentiellen Bedarfsträgern zu transportieren, fallen Kosten für den Transport sowie für zusätzliche Reservespeicher an. Wie allerdings bereits in Abschnitt 3.2.2 gezeigt wurde, besteht bei den befragten Industrieunternehmen in der Modellregion kein reiner Wasserstoffbedarf, so dass derzeit in der Industrie eine Wasserstoffverwendung hauptsächlich zur Erdgassubstitution in Frage kommt. Da sich dies jedoch, wie bereits in Abschnitt 3.1.8 nachgewiesen wurde, schon direkt am Erzeugungsstandort in Blankenstein nicht wirtschaftlich realisieren lässt, wurden im Rahmen dieser Studie keine weiteren Untersuchungen zu den Kosten für eine zusätzliche Speicherung und den Transport zu potentiellen industriellen Großabnehmern zur Substitution von Erdgas durchgeführt.

Für Mobilitätsanwendungen lassen sich perspektivisch höhere Wasserstoffpreise erzielen als für die Erdgassubstitution in der Industrie. Daher wurden bestehende Busflotten sowie verschiedene Bahnlinien in der Modellregion einer näheren Betrachtung unterzogen und deren Wasserstoffbedarf bei einer vollständigen Umstellung auf die H<sub>2</sub>BZ-Technologie ermittelt. Zur Umsetzung von H<sub>2</sub>-Anwendungen im Mobilitätssektor muss jedoch neben dem H<sub>2</sub>-Transport zu den Abnehmern auch eine entsprechende Wasserstofftankstelleninfrastruktur aufgebaut werden, was sich auf die H<sub>2</sub>-Kosten auswirkt.

Im Folgendem werden grundsätzliche Formen sowie Dimensionierungsansätze und Investitionskosten von Wasserstofftankstellen für Anwendungen in der Modellregion erörtert. Außerdem wird die Wirtschaftlichkeit von H<sub>2</sub>BZ-Bussen und H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen unter Berücksichtigung der zusätzlich anfallenden Kosten für die Transport- und Tankstelleninfrastruktur einer Betrachtung unterzogen. Grundlegende rechtliche und technische Anforderungen an Wasserstofftankstellen sowie den Transport von Wasserstoff können den Machbarkeitsstudien *Pilotprojekt Einsatz von H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen in Thüringen* [47] und *Wasserstoff-Modellregion Schwarzatal* [48] entnommen werden.

### 3.3.1 Formen von Wasserstofftankstellen und Umsetzungsoptionen in der Modellregion

Es können zwei grundsätzliche Formen von Wasserstofftankstellen unterschieden werden:

- Tankstellen mit On-Site-Elektrolyse zur Wasserstofferzeugung direkt auf dem Tankstellengelände,
- Liefertankstellen, bei denen der Wasserstoff in Gasflaschenbündeln, Containerelementen oder Trailern angeliefert wird.

Bei einer H<sub>2</sub>-Tankstelle mit On-Site-Elektrolyse wird der für die Fahrzeugbetankung benötigte Wasserstoff am Standort der Tankstelle erzeugt. Idealerweise ist die Tankstelle daher direkt an eine regenerative Stromquelle angebunden und z.B. an einer Wasserkraftanlage oder einem Windpark verortet. Notwendig für den Betrieb sind neben einem Elektrolyseur mit einem entsprechenden Elektrizitäts- und Wasseranschluss, H<sub>2</sub>-Speicher, Kompressoren für die Gasverdichtung, Hochdruckzwischenpeicher und ein Tankstellensystem mit H<sub>2</sub>-Dispensern (H<sub>2</sub>-Zapfsäulen).

Bei einer H<sub>2</sub>-Liefertankstelle wird, wie der Name impliziert, der für die Betankung benötigte Wasserstoff angeliefert. Prinzipiell sollte, aus Gründen der Versorgungssicherheit, die Anlieferung von Wasserstoff auch bei On-Site-Elektrolyse-Tankstellen möglich sein. Beiden Tankstellentypen gemein ist, dass sie als kompakte Containerlösungen realisierbar sind. Abbildung 3-13 führt die wesentlichen Komponenten einer Wasserstofftankstelle auf, bei der das Gas per Lkw mit Trailer angeliefert wird [47].

In Tabelle 3-10 sind sowohl Umsetzungskriterien als auch Vor- und Nachteile der beiden H<sub>2</sub>-Tankstellentypen zusammengefasst. Prinzipiell ist bei beiden Tankstellenvarianten eine Versorgung mit aus erneuerbarer Energie treibhausgasneutral erzeugtem Wasserstoff möglich. Ein Vorteil der unmittelbaren Erzeugung von Wasserstoff an einer Erneuerbare-Energien-Anlage über die Wasserelektrolyse ist die Möglichkeit, diesen Zusammenhang direkt am Anlagenstandort sichtbar zu machen. Damit kann insbesondere in der Phase des einsetzenden Markthochlaufs für die technologischen Zusammenhänge der grünen Wasserstoffbereitstellung sensibilisiert werden.

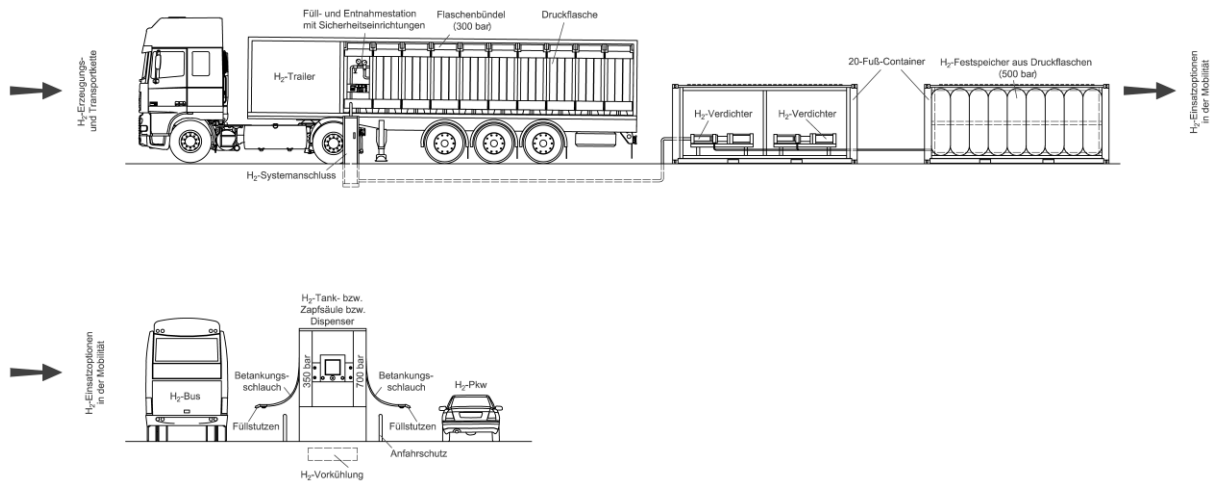


Abbildung 3-13: Schematische Darstellung wesentlicher Komponenten einer H<sub>2</sub>-Liefertankstelle (Bildquelle: [47])

Tabelle 3-10: Kriterien, Vor- und Nachteile der H<sub>2</sub>-Tankstellenvarianten (Quelle: [48])

	Tankstelle mit On-Site-Elektrolyse	Liefertankstelle
Kriterien	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Idealerweise Nutzung von vor Ort vorhandenen Möglichkeiten zur regenerativen Elektrizitätserzeugung zur zumindest teilweisen Reduktion von Netzentgelten und Stromnebenkosten im Vergleich zum Bezug von Netzstrom</li> <li>▪ Die für die Elektrolyse notwendige elektrische Anschlussleistung sowie ein Wasseranschluss müssen verfügbar/einfach herstellbar sein</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Möglichst kurze Transportentfernung bei der Lieferung</li> <li>▪ Einfache H<sub>2</sub>-Anlieferung mit Lkw muss möglich sein (Flaschenbündel, Container oder Trailer je nach Tankstellengröße)</li> </ul>
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine Lieferlogistik erforderlich</li> <li>▪ Geringeres Risiko für Lieferengpässe</li> <li>▪ Größere Unabhängigkeit von externen Faktoren (z.B. Lieferanten, Wasserstoffpreis)</li> <li>▪ Notwendige Speichervorhaltung kann ggf. geringer sein als bei einer Liefertankstelle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Speicheraustausch lässt sich an den Bedarf anpassen</li> <li>▪ Geringere Investitionskosten im Vergleich zur On-Site-Variante</li> <li>▪ Elektrische Anschlussleistung muss lediglich für die Verdichtung ausreichend sein</li> </ul>
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hohe Investitionskosten am Tankstellenstandort</li> <li>▪ Schaffung eines Trinkwasseranschlusses muss möglich sein</li> <li>▪ Höherer Platzbedarf als bei einer Liefertankstelle</li> <li>▪ Wirtschaftlichkeit bei fehlender Auslastung für den Elektrolyseur gering</li> <li>▪ Ggf. aufwändige Herstellung eines ausreichend großen elektrischen Anschlusses erforderlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lieferkette muss organisiert und abgesichert sein</li> <li>▪ Gefahr von Lieferengpässen</li> <li>▪ Abhängigkeit von Lieferanten (terminlich, preislich)</li> </ul>

Am in Abschnitt 3.1.3 zur Umsetzung einer Elektrolyseanlage empfohlenen Standort der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal existiert derzeit kein Wasserstoffbedarf für Mobilitätsanwendungen. Wenn- gleich eine Betankung von betriebseigenen Fahrzeugen auf dem Firmengelände grundsätzlich denkbar



wäre, gibt es auf dem deutschen Fahrzeugmarkt jedoch bisher kein Angebot an Lkw-Zugmaschinen, bei denen das größte Potential für die firmeninterne H<sub>2</sub>-Nutzung für Mobilitätszwecke liegen würde. Daher erscheint die Planung einer H<sub>2</sub>-Tankstelle für Straßenfahrzeuge am Standort Blankenstein zum derzeitigen Zeitpunkt nur bedingt sinnvoll. Wie in Abschnitt 3.3.6 gezeigt wird, gibt es jedoch am Standort das Potential zur Umsetzung einer Tankstelleninfrastruktur für die Bahnlinie Saalfeld-Blankenstein, die aufgrund ihrer Endhaltestelle in Blankenstein und der damit verbundenen räumlichen Nähe zum empfohlenen Elektrolyseurstandort an der Zellstofffabrik über eine Wasserstoff-Pipeline versorgt werden könnte.

Aus den oben gemachten Angaben folgt, dass in der Modellregion vor allem Liefertankstellen zur H<sub>2</sub>-Versorgung von Mobilitätsanwendungen infrage kommen. Das Versorgungssystem würde somit aus einer Off-Site-Elektrolyse-Infrastruktur am Biomassekraftwerk der Zellstofffabrik bestehen, von der aus Tankstellen in der Modellregion mit Wasserstoff beliefert werden könnten. Als wirtschaftlichste Variante zur Belieferung der Tankstellen ist hierbei aufgrund der anzunehmenden Transportentfernungen von unter 100 km der Straßentransport von verdichtetem, gasförmigem Wasserstoff (CGH<sub>2</sub>) per Lkw anzusehen.<sup>5</sup>

In Abhängigkeit der an der H<sub>2</sub>-Tankstelle zu betankenden Fahrzeuge müssen an den H<sub>2</sub>-Dispensern ggf. verschiedene Druckstufen verfügbar sein. Für die Speicherung des Wasserstoffs in den Drucktanks von H<sub>2</sub>BZ-Fahrzeugen haben sich nämlich die Druckstufen 35 und 70 MPa (350 und 700 bar) am Markt etabliert. Dabei werden H<sub>2</sub>BZ-Pkw und H<sub>2</sub>BZ-Transporter mit 70 MPa Drucktanks ausgestattet, während bei Bussen, Lkw und Schienenfahrzeugen derzeit 35 MPa Speicher Standard sind. Bei Abfallsammelfahrzeugen und Kehrmaschinen kommen hingegen 70 MPa Drucktanks zur Anwendung. Demgemäß sind, je nach den Betankungsanforderungen, Tankstellensysteme mit H<sub>2</sub>-Dispensern für beide Druckstufen erforderlich und am Markt erhältlich.

### 3.3.2 Dimensionierungsansätze für H<sub>2</sub>-Liefertankstellen

Im Folgendem werden grundlegende Dimensionierungsansätze für Wasserstofftankstellen mit einem besonderen Fokus auf Liefertankstellen erläutert. Diese Ausführungen wurden im Wesentlichen in Anlehnung an die von einigen Autoren dieser Studie verfassten Teile der Studie *Wasserstoff-Modellregion Schwarzatal* [48] zusammengestellt.

Bei beiden Wasserstofftankstellen-Formen, d.h. sowohl bei Tankstellen mit einer On-Site-Elektrolyse als auch bei H<sub>2</sub>-Liefertankstellen, erfolgt die Wasserstofflagerung üblicherweise in Druckspeichern von 20 bis 50 MPa, wobei die Hauptspeicher aus Kostengründen oftmals in einer 20 oder 30 MPa Variante vorliegen und um einen Pufferspeicher von 50 bis 100 MPa ergänzt werden. Für die Druckerhöhung auf den bei Pkw und Transportern erforderlichen Tankdruck von 70 MPa bzw. für die Befüllung der Pufferspeicher, aus denen die Fahrzeuge durch Überströmen betankt werden können, muss eine Verdichtung an der Tankstelle möglich sein. Die Dimensionierung der Hochdruckspeicher und der notwendigen Verdichter ist hierbei von den angestrebten Betankungszeiten sowie der Anzahl der pro Tag zu betankenden Fahrzeuge abhängig. Auch die Anzahl der zur Verfügung stehenden H<sub>2</sub>-Dispenser kann

---

<sup>5</sup> Im Abschnitt 2.1 Stand der H<sub>2</sub>-Technik sind weitere technisch mögliche Speichervarianten aufgeführt.

einen Einfluss auf die einzuplanenden Betankungszeiten haben. Eine zu geringe Anzahl an vorgehaltenen H<sub>2</sub>-Dispensern oder Hochdruckspeicherkapazitäten könnte insbesondere bei H<sub>2</sub>-Tankstellen an Busbetriebshöfen zur Betankung von H<sub>2</sub>BZ-Bussen zu Wartezeiten führen oder Anpassungen der Betankungszeiträume erzwingen.

H<sub>2</sub>-Liefertankstellen lassen sich in einer kompakten Bauweise realisieren, wobei Verdichter, Hochdruckspeichersystem sowie Kühlaggregate leicht in 20 Fuß ISO-Container integriert werden können. Aufgrund der hohen Flexibilität, die mit einer Containerlösung durch die Möglichkeiten zur Vorfertigung, den Austausch von Einzelteilen und den Transport zum Einsatzort einhergeht, ist dies die favorisierte Bauweise für kompakte Liefertankstellen zum Beispiel zur innerbetrieblichen Betankung von kleinen Fahrzeugflotten.

Wie in Abschnitt 3.3.1 ausgeführt wird, wären bis auf die für die Betankung von Schienenfahrzeugen auf der Bahnstrecke nach Blankenstein erforderliche Betankungsinfrastruktur sämtliche in der Modelregion umsetzbaren H<sub>2</sub>-Tankstellen aufgrund der Wahl des Elektrolysestandortes an der Zellstofffabrik in Blankenstein als H<sub>2</sub>-Liefertankstellen auszuführen. Tabelle 3-11 detailliert die Anlagenkomponenten einer H<sub>2</sub>-Liefertankstelle mit ihren wesentlichen Rahmendaten sowie deren Platzbedarf für die kombinierte Pkw- und Nutzfahrzeugbetankung.

Tabelle 3-11: Erforderliche Anlagenkomponenten und Platzbedarf am Standort einer H<sub>2</sub>-Liefertankstelle für die kombinierte Pkw- und Nutzfahrzeugbetankung

Anlagenkomponente	Rahmendaten / Platzbedarf
Hauptspeicher	ein (oder mehrere) 20-Fuß-Container mit je ca. 250 kg H <sub>2</sub> bei typischerweise 30 MPa Speicherdruck für den Tagesbedarf & die Mehrtagesreserve, ggf. auch als mobiler 20-Fuß-Container mit je 400 kg H <sub>2</sub> bei 30 MPa Speicherdruck (höheres Speichervolumen bei gleicher Größe und gleichem Druck, erfordert höhere Investitionskosten)
Verdichtung	ein 10 oder 20-Fuß-Container
Hochdruckzwischen-speicher (<100 MPa)	ein 10 oder 20-Fuß-Container
H <sub>2</sub> -Dispenser	je einer für 35 MPa bzw. 70 MPa Fahrzeuge erforderlich
Tankstellenstandort	Gesamtflächenbedarf ab ca. 2.000 m <sup>2</sup> (inkl. Sicherheitsabständen und Rangierflächen)

Neben einer ausreichenden Fläche benötigt eine H<sub>2</sub>-Liefertankstelle zusätzlich eine ausreichende elektrische Anschlussleistung für die Verdichtung und Zapfsäulenkühlung. Die erforderliche elektrische Anschlussleistung für die Verdichtung ist hierbei durchsatzabhängig. Sie kann bei einer Verdichtung auf 35 MPa mit ca. 0,12 kW je Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/h und bei einer Verdichtung auf 100 MPa mit ca. 0,2 kW je Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/h angenommen werden. Die elektrische Anschlussleistung für die Zapfsäulenkühlung kann unabhängig von der Tankstellenform mit 55 kW pro H<sub>2</sub>-Dispenser angesetzt werden. Die Kühlung der H<sub>2</sub>-Dispenser ist erforderlich, da der Wasserstoff bei einer 70 MPa Schnellbetankung auf eine Temperatur zwischen -33°C und -40°C gebracht werden muss. Im Vergleich zu On-Site-Elektrolyse-Tankstellen, die

für die Versorgung eines Busdepots mit Wasserstoff schnell eine elektrische Anschlussleistung im dreistelligen kW-Bereich erfordern [48], ist an H<sub>2</sub>-Liefertankstellen folglich eine vergleichsweise geringe elektrische Anschlussleistung vorzuhalten. Es ist jedoch im Vorfeld zu prüfen, inwiefern das lokale Elektrizitätsnetz und die lokal vorhandene Trafainfrastruktur für die zusätzlich erforderliche elektrische Leistung ausgelegt sind. Die Errichtung eines Trinkwasseranschlusses ist im Gegensatz zu einer Tankstelle mit On-Site-Elektrolyse nicht zwingend erforderlich.

### 3.3.3 Investitions- und Betriebskosten für eine Wasserstofftankstelle

In der Modellregion können auf Grundlage der Marktverfügbarkeit von Brennstoffzellenfahrzeugen sowie der grundsätzlichen Flottennutzungspotentiale und Vorteile von H<sub>2</sub>BZ-Fahrzeugen gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen in einzelnen Anwendungsbereichen zwei verschiedene erfolgversprechende Anwendungsbereiche für H<sub>2</sub>-Liefertankstellen unterschieden werden:

- Anwendungsbereich 1: H<sub>2</sub>-Liefertankstellen für Busdepots
- Anwendungsbereich 2: H<sub>2</sub>-Liefertankstelle für Eisenbahnanwendungen

Perspektivisch ließe sich der Anwendungsbereich 1 hierbei um Abfallsammelfahrzeuge erweitern, die sich derzeit in der Markteinführung befinden. Die Investitionskosten einer Wasserstofftankstelle setzen sich hierbei aus den Kosten für die bereits in Abschnitt 3.3.2 genannten H<sub>2</sub>-Dispenser, Kühlaggregate, Hauptspeicher und Hochdruckzwischenpeicher sowie die Systemeinbindung zusammen. Zur Versorgung eines gesamten Busdepots sind in diesem Zusammenhang höhere Investitionskosten für die Tankstelleninfrastruktur anzusetzen als für die Versorgung einer einzelnen Bahnlinie. Dies liegt in der Anzahl der am Tag zu betankenden Fahrzeuge begründet. Zur Vermeidung von langen Wartezeiten oder Änderungen im Betankungsplan eines Busbetriebs sollten nämlich mehrere H<sub>2</sub>-Dispenser zur Verfügung stehen. Daraus folgen nicht nur höhere Investitionskosten für die H<sub>2</sub>-Dispenser und deren Systemeinbindung, sondern auch eine Vergrößerung der erforderlichen Tankstellenfläche. In Rücksprache mit Herstellern für Wasserstofftankstellensysteme wurden daher, wie in Tabelle 3-12 dargestellt, Investitionskosten von 2.000.000 € für eine Wasserstofftankstelle zur Versorgung eines Busdepots mit >20 Bussen angenommen. Die Errichtung einer Wasserstofftankstelle für eine Bahnlinie wurde dagegen mit 1.000.000 € angesetzt. Die Kosten eines Verdichters zur Befüllung des erforderlichen HochdruckzwischenSpeichers wurden, ebenfalls auf Basis von Informationen aus der Industrie, in beiden Anwendungsbereichen mit 600.000 € angesetzt. Zur Berechnung des Anteils an den H<sub>2</sub>-Gestehungskosten wurden ein Abschreibungszeitraum von 15 Jahren und ein Abschreibungszins von 0,5 % angenommen.

Tabelle 3-12: Investitionskosten von H<sub>2</sub>-Liefertankstellen in Abhängigkeit des Anwendungsbereichs

H <sub>2</sub> -Liefertankstelle	Investition	Investitionskosten [€]
Anwendungsbereich 1	Tankstelleninfrastruktur	2.000.000
	Verdichter	600.000
Anwendungsbereich 2	Tankstelleninfrastruktur	1.000.000
	Verdichter	600.000

Die Betriebskosten einer H<sub>2</sub>-Liefertankstelle setzen sich aus den Wartungs- und Strombezugskosten für die Verdichtung und Kühlung zusammen. Die jährlichen Wartungskosten wurden im Folgenden auf Basis von Erfahrungswerten mit 3 % der Investitionskosten angenommen. Die anfallenden Strombezugskosten

für die Verdichtung und Kühlung wurden mit einem mittleren Netzstrompreis von 20 ct/kWh am Tankstellenstandort angesetzt.

Um eine kontinuierliche Wasserstoffversorgung einer H<sub>2</sub>-Liefertankstelle sicherzustellen, sollten zusätzlich Speichercontainer mit einer Reservevorhaltung für drei Tage eingeplant werden. Im Rahmen der Studie wurde angenommen, dass die Reservespeicher in ihrer Ausführung den mobilen Speichercontainern entsprechen, die für den H<sub>2</sub>-Transport genutzt werden können (vgl. Abschnitt 3.3.4).

### 3.3.4 Investitions- und Betriebskosten für den Wasserstofftransport

In Tabelle 3-13 werden die Investitionskosten für drei derzeit marktverfügbare mobile Speichercontainergrößen aufgeführt. Außerdem werden als Alternative die kilometerbezogenen Kosten für den Bau einer Wasserstoffpipeline genannt [67].

Tabelle 3-13: Investitionskosten für den Wasserstofftransport per Lkw und Speichercontainer sowie für eine Gaspipeline

Transportlogistik	Investition	Kosten [€]	Bezugsebene
Großer Speicher	Mobiler 40-Fuß-Speichercontainer 1.000 kg, 500 €/kg	500.000	Stück
Mittlerer Speicher	Mobiler 20-Fuß-Speichercontainer 400 kg, 500-750 €/kg	200.000 bis 300.000	Stück
Kleiner Speicher	Mobiler 20-Fuß-Speichercontainer 240 kg, 667 €/kg	160.000	Stück
	Wasserstoffpipeline	570.000	pro km

Zur Versorgung von Wasserstofftankstellen in der Modellregion kommen ausschließlich kleine und mittlere Speichercontainer infrage, da sich ein längerer Aufenthalt von größeren Speichercontainern an Tankstellen auf Grundlage der hohen Investitionskosten stärker auf das H<sub>2</sub>-Preisgefüge auswirkt. In den folgenden Berechnungen werden daher neben kleinen Speichercontainern in einer konservativen Annahme Speichercontainer einer mittleren Größe zu Investitionskosten von 300.000 € pro Stück für einen 400 kg-Speicher betrachtet. Die Investitionskosten für den Bau einer Wasserstoffpipeline werden mit 570.000 € pro km ebenfalls eher konservativ angesetzt. Aufgrund des typischerweise höheren Nutzungszeitraums einer erdverlegten Pipeline, wurde, abweichend von dem Abschreibungszeitraum eines Speichers von 15 Jahren (vgl. Abschnitt 3.3.3), ein Abschreibungszeitraum von 30 Jahren für die Wasserstoffpipeline gewählt. Da es sich bei den Transportspeichern um 20 Fuß-Container handelt, können pro Fahrt prinzipiell zwei Container pro Lkw transportiert werden, sofern die Gesamtlast des Transportfahrzeugs nicht die zulässigen Maximalwerte übersteigt. Die Transportmengen belaufen sich somit auf maximal 480 kg bzw. 800 kg Wasserstoff pro Fahrt.

Zur Ermittlung der jährlichen Betriebskosten werden, wie bereits in Abschnitt 3.3.3 angegeben, 3 % der Investitionskosten als Wartungskosten angesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass die Logistik von einem externen Unternehmen übernommen wird und somit keine explizierte Anschaffung von Lkw für den Transport betrachtet werden muss. Die kilometerspezifischen Kosten für den Wasserstofftransport wurden mit 1,20 €/km angesetzt. Zusätzlich wurden pro Auf- und Abladevorgang je 30 € an Kosten angenommen.

### 3.3.5 Wasserstoffgestehungskosten für ausgewählte Busdepots in der Modellregion

Abbildung 3-14 zeigt den potentiellen Wasserstoffbedarf von ausgewählten Busdepots in der Modellregion bei einer vollständigen Umstellung der jeweiligen Busflotte auf H<sub>2</sub>BZ-Busse. Der Wasserstoffbedarf der H<sub>2</sub>BZ-Busse wurde hierbei in Anlehnung an die Machbarkeitsstudie für eine *Wasserstoff-Modellregion Schwarzatal* auf Basis eines durchschnittlichen Verbrauchs von 10 kg H<sub>2</sub>/100 km Busfahrt überschlägig ermittelt [48]. Des Weiteren wird in Abbildung 3-14 die Entfernung der Busdepots zur Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal mit angegeben. Sowohl der H<sub>2</sub>-Bedarf als auch die Entfernung zum Elektrolysestandort haben hierbei einen hohen Einfluss auf die auf das Kilogramm Wasserstoff umgelegten Kosten für den Transport sowie die Speicher- und Tankstelleninfrastruktur.

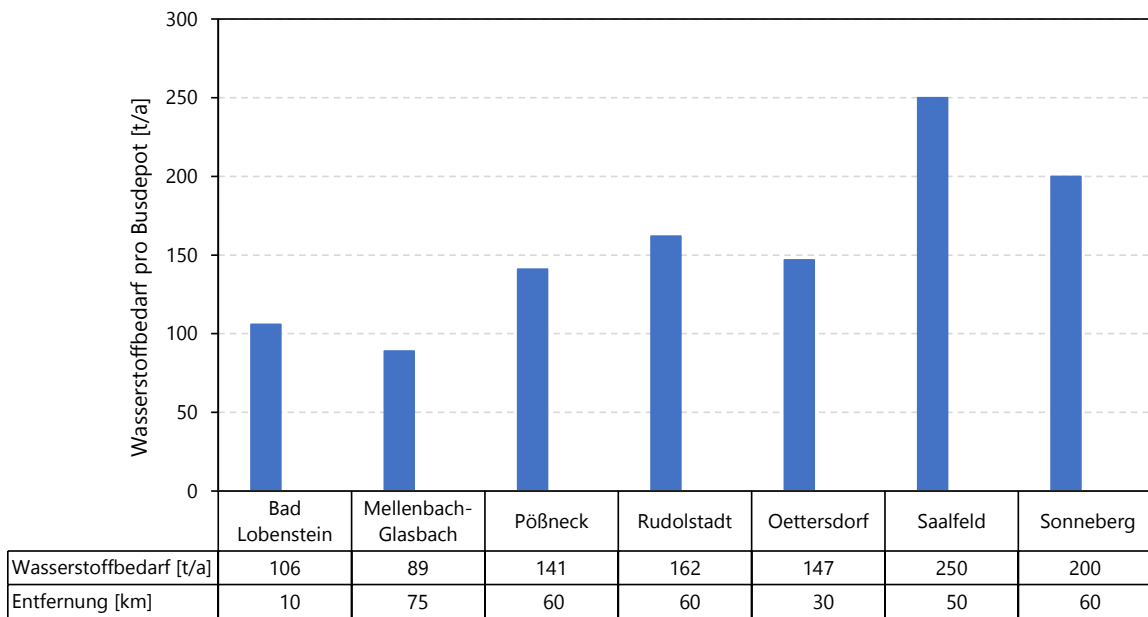


Abbildung 3-14: Jährlicher Wasserstoffbedarf und Entfernung von ausgewählten Busdepots in der Modellregion zum H<sub>2</sub>-Erzeugungsstandort an der Zellstofffabrik in Blankenstein

Wie Abbildung 3-14 zu entnehmen ist, besitzt das Busdepot in Saalfeld, gefolgt von dem in Sonneberg, den größten potentiellen Wasserstoffbedarf. Jedoch sind die Depots sowohl in Saalfeld als auch in Sonneberg im Vergleich zu anderen Busdepots in der Modellregion weiter entfernt vom empfohlenen Elektrolysestandort in Blankenstein. Die geringste Entfernung zur Zellstofffabrik besitzt das Busdepot in Bad Lobenstein mit 10 km. Allerdings ist der Wasserstoffbedarf der in Bad Lobenstein stationierten Busse ebenfalls sehr gering. Somit ist nur anhand des Depotstandortes und der Wasserstoffabnahmemenge keine pauschale Aussage zum Busdepot mit dem größten Potential zur Wasserstoffbelieferung und -betankung möglich. Folglich müssen zu den einzelnen Busdepots vergleichende Berechnungen zur Ermittlung der Wasserstoffkosten ab Tankstelle durchgeführt werden.

Der Standort einer H<sub>2</sub>-Liefertankstelle zur Busbetankung befindet sich idealerweise auf dem Gelände oder sehr nah am jeweils betrachteten Busdepot. Eine Entfernung von etwa einem Kilometer zwischen Depot und Tankstelle wäre laut Aussage eines Busbetreibers noch im vertretbaren Rahmen. Für die Berechnungen zur Abschätzung der Wasserstoffgestehungskosten wurde daher angenommen, dass

bei den betrachteten Busdepots die Voraussetzungen zur Errichtung einer H<sub>2</sub>-Liefertankstelle zur Versorgung aller am Depot stationierten Busse in unmittelbarer Nähe gegeben sind. Bei einer konkreten Umsetzung wäre hierauf aufbauend eine Detailprüfung der einzelnen Standorte und der Umstellbarkeit sämtlicher Busdienste auf H<sub>2</sub>BZ-Fahrzeuge durchzuführen.

Mit Hilfe der in den Abschnitten 3.3.3 und 3.3.4 und in Anhang E vorgestellten Annahmen werden in Tabelle 3-14 die Kostenanteile von Transport- und Tankstelleninfrastruktur pro Kilogramm Wasserstoff aufgelistet. Dafür wurden die jährlichen Abschreibungen und Betriebskosten durch die potentiellen H<sub>2</sub>-Abnahmemengen der Busse am Tankstellenstandort geteilt. Die Berechnung wurde sowohl für den kleineren 240 kg-Speicher als auch für den 400 kg-Speicher durchgeführt und die Ergebnisse in Abhängigkeit einer Förderquote von 0, 40 oder 80 % ermittelt. Die jeweils grün hinterlegten Kostenanteile stellen in Abhängigkeit der Förderquote die jeweils günstigere Speichervariante für das jeweilige Busdepot dar, während die orange hinterlegten Werte die kostengünstigeren Varianten zeigen. Busdepots mit geringen Abnahmemengen und kürzeren Entfernungen zur Zellstofffabrik in Blankenstein wie das Depot in Bad Lobenstein profitieren eher von der kleineren und in der Investition kostengünstigeren Speichervariante, da hier geringere Betriebskosten für den Transport anfallen und sich die Anzahl der Fahrten mit kleineren Containern besser auf die Abnahmemengen abstimmen lässt. Bei weiteren Entfernungen und höheren Wasserstoffbedarfen haben größere Speichercontainer einen Kostenvorteil, da die Anzahl der Mehrfahrten mit kleineren Speichern und die damit verbundenen höheren Transportkosten einen größeren Einfluss haben als die höheren Investitionskosten der größeren Container. Mit steigender Förderquote verschiebt sich das Verhältnis der günstigeren Speichervariante weiter zu den 400 kg-Speichern, da die angenommene Förderung ausschließlich die Investitionskosten und nicht die Betriebskosten für den Transport beeinflusst.

Tabelle 3-14: Auf 1 kg abgegebenen Wasserstoff umgelegte Kosten für die H<sub>2</sub>-Anlieferung und die Tankstelleninfrastruktur zur Versorgung der betrachteten Busdepots bei einer vollständigen Umstellung auf H<sub>2</sub>BZ-Busse

Standort Busdepot	Mobiler Speicher 240 kg			Mobiler Speicher 400 kg		
	Kosten für Transport und Tankstelleninfrastruktur			Kosten für Transport und Tankstelleninfrastruktur		
	[€/kg H <sub>2</sub> ]			[€/kg H <sub>2</sub> ]		
Förderquote	0%	40%	80%	0%	40%	80%
Bad Lobenstein	4,99	3,79	2,58	5,18	3,88	2,59
Mellenbach-Glasbach	6,07	4,66	3,26	6,25	4,75	3,24
Pößneck	4,81	3,75	2,68	4,73	3,61	2,48
Rudolstadt	4,30	3,35	2,41	4,22	3,23	2,23
Oettersdorf	4,47	3,44	2,42	4,48	3,40	2,31
Saalfeld	3,66	2,89	2,12	3,64	2,80	1,97
Sonneberg	3,92	3,08	2,25	4,02	3,10	2,18

Die ermittelten Tankstellen- und Transportkosten pro Kilogramm Wasserstoff Abnahmemenge an der H<sub>2</sub>-Liefertankstelle aus Tabelle 3-14 ergeben in Kombination mit den H<sub>2</sub>-Gestehungskosten ab Betriebshof der Zellstofffabrik in Blankenstein aus Tabelle 3-9 die Gesamtkosten für ein Kilogramm Wasserstoff ab H<sub>2</sub>-Dispenser eines spezifischen Tankstellenstandortes. Wie Tabelle 3-14 zu entnehmen ist,

besitzt ein H<sub>2</sub>-Liefertankstellenstandort am Busdepot Saalfeld im Vergleich zu den anderen Standorten die geringsten Wasserstoffgestehungskosten. Das größte Potential zur Erreichung der Dieselpreisparität von H<sub>2</sub>BZ-Bussen besteht somit in der Modellregion am Busdepot in Saalfeld. Aus diesem Grund wird die Kostenzusammensetzung der Wasserstoffbereitstellung am Standort Saalfeld nachfolgend aufgeschlüsselt und eine erste Einordnung der Kraftstoffkosten im Vergleich zu Dieseln gegeben. Abbildung 3-15, Abbildung 3-16 und Abbildung 3-17 zeigen die Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit verschiedener Förderquoten für die Investitionskosten der Elektrolyseinfrastruktur an der Zellstofffabrik in Blankenstein (H<sub>2</sub>-Erzeugung) und der Investitionskosten für die H<sub>2</sub>-Liefertankstelle in Saalfeld sowie die Speichercontainer für den Transport und die Reservevorhaltung an der Tankstelle (H<sub>2</sub>-Abnahme). Die Stromkosten wurden jeweils mit 3 ct/kWh angenommen.

In Abbildung 3-15 wird die Kostenkonstellation ohne Förderung der Investitionskosten dargestellt. Es ergibt sich hierbei ohne einen Gewinnaufschlag ein Gesamtgestehungspreis von ca. 8,30 €/kg H<sub>2</sub>. Die Abschreibungskosten haben dabei einem Anteil von ca. 44,5 %, während die Stromkosten 31% und die Kosten für Betrieb und Wartung 24,5 % der Gesamtkosten ausmachen. Die spezifischen Kraftstoffkosten pro Kilometer für einen H<sub>2</sub>BZ-Bus würden bei einem durchschnittlichen Verbrauch von 10 kg H<sub>2</sub>/100km am Standort Saalfeld dementsprechend 0,83 €/km betragen.

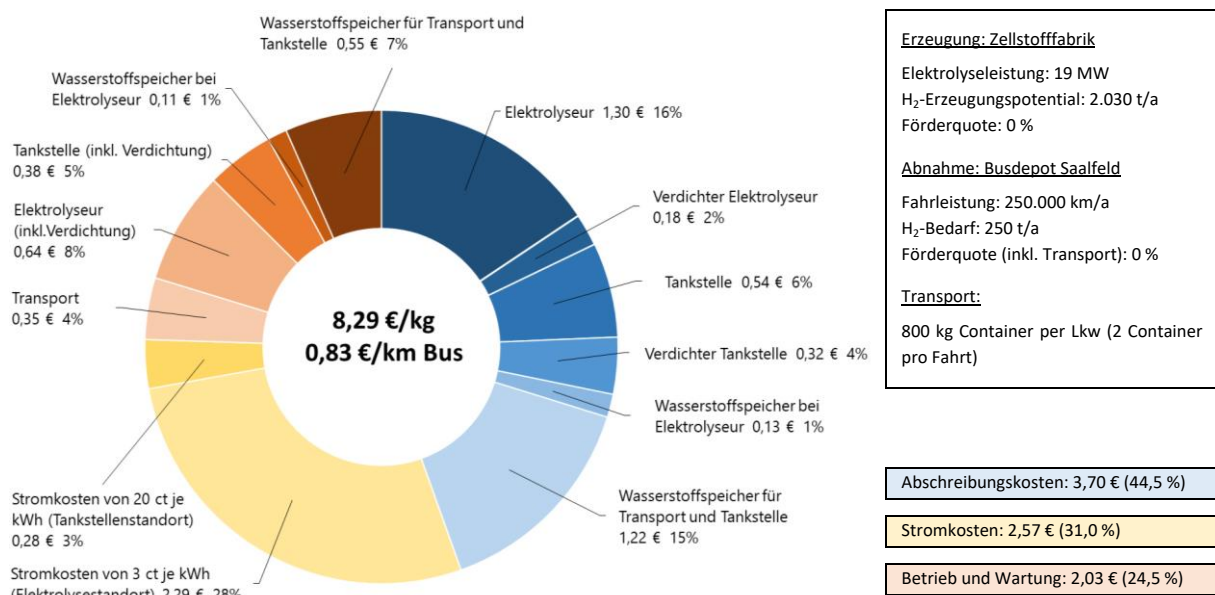


Abbildung 3-15: Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten ab H<sub>2</sub>-Dispenser für das Busdepot Saalfeld ohne Förderung der Investitionskosten und 3 ct/kWh Stromkosten

Durch eine Förderung von 20 % der H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastruktur und einer 40 % Förderung der H<sub>2</sub>-Abnahmeinfrastruktur verschiebt sich der Schwerpunkt der Kostenzusammensetzung hin zu den Betriebskosten (Strom, Wartung, Transport). Der Anteil der Abschreibungskosten verringert sich von 44,5 % auf 35,5 % während die Stromkosten auf 36 % und sonstige Betriebskosten auf 28,5 % steigen. Insgesamt verringern sich die Wasserstoffkosten, wie der Abbildung 3-16 zu entnehmen ist, um 1,15 € auf rund 7,15 €/kg H<sub>2</sub>. Durch ein weiteres Anheben der Förderquote auf 40 % für die H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastruktur und 80 % für die H<sub>2</sub>-Abnahmeinfrastruktur ergeben sich gemäß Abbildung 3-17 Wasserstoffkosten von knapp 6,00 €/kg H<sub>2</sub>, wobei der Anteil der Abschreibungskosten auf 23 % schrumpft.

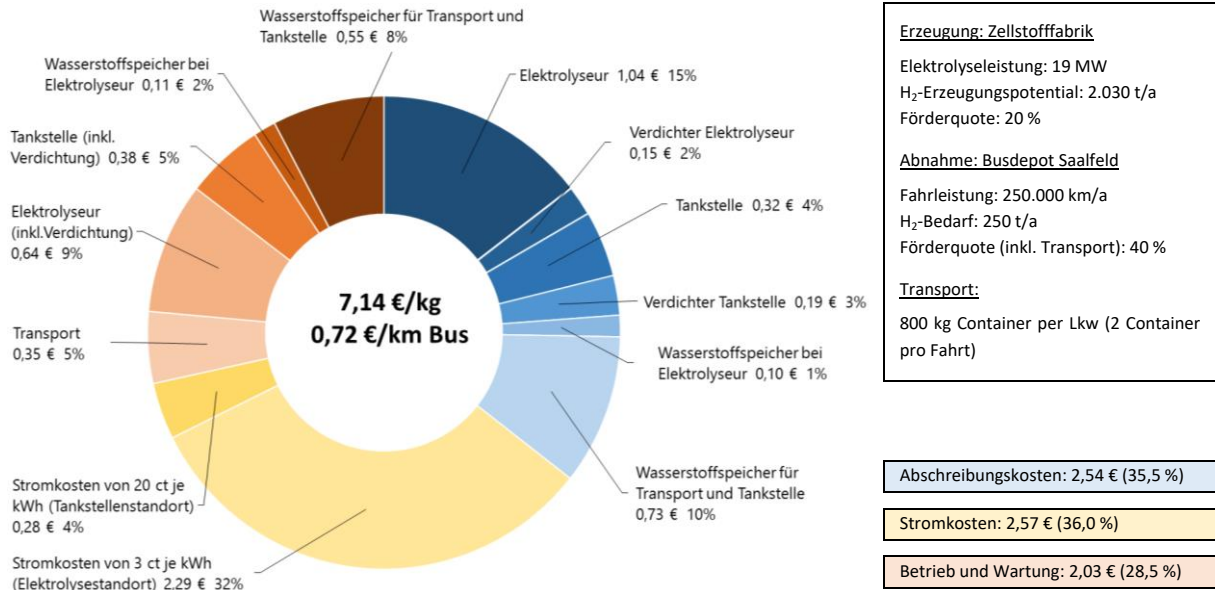


Abbildung 3-16: Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten ab H<sub>2</sub>-Dispenser für das Busdepot Saalfeld bei 20 % Förderung der Elektrolyseinfrastruktur, 40 % Förderung der Transport- und Tankstelleninfrastruktur und 3 ct/kWh Stromkosten

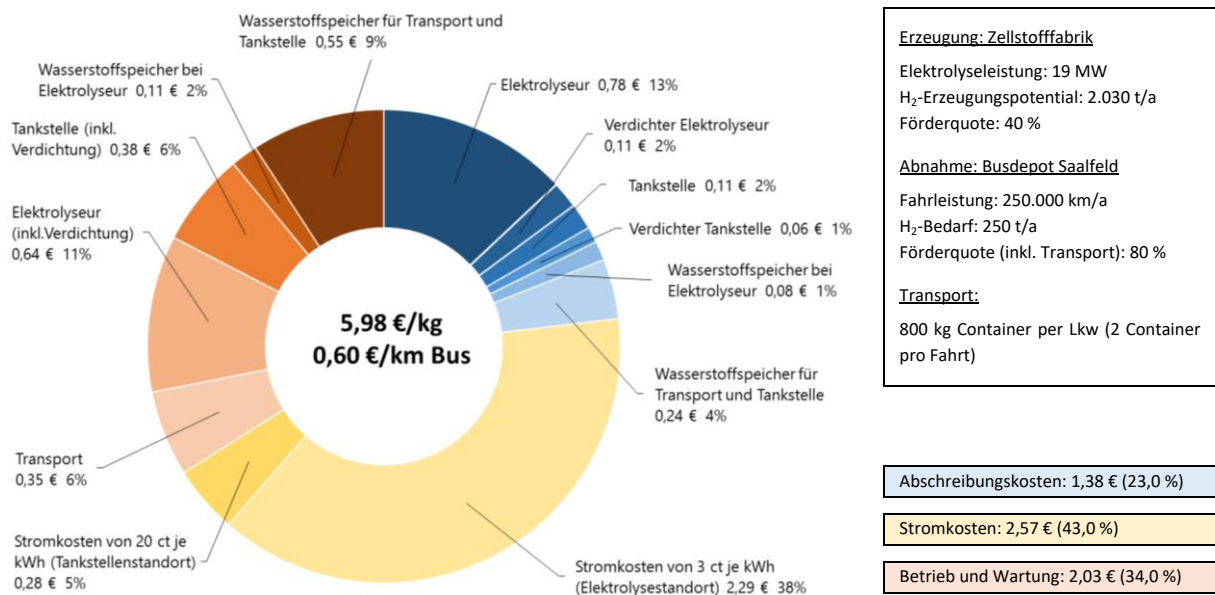


Abbildung 3-17: Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten ab H<sub>2</sub>-Dispenser für das Busdepot Saalfeld bei 40 % Förderung der Elektrolyseinfrastruktur, 80 % Förderung der Transport- und Tankstelleninfrastruktur und 3 ct/kWh Stromkosten

Wird bei gleichbleibenden Fördersätzen für die Investition für den Börsenstrompreis statt der oben angenommenen 3 ct/kWh ein Preis von 6 ct/kWh angesetzt, dann erhöhen sich, wie in Abbildung 3-18 im Vergleich zu Abbildung 3-17 zu sehen ist, die Wasserstoffkosten auf nahezu 8,30 €/kg H<sub>2</sub> bzw. die spezifischen Kraftstoffkosten für die H<sub>2</sub>BZ-Busse auf 0,83 €/km. Dies entspricht in etwa den Ausgangswerten ohne Investitionsförderung in Abbildung 3-15 und verdeutlicht die starke Abhängigkeit des Wasserstoffpreises von den Börsenstrompreisen.



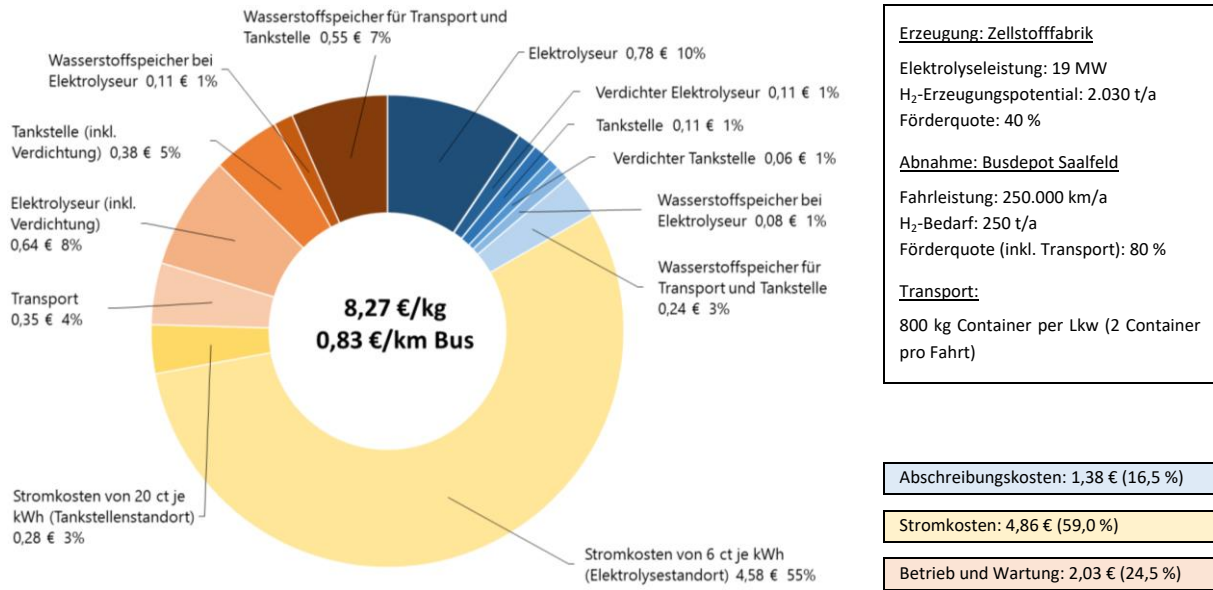


Abbildung 3-18: Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten ab H<sub>2</sub>-Dispenser für das Busdepot Saalfeld bei 40 % Förderung der Elektrolyseinfrastruktur, 80 % Förderung der Transport- und Tankstelleninfrastruktur und 6 ct/kWh Stromkosten

Auch unter der Annahme der in Abbildung 3-17 bzw. Abbildung 3-18 gewählten, als prinzipiell möglich einzuschätzenden hohen Förderquoten liegen die Wasserstoffgestehungskosten ab H<sub>2</sub>-Liefertankstelle noch deutlich über den Wasserstoffzielkosten, die zur Erreichung einer Dieselpreisparität benötigt werden. Die **Wasserstoffzielkosten für H<sub>2</sub>BZ-Busse im Vergleich zu Dieseln** im Überlandverkehr liegen nämlich in Abhängigkeit der langjährigen Durchschnittspreise für Dieseldieselkraftstoff inklusive CO<sub>2</sub>-Bepreisung des Dieseldieselkraftstoffes nach Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) im Jahr 2023 bei ca. **3,06 €/kg H<sub>2</sub> netto** [48]. Somit ist eine Umstellung von Dieseln auf H<sub>2</sub>BZ-Busse entsprechend der hier betrachteten H<sub>2</sub>-Herstellung und der erforderlichen Transportroute aktuell als nicht wirtschaftlich einzuschätzen. Da in der Modellregion derzeit keine besser geeignete EE-Anlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff vorhanden ist, kann von einem allgemeingültigen finanziellen Defizit von H<sub>2</sub>BZ-Bussen gegenüber Dieseln in der Region ausgegangen werden. Um diese Finanzierungslücke zu schließen, können daher Kompensationsstrategien zur Beseitigung der Kostendifferenz ein erfolgversprechender Ansatz sein. Möglichkeiten hierzu werden in Abschnitt 4.2 näher beleuchtet.

### 3.3.6 Wasserstoffgestehungskosten für die Bahnlinie RB 32 Saalfeld-Blankenstein

Neben Industrie- und Busunternehmen kommen auch die in Abschnitt 3.2 in Abbildung 3-12 mit ihrem jeweiligen potentiellen Wasserstoffbedarf aufgezeigten, nicht elektrifizierten Bahnlinien in der Modellregion für einen Betrieb mit Wasserstoff in Frage. Besonders hervorzuheben ist dabei die Bahnlinie RB 32, die zwischen Saalfeld und Blankenstein verkehrt. Aufgrund der direkten räumlichen Nähe ihrer Endhaltestelle in Blankenstein zur Zellstofffabrik kann von Kosteneinsparpotentialen beim H<sub>2</sub>-Transport zur und der Reservevorhaltung an der Wasserstoff-Bahntankstelle ausgegangen werden. Des Weiteren wurde die Umstellbarkeit der Bahnlinie RB 32 auf den derzeit markverfügbaren H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen Coradia iLint der Firma Alstom bereits in der *Machbarkeitsstudie Pilotprojekt Einsatz von H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen in Thüringen* überprüft und die Bahnlinie für geeignet befunden [47]. Informationstafel 5

zeigt den jährlichen Wasserstoffbedarf, der für den Betrieb der Bahnstrecke Saalfeld-Blankenstein mit H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen anfallen würde.

**Wasserstoffbedarf der Bahnlinie RB 32 Saalfeld – Blankenstein**

Streckenlänge: **36 km**

**Anzahl der fahrenden Züge pro Tag (Pendelverkehr):**

Blankenstein → Saalfeld: 8-mal/Werks-tag, 7-mal/Samstag, 6 mal/Sonntag

Saalfeld → Blankenstein: 8-mal/Werks-tag, 7-mal/Samstag, 6-mal/ Sonntag

**Mittlerer H<sub>2</sub>-Verbrauch eines H<sub>2</sub>BZ-Triebwagens: 0,22 kg H<sub>2</sub>/km [47]:**

576 km/Wochentag → 126,7 kg H<sub>2</sub>/Werks-tag

504 km/Samstag → 110,9 kg H<sub>2</sub>/Samstag

432 km/Sonntag → 95,0 kg H<sub>2</sub>/Sonntag

→ 840,0 kg H<sub>2</sub>/Woche

**→ Wasserstoffbedarf der Bahnlinie RB 32: 43.700 kg H<sub>2</sub>/a ≈ 44 t H<sub>2</sub>/a**

Informationstafel 5: Ermittlung des Wasserstoffbedarfs der Bahnlinie RB 32 Saalfeld-Blankenstein

Es ergibt sich ein Wasserstoffbedarf der Bahnlinie RB 32 von ca. 44 t/a. Damit würde die Linie 16 t/a weniger Wasserstoff benötigen als die in der *Machbarkeitsstudie Pilotprojekt Einsatz von H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen in Thüringen* favorisierte Bahnlinie Rottenbach-Katzhütte [47]. Mit einer Abnahme von 44 t H<sub>2</sub>/a würde die Bahnlinie RB 32 zudem nur ca. 2,2 % der maximalen H<sub>2</sub>-Erzeugungskapazität von 2.030 t/a am Biomasskraftwerk an der Zellstofffabrik in Anspruch nehmen. Daher eignet sich die Bahnlinie nicht als alleiniger H<sub>2</sub>-Abnehmer. Sofern es zu einer Umsetzung einer Elektrolyseanlage am Standort der Zellstofffabrik in Blankenstein kommt, sollte die Bahnlinie jedoch nicht ignoriert werden, da sie, wie die folgenden Berechnungen zeigen, Potential für einen wirtschaftlichen Betrieb mit H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen aufweist.

Tabelle 3-15 zeigt die Kosten für die H<sub>2</sub>-Tankstelle und den Transport pro Kilogramm Wasserstoff unter der Annahme, dass sich die Tankstelle in einer Entfernung von einem Kilometer zum Elektrolysestandort befindet. Die Annahmen zur Abschreibung der Investitionskosten sowie zu den Betriebskosten können hierbei den Abschnitten 3.3.3 und 3.3.4 entnommen werden. Es wurden drei verschiedene Szenarien für den Transport betrachtet. Bei der ersten Variante wurde angenommen, dass zwei 400 kg-Speichercontainer im Wechsel ausgetauscht werden. Ein Speichercontainer könnte dabei etwas mehr als einen dreitägigen Bedarf der Bahnlinie abdecken. Im Gegensatz zu den weiter entfernten Busdepotstandorten wurde in der Berechnung auf einen dritten, an der Tankstelle stehenden Container für die Versorgungssicherheit verzichtet, da ein Austausch bei der geringen Entfernung sehr schnell möglich wäre, ohne dass es zu einer Unterbrechung des Tankstellenbetriebes kommen würde. Die zweite und dritte Variante betrachten den Transport über eine Wasserstoffpipeline, wobei bei Variante 2 noch ein Reservecontainer an der Tankstelle eingeplant wurde, wodurch sich etwas höhere Kosten ergeben. Die kostengünstigste Variante stellt Variante 3 dar. Allerdings hinge die Versorgungssicherheit der H<sub>2</sub>-Tankstelle in diesem Fall vollständig von der Funktionstauglichkeit der Pipeline ab, da außer dem Hochdruckzwischenpeicher keine Speicherkapazitäten direkt am Tankstellenstandort vorgehalten würden.

Tabelle 3-15: Kosten für die H<sub>2</sub>-Tankstelleninfrastruktur und den H<sub>2</sub>-Transport zur Versorgung der Bahnlinie RB 32 bei einer Entfernung von einem Kilometer zwischen Tankstelle und Elektrolyseur

	Transportart	Kosten für H <sub>2</sub> -Tankstelle und H <sub>2</sub> -Transport [€/kg H <sub>2</sub> ]		
		0 %	40 %	80 %
	<b>Förderquote</b>	<b>0 %</b>	<b>40 %</b>	<b>80 %</b>
1	Zwei 400 kg Container im Wechselaustausch durch Lkw	5,56	4,22	2,88
2	Pipeline 1 km (mit Zusatzspeicher 400 kg an Tankstelle)	5,72	4,21	2,71
3	Pipeline 1 km (ohne Zusatzspeicher an Tankstelle)	5,06	3,74	2,41

Die Abbildung 3-19, Abbildung 3-20 und Abbildung 3-21 zeigen die Zusammensetzung der gesamten Gestehungskosten für ein Kilogramm Wasserstoff ab Tankstelle für die oben genannte Variante 3 unter der Annahme, dass die ausschließliche Versorgung über eine Wasserstoffpipeline eine ausreichende Sicherheit bietet. Die Abbildungen unterscheiden sich wie die Abbildungen in Abschnitt 3.3.5 durch die jeweils angesetzten Förderquoten, wobei Abbildung 3-19 die Kostenkonstellation ohne eine Förderung der Investitionskosten zeigt. Dabei ergibt sich ein H<sub>2</sub>-Gesamtgestehspreis von ca. 9,70 €/kg H<sub>2</sub>.

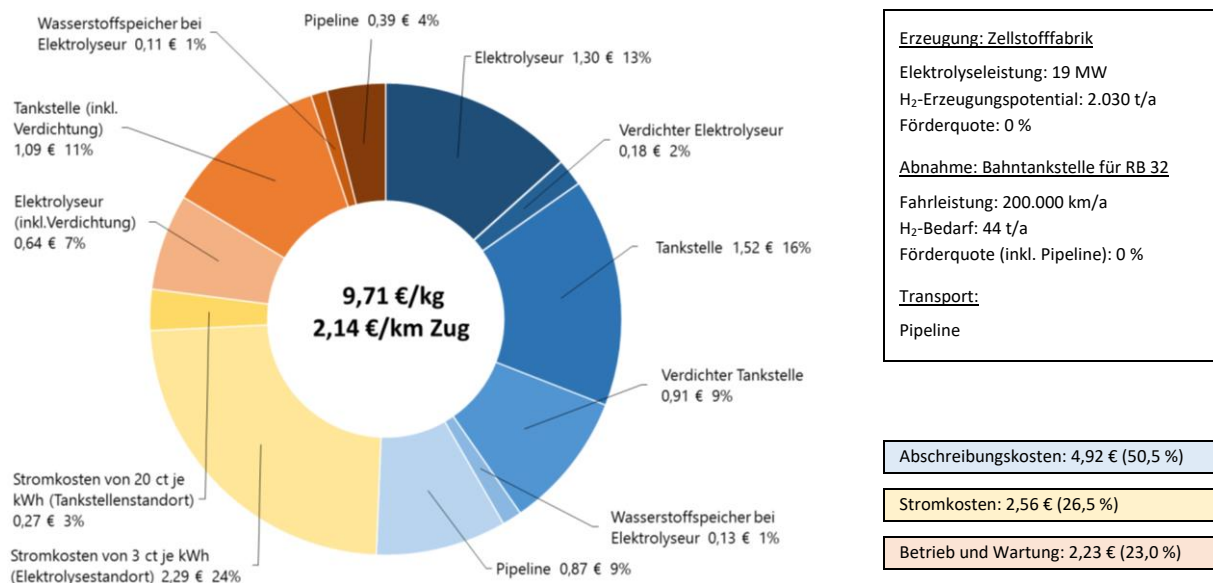


Abbildung 3-19: Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten ab H<sub>2</sub>-Dispenser für eine Bahntankstelle in Blankenstein zur Versorgung der Bahnlinie RB 32 ohne Förderung der Investitionskosten und 3 ct/kWh Stromkosten

Durch eine Förderung von 20 % der H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastruktur an der Zellstofffabrik und einer 40 % Förderung der H<sub>2</sub>-Abnahmeinfrastruktur zur Versorgung der Bahnlinie, würden sich die Wasserstoffgestehungskosten auf etwas über 8,00 €/kg verringern. Dabei nimmt, wie Abbildung 3-20 zeigt, der Anteil der Abschreibungskosten durch die Förderung ab, während folglich die Anteile für Betrieb, Wartung und Strom steigen.

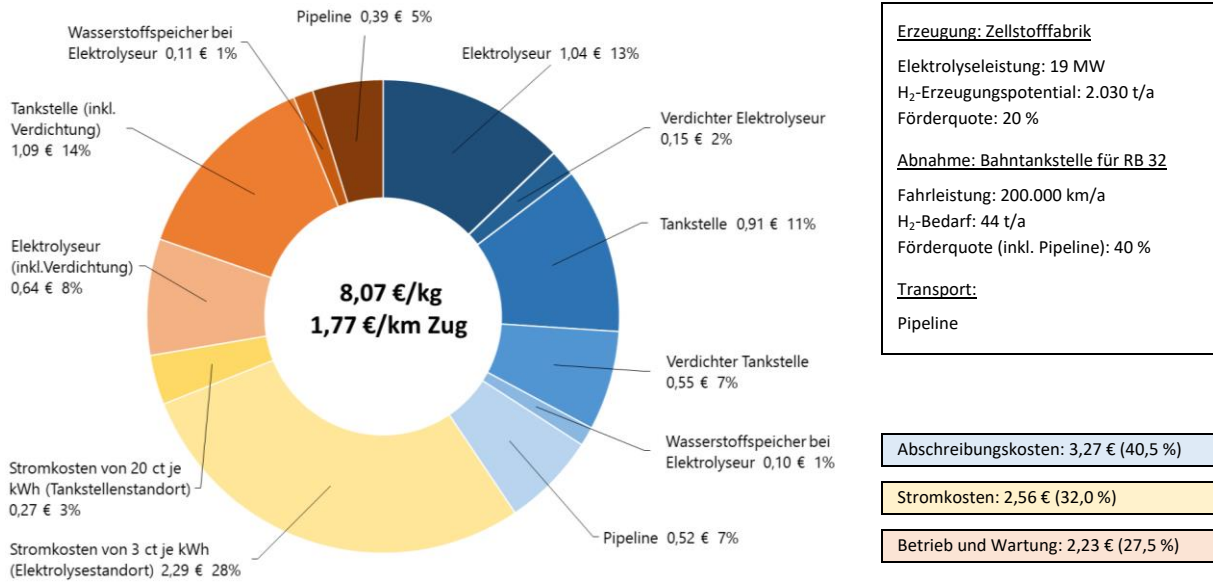


Abbildung 3-20: Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten ab H<sub>2</sub>-Dispenser für eine Bahntankstelle in Blankenstein zur Versorgung der Bahnlinie RB 32 bei 20 % Förderung der Elektrolyseinfrastruktur, 40 % Förderung der Transport- und Tankstelleninfrastruktur und 3 ct/kWh Stromkosten

Durch die in Abbildung 3-21 gezeigte weitere Erhöhung der Investitionsförderung auf 40 % der H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastruktur und 80 % der H<sub>2</sub>-Abnahmeinfrastruktur verringert sich der Anteil der Abschreibungskosten auf ca. 25,5 % und stellt somit nun den kleinsten Kostenanteil dar. Dies hängt vor allem mit der hohen angenommenen Förderquote für die Investitionskosten der H<sub>2</sub>-Abnahmeinfrastruktur zusammen, da diese aufgrund des geringen Wasserstoffbedarfs der Bahnlinie RB 32 einen großen Einfluss besitzen. Es ergeben sich Wasserstoffkosten von rund 6,40 €/kg. Dies entspricht bei einem mittleren Wasserstoffverbrauch des Coradia iLint von 0,22 kg/km kilometerspezifischen Kosten von 1,41 €/km.

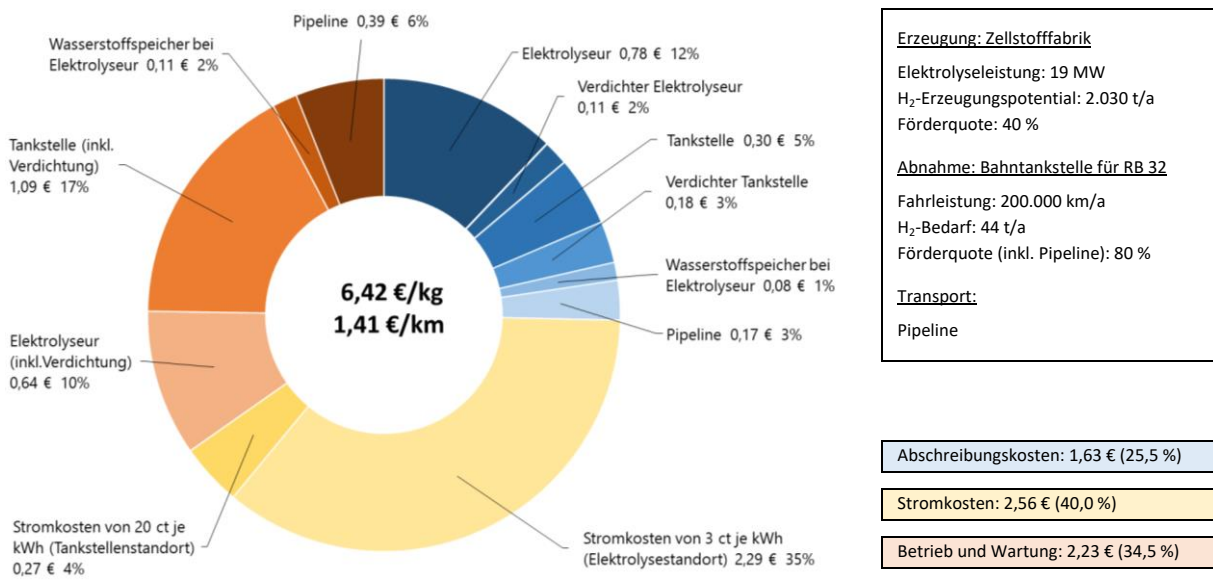


Abbildung 3-21: Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten ab H<sub>2</sub>-Dispenser für eine Bahntankstelle in Blankenstein zur Versorgung der Bahnlinie RB 32 bei 40 % Förderung der Elektrolyseinfrastruktur, 80 % Förderung der Transport- und Tankstelleninfrastruktur und 3 ct/kWh Stromkosten

Aus der oben gezeigten Analyse wird auch deutlich, dass eine höhere Auslastung der Bahntankstelle von Vorteil für die Wirtschaftlichkeit wäre, da sich hiermit die anteiligen Investitionskosten sowie auch die Kosten für Betrieb und Wartung pro Kilogramm Wasserstoff reduzieren ließen. Insbesondere bei einer Marktverfügbarkeit von mit Wasserstoff betriebenen Lokomotiven mit einer ausreichenden Reichweite für den Güterverkehr könnten sich Synergien mit der Zellstofffabrik ergeben. So wären beispielsweise Schienentransporte zwischen dem 20 km entfernten Sägewerk und der Zellstofffabrik denkbar, die derzeit straßengebunden erfolgen.

Wird der H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen Coradia iLint mit einem in Größen- und Gewichtsklasse ähnlichen Dieseltriebwagen verglichen, ergibt sich ein H<sub>2</sub>-Zielpreis von **6,70 €/kg netto** [47]. Wird bei der Berechnung des H<sub>2</sub>-Zielpreises zusätzlich die im Jahr 2023 nach BEHG zu entrichtende CO<sub>2</sub>-Abgabe für den genutzten Dieselmotorkraftstoff berücksichtigt, erhöht sich dieser Zielpreis auf **7,27 €/kg netto**. Da die Wasserstoffgestehungskosten ab Tankstelle zur Versorgung der Bahnlinie RB 32 unter den in Abbildung 3-21 getroffenen Annahmen mit 6,42 €/kg H<sub>2</sub> unterhalb dieses H<sub>2</sub>-Zielpreises liegen würden, könnte dementsprechend bei einem Börsenstrompreis von 3 ct/kWh und einem entsprechenden Investitionszuschuss eine Wirtschaftlichkeit erreicht werden, sofern denn weitere Abnahmemöglichkeiten für den an der Zellstofffabrik in Blankenstein erzeugten Wasserstoff bestehen, die den Bau einer Elektrolyseanlage rechtfertigen würden. Die Wirtschaftlichkeit der H<sub>2</sub>-Betankungsinfrastruktur würde sich hierbei bei einer Betankung von weiteren Schienenfahrzeugen weiter erhöhen, wobei im Zusammenhang mit dem Holztransport für die Zellstoffproduktion insbesondere H<sub>2</sub>-Lokomotiven für den Gütertransport über kurze Strecken von Interesse wären. Bei einem Börsenstrompreis von 6 ct/kWh wäre jedoch, wie Abbildung 3-22 zeigt, unter den gleichen Annahmen für die Investitionskosten wie in Abbildung 3-21 mit einem Wasserstoffgestehungspreis ab Tankstelle von 8,71 €/kg zu rechnen, so dass unter diesen Bedingungen kein wirtschaftlicher Betrieb der Bahnlinie möglich wäre.

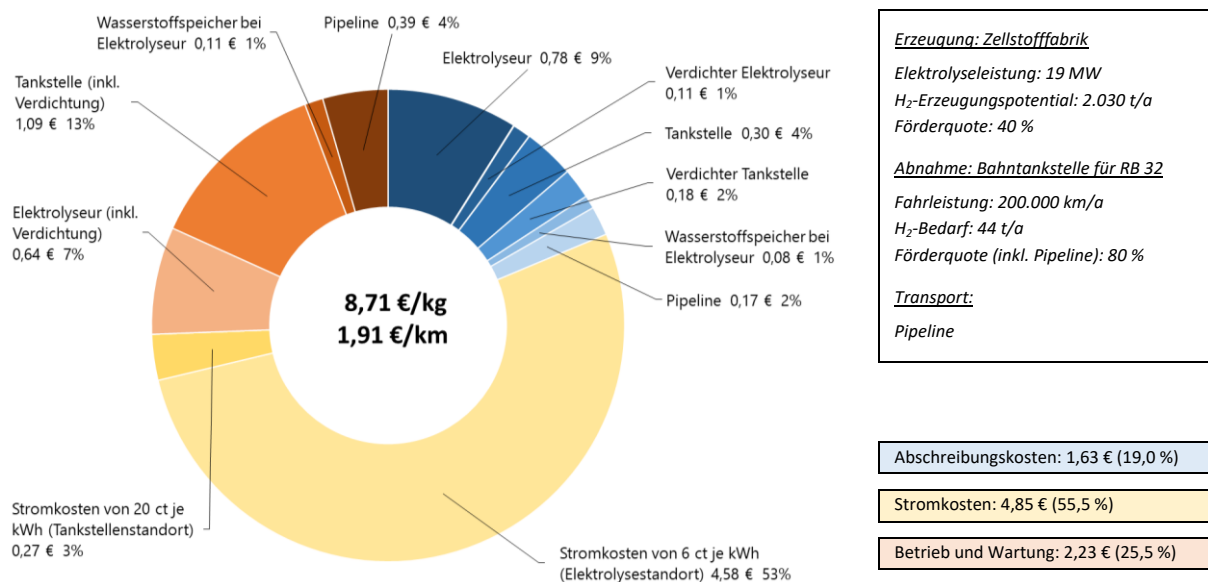


Abbildung 3-22: Zusammensetzung der Wasserstoffgestehungskosten ab H<sub>2</sub>-Dispenser für eine Bahntankstelle in Blankenstein zur Versorgung der Bahnlinie RB 32 bei 40 % Förderung der Elektrolyseinfrastruktur, 80 % Förderung der Transport- und Tankstelleninfrastruktur und 6 ct/kWh Stromkosten

### 3.3.7 Fazit Transport, Speicherung und Tankstelleninfrastruktur

Anhand der Betrachtung von H<sub>2</sub>-Liefertankstellen zur Versorgung von ausgewählten Busdepots und einer Bahnlinie in der Modellregion können folgende Schlüsse gezogen werden.

- Das Busdepot in Saalfeld hat im Zusammenspiel mit einer Elektrolyseanlage an der Zellstofffabrik in Blankenstein kostenseitig das größte Potential die Umstellung eines kompletten Busdepots auf H<sub>2</sub>BZ-Fahrzeuge.
- Eine Dieselpreisparität kann für H<sub>2</sub>BZ-Busse in der Modelregion an keinem der Busdepots erreicht werden, auch nicht am Busdepot in Saalfeld.
- Mögliche Kompensationsstrategien zur Erreichung der Dieselpreisparität von H<sub>2</sub>BZ-Bussen sind zu prüfen.
- Die Bahnlinie RB 32 hat trotz ihres geringen H<sub>2</sub>-Bedarfs aufgrund der Lage ihrer Endhaltstelle in Blankenstein in direkter Nähe zum Standort der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal ein hohes Potential für eine wirtschaftliche Umstellung auf H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen.
- Bei einer 40 % Förderung der H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastruktur, einer 80 % Förderung der H<sub>2</sub>-Abnahmeinfrastruktur und einem Börsenstrompreis von 30 €/MWh kann beim Vergleich des H<sub>2</sub>BZ-Triebwagens Coradia iLint mit einem Dieseltriebwagen mit ähnlichen Gewichts- und Größenverhältnissen eine Dieselpreisparität erreicht werden. Grundvoraussetzung hierfür ist allerdings, dass weitere große Wasserstoffabnahmequellen für den an der Zellstofffabrik produzierten Wasserstoff existieren.

## 3.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der einzelnen Wertschöpfungsstufen

### 3.4.1 Betrachtung der einzelnen Wertschöpfungsstufen

Wie aus den Berechnungen in Abschnitt 3.1.8 hervorgeht, ergeben sich für die Erzeugung von Wasserstoff aus einer 19 MW Elektrolyseanlage am Standort der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal für den Eigenverbrauch im Unternehmen bei einem Strompreis von 3 ct/kWh und angenommenen Investitionskosten von 2.000 €/kW Elektrolyseleistung Gestehungskosten von 3,00 bis 4,20 €/kg H<sub>2</sub> je nach Förderhöhe (0, 20, 40, 60 %) und Verwendung des bei der Elektrolyse ebenfalls entstehenden Sauerstoffs. Für die Verwendung des Wasserstoffs in der Modellregion sind weitere Verarbeitungsschritte notwendig. So muss das Gas komprimiert und Speicher bereitgestellt werden. Wie in Abschnitt 3.1.9 ausgeführt wird, ergibt sich hierdurch bei den gleichen Rahmendaten wie oben eine Kostenspanne von 3,30 € bis 4,65 €/kg H<sub>2</sub>. Darüber hinaus wird eine Wasserstofftransportinfrastruktur benötigt, um den Wasserstoff vom Erzeugungsort zum Anwendungsort in der Region zu transportieren. Außerdem müssen je nach Anwendung weitere Speicher oder Tankstellen am Ort der Anwendung installiert werden, um den Wasserstoff nutzen zu können (vgl. Abschnitte 3.3.1 und 3.3.2). Ein weiterer Teilbereich der Wertschöpfung liegt im Aufbau einer Schulungsinfrastruktur, um Fachkräfte auf den Umgang mit der Technologie und die Anforderungen an die Arbeitssicherheit vorzubereiten. Für all diese Schritte fallen weitere Kosten an, was folglich den H<sub>2</sub>-Preis erhöht.

### 3.4.2 Kosten der Wasserstoffherzeugung

In Abbildung 3-23 werden die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten inkl. Erzeugung, Verdichtung auf 300 bar Transportdruck und Zwischenspeicherung an der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal in Abhängigkeit der

Elektrolyseurgröße gezeigt. Bei dieser Darstellung handelt es sich um ein Szenario, welches bei einer Förderquote von 0 %, einem Strompreis von 3 ct/kWh und keiner Verwendung des Elektrolysesauerstoffes in der Zellstoffproduktion eintritt.

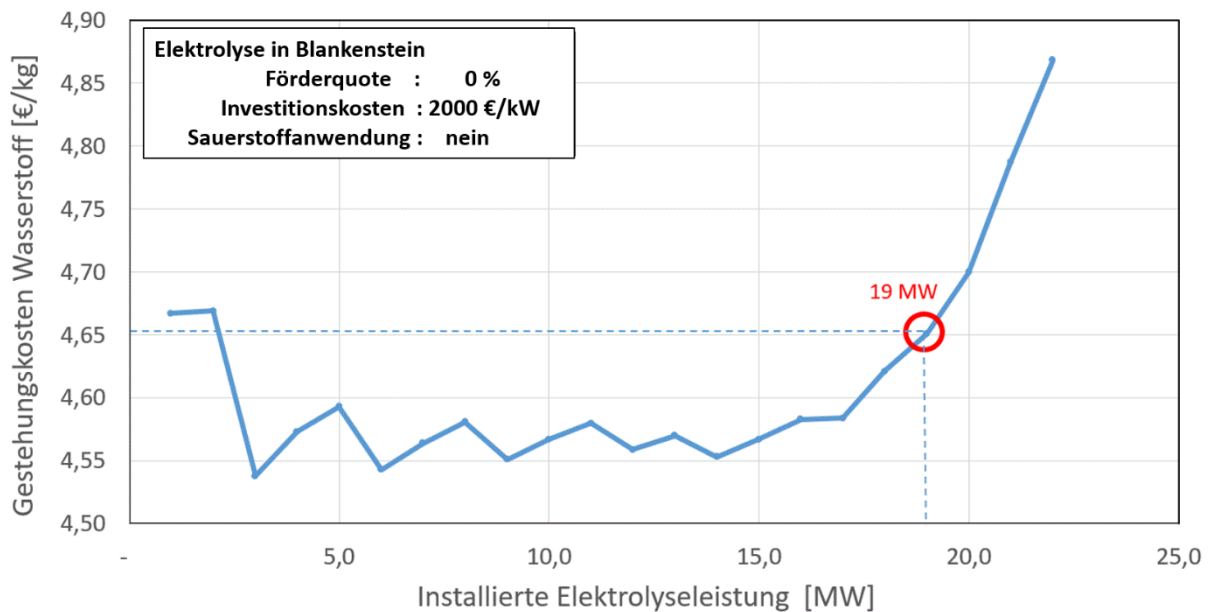


Abbildung 3-23: Wasserstoffgestehungskosten am Elektrolysestandort der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal nach installierter Elektrolyseleistung bei Investitionskosten von 2.000 €/kW für die Elektrolyseanlage und einem Strompreis von 3 ct/kWh

In Abbildung 3-23 ist zu sehen, dass an der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal bei kleineren Elektrolyseuren bis 2 MW Leistung vergleichsweise hohe Gestehungskosten entstehen. Weiterhin ist zu sehen, dass etwa bei allen 3 MW an zusätzlicher Leistung eine Kostenreduktion zu verzeichnen ist. Dies resultiert aus der modularen Bauweise mit einer Zusammenschaltung von mehreren Verdichtern. Des Weiteren steigen die Gestehungskosten für den Wasserstoff mit steigender Elektrolyseurgröße oberhalb 17 MW exponentiell an, was auf eine Verschlechterung der Auslastung des Elektrolyseurs zurückzuführen ist, da nicht ausreichend Elektrizität für eine höhere Auslastung zur Verfügung steht. Bei einer installierten Elektrolyseleistung von 19 MW würde in dem hier gezeigten Szenario ein Gestehungspreis von 4,65 €/kg H<sub>2</sub> resultieren. Dieser Wert stellt folglich bei einem für die Elektrolyse günstigen Börsenstrompreis von 3 ct/kWh den maximalen Gestehungspreis ab Elektrolyseur dar und ist somit die Grundlage für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen. Unter der Annahme eines Gewinnaufschlages von 10 % auf die Gestehungskosten könnte folglich bei einer maximalen jährlichen Erzeugung von 2.030 t Wasserstoff an der Zellstofffabrik in Blankenstein (vgl. Abschnitt 3.1.6) ein Umsatz von ca. 10,4 Mio. €/a erzielt werden. Wenn der Elektrolysesauerstoff einer Verwendung in der Zellstofffabrik zugeführt wird, dann hat dieser einen Wert von knapp 40 ct/kg für das Unternehmen (vgl. Abschnitt 3.1.8).

Aus den in den Abschnitten 3.1.8 und 3.1.9 gezeigten Daten ergibt sich, dass aus einem steigenden Fördermittelanteil und bei einer Elektrolysesauerstoffnutzung in der Zellstofffabrik ein Sinken der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten resultiert. Laut Ankündigung der Förderrichtlinien der Bundesregierung können hierbei eine Förderquote von 40 % und Kosten 2.000 €/kW installierte Elektrolyseleistung als realistische Annahmen gesehen werden [68].

### 3.4.3 Transport und Distributionsinfrastruktur

Neben der Verdichtung des Wasserstoffes ist für Anwendungen in der Modellregion außerhalb der Zellstofffabrik ein Transport des Wasserstoffs zum Nutzer notwendig. Ein schienengebundener Transport des Wasserstoffs wäre hierbei prinzipiell realisierbar, da zum einen ein Gleisanschluss am Erzeugungsort vorhanden ist und zum anderen die großen H<sub>2</sub>-Gestehungsmengen einen Bahntransport rechtfertigen würden. Allerdings liegen die Betriebshöfe der gemäß Abschnitt 3.2.4 als vornehmliche H<sub>2</sub>-Abnehmer anvisierten Busunternehmen im ÖPNV in der Regel nicht an einer Bahnschiene. Da jedoch eine Fahrzeugbetankung in größerer Entfernung vom Betriebshof unrentabel ist [48], scheidet auch der Bau von H<sub>2</sub>-Tankstellen zur Busbetankung an anderer Stelle aus. Die weitaus praktikablere Alternative für den H<sub>2</sub>-Transport zu diesen Standorten ist folglich der Transport per Lastwagen. Für die Versorgung der Züge der Linie RB32 (Blankenstein-Saalfeld) mit Endhalt in Blankenstein in direkter Nähe zur Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal (< 2 km) mit Wasserstoff ist hingegen die Implementierung einer Pipeline denkbar und sinnvoll (vgl. Abschnitt 3.3.6). Für den Bau einer solchen Pipeline werden hierbei je Kilometer Kosten von zwischen 120.000 € bis 570.000 € fällig [67].

### 3.5 Einsparpotentiale von CO<sub>2</sub>-Emissionen

Wie im Anhang G dargestellt wird, werden bei der Erzeugung von einem Kilogramm grauen Wasserstoff über die Dampfreformierung 7,78 kg bis 11,20 kg Kohlendioxid emittiert, je nachdem, aus welchen Gasen sich das Ausgangsgas zusammensetzt und welcher Wirkungsgrad angesetzt wird. Bei einer Menge von 2.030 t grauem Wasserstoff, was der an der Zellstofffabrik in Blankenstein jährlich erzeugbaren Gasmenge entspricht, kann also von CO<sub>2</sub>-Emissionen von ca. 15.800 t bis 22.700 t ausgegangen werden. Anders sähe dies bei dem an der Zellstofffabrik herstellbaren Wasserstoff aus, da die dort aus der Biomasse entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen aus nachwachsenden Rohstoffen nicht mit in die CO<sub>2</sub>-Bilanz aufgenommen werden müssten. Am Beispiel der in Abbildung 3-24 dargestellten Biomasseverstromung an der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal wird jedoch ersichtlich, dass auch dort anteilig CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Brennstoffen entstehen. Wie in Abbildung 3-25 dargestellt wird, lägen diese jedoch bei einer Wasserstoffherstellung mit 0,5 bis 2,0 kg CO<sub>2</sub> je Kilogramm Wasserstoff deutlich unterhalb den Werten für grauen Wasserstoff. Somit könnten bei der Erzeugung von Wasserstoff über eine Elektrolyseanlage in Blankenstein gegenüber der Dampfreformierung zwischen ca. 11.700 t und 21.700 t CO<sub>2</sub> pro Jahr erzeugerseitig eingespart werden.

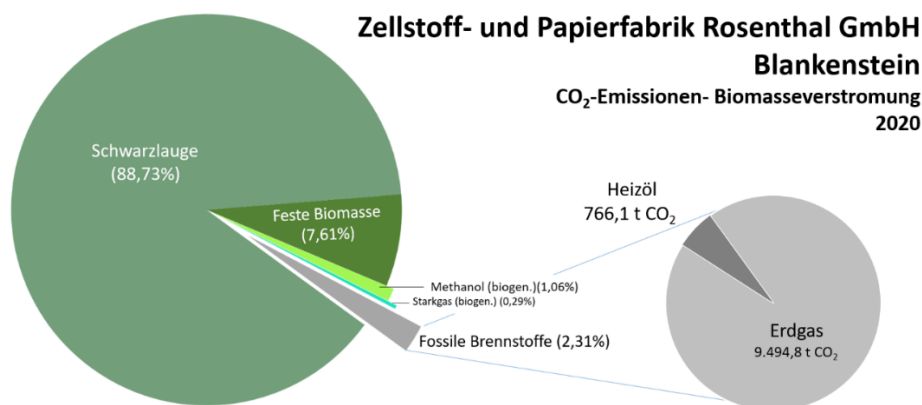


Abbildung 3-24: CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Biomasseverstromung im Jahr 2020 am Standort der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal, aufgeteilt in den erneuerbaren, biogenen und den fossilen Anteil



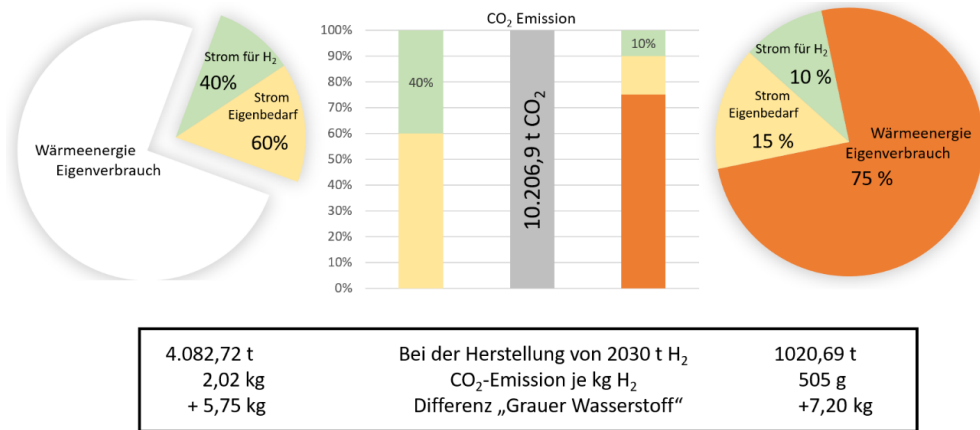


Abbildung 3-25: CO<sub>2</sub>-Emissionen einer Wasserstoffproduktion an der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal durch Umlage auf den erzeugten Strom (links) oder Umlage auf die gesamte genutzte Energiemenge am Standort Blankenstein (rechts)

Neben den in Abbildung 3-26 dargestellten möglichen Einsparungen auf der Erzeugungsseite, kann auch auf der Anwenderseite durch den Einsatz von Wasserstoff Kohlendioxid eingespart werden. So könnte bei einer kompletten Verwendung des in Blankenstein erzeugbaren Wasserstoffs zur Substitution von Erdgas in Industrieprozessen (vgl. Abschnitt 3.2.2) eine CO<sub>2</sub>-Einsparung von etwa 12.200 t erzielt werden. Grundlage für diesen CO<sub>2</sub>-Einsparungswert ist der Vergleich der Gas-Brennwerte miteinander unter der Annahme, dass je kWh Erdgas 180 g CO<sub>2</sub> emittiert werden. Da die Substitution von Erdgas durch grünen Wasserstoff, wie in Abschnitt 3.1.8 aufgezeigt wird, jedoch nicht wirtschaftlich ist, kommt diese Option im Rahmen der Machbarkeitsstudie nicht zum Tragen.

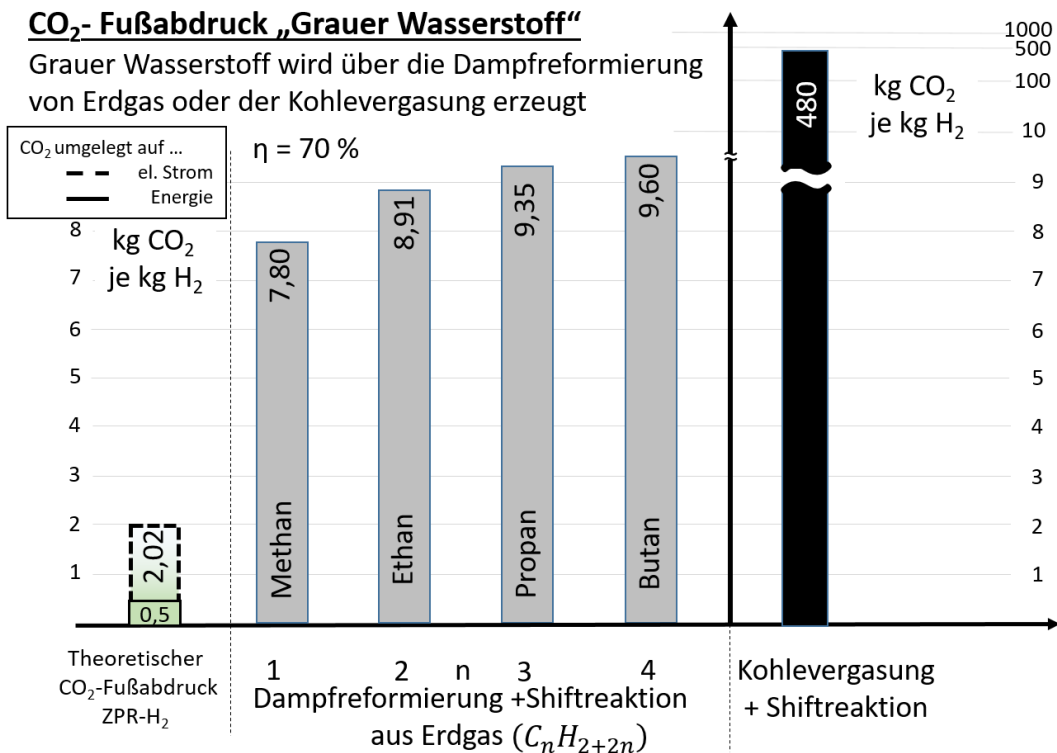


Abbildung 3-26: CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von grauem Wasserstoff (theoretischer idealer Wert bei einer Dampfreformierung mit 70 % Wirkungsgrad) sowie Wasserstoff aus der Biomassenutzung am Standort der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal je erzeugtem Kilogramm H<sub>2</sub> (bei Umlage der CO<sub>2</sub> Emissionen auf die gesamte verwendete Energiemenge (Strom + Wärme) bzw. auf den gesamten erzeugten elektrischen Strom)

Ein höheres Einsparpotential an CO<sub>2</sub>-Emissionen als bei der Substitution von Erdgas in der Industrie lässt sich in der Mobilität erreichen, da bei Bussen und Bahnen Dieselaggregate mit einem niedrigen Wirkungsgrad ersetzt werden und Diesel höhere Emissionen pro kg Kraftstoff verursacht als Erdgas. Für die im Folgenden aufgestellten Berechnungen wurde in einer Annäherung für konventionelle Busse ein Verbrauch von 26 l Dieselkraftstoff auf 100 km angenommen. Als CO<sub>2</sub>-Äquivalent je Liter Diesel wurden hierbei 2,6 kg CO<sub>2</sub> angesetzt. Für den Wasserstoffverbrauch von H<sub>2</sub>BZ-Bussen wurde ein Wert von 10 kg Wasserstoff je 100 km als Vergleichswert angenommen. Daraus ergibt sich unter der Annahme, dass die in Blankenstein erzeugbaren 2.030 t H<sub>2</sub> pro Jahr komplett für Busse genutzt werden, eine mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparung von ca. 13.800 t pro Jahr. Bei einer alternativen Annahme von 41,6 l Dieselkraftstoffverbrauch zu 12 kg Wasserstoffverbrauch für Busse ergeben sich bei einer vollständigen Verwendung der 2.030 t/a für den Busverkehr CO<sub>2</sub>-Einsparungen von bis zu 18.400 t pro Jahr. Eine detailliertere Aufschlüsselung der Berechnungsergebnisse ist Tabelle 3-16 zu entnehmen.

Bei der Ermittlung der möglichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen von Zügen wurden Verbräuche von 80 bis 140 Liter Diesel auf 100 km für die Größenklasse bestehender H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen angenommen, deren Kraftstoffverbrauch mit 22 kg Wasserstoff auf 100 km Strecke angesetzt wurde [47]. In der konservativen Abschätzung mit einem Vergleichsverbrauch von 80 l Dieselkraftstoff auf 100 km ergeben sich bei einer vollständigen Verwendung der 2.030 t/H<sub>2</sub> a CO<sub>2</sub>-Einsparungen von ca. 19.200 t. Im aus Sicht der Wasserstoffanwendung optimistischeren Szenario mit einem Vergleichsverbrauch von 140 l Diesel pro 100 km resultiert hingegen eine CO<sub>2</sub>-Einsparung von rund 33.600 t pro Jahr.

Tabelle 3-16: CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparpotential, das mit 2.030 t H<sub>2</sub> im Jahr von der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal erzeugerseitig und nach H<sub>2</sub>-Anwendungsfall erreicht werden könnte

<b>konservatives Szenario</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Einsparung [t CO<sub>2</sub>]</b>
Substitution grauer H <sub>2</sub> aus der Dampfreformierung	11.700
Erdgassubstitution in der Industrie	12.200
H <sub>2</sub> -Nutzung für H <sub>2</sub> BZ-Busse	13.800
H <sub>2</sub> -Nutzung für H <sub>2</sub> BZ-Triebwagen	19.200
<b>optimistisches Szenario</b>	
Substitution grauer H <sub>2</sub> aus der Dampfreformierung	21.700
Erdgassubstitution in der Industrie	12.200
H <sub>2</sub> -Nutzung für H <sub>2</sub> BZ-Busse	18.400
H <sub>2</sub> -Nutzung für H <sub>2</sub> BZ-Triebwagen	33.600

Aus den in Tabelle 3-16 gemachten Angaben ergibt sich, dass mit dem an der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal in Blankenstein herstellbaren Wasserstoff anwenderseitig CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen von zwischen 12.200 t bis zu 33.600 t pro Jahr erzielt werden können. Vor allem durch den Einsatz von H<sub>2</sub>BZ-Fahrzeugen im ÖPNV und deren Betrieb mit Wasserstoff von der Zellstofffabrik in Blankenstein könnten, wie oben gezeigt wurde, in der Modellregion Dreiländereck maßgeblich CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden. Daher wird im folgenden Modellkonzept der Betrieb eines wasserstoffbasierten ÖPNV in der Modellregion näher beleuchtet.

## 4 Modellkonzept für die Wasserstoff-Region Dreiländereck

Das im Folgenden dargelegte und erläuterte Modellkonzept basiert auf den Ergebnissen der Abschnitte 2 und 3 dieser Studie. Ziel des Modellkonzepts ist es, den Einsatz des grünen Wasserstoffs zu ermöglichen, welcher, wie in Abschnitt 3.1.6 dargestellt wurde, mit etwas mehr als 2.000 t im Jahr im großen Maßstab in der Region erzeugt werden könnte. Eine zentrale Herausforderung stellt hierbei, wie in Abschnitt 3.4 gezeigt wurde, die Integration der möglichen H<sub>2</sub>-Anwendungen in bestehende Wertschöpfungsketten dar. Hierbei gilt es zu beachten, dass eine die gesamte Modellregion umfassende, detaillierte industrielle Analyse im Rahmen einer Machbarkeitsstudie nur bedingt erfolgen kann. Es wurde jedoch Kontakt zu ausgewählten Unternehmen und Energiebeauftragten in der Modellregion aufgenommen, um einzelne potentielle H<sub>2</sub>-Abnehmer zu identifizieren wie z.B. Logistikunternehmen. Jedoch war nicht aus allen Branchen ein Rücklauf gegeben, so dass der Fokus bei der Betrachtung potentieller Abnehmer auf ausgewählte Unternehmen, bevorzugt in Thüringen, gelegt wurde. Zudem wurden Abschätzungen für Bus- und Bahnnetze in Südthüringen, Nordbayern und Westsachsen durchgeführt. Hierbei wurde, wie in den Abschnitten 3.3.5 und 3.4 dargestellt wird, der Fokus auf Busdepots und Bahnstrecken gelegt, welche am nächsten zum potentiellen H<sub>2</sub>-Erzeugungsort in Blankenstein zu verorten sind.

Wie in Abschnitt 3.2.4 dargestellt wurde, liegt das größte wirtschaftliche Potential neben einer H<sub>2</sub>-Veräußerung an Industriekunden mit einem genuinen H<sub>2</sub>-Bedarf im Wasserstoffeinsatz im ÖPNV. Daher wird im Folgenden ein Modellkonzept für den Einsatz von grünem Wasserstoff im straßengebundenen ÖPNV für die Modellregion näher betrachtet. Zunächst wird hierbei die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von H<sub>2</sub>BZ-Bussen im Vergleich zu Dieselnissen erläutert, um den aktuellen Stand der Marktfähigkeit aufzuzeigen. Anschließend werden Möglichkeiten aufgezeigt, um den wirtschaftlichen Betrieb mittels eines Kompensationsmodells zu ermöglichen.

### 4.1 Wirtschaftliche Defizite eines mit H<sub>2</sub> betriebenen ÖPNV

#### 4.1.1 Derzeitige Wirtschaftlichkeitslücke

Wie aus den Ausführungen im Anhang H ersichtlich wird, können unter den momentanen Rahmenbedingungen (2020/21) H<sub>2</sub>BZ-Busse nicht wirtschaftlich betrieben werden. Es existiert eine Finanzierungslücke zwischen dem Wasserstoff- und dem Dieselpreis bzw. die Dieselpreisparität wird nicht erreicht.

Wird der Wasserstoffbedarf auf ein Busdepot gemittelt, so ergibt sich z.B. am Standort des Busdepots Saalfeld bei einem Strompreis von 3 ct/kWh insgesamt eine Finanzierungslücke von 3,21 €/kg Wasserstoff unter der Annahme, dass die H<sub>2</sub>-Erzeugungsinfrastruktur mit 40 % und die H<sub>2</sub>-Abnahmeninfrastruktur mit 80 % gefördert werden. Abbildung 4-1 detailliert diese Finanzierungslücke sowie die Kostenanteile an der Wasserstoffgestehung, wobei anzumerken ist, dass diese Kosten ohne einen Gewinnaufschlag ermittelt wurden (vgl. Abschnitt 3.3.5). Betrachtet man einzelne Dieselfahrzeuge mit einem hohen Dieserverbrauch bis zu 41,9 l/100 km, die durch kleinere und leichtere Wasserstofffahrzeuge mit einem geringeren Kraftstoffbedarf (siehe Anhang H) ersetzt werden könnten, fällt die Finanzierungslücke geringer aus. Das bedeutet, dass die Finanzierungslücke bei älteren Bussen mit ineffizienteren Diesellaggregaten geringer ausfällt, da der Wert für das Depot über die gesamte Fahrzeugflotte gemittelt ist und neuere Fahrzeuge meistens einen geringen Verbrauch aufweisen als ältere Modelle.

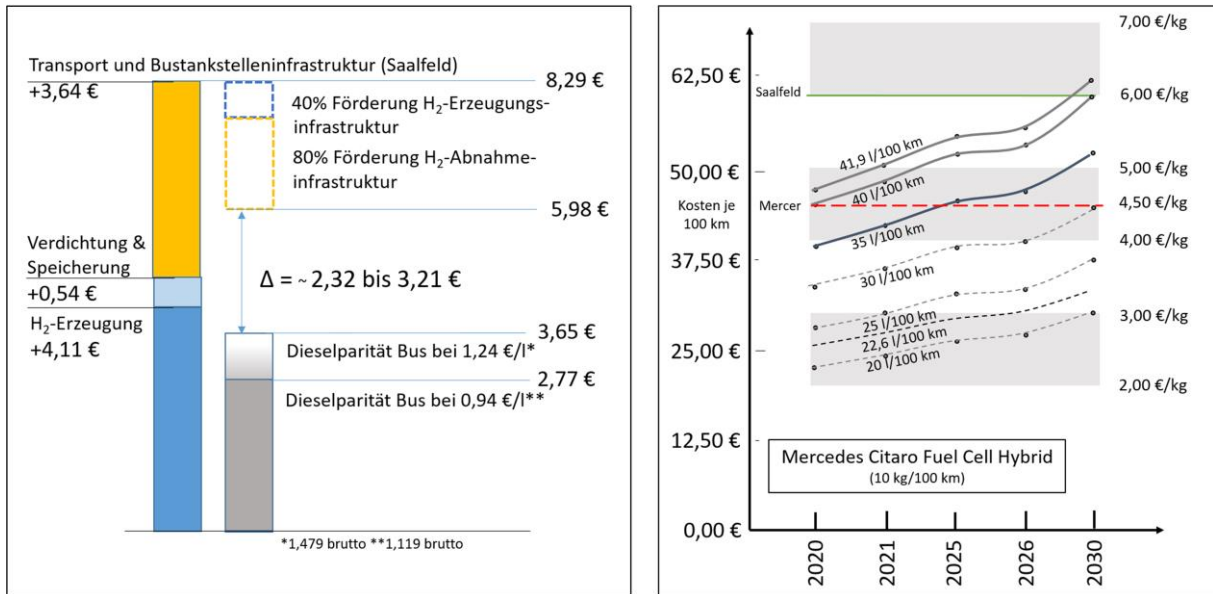


Abbildung 4-1: H<sub>2</sub>-Kraftstoffkosten je kg am Busdepot Saalfeld im Vergleich zu den Kraftstoffkosten für Dieselfahrzeuge (bei einem H<sub>2</sub>-Verbrauch von 10 kg auf 100 km sowie einem Dieserverbrauch von 29,4 l/100km) (linke Seite); Erreichung der Dieselpreisparität von H<sub>2</sub>BZ-Bussen gegenüber Dieselfahrzeugen (grüne Linie) unter Berücksichtigung verschiedener Dieserverbräuche und der Dieselpreissteigerung auf Basis des BEHG (rechte Seite)

Was in Abbildung 4-1 unter Einbeziehung der Preisentwicklung (siehe Anhang H) ebenfalls gesehen werden kann, ist, dass mit den Steigerungen bei der CO<sub>2</sub>-Bepreisung gemäß BEHG, die Dieselpreise ebenfalls steigen und so die Finanzierungslücke mit der Zeit geringer wird. So wäre im Jahr 2026 bei einem prognostizierten CO<sub>2</sub>-Preis von 65 €/t CO<sub>2</sub> die Differenz zwischen Wasserstoff- und Dieselpreis ca. 1,30 €/kg H<sub>2</sub> für das in Abbildung 4-1 mit einer blauen Linie dargestellte Referenzfahrzeug mit einem Dieserverbrauch von 35 l/100 km. Mit diesem Vergleichsfahrzeug ergibt sich bei einem Bildungsäquivalent von 2,6 kg CO<sub>2</sub> je Liter Diesel ein Gesamtausstoß von 91 kg CO<sub>2</sub> auf 100 km. Nimmt man für das Wasserstofffahrzeug einen Verbrauch von 10 kg H<sub>2</sub>/100 km an, so lässt sich folglich mit rund 110 kg Wasserstoff gegenüber dem Referenzfahrzeug eine Tonne CO<sub>2</sub> einsparen.

#### 4.1.2 Ermittlung des notwendigen Kompensationspreises zum Schließen der Wirtschaftlichkeitslücke

Aufbauend auf der in Abschnitt 4.1.1 erläuterten Wirtschaftlichkeitslücke lässt sich ein Kompensationspreis berechnen, um diese Lücke zu schließen. Dieser Preis stellt den Wert dar, welcher in einem Kompensationsmodell für eine Tonne CO<sub>2</sub> erhoben werden müsste, um einen wirtschaftlichen Betrieb des H<sub>2</sub>-ÖPNV im Vergleich zu Dieselfahrzeugen zu gewährleisten. Dieser Preis ist abhängig von den jeweiligen Vergleichsfahrzeugen. Bezieht man in die Wirtschaftlichkeitslücke die CO<sub>2</sub>-Bepreisung gemäß BEHG mit ein, werden für das in Abschnitt genannte H<sub>2</sub>-Fahrzeug mit einem Verbrauch von 10 kg H<sub>2</sub>/100 km im Jahr 2026 rund 143 €/t CO<sub>2</sub> benötigt, um gegenüber dem Referenzfahrzeug die finanzielle Lücke zur Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff zu schließen. Entweder werden diese 143 € in irgendeiner Form kompensiert werden müssen oder aber ein CO<sub>2</sub>-Preis von mindestens 208 €/t CO<sub>2</sub> müsste erzielt werden, um eine Wirtschaftlichkeit gegenüber dem Dieservergleichsfahrzeug herzustellen. Daher ist ein Konzept erforderlich, welches es ermöglicht, den Zeitraum zu überbrücken, bis mit H<sub>2</sub>BZ-Bussen eine Dieselpreisparität erreicht und damit der Einsatz dieser Busse wirtschaftlich wird.

## 4.2 Ansätze zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit

### 4.2.1 Umlegung der Mehrkosten auf Ticketpreise

Eine mögliche Variante zur Schließung der Lücke zur Wirtschaftlichkeit ist die Erhöhung der Ticketpreise im ÖPNV. In Tabelle 4-1 wird dargestellt, welche Auswirkungen allein steigende Dieselmotorkraftstoffkosten im Rahmen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung gemäß BEHG auf den Ticketpreis im Busverkehr haben, wenn diese entsprechend auf den Fahrpreis umgelegt werden. Dabei wäre bis 2026 eine Ticketpreissteigerung von ca. 12,5 % denkbar, vorausgesetzt, dass die Kraftstoffbeschaffungskosten in dieser Zeit nicht ebenfalls steigen.

Tabelle 4-1: Anteil der Treibstoffkosten an den Gesamtkosten am Beispiel eines Busunternehmens in der Modellregion sowie die theoretische Fahrpreissteigerung bei höheren CO<sub>2</sub>-Preisen

TreibstoffszENARIO	Anteil Treibstoffkosten an den Gesamtkosten	Ticketpreisentwicklung
Stand 2020	38,3 %	
CO <sub>2</sub> -Preis 35,00 €/t (2021)	39,8 %	+ 2,5 %
CO <sub>2</sub> -Preis 55,00 €/t (2025)	41,6 %	+ 5,7 %
CO <sub>2</sub> -Preis 65,00 €/t (2026)	42,3 %	+ 7,0 %
CO <sub>2</sub> -Preis 105,00 €/t (2030)	45,0 %	+ 12,4 %

Die Umstellung des ÖPNV auf Wasserstoff zu dem in Abbildung 4-1 genannten Preis von 5,98 €/kg würde insgesamt höhere Treibstoffkosten zur Folge haben, wie in der Tabelle 4-2 zu sehen ist. Je nach Wasserstoffeinkaufspreis könnten so bei einer kompletten Umstellung der Fahrzeugflotte die Ticketpreise um 37 bis 71 % steigen.

Tabelle 4-2: Anteil der Treibstoffkosten an den Gesamtkosten bei einer vollständigen Umstellung der Fahrzeugflotte eines Busunternehmens in der Modellregion auf Wasserstoff in Abhängigkeit vom Wasserstoffeinkaufspreis

TreibstoffszENARIO	Anteil Treibstoffkosten an den Gesamtkosten	Ticketpreisentwicklung bei Einführung des Szenarios
Stand 2020	38,3 %	
Wasserstoff 5,50 €/kg	55,0 %	+ 37,1 %
Wasserstoff 6,00 €/kg	57,1 %	+ 43,9 %
Wasserstoff 6,50 €/kg	59,1 %	+ 50,8 %
Wasserstoff 7,00 €/kg	60,9 %	+ 57,6 %
Wasserstoff 7,50 €/kg	62,5 %	+ 64,5 %
Wasserstoff 8,00 €/kg	64,0 %	+ 71,3 %

Da durch die Realisierung dieser Szenarien für die Fahrpreisentwicklung die Akzeptanz eines mit H<sub>2</sub> betriebenen ÖPNV bei den Fahrgästen voraussichtlich leiden würde, ist diese Strategie nicht zu bevorzugen. Daher sollte versucht werden, Alternativen zu eruiieren, um die Wirtschaftlichkeitslücke zu schließen.

#### 4.2.2 Freiwilliges Kompensationsmodell zur Finanzierung der Wirtschaftlichkeitslücke

Nachteilsausgleiche mittels Kompensation gibt es in einer Vielzahl unserer Lebensbereiche. So müssen z.B. bei Bauvorhaben die Eingriffe in die natürlichen Lebensräume an anderen Stellen ausgeglichen werden. In vielen Gebietskörperschaften gibt es hierzu Kompensationspools, in welche Geldbeträge eingezahlt werden und womit Umweltschutzmaßnahmen finanziert werden. Diese Vorgehensweise ist durch gesetzgeberische Vorgaben geregelt. Allerdings kann in diesen Fällen in der Regel nicht von einem 1:1 Ausgleich gesprochen werden.

Von Beginn an spielten auch im Bereich des Klimaschutzes Kompensationsmodelle eine Rolle, auch wenn diese immer wieder kritisiert werden. So sind bereits im Kyoto-Protokoll 1997 mit den drei Kyoto Mechanismen zwei Kompensationsmodelle eingeführt worden, das Joint Implementation (JI) und der Clean Development Mechanism (CDM). Der dritte Mechanismus des Kyoto-Protokolls ist der Internationale Emissionshandel [69]. Insbesondere beim CDM werden die Grundzüge von CO<sub>2</sub>-Kompensationen deutlich. Die Kompensation muss in einem Verhältnis 1:1 stattfinden, d.h. die Ausgleichsmaßnahmen müssen eine Additionalität bewirken und sie brauchen die Zustimmung der zuständigen UN-Einrichtung, was letztendlich einer Zertifizierung gleichkommt. Auf diese Struktur bauen fast alle Kompensationsmodelle im Bereich des Klimaschutzes auf. Durch diese Struktur wird aber auch klar, dass diese Modelle im Prinzip einen Freiwilligkeitscharakter in sich tragen.

Gemäß Prof. Dr. Dr. Franz-Josef Radermacher (Dr. h.c.), der vielfältig zu Themen der Globalisierungsgestaltung, Technologiefolgenabschätzung und nachhaltigen Entwicklung publiziert hat, sind freiwillige Kompensationsmodelle im privaten Sektor ein essentieller Bestandteil zur Erreichung von Klimaneutralität. Diese Erreichung sollte auf dem Dreiklang von „Vermeiden“, „Reduzieren“ und „Kompensieren“ beruhen [70]. Die Finanzierung der Kompensationen erfolgt hierbei auf Basis „verlorener“ Finanzausschüsse für [70]:

- die Nichtnutzung rechtmäßig erworbener Emissionsrechte,
- die Finanzierung erneuerbarer Energien in Entwicklungsländern,
- die Finanzierung von Aufforstung,
- die Finanzierung von Humusbildung.

Diese Vorgehensweise findet bereits breite Anwendung sowohl bei privaten als auch bei staatlichen Akteuren. Beispielhaft seien hier erwähnt:

- Robert Bosch GmbH, klimaneutral seit 2020 [71],
- Henkel AG & Co. KGaA, klimaneutral bis 2040 [72],
- Alfred Ritter GmbH & Co. KG, klimaneutral seit 2020 [73],
- Dienstreisen der Bundesregierung und Bundesbehörden, klimaneutral seit 2017 [74],
- Thüringer Landesverwaltung, klimaneutral bis 2030 [75],
- Landesverwaltung Hessen, klimaneutral bis 2030 [76],
- Klimaneutralitätsbündnis 2025 [77].

Werden die oben genannten Grundgedanken auf die Modellregion übertragen, bietet sich die Wirtschaftlichkeitslücke für den mit grünem Wasserstoff betriebenen ÖPNV als mögliches Ziel für Kompensationsmaßnahmen an. Wie bereits in Abschnitt 4.1.1 aufgezeigt wurde, wird im Rahmen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung gemäß BEHG, welche in den kommenden Jahren die Diesel- und Benzinpreise ansteigen lassen wird, die Wirtschaftlichkeitslücke allmählich kleiner. Um den Zeitraum bis zu einer vollständigen

Preisparität zu überbrücken, könnte diese Wirtschaftlichkeitslücke über freiwillige Kompensationsleistungen geschlossen werden. Das auf dieser Basis etablierte freiwillige Kompensationsmodell würde vorsehen, dass Firmen und Privatpersonen, die den eigenen ökologischen Fußabdruck bzw. Kohlenstoffdioxidausstoß kompensieren wollen, einen Betrag je t CO<sub>2</sub> als Spende entrichten. Diese Beträge würden z.B. durch eine Betreibergesellschaft oder Stiftung treuhänderisch verwaltet und in regionale Projekte zur Unterstützung von Wasserstoffinfrastrukturen und dadurch zum Senken der Wasserstoffpreise verwendet werden. Daneben müsste auch eine unabhängige Zertifizierung der Kompensation veranlasst und realisiert werden.

Durch die freiwilligen Kompensationsleistungen würde es möglich, eine Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffwirtschaft vorzeitig zu erreichen. Die Maßnahmen würden darüber hinaus dabei helfen, den Aufbau einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur für die Distribution von Wasserstoff zu fördern, um so unter anderem einen wasserstoffbetriebenen ÖPNV zu realisieren. Da jedoch die Wirtschaftlichkeitslücke, wie unter Abschnitt 4.1.2 beschrieben wird, unter den in Abschnitt 4.1.1 formulierten Annahmen z.B. für ein H<sub>2</sub>-Fahrzeug mit einem Verbrauch von 10 kg H<sub>2</sub>/100 km im Jahr 2026 bei 143 €/t CO<sub>2</sub> liegen würde, dürfte die Etablierung einer freiwilligen Kompensation wenig erfolversprechend sein. Für Akteure, die sich hier engagieren wollen, gibt es deutlich günstigere Möglichkeiten.

Bei einem freiwilligen Kompensationsmodell ist außerdem zu beachten, dass die beschriebene Kompensation den derzeitigen und in absehbarer Zukunft geltenden rechtlichen Bestimmungen bzw. Zertifizierungen entsprechen muss. Vorbehaltlich einer juristischen Bewertung, die hier nicht erfolgt ist, dürfte das skizzierte freiwillige Kompensationsmodell aufgrund der Regelungen im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) zur Anrechnung von CO<sub>2</sub>-Reduktionen nicht zulässig sein und damit keine realistische Umsetzungsoption haben. Da ein freiwilliges Kompensationsmodell jedoch vor dem Hintergrund der allgemeinen internationalen Klimadiskussion eine Rolle spielen könnte und der Ansatz zur Überbrückung der Wirtschaftlichkeitslücke auf den ersten Blick interessant erschien, wurde es an dieser Stelle untersucht und dargestellt. Es besteht jedoch eine alternative Möglichkeit für die Implementierung eines Kompensationsmodells, welches allerdings nicht auf Freiwilligkeit, sondern auf staatlicher Regulierung beruht und im nächsten Abschnitt erläutert und untersucht wird.

#### **4.2.3 Kompensation durch die Treibhausgasemissionsquote zur Finanzierung der Wirtschaftlichkeitslücke**

Unternehmen, die in Deutschland Diesel- und oder Ottokraftstoffe verkaufen möchten, sind dazu verpflichtet, die damit verbundenen Treibhausgasemissionen durch das Inverkehrbringen von alternativen, klimaschonenden Kraftstoffen zu reduzieren. Die Quote zur Minderung der Treibhausgasemissionen ist hierbei durch einen festgeschriebenen Prozentsatz, die THG-Quote, vorgegeben. Dieser regulatorische Ansatz wurde 2015 zunächst ausschließlich für die Verwendung von Biokraftstoffen etabliert, inzwischen jedoch auf andere alternative Kraftstoffe ausgeweitet. Dabei lag die Quote zu Beginn bei 3 % und ist bis 2021 auf 6 % angestiegen [78].

Die Fortschreibung der europäischen *Renewable Energy Directive (RED II)* von 2018 sieht einen Mindestanteil alternativer und erneuerbarer Energieträger im Verkehr von 14 % im Jahr 2030 vor. Diese europäische Vorgabe musste bis zum 30.06.2021 in nationales Recht umgesetzt werden, was durch

den Deutschen Bundestag am 21.05.2021 mit dem *Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausminderungs-Quote* erfolgte. Dieses Gesetz sieht eine Anhebung der THG-Quote auf bis zu 25 % im Jahr 2030 vor. Im Gegensatz zur bisherigen gesetzlichen Regelung bietet sich nun auch die Möglichkeit der Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen aus biogenen Quellen wie der Biomasse [79]. Demzufolge wäre in Zukunft auch der am Biomassekraftwerk der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH erzeugte Wasserstoff verrechnungsfähig. Gleichzeitig steigt der Druck bei den Unternehmen, welche weiterhin Otto- bzw. Dieselmotoren verkaufen, sich Verrechnungspotentiale bzw. Quellen zur Quotenerfüllung zu erschließen. Hierdurch ergeben sich folglich Synergiemöglichkeiten für eine Wasserstoffbereitstellung für z.B. den ÖPNV am Standort Blankenstein.

Die Erfüllung der Quotenverpflichtung lässt sich an die quotenverpflichteten Unternehmen verkaufen, jedoch ist im Unterschied zum Emissions-Zertifikathandel ein Weiterverkauf einmal gehandelter THG-Quoten nicht möglich. Ein weiterer Anreiz, der auf die Nutzung strombasierter Kraftstoffe fokussiert, ist die vorgesehene Etablierung einer Möglichkeit zur Mehrfachanrechnung der THG-Quote. Durch die zweifache Anrechnung der Quote können z.B. die Emissionseinsparungen bei der Nutzung von grünem Wasserstoff zukünftig doppelt angerechnet werden, um so den Aufbau der erforderlichen Versorgungsinfrastrukturen zu fördern [80].

Entsprechend den Angaben auf einschlägigen Handelsportalen (eQuota, GreenTrax) liegt der Preis am THG-Quotenmarkt aktuell bei 200 bis 400 €/t CO<sub>2</sub>. Diese Angabe wird unterstützt durch die im Gesetzentwurf der Bundesregierung unter Kapitel E.2 angegebenen durchschnittlichen Kosten von 113 bis 273 € pro vermiedener Tonne Kohlendioxid-Äquivalent zur Erfüllung der Treibhausgasemissionsminderung bei Kraftstoffen [81]. Durch diese CO<sub>2</sub>-Preise zur Erfüllung der THG-Quote ergäbe sich ein Zusatzerlös für grünen Wasserstoff in Höhe von 5 bis 10 €/kg H<sub>2</sub>, wobei diese Angaben auf einer Berechnung der THG-Minderungsmenge basieren, die mit dem Brennwert von Wasserstoff verrechnet wird. Hierfür wird zum einen der Zielwert aus der Multiplikation der THG-Minderungsquote und dem Basiswert für das CO<sub>2</sub>-Äquivalent fossiler Brennstoffe gebildet. Abzüglich der spezifischen THG-Emissionen von grünem Wasserstoff, verrechnet mit dem Anpassungsfaktor der Antriebseffizienz, ergibt sich hieraus dann die THG-Minderungsmenge in kg/GJ [82]. Durch die Zweifach-Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen ergibt sich nach dieser Rechnung eine Minderungsmenge von ca. 169 kg CO<sub>2</sub>/GJ bzw. 610 kg CO<sub>2</sub>/MWh. Mit einem Marktpreis von beispielsweise 200 €/t CO<sub>2</sub> der THG-Quote ergäbe sich ein Umsatzpotential von ca. 122 €/MWh Wasserstoff. Dies entspricht ca. 5 €/kg H<sub>2</sub>.

Die gesetzliche THG-Quote berechnet sich im Allgemeinen aus dem Quotienten der realen Emissionen im Verkehr und einem Referenzwert. Bei diesem Referenzwert wird, im Gegensatz zu den realen Emissionen, die eingesetzte Energiemenge mit dem Faktor der Mehrfachanrechnung und einem Basiswert verrechnet anstatt mit dem zugehörigen Emissions- und Antriebsfaktor [80].

Sollten sich die oben genannten Zahlen und Preise für die Verwendung von grünem Wasserstoff in der Mobilität bestätigen, so wäre mit dieser Kompensation das Schließen der in Abschnitt 4.1.1 aufgezeigten Wirtschaftlichkeitslücke möglich. Die Kompensation mittels der THG-Quote scheint damit ein sehr erfolgversprechender Ansatz zu sein. Dieser Ansatz bedarf jedoch, gerade im Hinblick auf die Aktualität des Gesetzgebungsverfahrens, noch einer umfassenden rechtlichen Würdigung, welche nicht im Rahmen dieser Studie erbracht werden kann.



Die o.g. Gesetzesnovelle würde forcieren, was in der Gesetzesbegründung als Ziel definiert worden ist, und zwar, die Wasserstofftechnologie weiterzuentwickeln und einen Markthochlauf zu erreichen. Durch den hiermit einhergehenden Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft würden zudem neue Arbeitsplätze geschaffen, wenn auch die genaue Zahl dieser Arbeitsplätze zum jetzigen Zeitpunkt schwer einzuschätzen ist, da diese stark abhängig vom Umfang der Wasserstofferzeugung und den konkreten Anwendungsfällen ist. Jedoch ist davon auszugehen, dass in Modellregion bestehende Arbeitsplätze gesichert und durch Weiterbildung die Qualifikation der Fachkräfte in der Region erhöht werden kann. So kann verhindert werden, dass Arbeitsplätze im Zuge der Umstellung auf einen klimaneutralen Wirtschaftsstandort Deutschland verloren gehen, wie dies z.B. in traditionellen Kohlebergbaugebieten durch den Kohleausstieg der Fall ist. Gleichzeitig erlangt die Region durch die Umsetzung des Konzepts überregionales Prestige, das die Zuwanderung von hochqualifizierten und innovationsbegeisterten Arbeitskräften fördert bzw. diese in der Region hält.

Durch die Umsetzung des Konzepts würde ein großer Schritt hin zu einer klimaneutralen Region unternommen werden. Eine Investition in die Wasserstofferzeugung könnte sich somit positiv auf die ganze Modellregion auswirken. Jedoch sind für die erfolgreiche, strukturierte Umsetzung weitere Planungen notwendig. Das Modellkonzept sieht daher die Gründung einer Gesellschaft vor, welche verschiedene Aufgaben ab der H<sub>2</sub>-Produktion bei der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH übernehmen könnte. Die Aufgaben dieser Gesellschaft werden im Abschnitt 4.3 näher erläutert.

#### **4.3 Betreibergesellschaft für die Umsetzung des Modellkonzepts**

Die Umsetzung des Modellkonzepts setzt die Gründung einer Betreibergesellschaft voraus, welche als Bindeglied zwischen Wasserstofferzeuger und den Verkehrsunternehmen, welche den Wasserstoff im Nahverkehr einsetzen, fungiert.

Zu den Kernaufgaben der Betreibergesellschaft würde gemäß Abbildung 4-2 die Distribution des Wasserstoffs ab dem Erzeugungsstandort in Blankenstein hin zu den Wasserstofftankstellen an den Busdepots in der Modellregion zählen. Diese könnte mittels Zug- oder straßengebundener Trailerlogistik erfolgen, da in der Region keine H<sub>2</sub>-Pipelines verlaufen. Weitere Aufgaben wären sowohl die Anschaffung als auch der Betrieb und die Wartung der Tankstellen. Diese müssten an geeigneten Standorten in der Region errichtet werden, um die Betankung großer Busflotten zu ermöglichen. Der Aufwand für den Betrieb und die Wartung der H<sub>2</sub>-Tankstellen würde dann folglich nicht direkt bei den ÖPNV-Betrieben liegen, was somit den Betrieb von H<sub>2</sub>BZ-Fahrzeugen vereinfachen würde. Zudem würden Fachkräfte entsprechend aus- bzw. weitergebildet werden, um mit den neuen Technologien in der täglichen Anwendung umgehen zu können. Die Schulung von Fachkräften fördert den Know-how-Zuwachs und die H<sub>2</sub>-Expertise in der Region und könnte der Region somit einen Vorteil auf dem Gebiet der Wasserstoffwirtschaft verschaffen. Perspektivisch kann in der Folge die Expertise, welche in der Modellregion erlangt wurde, auch auf andere Regionen übertragen werden.

Eine zusätzliche Aktionsmöglichkeit der Betreibergesellschaft wäre die Anschaffung von H<sub>2</sub>BZ-Bussen für alle Busunternehmen über gesammelte Ausschreibungen, denn durch gemeinsame Ausschreibungen von z.B. Fahrzeugen und Tankstellen kann wirtschaftlicher agiert werden. Da die Gründung der Betreibergesellschaft unter anderem zur Umsetzung des Kompensationsmodelles empfohlen wird, sollte diese entsprechend auch die CO<sub>2</sub>-Kompensationsmaßnahmen (THG-Minderungsquote) koordinieren.



Abbildung 4-2: Übersicht von Aufgaben für eine potentielle Betreibergesellschaft

Die Rechtsform, unter welcher die Betreibergesellschaft agieren sollte, müsste durch eine juristische Beratung ermittelt werden. Im Abschnitt 4.3.1 sind eine Auswahl potentieller Rechtsformen dargestellt und deren jeweiligen Vor- und Nachteile erläutert.

#### 4.3.1 Rechtsform der Betreibergesellschaft

Wie in Abschnitt 4.3 dargestellt wurde, sollte die Betreibergesellschaft verschiedene Funktionen übernehmen. Um eine geeignete Gesellschaftsform auswählen zu können, müssen vorab verschiedene Fragen detailliert abgeklärt werden. Beispielsweise ist zu klären, welche Kooperationspartner sich zu welchen Bedingungen und Beteiligungen (bspw. finanzieller Aufwand oder Möglichkeit der Einflussnahme) zusammenschließen wollen. Ein weiterer Punkt ist die Klärung der Haftungsfrage sowie die der Selbstständigkeit. Sollten die Kooperationspartner als eigenständiges, im Sinne einer Interessengemeinschaft (strategische Allianz), oder als neues zusammengehörendes Unternehmen (Joint Venture) die festgelegten Ziele verfolgen? Analog dazu ist die Frage für die Logistik zu klären. Dafür müssen jedoch rechtliche Rahmenbedingungen beachtet werden, die den verschiedenen Betriebsformen zugrunde gelegt und im Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) vorgeschrieben sind.

In den folgenden Absätzen wird für die prinzipiell möglichen Gesellschaftsformen ein Überblick über deren allgemeinen Vorzüge und Nachteile vermittelt. Eine Übersichtstabelle der Rechtsformen ist dieser Studie im Anhang J beigefügt.

#### Eingetragene Genossenschaft

*Zusammenfassung zur eingetragenen Genossenschaft (eG) auf Basis der Quellen: [83-89]*

Die eingetragene Genossenschaft verfolgt den Zweck, ihre Mitglieder wirtschaftlich zu fördern über Einkauf, Produktion und Fertigung oder Verkauf auf gemeinschaftliche Rechnung zur gemeinschaftli-

chen Nutzung. Darüber hinaus verbindet eine eG viele Vorteile für ihre beteiligten Mitglieder, wie beispielsweise eine demokratische Struktur, bei der jedes Mitglied eine Stimme hat, unabhängig von der Höhe der Kapitalbeteiligung. Somit ist eine Dominanz durch Einzelne in der Generalversammlung ausgeschlossen und eine Fremdübernahme nicht möglich. Der Ein- und Austritt in eine eingetragene Genossenschaft ist ohne notarielle Mitwirkung und / oder Unternehmensbewertung möglich, wobei austretende Mitglieder nur den Nennwert ihrer Anteile und nicht den tatsächlichen Wert zurückerhalten. Die Mitglieder einer eG sind selbst verantwortlich für den Erhalt und die Existenz der Genossenschaft, so dass sie zugleich Eigentümer und Kunde sind. Somit müssen sie das erforderliche Kapital selbst aufbringen und haften mit diesem gegenüber ihren Gläubigern. Aufgrund der aktiven Kontrollen vom Prüfverband gelten Genossenschaften als sehr insolvenz sicher und schützen die Geschäftspartner und Mitglieder vor finanziellem Schaden. Darüber hinaus ist anzumerken, dass für die Gründung einer Genossenschaft kein Mindestkapital notwendig ist, wie beispielsweise bei diversen Kapitalgesellschaften wie z.B. einer Aktiengesellschaft oder einer GmbH.

Die Mitglieder von Genossenschaften profitieren neben den aufgezählten Vorteilen auch von der Expertise der Mitglieder und Genossen in betriebswirtschaftlichen, rechtlichen und steuerlichen Fragen. Jedoch sind diesen Vorteilen auch deren Nachteile entgegenzustellen, so dass bei der demokratischen Struktur wenig Entscheidungsfreiheit für einzelne Mitglieder besteht und somit keine individuelle Förderung des Einzelnen möglich ist. Ebenso sind die erforderlichen Leistungen des Prüfverbandes kostenpflichtig und mindern den Gewinn der Genossenschaft.

### **Eingetragener Verein / Verband**

*Zusammenfassung zum eingetragenen Verein (e.V.) auf Basis der Quellen: [90-93]*

Ebenfalls möglich wäre die Gründung eines Vereins (Verband), um die gemeinsamen Interessen zu verfolgen. Jedoch ist bei dieser Rechtsform die vorgegebene Gemeinnützigkeit nicht außer Acht zu lassen, so dass der e.V. keine wirtschaftlichen Interessen verfolgen darf.

Zu den Vorteilen des eingetragenen Vereins zählt vor allem sein positives Image, das i.d.R. durch seine nicht wirtschaftlichen Hauptziele erlangt wird. Trotz dieser nicht wirtschaftlichen Hauptziele, darf der Verein zweckgebunden Kapitalrücklagen bilden, solange diese in den folgenden zwei Wirtschaftsjahren für den geplanten Zweck verwendet werden. Ebenso ist der Verein aufgrund der Gemeinnützigkeit nicht an die formalistische Publizitätspflicht gebunden, so dass keine Jahresabschlüsse offengelegt werden müssen. Zu den weiteren Vorteilen eines e.V. zählen das nicht erforderliche Mindestkapital zur Vereinsgründung sowie die Gleichberechtigung aller Mitglieder. Ebenso ist durch das Vereinsrecht eine effiziente Ausgestaltung des Vereines im Rahmen seiner (selbst festgelegten) Satzung möglich, wodurch der Verein als Rechtsform an Attraktivität gewinnt.

Ein Verein hat neben seinen Vorteilen jedoch auch Nachteile. So bedarf es 7 Mitglieder zur Gründung eines Vereins, was eine Entscheidungsfindung aufgrund der Vielzahl von Personen schwerfällig gestaltet. Ebenso sind in Vereinen häufig keine klaren Führungs- und Leitungsstrukturen vorhanden aufgrund der „großen“ Organe (s. Tabelle im Anhang J). Ein weiterer Nachteil für die Mitglieder ist die persönliche Mitgliedschaft, wodurch Anteile nicht abtretbar oder veräußerbar sind.

## **Aktiengesellschaft**

*Zusammenfassung zur Aktiengesellschaft (AG) auf Basis der Quellen: [94-99]*

Eine Aktiengesellschaft kann als Rechtsform geeignet sein, wenn sich natürliche oder juristische Personen zusammenschließen und für ihre Gläubiger lediglich das Geschäftsvermögen haftbar gemacht werden soll. Das bedeutet, dass bei einer Aktiengesellschaft eine Haftungsbeschränkung in Höhe des Aktienwertes vorliegt. Diese Aktien haben eine einfache Übertragbarkeit (keine notarielle Beurkundung benötigt), wodurch die Aufnahme neuer oder der generelle Wechsel von Aktionären unkompliziert möglich ist. Verbunden mit der Aufnahme neuer Aktionäre ist auch die Aufnahme neuen Eigenkapitals. Die vorhandenen Aktien können in Stamm- und Vorzugsaktien unterschieden werden, so dass durch diese Gestaltung und Kombination der Aktienarten eine Sicherung der Stimmenmehrheit geschaffen werden kann. Darüber hinaus können mittels Belegschaftsaktien Anteilseigner wie Mitarbeiter, Kunden oder Lieferanten dauerhaft an das Unternehmen gebunden werden, was ebenfalls als Vorteil einer AG zu nennen ist. Generell genießen Aktiengesellschaften ein hohes Ansehen.

Jedoch gibt es auch eine Vielzahl von Nachteilen bei der Gründung einer AG. So sind beispielsweise ein hohes Grundkapital von 50.000 Euro, ein aufwändiges und teures Gründungsprozedere sowie ein hoher Verwaltungsaufwand durch Vorstand, Aufsichtsrat und Hauptversammlung notwendig. Für den Vorstand und Aufsichtsrat gilt keine beschränkte Haftung, so dass diese dem privaten Haftungsrisiko unterliegen, entgegengesetzt zu den anderen Aktionären. Des Weiteren gilt für den Aufsichtsrat, dass dieser aus mindestens drei natürlichen Personen bestehen muss.

Für die Formalitäten einer AG gelten nach AG-Gesetz strenge Vorschriften, die unter anderem für Buchführung, Bilanzlegung und Publizitätspflicht gelten und damit verbunden, den unternehmerischen Gestaltungsspielraum reduzieren. Ebenso wird im AG-Gesetz festgelegt, dass der einer AG zugrundeliegende Gesellschaftervertrag notariell beurkundet werden muss.

## **Gesellschaft mit beschränkter Haftung**

*Zusammenfassung zur Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) auf Basis der Quellen: [100-104]*

Unter den gegebenen Voraussetzungen wäre auch eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung möglich, da sich diese Rechtsform für Handel, Dienstleistung und Produktionsgewerbe sowie auch wirtschaftliche Zwecke eignet und viele Vorteile mit sich bringt. Ein solcher Vorteil ist beispielsweise die Haftungsbeschränkung der GmbH auf das Gesellschaftervermögen. Das Stammkapital für die Gründung ist mit 25.000 Euro im Vergleich zur Gründung einer Aktiengesellschaft deutlich geringer. Neben natürlichen können auch juristische Personen, also beispielsweise andere Kapitalgesellschaften, Gesellschafter einer GmbH werden. Ein weiterer Vorteil der GmbH ist der einfache Wechsel von Gesellschaftern und bei Bedarf der Verkauf des Unternehmens durch Veräußerung der Gesellschafteranteile. Damit verbunden ist jedoch auch ein Nachteil der GmbH: die bei einem Wechsel oder im Geschäftsjahr anfallenden Formalitäten unterstehen der notariellen Beglaubigungspflicht, die mit einem zusätzlichen Aufwand und Kosten verbunden ist. So müssen beispielsweise Satzungsänderungen oder Abtretungen von Gesellschaftsanteilen notariell beglaubigt und im Handelsregister eingetragen werden. Ebenso ein Nachteil ist die Insolvenz bei Überschuldung. Das bedeutet, dass nicht nur die fehlende Liquidität zur Insolvenz einer GmbH führt, sondern auch das Ungleichgewicht zwischen Verbindlichkeiten und Vermögen. Für die Buchhaltung, Bilanzlegung sowie deren Veröffentlichung sieht das GmbH-Gesetz

strenge Vorschriften vor, wobei dem Geschäftsführer bei Verstößen strafrechtliche Konsequenzen und die zivilrechtliche Haftung aus seinem Privatvermögen drohen.

#### 4.3.2 Fazit für eine Betreibergesellschaft in der Modellregion

Prinzipiell sind für die Wahl einer geeigneten Gesellschaftsform die vorgegebenen charakteristischen Züge der jeweiligen Rechtsform mit den beabsichtigten Zielen und Vorstellungen einander gegenüber zu stellen und zu vergleichen. So ist zuerst zu klären, welche Kooperationspartner sich zu welchen Bedingungen zusammenschließen wollen und sich nach rechtlichen Gegebenheiten auch zusammenschließen dürfen.

Grundlegend wird die Annahme getroffen, dass über die neu gegründete Gesellschaftsform z.B. zur Bestellung der Busse sowie zum Aufbau eines Wartungsnetzwerkes die Kosten der beteiligten Akteure reduziert werden könnten und somit ein Beitrag zur Wirtschaftlichkeit geleistet würde. Eine deutlich größere Bestellmenge beim Lieferanten ermöglicht nämlich Rabatte, die über die Gesellschaftsform an die Beteiligten weitergegeben werden können und so über die Gemeinschaft den Einzelnen fördern. Ebenso wäre eine Vollauslastung der Wartungs- und Reparaturteams bei voller Kosteneffizienz gewährleistet, wenn ein Wartungsteam mehrere Standorte betreut.

Unter Annahme der genannten Rahmenbedingungen kann der Zusammenschluss zu einer Genossenschaft empfehlenswert sein, sofern eine demokratische Struktur und ein Stimmrecht für jedes Mitglied unabhängig von dessen Kapitalbeteiligung in Betracht gezogen werden kann. Der vermehrte Aufwand der Buchhaltung und die damit verbundene Publizierpflicht einer Genossenschaft sind deren Vorteilen und den Einsparungen bei einem gemeinschaftlichen Erwerb der Wasserstoffbusse gegenüber zu stellen. Sofern jedoch ein gemeinschaftlich demokratischer Charakter zugrunde gelegt werden soll bei einer vereinfachten Buchführung und ohne Publizierpflicht, kann auch der eingetragene Verein als Gesellschaftsform empfohlen werden. Zu beachten sind hierbei jedoch dessen Auslegung auf ein „nicht wirtschaftliches“ Handeln und die Anzahl der benötigten Gründungsmitglieder, was die Umsetzung in einer Betreibergesellschaft erschweren würde. Im Falle einer angestrebten größeren Eigenständigkeit und Haftungsbeschränkung, könnte als Gesellschaftsform eine AG oder auch eine GmbH empfehlenswert sein, abhängig von der Höhe des zu investierenden Stammkapitals und der gewünschten Flexibilität der Unternehmensanteile, die bei einer GmbH geringer sind als bei einer Aktiengesellschaft.

Einen weiteren erheblichen Einfluss auf die Auswahl einer Gesellschaftsform für die Betreibergesellschaft haben nicht nur die Rahmenbedingungen für z.B. die Anschaffung der Wasserstoffbusse, sondern auch die rechtlichen Gegebenheiten bei der Finanzierung und Distribution. Gleiches gilt z.B. für die tatsächliche Ausgestaltung des Kompensationsmodells im Rahmen der ÖPNV-Lösungen für die Modellregion. Je nach dem vorausgesetzten Szenario und den Rahmenparametern für die Umsetzung in der Modellregion sowie den Wünschen der bindungswilligen Kooperationspartner ist eine explizite Empfehlung im Rahmen dieser Studie nicht möglich, so dass bei einer tatsächlichen Umsetzung die Einholung einer juristischen Fachexpertise unabdingbar wäre.

#### 4.4 Ergänzende Maßnahmen zum H<sub>2</sub>-Absatz

Ergänzend zum H<sub>2</sub>-Absatz über die in Abschnitt 4.3 beschriebene Betreibergesellschaft für Mobilitätsanwendungen im ÖPNV einschließlich Kompensationsmodell wird die Vermarktung weiterer Mengen an Wasserstoff an industrielle Abnehmer mit einem genuinen Wasserstoffbedarf empfohlen (vgl. Abschnitt 3.2.4). Während der Erarbeitung der Studie wurde der Kontakt zu einem Unternehmen für technische Gase hergestellt, das Kunden im Umfeld der Modellregion mit grünem Wasserstoff beliefern könnte. Auf diese Weise könnten jährlich Mengen von 200 bis zu 500 t an grünem Wasserstoff ab der Zellstofffabrik in Blankenstein abgenommen werden, unter der Voraussetzung, dass dieser auch tatsächlich als grün klassifiziert werden darf (siehe Anhang A). Dies entspricht einer Abnahmemenge von etwa 10 bis 25% der möglichen Wasserstoffproduktionsmenge an der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal. Aus wirtschaftlicher Sicht interessant wären hierbei Wasserstoffverkaufspreise, d.h. Gesteungskosten inkl. Gewinnaufschlag, von bis zu etwa 4,50 €/kg ab Produktionsstandort. Potentielle Kunden wären Industrieunternehmen, die bereits Wasserstoff als Prozessgas nutzen und so den bisher verwendeten grauen durch grünen Wasserstoff ersetzen würden.

Darüber hinaus könnte den Betreibern von Wasserstofftankstellen in der Region und den angrenzenden Gebieten ggf. grüner Wasserstoff angeboten werden, sofern hier ein grundsätzliches Abnahmeverhalten besteht. In der Modellregion befindet sich zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichtes jedoch lediglich eine einzige Wasserstofftankstelle, und zwar in Berg bei Hof (siehe Abbildung 3-12), die von der H<sub>2</sub> MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG betrieben wird und an der private PKW betankt werden können. Des Weiteren existieren in der näheren Umgebung der Modellregion drei weitere Wasserstofftankstellen in Erfurt, Meerane und Bayreuth, deren H<sub>2</sub>-Bedarf ebenfalls mit den möglichen Produktionskapazitäten prinzipiell gedeckt werden könnte. Da 2020/21 in ganz Deutschland jedoch nur rund 500 Wasserstoffpersonenkraftwagen zugelassen waren, kann die potentielle H<sub>2</sub>-Abnahmemenge für den Betrieb der Tankstellen momentan als sehr gering eingestuft werden. Daher kann zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieser Studie eine Kombination aus der ÖPNV-Nutzung und einer Industrieverwendung als die sinnvollste Variante für den Aufbau einer Wasserstoffversorgungsinfrastruktur im Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern, Westsachsen angesehen werden, da nur so die notwendigen Abnahmemengen garantiert werden können, die eine Investition in eine Elektrolyseinfrastruktur rechtfertigen würden.

## 5 Maßnahmenvorschläge, Handlungsempfehlungen und Umsetzungsstrategie

Die Modellregion besitzt, wie aus den vorherigen Abschnitten hervorgeht, Potential für die Erzeugung und die Verwendung von grünem Wasserstoff. Die Realisierung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft wird jedoch durch die fehlende Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff erschwert. Wie in den Abschnitten 3.3.4 und 3.3.5 aufgezeigt wurde, erhöht dies nämlich die Kosten für die H<sub>2</sub>-Verteilung in der Region maßgeblich. Regionen, die auf bestehende Infrastrukturen in Form von z.B. Pipelines zugreifen können, sind hier im Vorteil. Weiterhin gibt es in der Region bisher keine gesicherte Wasserstoffabnahme in der Industrie bzw. im Mobilitätssektor. In der Modellregion Dreiländereck ist es folglich neben der Entwicklung einer Erzeugerinfrastruktur auch erforderlich, Industrieabnehmer zu überzeugen und eine geeignete Logistik- und Betankungsinfrastruktur insbesondere für H<sub>2</sub>BZ-Flottenfahrzeuganwendungen aufzubauen. Dies sollte in der Folge weitere Investitionen unter Verwendung dieser Infrastrukturen wirtschaftlicher machen, da dann Synergieeffekte ausgespielt werden können. Vorbereitend dazu werden in diesem Kapitel Maßnahmenvorschläge kurz umrissen und auf dieser Grundlage Handlungsempfehlungen erstellt sowie eine mögliche Strategie zur Umsetzung der Maßnahmen dargestellt.

### 5.1 Erarbeitung von konkreten Maßnahmenvorschlägen und Handlungsempfehlungen für die kurzfristige Ausführung einzelner geeigneter Maßnahmen

Als erste Maßnahme wird die rechtliche Bewertung der Klassifizierung des an der Zellstofffabrik in Rosenthal am Rennsteig, Ortsteil Blankenstein produzierbaren Wasserstoffs empfohlen, um zu eruieren, ob dieser tatsächlich als grüner Wasserstoff bezeichnet und vertrieben werden darf bzw. ob er anteilig als grün klassifiziert werden kann (vgl. Abschnitt 3.5 und Anhang A). Ausgangspunkt für diese Bewertung ist der Einsatz des bei der Papierherstellung anfallenden, sehr energiereichen Nebenprodukts Schwarzlauge zur Erzeugung von Strom für die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. Diese rechtliche Bewertung der Klassifizierung als grüner Wasserstoff sollte zeitnah erfolgen, da hiervon die weitere Planung abhängig ist. Danach sollte mit einer konkretisierten, detaillierten Potentialabschätzung und Infrastrukturplanung unter Einbeziehung des potentiellen Erzeugers sowie von möglichen Logistikunternehmen und geeigneten H<sub>2</sub>-Nutzern begonnen werden. Ebenso sollten parallel Förderanträge für die Investitionsmaßnahmen verfasst sowie Finanzierungsfragen geklärt werden.

Das in Abschnitt 4 vorgestellte Modellkonzept sieht vor, die Wirtschaftlichkeitslücke für die H<sub>2</sub>-Nutzung in der Mobilität durch die Teilnahme am THG-Minderungsquotenhandel zu schließen. Hierdurch sollen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Verkehrssektor ausgeglichen werden. Als kurzfristige Maßnahme wird daher empfohlen, nach Bekanntmachung des novellierten Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausminderungsquote und der dazugehörigen Vollzugsverordnungen juristisch zu überprüfen, ob der an der Zellstofffabrik in Rosenthal am Rennsteig produzierbare Wasserstoff den Anforderungen als Quotenerfüller entspricht, um so zusätzliche Erlöse zu generieren.

Den Autoren der vorliegenden Studie ist bewusst, dass CO<sub>2</sub>-Kompensationsmodelle kontrovers diskutiert werden. Den Programmen wird oftmals vorgeworfen, sich an dem schlechten Gewissen von Verbrauchern zu bereichern, die den eigenen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck ausgleichen wollen. Zudem werden die Programme teilweise als eine Art moderner Ablasshandel tituliert. Das vorliegende Kompensationsmodell zielt jedoch darauf ab, CO<sub>2</sub> in Sektoren einzusparen, in denen der Einsatz klimaneutraler Technologien

technisch noch nicht realisierbar ist und gleichzeitig finanzielle Potentiale für den Aufbau klimaneutraler bzw. klimafreundlicher Technologien zu nutzen, um einen langfristigen und nachhaltigen strukturellen Wandel schneller herbeizuführen als es ohne eine solche Maßnahme möglich wäre.

## 5.2 Erstellung einer Strategie zur Umsetzung des Gesamtkonzepts unter Abschätzung des zeitlichen Horizonts

Wie in Abbildung 5-1 verdeutlicht wird, wird eine dreistufige Umsetzung von Maßnahmen zur Erreichung einer Wasserstoffmodellregion im Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern, Westsachsen empfohlen. In der ersten, kurzfristigen Umsetzungsphase geht es vor allem um die Klärung der Voraussetzungen für die Umsetzung einer Wasserelektrolyseanlage am Standort der Zellstofffabrik in Blankenstein sowie die Realisierung einer ersten Ausbaustufe bis Ende 2024. Hierauf folgt die Empfehlung, in den Jahren 2025 bis 2027 den Wasserstoff für Industrieanwendungen wirtschaftlich zu vertreiben, parallel ÖPNV-Anwendungen sowie eine Betreibergesellschaft zu entwickeln und eine zweite Ausbaustufe für die Elektrolyse zu realisieren. Der Endausbau auf 19 MW Elektrolyseleistung sollte in den Jahren 2028 bis 2030 parallel zur Implementierung des vorgeschlagenen Kompensationsmodells (THG-Minderungsquote) erfolgen.

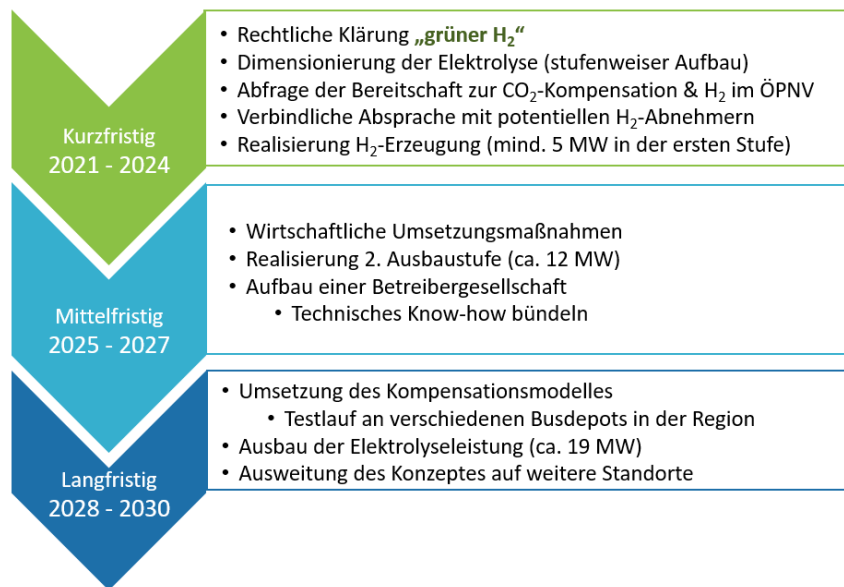


Abbildung 5-1: Handlungsempfehlungen und Maßnahmenvorschläge für die Modellregion Dreiländereck

In einem ersten Ausbauschnitt, welcher voraussichtlich bis zum Jahr 2024 realisiert werden könnte, wird gemäß Abbildung 5-1 die Installation eines Elektrolyseurs mit 5,2 MW empfohlen. Hierdurch entstünde eine Sauerstoffmenge, welche groß genug ist, um einen nennenswerten Teil des Sauerstoffbedarfs der Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH vor Ort abzudecken. Zudem könnten ca. 550 t Wasserstoff pro Jahr hergestellt werden. Davon könnten 44 t pro Jahr für den Betrieb der Bahnlinie RB 32 Saalfeld-Blankenstein mit H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen eingesetzt werden. Um dies zu realisieren, wird daher parallel zum Aufbau der Elektrolyseinfrastruktur der Bau einer Bahntankstelle in der Nähe der Endhaltestelle der Bahnlinie oder auf dem Betriebsgelände der Zellstofffabrik empfohlen. Über das in Ab-



schnitt 4.4 genannte Unternehmen für technische Gase könnte zudem perspektivisch ab Inbetriebnahme der Elektrolyse eine Wasserstoffabnahme von bis zu 500 t/a für Industrieunternehmen mit genuinem Wasserstoffbedarf realisiert werden. Die Bedingung für eine solche Abnahme des Wasserstoffes ist jedoch dessen Klassifizierung als „grüner“ Wasserstoff. Weiterhin würde eine Verdichtung des Wasserstoffes am Erzeugungsstandort erforderlich. Die Umsetzung dieser, mit einer entsprechenden Investitionsförderung bereits jetzt wirtschaftlichen Maßnahmen wird zeitlich für das Jahr 2025 als realisierbar eingeschätzt.

Anschließend wird gemäß Abbildung 5-1 vorgeschlagen, bis zum Jahr 2027 eine Betreibergesellschaft in der Modellregion aufzubauen, um somit den Grundstein für den nachhaltigen Betrieb der H<sub>2</sub>-Infrastrukturen und die Einrichtung des in Abschnitt 4.2.3 beschriebenen Kompensationsmodells zu legen. Hiermit ginge der Ausbau der Elektrolyseleistung auf ca. 12 MW einher. Wie in Abschnitt 4.1.1 aufgezeigt wurde, wird im Jahr 2027 noch eine Kostendifferenz zwischen Wasserstoff und Diesel als Kraftstoff antizipiert, welche durch eine Teilnahme am THG-Minderungsquotenhandel überbrückt werden könnte. Daher wird empfohlen, in der Umsetzung des Modellkonzepts bis 2028 an verschiedenen Busdepots in der Region, wie z.B. Saalfeld und Sonneberg, H<sub>2</sub>BZ-Busse zum Einsatz kommen zu lassen und diese ohne wirtschaftliche Finanzierungslücke gegenüber Dieselfahrzeugen zu betreiben.

Bis 2030 wird die Ausweitung des Modellkonzepts auf weitere Busdepots in der Modellregion empfohlen. Hiermit geht der Ausbau der Elektrolyseleistung auf 19 MW einher und somit die Produktion von bis zu 2.030 t Wasserstoff pro Jahr. Zudem müsste durch die Betreibergesellschaft die Kapazität an Fahrzeugen, Tankstellen und Fachkräften dementsprechend ausgebaut werden.

Die hier empfohlenen Maßnahmen zur Umsetzung einer Wasserstoffmodellregion Dreiländereck Südthüringen, Nordbayern, Westsachsen haben einen Know-how-Zugewinn für die Modellregion zur Folge, die sich somit frühzeitig als eine Vorreiterregion in Deutschland etablieren könnte. Zudem wird empfohlen, das gesamte Vorhaben von Beginn an öffentlichkeitswirksam zu kommunizieren, um eine möglichst hohe Akzeptanz in der Bevölkerung für den Aufbau der H<sub>2</sub>-Erzeugungs- und der H<sub>2</sub>-Vertriebsinfrastrukturen zu etablieren und die Voraussetzungen für einen wasserstoffbetriebenen ÖPNV zu schaffen.

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] © OpenStreetMap-Mitwirkende, Daten von OpenStreetMap, Veröffentlicht unter der Lizenz „Open Database Licence (ODbL) 1.0“ (opendatacommons.org); openstreetmap.org
- [2] © GDI-Bayern, „Datenquelle: Bayerische Vermessungsverwaltung – www.geodaten.bayern.de“ unter „Creative Commons Namensnennung 3.0 Deutschland Lizenz“
- [3] © GeoSN, „Staatsbetrieb Geobasisinformation und Vermessung Sachsen (GeoSN)“, dl-de/by-2-0
- [4] © GDI-LSA, Landesamt für Vermessung und Geoinformation Sachsen-Anhalt, dl-de/by-2-0
- [5] © GDI-Th, Thüringer Landesamt für Bodenmanagement und Geoinformation; dl-de/by-2-0
- [6] Asahi Kasei Europe GmbH, „Asahi Kasei baut weltweit größte alkalische Wasserelektrolyseanlage für Fukushima“, Windkraft Journal, Aug. 2018. [Online]. Available: <https://www.windkraft-journal.de/2018/08/15/asahi-kasei-baut-weltweit-groesste-alkalische-wasserelektrolyseanlage-fuer-fukushima/126000>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [7] M. Jendrischik, „Refhyne: ITM Power und Shell bauen größte Wasserstoff-Elektrolyse Cleanthinking.de, 2018. [Online]. Available: <https://www.cleanthinking.de/refhyne-itm-power-und-shell-bauen-groesste-wasserstoff-elektrolyse/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [8] FuelCellsWorks, „GrInHy2.0: Sunfire Delivers the World’s llargest High-Temperature Electrolyser to Salzgitter Flachstahl“, 2020. [Online]. Available: <https://fuelcells-works.com/news/grinhy2-0-sunfire-delivers-the-worlds-largest-high-temperature-electrolyser-to-salzgitter-flachstahl/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [9] J. Hauke, „REFHYNE“, [Online]. Available: <https://www.in4climate.nrw/best-practice/projekte/2019/refhyne/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [10] Infinite Fuels GmbH, „LIFE CoWaCo PROJECT“, [Online]. Available: <https://www.infinitefuels.de/life-cowaco-project/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [11] WS Reformer GmbH, „‘On-site’ Wasserstoff. Reformer für Brennstoffzellen, Tankstellen und Industriegas“, [Online]. Available: <http://www.wsreformer.de/index.dhtml/50609130581db52761rd/-/deDE/-/CS/-/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [12] ZOZ GmbH, „H2Tank2Go“, [Online]. Available: [http://gmbh.zoz.de/?page\\_id=224](http://gmbh.zoz.de/?page_id=224). [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [13] Hydrogenious LOHC Technologies GmbH, „The Storage Unit“, [Online]. Available: <https://www.hydrogenious.net/index.php/en/products/thestorageunit/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [14] H2-Industries SE, „Innovative Energiespeicher mit LOHC-Technologie“, [Online]. Available: <https://h2-industries.com/produkte/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [15] Hydrogenious LOHC Technologies GmbH, „The ReleaseUNIT“, [Online]. Available: <https://www.hydrogenious.net/index.php/en/products/thereleaseunit/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].

- [16] inhouse engineering GmbH, „Brennstoffzellen BHKW inhouse 5000+“, [Online]. Available: <https://www.inhouse-engineering.de/brennstoffzelle/bhkw/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [17] H. Bartels, „Wasserstoff statt Kohle: Wie wird Stahl grün?“, 2020. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/verband/magazin-2050/wasserstoff-statt-kohle-der-stahl-der-zukunft-ist-klimafreundlich/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [18] Power to X Allianz, „Unsere Projekte- Power to x Allianz“, 2021. [Online]. Available: <https://www.ptx-allianz.de/innovation-fuer-klimaschutz/unsere-projekte/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [19] thyssenkrupp Steel Europe, „tkH2steel- Mit Wasserstoff zur klimaneutralen Stahlproduktion“, 2020. [Online]. Available: [https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/klimastrategie/?gclid=EAIaIQobChMI-koPOqtKa7QIVg\\_93Ch0o1QnYEAAYASAAEgI3BvD\\_BwE](https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/klimastrategie/?gclid=EAIaIQobChMI-koPOqtKa7QIVg_93Ch0o1QnYEAAYASAAEgI3BvD_BwE). [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [20] Salzgitter AG, „SALCOS“, [Online]. Available: <https://salcos.salzgitter-ag.com/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [21] Salzgitter AG, „Erste Bramme für grünen Flachstahl erfolgreich produziert“, 2020. [Online]. Available: <https://www.salzgitter-ag.com/de/newsroom/pressemeldungen/details/erste-bramme-fuer-gruenen-flachstahl-erfolgreich-produziert-14527.html>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [22] J. Marquardt, „Sektorenkopplung komplett: Grüner Wasserstoff und Dekarbonisierung im industriellen Maßstab“, [Online]. Available: <https://www.holcim.de/de/sectorenkopplung-komplett-gruener-wasserstoff-und-dekarbonisierung-im-industriellen-massstab-0>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [23] Stadt Heide, „KEROsYN100: IN die Luft mit grünem Kraftstoff“, 2018. [Online]. Available: <https://www.heide.de/artikelansicht/kerosyn100-in-die-luft-mit-gruenem-kraftstoff.html>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [24] KielRegion, „HyStarter: KielRegion auf dem Weg zur Wasserstoffregion“, 2019. [Online]. Available: <https://www.kielregion.de/news/details/hystarter-kielregion-auf-dem-weg-zur-wasserstoffregion/>. [Zugriff am 15. Dezember 2020].
- [25] T. Husmann, „H2-Region Emsland“, [Online]. Available: <https://h2-region-emsland.de/die-h2-region-emsland/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [26] Metropolregion Rhein-Neckar, „H2 Rivers“, [Online]. Available: <https://www.m-r-n.com/was-wir-tun/themen-und-projekte/projekte/h2rivers>. [Zugriff am 15. Dezember 2020].
- [27] Hyenergy GmbH, „Verbundprojekt HyBayern der Landkreise München, Ebersberg und Landshut bekommt den Zuschlag als Grüne Wasserstoff HyPerformer Modellregion“, 2021. [Online]. Available: <http://www.hyenergy.de/verbundprojekt-hybayern-der-landkreise-muenchen-ebersberg-und-muenchen-bekommt-den-zuschlag-als-gruene-wasserstoff-hyperformer-modellregion/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [28] Kompetenzregion Wasserstoff Düssel.Rhein.Wupper, „Die Kompetenzregion Wasserstoff DRW“ [Online]. Available: <https://www.kompetenzregion-wasserstoff-drw.de/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].

- [29] HyCologne- Wasserstoff Region Rheinland e.V., „HyCologne- Wasserstoff Region Rheinland e.V.“, [Online]. Available: <https://www.hycologne.de/ueber-hycologne-wasserstoff-region-rheinland-e-v/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [30] T. Wagner, „Siemens und WUN H2 bauen Wasserstoffherstellungs-Anlage in Wunsiedel“, 2020. [Online]. Available: <https://industrie.de/mobilitaet/siemens-und-wun-h2-bauen-wasserstoffherstellungs-anlage-in-wunsiedel/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [31] PIÜCOM e.K., „Westküste100“, [Online]. Available: <https://www.westkueste100.de/>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [32] Europäische Kommission, „Fragen und Antworten: Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa“, 2020. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda\\_20\\_1257](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_20_1257). [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [33] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Die Nationale Wasserstoffstrategie“, 2020. [Online]. Available: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=20](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20). [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [34] Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz, „Eckpunkte Thüringer Wasserstoffstrategie“, 2019 [Online]. Available: <https://www.thueringen.de/mam/th8/tmlfun/aktuell/mi/h2-strategie.pdf>. [Zugriff am 02. November 2020].
- [35] Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz, „Thüringer Landesstrategie Wasserstoff“, 2021. [Online]. Available: [https://umwelt.thueringen.de/fileadmin/001\\_TMUEN/Aktuelles/2021/0906\\_Thueringer\\_Wasserstoffstrategie\\_mit\\_Deckblatt.pdf](https://umwelt.thueringen.de/fileadmin/001_TMUEN/Aktuelles/2021/0906_Thueringer_Wasserstoffstrategie_mit_Deckblatt.pdf). [Zugriff am 28. Juni 2021].
- [36] W. Günter; J. Steinbach; C. Dalbert; A. Willingmann, „Eckpunktepapier der ostdeutschen Kohleländer zur Entwicklung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft“, Magdeburg, Dresden, Potsdam, 2020. [Online]. Available: [https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Wasserstoff\\_Eckpunktepapier\\_Kohlelaender.pdf](https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Wasserstoff_Eckpunktepapier_Kohlelaender.pdf). [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [37] Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft Landesentwicklung und Energie, „Wasserstoff-Strategie“, 2020. [Online]. Available: [https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user\\_upload/stmwi/Publikationen/2020/2020-07-20\\_Wasserstoffstrategie\\_Broschuere-BF.pdf](https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Publikationen/2020/2020-07-20_Wasserstoffstrategie_Broschuere-BF.pdf). [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [38] Landtag Rheinland-Pfalz, „Wasserstoff, H2-Strategie Rheinland-Pfalz Nutzung von Wasserstoff in Industrie, Mobilität und Energie sektorübergreifend voranbringen“, Mainz, 2020. [Online]. Available: <https://dokumente.landtag.rlp.de/landtag/sonstiges/11951-B-17.pdf>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [39] E. Online-diskussion, „Wasserstoff-Roadmap BW Klimaschutz und industrielle Wertschöpfung kombinieren“, Beteiligungsportal Baden-Württemberg.
- [40] Wirtschafts- und Verkehrsministerien der norddeutschen Küstenländer Schleswig-Holstein, Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, „Norddeutsch Wasserstoffstrategie“ 2019. [Online]. Available: <https://www.hamburg.de/content-blob/13179812/f553df70f865564198412ee42fc8ee4b/data/wasserstoff-strategie.pdf>. [Zugriff am 4. Mai 2021].

- [41] Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung, „Wasserstoffstrategie des Landes Schleswig-Holstein“ Kiel, 2020. [Online] Available: <http://www.landtag.ltsh.de/infothek/wahl19/drucks/02400/drucksache-19-02484.pdf>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [42] Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie Nordrhein-Westfalen, „Wasserstoff Roadmap“. Düsseldorf, 2020. [Online] Available: [https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/mwide\\_br\\_wasserstoff-roadmap-nrw\\_web-bf.pdf](https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/asset/document/mwide_br_wasserstoff-roadmap-nrw_web-bf.pdf). [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [43] IN4climate.NRW, „Wasserstoff-Roadmap für Nordrhein-Westfalen vorgestellt, „Website Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie -NRW, 2020. <https://www.wirtschaft.nrw/pressemitteilung/wasserstoff-roadmap-fuer-nordrhein-westfalen-vorgestellt>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [44] Tilasto, „Einwohnerzahlen“, 2020. [Online]. Available: <https://www.tilasto.com/thema/bevoelkerung-und-gesundheit/bevoelkerung/einwohnerzahl/thuringen>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [45] Bundesnetzagentur, „MaStR- Marktstammregister“, 2019. [Online]. Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenubersicht>. [Zugriff am 9. Januar 2021].
- [46] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, „Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den kreisfreien Städten und Landkreisen der Bundesrepublik Deutschland“, 2019. [Online]. Available: <https://www.statistikportal.de/de/veroeffentlichungen/bruttoinlandsprodukt-bruttowertschoepfung-0>. [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [47] U. Plank-Wiedenbeck, M. Jentsch, F. Lademann, S. Büttner, N. Meyer und A. Ivanov, „Schlussbericht Machbarkeitsstudie Pilotprojekt Einsatz von H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen in Thüringen, Studie für das Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (TMUEN)“, Bauhaus-Universität Weimar, Fakultät Bauingenieurwesen, Weimar, 2019.
- [48] ISME, „Machbarkeitsstudie für eine „Wasserstoffmodellregion Schwarzatal“, Studie für das Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (TMUEN)“, Erfurt, 2021.
- [49] EurA AG, „Machbarkeitsstudie zur Errichtung und Betreibung einer Wasserstofftankstelle für Lastkraftwagen im Güterverkehrszentrum Erfurt, Studie für das Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (TMUEN)“, Erfurt, 2020.
- [50] T. Smolinka, N. Wiebe, P. Sterchele, A. Palzer, F. Lehner, M. Jansen, S. Kiemel, R. Mieke, S. Wahren und F. Zimmermann, „Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme“, 2018.
- [51] Solar Technology AG, "PV Anlage Gaswerkstraße", 2021. [Online]. Available: <https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPageOverview.aspx?plant=6e2251a0-13e3-4e50-8b50-d15b54b2da6e&splang=>. [Zugriff am 28. Februar 2021].
- [52] Vattenfall, „Energie aus Wasserkraft – Strom erzeugen nach Bedarf“, Cottbus.
- [53] U. Voigt, „Pumpspeicherwerke in Thüringen – Ist-Stand und Ausblick“, 2015.

- [54] N. Grösch, C. Trox, A. Saidi, W. Zörner, V. Grüner, D. Baumkötter, E. Brüggling, C. Wetter, M. Glötzl, U. Kilburg, J. Gleich, R. Wagner und R. Vogt, „Biogas nach dem EEG – (wie) kann’s weitergehen?“, Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V., ifeu Heidelberg, 2020.
- [55] FNR, „Broschüre Biogas“, Gülzow-Prüzen, 2013.
- [56] HZwei-Blog, „Grüner Wasserstoff aus Biogas“, 16 September 2020. [Online]. Available: <https://www.hzwei.info/blog/2020/09/15/gruener-wasserstoff-aus-biogas/>. [Zugriff am 5. Mai 2021].
- [57] F. Rau, A. Herrmann, C. Dorn, H. Krause, Y. Montenegro C., D. Fino und D. Trimis, „Entwicklung eines autothermen Biogasreformers zur Herstellung von Wasserstoff“, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, 2016.
- [58] S. Anger, „Dezentrale Wasserstoffherzeugung aus Biogas durch Dampfreformierung“, Freiberg: DBI -Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg, 2020.
- [59] Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal, persönlich kommunizierte Informationen, 2021.
- [60] T. Weide, „Newsletter Grüne Kaskade 9“, Münster, 2019.
- [61] FH Münster, „BioTech2“, 2021. [Online]. Available: <http://www.biohydrogen.eu/das-projekt/>. [Zugriff am 7. Mai 2021].
- [62] Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal, „Grüner Strom für die eigene Produktion und das öffentliche Netz“, 2021. [Online]. Available: <https://www.zpr.de/de/produkte-ressourcen/produkte/bioenergie.html>. [Zugriff am 7. Mai 2021].
- [63] BiomasseV, „Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse“, Berlin: BMJV, 2016.
- [64] EEG, „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien“, Berlin: BMJV, 2021.
- [65] Statista, „Börsenstrompreis am EPEX-Spotmarkt für Deutschland/Luxemburg“, Hamburg: Statista GmbH, 2021.
- [66] Statista, „Durchschnittlicher Preis für Methanol auf dem europäischen Markt in den Jahren von 2012 bis 2021“, Hamburg: Statista GmbH, 2021.
- [67] Becker und C. Lutz, „Infrastruktur des Kraftstoffmarktes - Elemente, Kosten, Anlagenbestände“, Zwischenbericht, 2018. [Online]. Available: [https://www.gws-os.com/downloads/BE-niVer-Kraftstoffm%C3%A4rkte\\_2301.pdf](https://www.gws-os.com/downloads/BE-niVer-Kraftstoffm%C3%A4rkte_2301.pdf). [Zugriff am 4. Mai 2021].
- [68] Now-GmbH, „Förderrichtlinie für Maßnahmen der Marktaktivierung im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“, 2020. [Online]. Available: [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/10/bmvi\\_nip\\_aufruf\\_elektrolyse\\_2020.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/10/bmvi_nip_aufruf_elektrolyse_2020.pdf). [Zugriff am 7. Mai].
- [69] BMU, „Kyoto-Mechanismen“, Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2017. [Online]. Available: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/kyoto-protokoll/kyoto-mechanismen> [Zugriff am 16. August 2021].

- [70] F.J. Radermacher, „Der Milliarden-Joker - Scientific Edition“, Hamburg: Murmann Publishers, 2018.
- [71] Robert Bosch GmbH, „Unternehmensweiter Umweltschutz: Klimaneutralität seit 2020“, 2021. [Online]. Available: <https://www.bosch.com/de/nachhaltigkeit/umwelt/> [Zugriff am 16. August 2021].
- [72] Henkel AG & Co KGaA, „Henkel unterzeichnet „Climate Pledge“ von Amazon und Global Optimism“, 2020. [Online]. Available: <https://www.henkel.de/presse-und-medien/presseinformationen-und-pressemappen/2020-11-18-henkel-unterzeichnet-climate-pledge-von-amazon-und-global-optimism-1131720> [Zugriff am 16. August 2021].
- [73] Alfred Ritter GmbH & Co. KG, „Quadratisch. Praktisch. CO<sub>2</sub>-neutral.“, 2021. [Online]. Available: <https://www.ritter-sport.de/blog/2021/05/11/quadratisch-praktisch-co2-neutral/#> [Zugriff am 16. August 2021].
- [74] Umweltbundesamt, „Bundesregierung und Bundesbehörden reisen klimaneutral“, 2018. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/bundesregierung-bundesbehoerden-reisen-klimaneutral> [Zugriff am 16. August 2021].
- [75] Thüringer Energie- und Greentech-Agentur, „Thüringer Landesverwaltung - Klimaneutral bis 2030“, 2021. [Online]. Available: <https://www.thega.de/themen/klimaneutrale-landesverwaltung/> [Zugriff am 16. August 2021].
- [76] Hessisches Ministerium für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, CO<sub>2</sub>-neutrale Landesverwaltung - Lernen und Handeln für unsere Zukunft“, 2021. [Online]. Available: <https://co2.hessen-nachhaltig.de/minimieren-substituieren-kompensieren.html> [Zugriff am 16. August 2021].
- [77] Klimaneutralitätsbündnis 2025, Bregenz: illwerke vkw AG, 2021. [Online]. Available: <https://www.klimaneutralitaetsbuendnis2025.com/ueber-uns/> [Zugriff am 16. August 2021].
- [78] Generalzolldirektion Bonn, „Treibhausgasquote (THG-Quote)“, 2021. [Online]. Available: [https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/treibhausgasquote\\_thg\\_quote\\_node.html](https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/treibhausgasquote_thg_quote_node.html) [Zugriff am 16. August 2021].
- [79] Verband Kommunaler Unternehmen, „Gesetz und Verordnungen zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote im Verkehr“, 2021. [Online]. Available: <https://www.vku.de/themen/infrastruktur-und-dienstleistungen/gesetz-und-verordnungen-zur-weiterentwicklung-der-treibhausgasminderungs-quote-im-verkehr/> [Zugriff am 16. August 2021].
- [80] DBFZ, „Hintergrundpapier: Weiterentwicklung der deutschen Treibhausgasminderungsquote“, Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum, Februar 2021.
- [81] Deutscher Bundestag, „Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote“, Drucksache 19/27435, 2021.
- [82] GreenTrax, „Wasserstoff als Erfüllungsoption für die THG-Quote“, 2021. [Online]. Available: <https://www.greentrax.de/wissen/wasserstoff-als-erfuellungsoption-fuer-die-thg-quote> [Zugriff am 16. August 2021].

- [83] Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz; „Gesetz betreffend die Erwerbs- und Wirtschaftsgenossenschaften“ [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/geng/> [Zugriff am 17. März 2021].
- [84] Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH; „Genossenschaft“ [Online]. Available: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/genossenschaft-35232> [Zugriff am 17. März 2021].
- [85] „Gründer.de eine Marke der Digital Beat GmbH“; „Eingetragene Genossenschaft: Für Teams und Kooperationen“ [Online]. Available: <https://www.gruender.de/recht/eingetragene-genossenschaft/> [Zugriff am 17. März 2021].
- [86] business-on.de Christian Weis GmbH; „Definition der Rechtsform: eingetragene Genossenschaft (e.G.)“ [Online]. Available: [https://www.business-on.de/definition-eingetragene-genossenschaft-bezugspflichtigen-mitglieder-\\_id30903.html](https://www.business-on.de/definition-eingetragene-genossenschaft-bezugspflichtigen-mitglieder-_id30903.html) [Zugriff am 17. März 2021].
- [87] brutkasten GmbH / StartingUp c/o Going Public Media AG; „eG (eingetragene Genossenschaft)“ [Online]. Available: <https://www.starting-up.de/gruenden/rechtsformen/eg-eingetragene-genossenschaft.html> [Zugriff am 17. März 2021].
- [88] Baden-Württembergischer Genossenschaftsverband e.V.; „Die Vorteile der Rechtsform eG“ [Online]. Available: <https://www.gruenderlexikon.de/checkliste/informieren/rechtsform/eingetragene-genossenschaft-gruenden/>. [Zugriff am 17. März 2021].
- [89] Gründerlexikon; „Wie man eine eingetragene Genossenschaft (eG) gründet“ [Online]. Available: <https://www.gruenderlexikon.de/checkliste/informieren/rechtsform/eingetragene-genossenschaft-gruenden/>. [Zugriff am 17. März 2021].
- [90] Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz; „Bürgerliches Gesetzbuch (BGB) - Eingetragene Vereine“ [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/bgb/index.html>. [Zugriff am 18. März 2021].
- [91] ehrenamt24 Benefits GmbH & Co. KG; „Eingetragener Verein - Alles zum e.V.“ [Online]. Available: <https://www.ehrenamt24.de/wissen-fuer-vereine/vereinswiki/eingetragener-verein/> [Zugriff am 18. März 2021].
- [92] PROmedia, ein Unternehmensbereich der VNR Verlag für die Deutsche Wirtschaft AG; „Gemeinnützigkeit – wann Sie für Ihren Verein vorteilhaft ist“ [Online]. Available: <https://www.vereinswelt.de/gemeinnuetzigkeit-vorteile-nachteile> [Zugriff am 18. März 2021].
- [93] Baden-Württembergischer Genossenschaftsverband e.V.; „Ein Rechtsformvergleich zwischen eG, e.V. und GmbH“ [Online]. Available: <https://www.wir-leben-genossenschaft.de/de/ein-rechtsformvergleich-zwischen-eg-e-v-und-gmbh-349.htm> [Zugriff am 18. März 2021].
- [94] Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz; „Aktengesetz“ [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/aktg/>. [Zugriff am 16. März 2021].
- [95] Janedu UG; „Welt der BWL - Aktiengesellschaft (AG)“ [Online]. Available: <https://welt-der-bwl.de/Aktiengesellschaft>. [Zugriff am 16. März 2021].
- [96] firma.de Firmenbaukasten AG; „Vor- und Nachteile einer AG“ [Online]. Available: <https://www.firma.de/firmengruendung/vor-und-nachteile-einer-ag/>. [Zugriff am 16. März 2021].



- [97] Industrie- und Handelskammer Wiesbaden - Daniel Müller und Beate Scheibig; „Aktiengesellschaft (AG)“ [Online]. Available: <https://www.ihk-wiesbaden.de/recht/rechtsberatung/rechtsform-firmenname/aktiengesellschaft-ag-1255648>. [Zugriff am 16. März 2021].
- [98] Rechtslexikon.net; „Aktiengesellschaft (AG)“ [Online]. Available: <http://www.rechtslexikon.net/d/aktiengesellschaft-ag/aktiengesellschaft-ag.htm>. [Zugriff am 16. März 2021].
- [99] brutkasten GmbH / StartingUp c/o Going Public Media AG; „AG (Aktiengesellschaft)“ [Online]. Available: <https://www.starting-up.de/gruenden/rechtsformen/ag-aktiengesellschaft.html>. [Zugriff am 16. März 2021].
- [100] Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz; „Gesetz betreffend die Gesellschaften mit beschränkter Haftung (GmbHG)“ [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/gmbhg/BJNR004770892.html>. [Zugriff am 15. März 2021].
- [101] Janedu UG; „Welt der BWL - GmbH“ [Online]. Available: <https://welt-der-bwl.de/GmbH>. [Zugriff am 15. März 2021].
- [102] brutkasten GmbH / StartingUp c/o Going Public Media AG; „GmbH (Gesellschaft mit beschränkter Haftung)“ [Online]. Available: <https://www.starting-up.de/gruenden/rechtsformen/gmbh-gesellschaft-mit-beschaenker-haftung.html>. [Zugriff am 15. März 2021].
- [103] IONOS SE; „Die GmbH: Definition der Rechtsform“ [Online]. Available: <https://www.ionos.de/startupguide/gruendung/gmbh/>. [Zugriff am 15. März 2021].
- [104] Gründerlexikon; „Alles Rund um die Gesellschaft mit beschränkter Haftung“ [Online]. Available: <https://www.gruenderlexikon.de/checkliste/informieren/rechtsform/gmbh-gruendung/>. [Zugriff am 15. März 2021].
- [105] Volker, Quaschnig, „Erneuerbare Energien und Klimaschutz“, Statistiken - Spezifische Kohlendioxidemissionen verschiedener Brennstoffe, 2015. [Online]. Available: <https://www.volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index.php>. [Zugriff am 2. Februar 2021].
- [106] H2 MOBILITY, „H<sub>2</sub> tanken - Wasserstoffmobilität beginnt jetzt,“ 2020. [Online]. Available: <https://h2.live>. [Zugriff am 20. Juli 2020].
- [107] Genath, Bernd, „Gute Fahrt mit Wasserstoff | Flurförderzeuge Brennstoffzellenstapler“, Flurförderzeuge Brennstoffzellenstapler, Nr. 6 (2016): 2.

## 7 Anhang

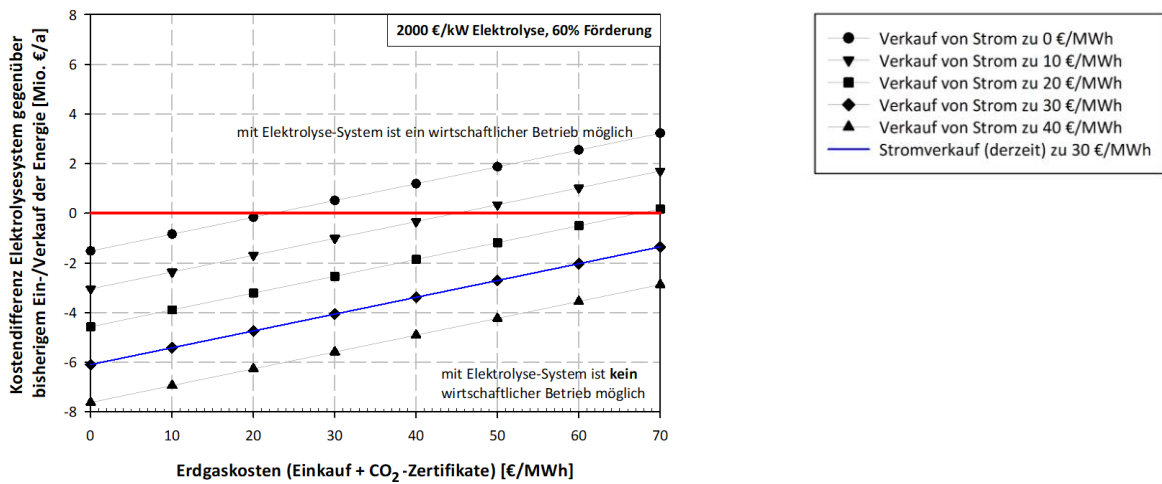
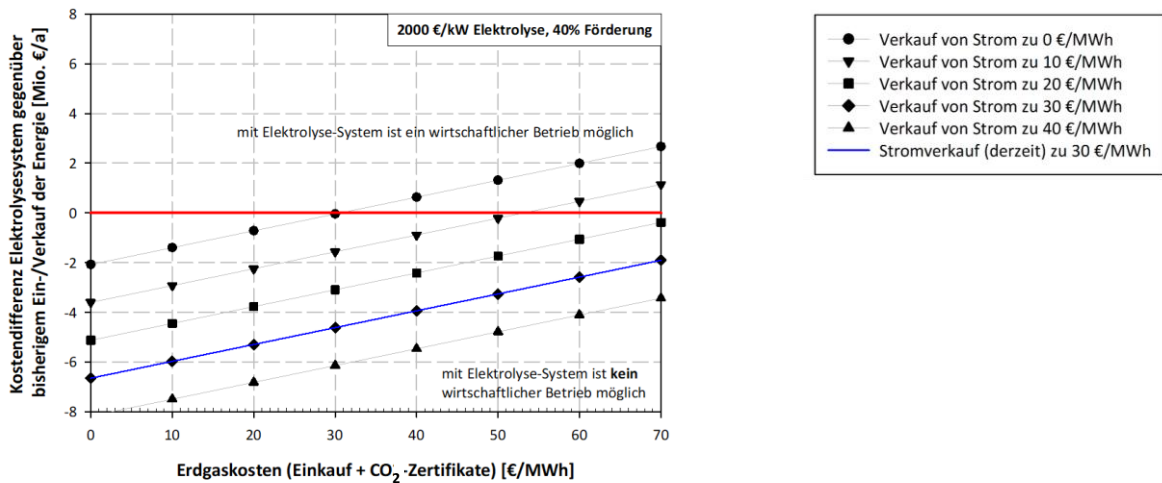
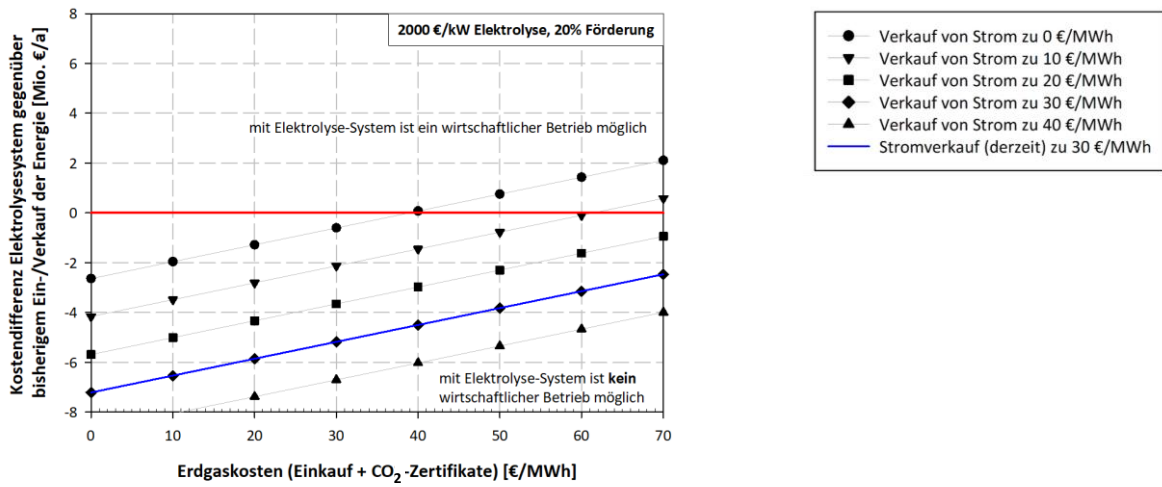
### Anhang A: EEG und BiomasseV zum Status von Schwarzlauge als erneuerbare Energie

Nach dem EEG 2021 Teil 3 „Zahlung von Marktprämie und Einspeisevergütung“ Abschnitt 2 § 22 Unterpunkt 4 haben Betreiber von Biomasseanlagen nur einen Zahlungsanspruch gegenüber ihrem Netzbetreiber nach EEG § 19 (Marktprämie, Einspeisevergütung) „für den in der Anlage erzeugten Strom aus Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung in der zum Zeitpunkt der Bekanntmachung der Ausschreibung geltenden Fassung und nur, solange und soweit ein von der Bundesnetzagentur erteilter Zuschlag für die Anlage wirksam ist.“

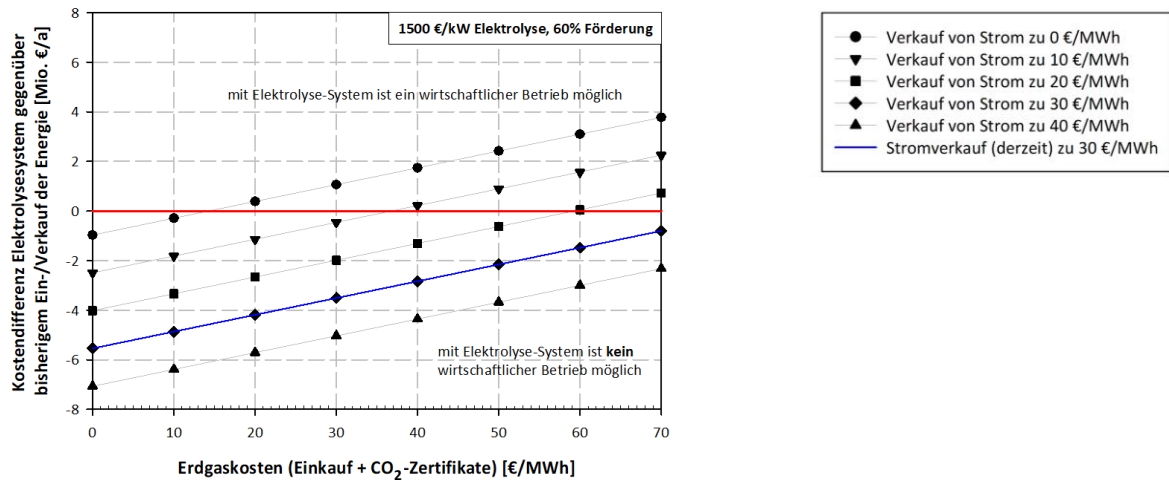
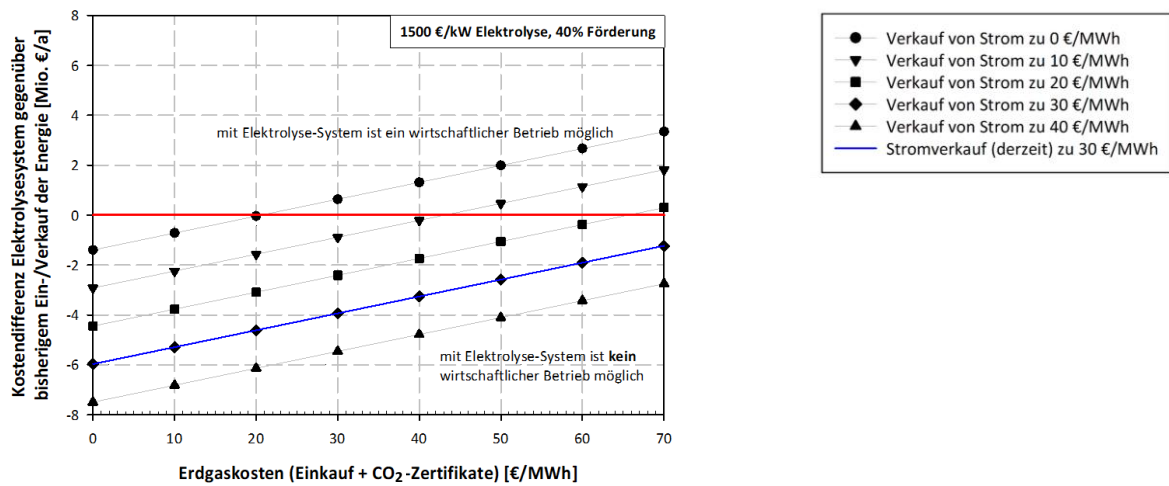
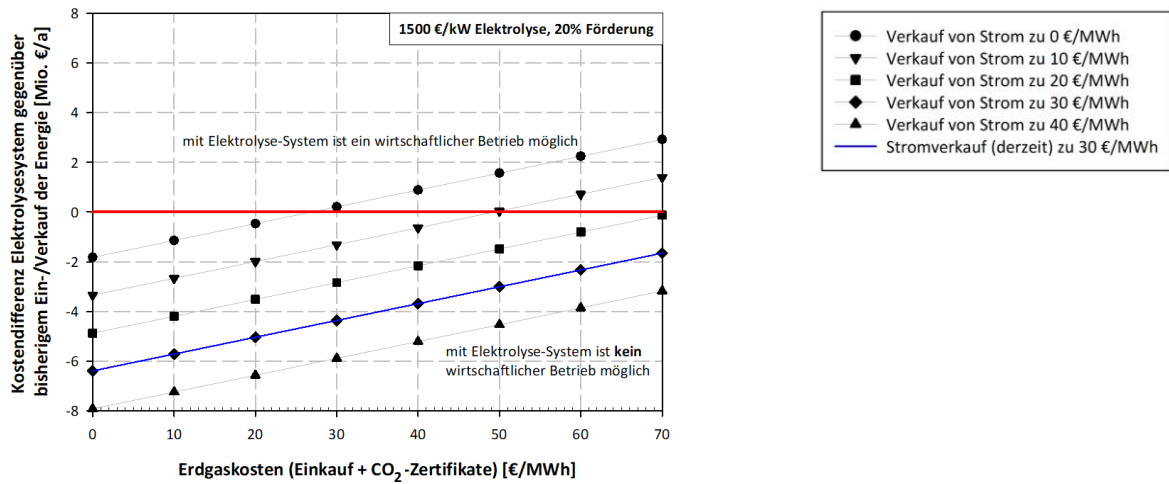
Dies bedeutet, dass für die Biomasseverwertung der Papier- und Zellstofffabrik Rosenthal solange die Biomasseverordnung Stand 2001 galt, bis der von der Bundesnetzagentur erteilte Zuschlag für die Anlage Ende des Jahres 2020 unwirksam wurde. Nach Auslaufen des Zuschlages gilt nun die aktuelle Biomasseverordnung Stand 13.10.2016, in der die Ablagen der Zellstoffherstellung nach § 3 unter „Nicht als Biomasse anerkannte Stoffe“ aufgeführt werden. Hieraus ergibt sich die Fragestellung, ob die Einordnung des Ausgangsstoffes einer Biomasseanlage nach § 3 der Biomasseverordnung einen Einfluss auf den Status als Erzeuger von erneuerbarer Energie

Nach der Definition von „erneuerbaren Energien“ nach dem EEG gelten Deponiegas und Klärgas als erneuerbare Energien, obwohl sie ebenfalls auf der Negativliste nach § 3 der aktuellen Biomasseverordnung gelistet sind. Die Aberkennung eines Stoffes als Biomasse nach § 3 der Biomasseverordnung bezieht sich somit nur auf den Ausschluss einer möglichen Vergütung des von der Biomasseanlage eingespeisten Stromes nach § 19 des EEG. Auf den Status „erneuerbare Energieanlage“ einer Biomasseanlage sollte die Einordnung des verwerteten Stoffes als „nicht anerkannte Biomasse“ nach Biomasseverordnung § 3 keinen Einfluss haben. Folglich ist der vom Biomassekraftwerk erzeugte Strom als erneuerbar einzuordnen und zur Erzeugung von grünem Wasserstoff geeignet [63, 64].

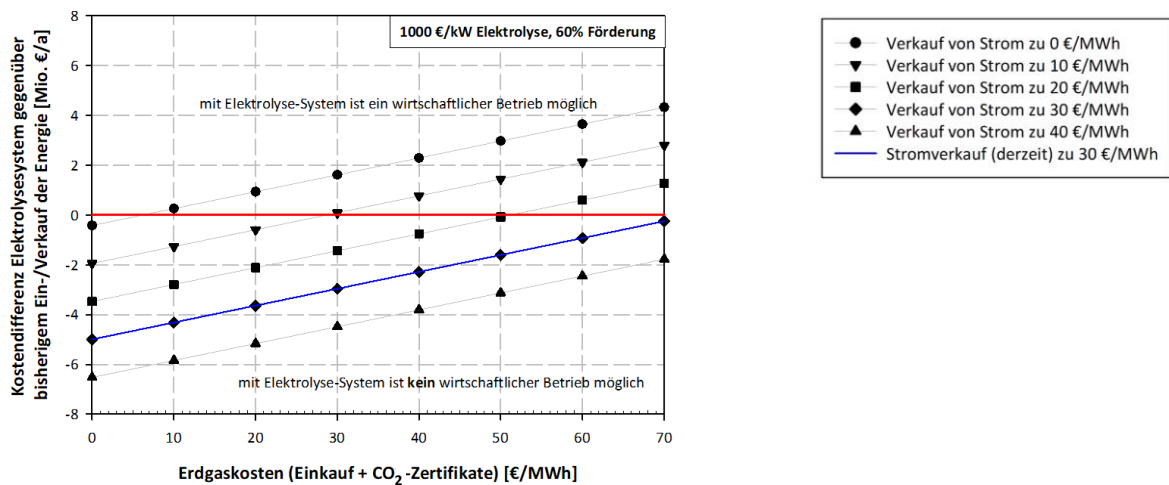
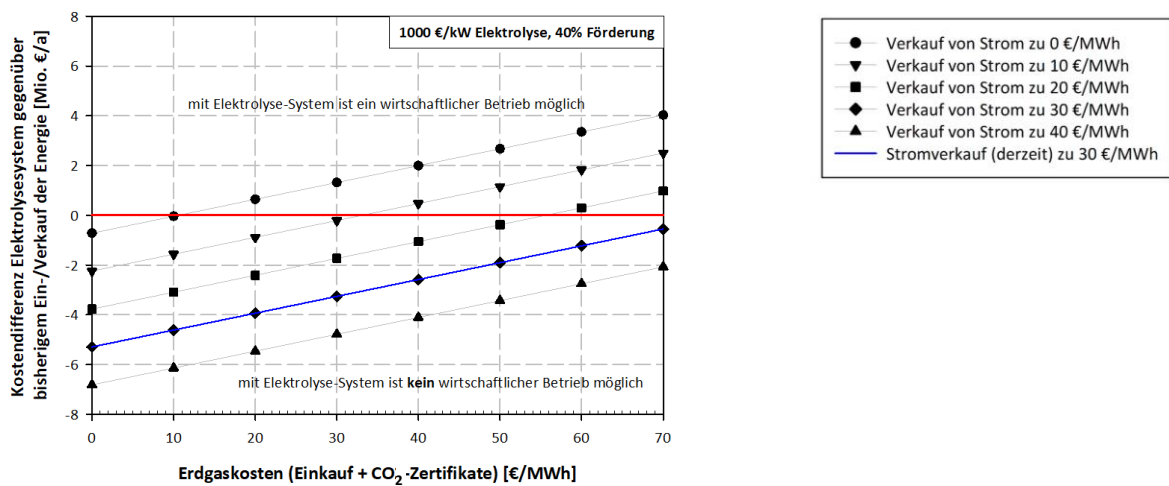
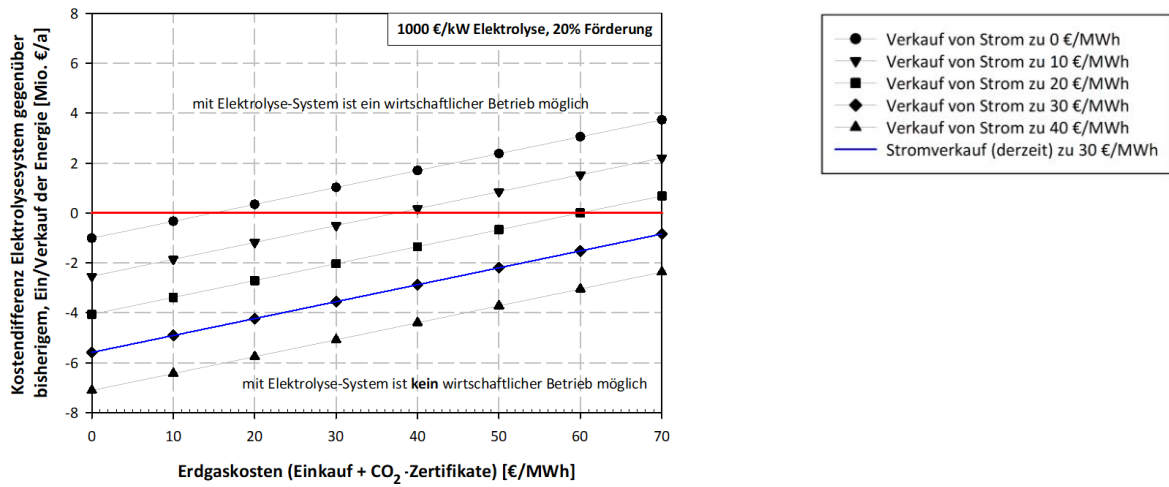
## Anhang B: Kostendifferenz des Elektrolysesystems gegenüber dem bisherigem Ein- und Verkauf von Energie bei Investitionskosten von 2.000 €/kW Elektrolyseleistung



### Anhang C: Kostendifferenz des Elektrolysesystems gegenüber dem bisherigen Ein- und Verkauf von Energie bei Investitionskosten von 1.500 €/kW Elektrolyseleistung



### Anhang D: Kostendifferenz des Elektrolysesystems gegenüber dem bisherigen Ein- und Verkauf von Energie bei Investitionskosten von 1.000 €/kW Elektrolyseleistung



## Anhang E: Rahmenparameter für das Wasserstoffversorgungssystem von Busdepots und Bahnlinien in der Modellregion

<b>a) Förderung</b>		
Förderquote Investitionen H <sub>2</sub> -Erzeugung bei Zellstofffabrik (keine Betriebskosten)	0 bis 60	%
Förderquote Investitionen Transport- und Tankstelleninfrastruktur bei (keine Betriebskosten)	0 bis 80	%
<b>b) Off-Site-Elektrolyse</b>		
<b>Elektrolyseurmodule</b>		
Modulleistung mit Peripherie (brutto)	100	kW
Modulleistung (netto)	73	kW
Wasserstofferzeugung	0,2	Nm <sup>3</sup> /kWh
Investitionskosten	2.000	€/kW
Abschreibungszeitraum	15	a
Abschreibungszins	0,5	%
Wartungskosten (jährlich)	3	% der Investition
Gasdruck nach Elektrolyse (Ausgangsdruck)	30	bar
Gastemperatur aus der Elektrolyse	40	°C
Wasserbezug	0	€/m <sup>3</sup>
<b>Verdichtung für Transport</b>		
Investitionskosten	450.000	€/Modul
Maximaler Durchsatz pro Verdichter-Modul	20	kg/h
Abschreibungszeitraum	15	a
Abschreibungszins	0,5	%
Wartungskosten (jährlich)	3	% der Investition
<b>Stationärer Speicher (Überbrückung Wartung Biomassekraftwerk)</b>		
Investitionskosten	450	€/m
Abschreibungszeitraum	30	a
Abschreibungszins	0,5	%
Wartungskosten (jährlich)	3	% der Investition
Gasdruck	80	bar
<b>c) Tankstelle</b>		
<b>Tankstelleninfrastruktur</b>		
Investitionskosten für ein Busdepot (Infrastruktur, 500 bar Speicher, Dispenser)	2.000.000	€
Investitionskosten für eine Bahnlinie (Infrastruktur, 500 bar Speicher, Dispenser)	1.000.000	€
Abschreibungszeitraum	15	a
Abschreibungszins	0,5	% Zins
Wartungskosten (jährlich)	3	% der Investition
<b>Verdichtung auf Tankdruck</b>		
Wirkungsgrad	0,675	-
Investitionskosten Verdichter mittlerer Druck für ein Busdepot (<500 bar)	600.000	€/Stück
Investitionskosten Verdichter mittlerer Druck für eine Bahnlinie (<500 bar)	600.000	€/Stück
Anzahl der Verdichter (Vorhalten von Redundanz)	1	Stück

Abschreibungszeitraum	15	a
Abschreibungs-zins	0,5	% Zins
Wartungskosten (jährlich)	3	% der Investition
<b>Kühlung</b>		
Leistungszahl (COP)	1,43	-
Zieltemperatur	-40	°C
<b>d) Speichercontainer</b>		
<b>Mobile Speichercontainer</b>		
H <sub>2</sub> -Speichervorhaltung an Tankstelle (Versorgungssicherheit)	3	d
H <sub>2</sub> -Speicherdruck	300	bar
H <sub>2</sub> -Speichermenge je Container Variante 1	400	kg
Investitionskosten Speichercontainer inkl. Fahrgestell Variante 1	300.000	€/Stück
H <sub>2</sub> -Speichermenge je Container Variante 2	240	kg
Investitionskosten Speichercontainer inkl. Fahrgestell Variante 2	160.000	€/Stück
Transportierbare Container je Fahrt	2	Stück
Abschreibungszeitraum allgemein	15	a
Abschreibungszeitraum erdverlegte Speicher und Pipeline	30	a
Abschreibungs-zins	0,5	%
Wartungskosten (jährlich)	3	% der Investition
<b>e) Elektrizitätspreise</b>		
Kosten Strombezug aus Netz (einschließlich EEG und Stromsteuer)	0,20	€/kWh
Stromgestehungskosten Biomasseheizkraftwerk	0,03	€/kWh

## Anhang F: Wasserstoffgestehungspreise ab Betriebshof der Zellstofffabrik bei verschiedenen Förderquoten, Investitionskosten für den Elektrolyseur, angenommenen Stromkosten sowie mit oder ohne Sauerstoffnutzung aus der Elektrolyse

Tabelle F-1: Wasserstoffgestehungspreise ab Betriebshof der Zellstofffabrik bei Stromkosten von 4 ct/kWh

Investitionskosten je kW »		1.000 €/kW	1.500 €/kW	2.000 €/kW
Elektrolysesauerstoffnutzung	Förderquote ↓	H <sub>2</sub> -Gestehungskoste[€/kg]	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten [€/kg]	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten [€/kg]
Keine Nutzung	0 %	4,48	4,95	5,41
Keine Nutzung	20 %	4,29	4,69	5,09
Keine Nutzung	40 %	4,10	4,43	4,76
Keine Nutzung	60 %	3,91	4,17	4,44
O <sub>2</sub> -Nutzung	0 %	4,09	4,55	5,02
O <sub>2</sub> -Nutzung	20 %	3,90	4,29	4,69
O <sub>2</sub> -Nutzung	40 %	3,70	4,04	4,37
O <sub>2</sub> -Nutzung	60 %	3,51	3,78	4,05

Tabelle F-2: Wasserstoffgestehungspreise ab Betriebshof der Zellstofffabrik bei Stromkosten von 5 ct/kWh

Investitionskosten je kW »		1.000 €/kW	1.500 €/kW	2.000 €/kW
Elektrolysesauerstoffnutzung	Förderquote ↓	H <sub>2</sub> -Gestehungskoste[€/kg]	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten [€/kg]	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten [€/kg]
Keine Nutzung	0 %	5,25	5,72	6,18
Keine Nutzung	20 %	5,06	5,46	5,86
Keine Nutzung	40 %	4,87	5,20	5,53
Keine Nutzung	60 %	4,68	4,94	5,21
O <sub>2</sub> -Nutzung	0 %	4,86	5,32	5,79
O <sub>2</sub> -Nutzung	20 %	4,67	5,06	5,46
O <sub>2</sub> -Nutzung	40 %	4,47	4,81	5,14
O <sub>2</sub> -Nutzung	60 %	4,28	4,55	4,82

Tabelle F-3: Wasserstoffgestehungspreise ab Betriebshof der Zellstofffabrik bei Stromkosten von 6 ct/kWh

Investitionskosten je kW »		1.000 €/kW	1.500 €/kW	2.000 €/kW
Elektrolysesauerstoffnutzung	Förderquote ↓	H <sub>2</sub> -Gestehungskoste[€/kg]	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten [€/kg]	H <sub>2</sub> -Gestehungskosten [€/kg]
Keine Nutzung	0 %	6,01	6,48	6,94
Keine Nutzung	20 %	5,82	6,22	6,62
Keine Nutzung	40 %	5,63	5,96	6,29
Keine Nutzung	60 %	5,44	5,7	5,97
O <sub>2</sub> -Nutzung	0 %	5,62	6,08	6,55
O <sub>2</sub> -Nutzung	20 %	5,43	5,82	6,22
O <sub>2</sub> -Nutzung	40 %	5,23	5,57	5,90
O <sub>2</sub> -Nutzung	60 %	5,04	5,31	5,58



## Anhang G: CO<sub>2</sub>-Fußabdruck

### Grauer Wasserstoff

1 kWh Erdgas entspricht 180 g CO<sub>2</sub>

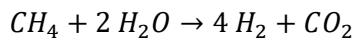
Ein m<sup>3</sup> Erdgas Heizwert von 8-12 kWh (Durchschnitt 10 kWh) Zustandszahl von 0,95

Umrechnung von Kubikmeter (m<sup>3</sup>) in Kilowattstunden (kWh)

Gleichung:  $\text{Volumen (in m}^3\text{)} \times \text{Heiz-/ Brennwert (in kWh/ m}^3\text{)} \times \text{Zustandszahl (ohne Einheit)} = \text{Energienmenge (in kWh)}$

716 g wiegt ein m<sup>3</sup> **Methan** (untere Grenze Erdgas)

Über die Dampfreformierung und anschließender Shiftreaktion entstehen aus Methan und Wasser 4 Moleküle Wasserstoff.



Aus 1m<sup>3</sup> Methan entstehen 4 m<sup>3</sup> Wasserstoff

Aus 716,07 g entstehen 360 g Wasserstoff

Bei (180 gCO<sub>2</sub>/kWh)

9,97 kWh/m<sup>3</sup>

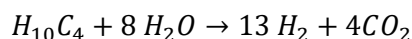
1m<sup>3</sup> Erdgas entspricht 1,965 kg (1,795 kg) kg CO<sub>2</sub>-Emissionen

Bei der Herstellung von 1 kg H<sub>2</sub> werden 5,458 kg (4,985 kg) CO<sub>2</sub> frei

Bei einer t wären das 5,458 t (4,985 t) an CO<sub>2</sub>

Dies entspricht 11.078,73 t (10.119,55 t) CO<sub>2</sub> auf 2.030 t H<sub>2</sub>.

**Butan** Heizwert: 12,69 kWh/kg



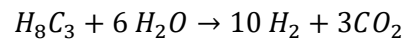
58,12 g + 144 g-> 26,208 g + 176,032 g

CO<sub>2</sub>: 7,859 kg H<sub>2</sub>: 1,17 kg

t H<sub>2</sub> entspricht rund 6,72 t CO<sub>2</sub>

13.641,6 t CO<sub>2</sub>

**Propan:** 12,9 kWh/kg



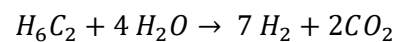
44,094 g + 108 g-> 20,16 g + 132,024 g

CO<sub>2</sub>: 5,89 kg H<sub>2</sub>: 0,9 kg

1 t H<sub>2</sub> entspricht 6,549 t CO<sub>2</sub>

13.295,47 t CO<sub>2</sub>

**Ethan:** 12,6 kJ/mol; (3,5 Wh/mol); 30,068 g/mol;\*44,643 (1,342 kg/m<sup>3</sup>)



30,068 g + 72 g-> 14,112g + 88,016 g

CO<sub>2</sub>: 3,92 kg H<sub>2</sub>: 0,630 kg

1 t H<sub>2</sub> entspricht 6,237 t CO<sub>2</sub>

12.661,08 t CO<sub>2</sub>

Bei der Dampfreformierung von Erdgas entstehen neben Wasserstoff 5,45 - 6,72 kg CO<sub>2</sub> je kg Wasserstoff.

Wird ein Wirkungsgrad der Anlagen von 60 - 70 % berücksichtigt, werden im besten Fall 7,78 bis 9,60 kg und im schlechtesten Fall 9,08 bis 11,20 kg CO<sub>2</sub> je erzeugten kg Wasserstoff frei. Bei der Erzeugung von 2030 t Wasserstoff entspricht dies mindestens 15.793 t oder maximal 22.736 t CO<sub>2</sub>.

### Wasserstoff in Rosenthal

An den beiden Kesselanlagen werden Erdgas und leichtes Heizöl zur Zünd- und Stützfeuerung eingesetzt.

Der jährliche Anteil beträgt durchschnittlich 2,5% des Gesamtbrennstoffeinsatzes.

#### Brennstoffzusammensetzung im Jahr 2020

(Grüne) Brennstoffe

Schwarzlauge: 1.938.421 MWh

festen Biomasse: 166.224 MWh

Methanol biogen: 23.088 MWh

Starkgas biogen: 6.400 MWh

**Fossile Brennstoffe:**

Erdgas: 47.474 MWh (180-200g CO<sub>2</sub>/kWh) [105]

Heizöl: 2.985 MWh (280 g CO<sub>2</sub> /kWh) [105] (2,3 %)

Daraus werden 152.500 MWh/a an Strom für die Elektrolyse abgezweigt, 6.850 MWh/a bleiben ungenutzt sowie 387.483 MWh/a an Eigenbedarf an Strom und 1.141.349 MWh/a an Wärmeeigenbedarf genutzt.

**Energie Brennstoffe**

Starkgas (biogen)	6.400 MWh
Methanol (biogen)	23.088 MWh
Heizöl (fossil)	2.985 MWh
Erdgas (fossil)	47.474 MWh
Feste Biomasse	166.224 MWh
Schwarzlauge	+ 1.938.421 MWh
	<u>2.184.612 MWh</u>

In Rosenthal werden pro Jahr benötigt:

el. Strom gesamt	378.049 MWh/a
el. Strom Eigenbedarf	218.699 MWh/a
thermische Energie Bedarf	1.141.349 MWh/a
für Wasserstoffherzeugung	<u>152.500 MWh/a</u>

Daraus ergeben sich folgende CO<sub>2</sub>-Emissions-Szenarien:

40% für die Wasserstoffherzeugung von W<sub>el</sub>

$$\frac{\text{el. Strom Wasserstoff}}{\text{el. Strom insgesamt}} = 40 \%$$

10 % der Gesamten genutzten Energie

$$\frac{\text{el. Strom Wasserstoff}}{\text{gesamt Energiebedarf}} = 10 \%$$

**CO<sub>2</sub> –Emissionen**

Erdgas	9.494,8 t CO <sub>2</sub>
<u>Heizöl</u>	<u>766,1 t CO<sub>2</sub></u>
	10.270,9 t CO <sub>2</sub>

40 % entspricht 4.108,36 t

10 % entspricht 1.027,09 t

Für 2.030 t Wasserstoff werden **je kg Wasserstoff 2,02 kg CO<sub>2</sub>** emittiert, sofern die CO<sub>2</sub>-Emissionen nur auf die Stromerzeugung umgelegt werden. Werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die **gesamte** genutzte **Energiemenge (Strom+Wärme) bilanziert**, wären es nur **505 g CO<sub>2</sub> je kg Wasserstoff**.

Je kg Wasserstoff können somit im Vergleich zu grauem Wasserstoff **5,75 kg CO<sub>2</sub>** eingespart werden und bei einer Bilanzierung der gesamten benötigten Energiemenge sogar **7,2 kg CO<sub>2</sub>** je kg H<sub>2</sub>.

Bei Umlegung der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die Wasserstoffherzeugung werden auf den kg Wasserstoff ca. 400 g fossiles CO<sub>2</sub> je Kilogramm Wasserstoff im Vergleich zu grauem Wasserstoff eingespart

## Anhang H: H<sub>2</sub>BZ-Fahrzeugbetrachtungen

### Dieselpreisentwicklung

Im Mobilitätssektor sind fossile Brennstoffe zurzeit die meist verwendeten Energieträger. Um die daraus resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren, müssen sowohl nachhaltige als auch wirtschaftliche Mobilitätslösungen etabliert werden.

Durch die Beschlüsse zum CO<sub>2</sub>-Emissionshandel gemäß BEHG werden die Tonnen an erzeugtem Kohlenstoffdioxid mittels Zertifikaten gehandelt und die Preisentwicklung bis 2026 festgeschrieben. Ab 2021 beträgt der Preis 25 €/t CO<sub>2</sub> und soll bis zum Jahr 2025 auf mindestens 55 €/t CO<sub>2</sub> ansteigen. Je nach Brennstoff ergeben sich unterschiedliche Mengen an CO<sub>2</sub>, die beim Verbrennen dieser fossilen Stoffe freiwerden. Für Erdgas beträgt dieser Wert 180 bis 200 g/kWh bei Diesel 2,6 kg je Liter. Dem entsprechend ergeben sich je Brennstoff unterschiedliche Preisaufschläge für die kommenden Jahre, die in der Abbildung G-1 dargestellt sind.

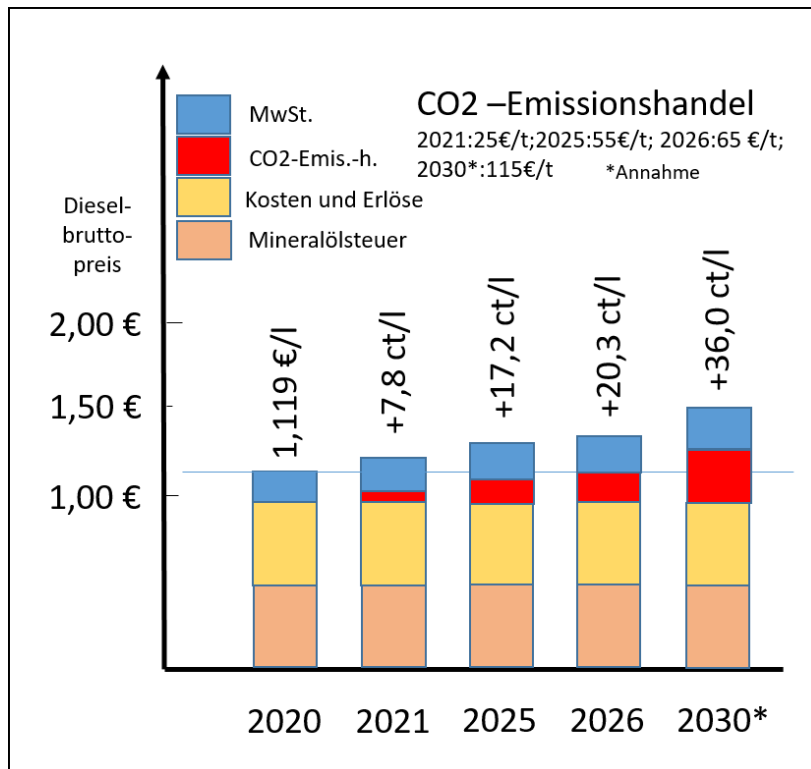


Abbildung G-1: Preisentwicklung für Dieselkraftstoffe unter Berücksichtigung der Preisaufschläge aufgrund des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels auf einen angenommenen Nettogrundpreis von 94 ct je Liter Diesel für das Jahr 2020

### Pkw

Je Dieselfahrzeug ergeben sich in Abhängigkeit vom durchschnittlichen Verbrauch des Fahrzeuges unterschiedliche Fahrkosten je 100 km, mit denen Wasserstofffahrzeuge in Zukunft konkurrieren müssen. Ein Vergleich beider Fahrzeugtypen ist in Abbildung G-2 dargestellt. Dabei wird für die derzeit

marktverfügbaren H<sub>2</sub>BZ-Fahrzeuge der derzeit vorgegebene Wasserstoffabgabepreis von 9,50€/kg H<sub>2</sub> angesetzt, der an öffentlichen Tankstellen der H2 MOBILITY Deutschland zu zahlen ist [106].

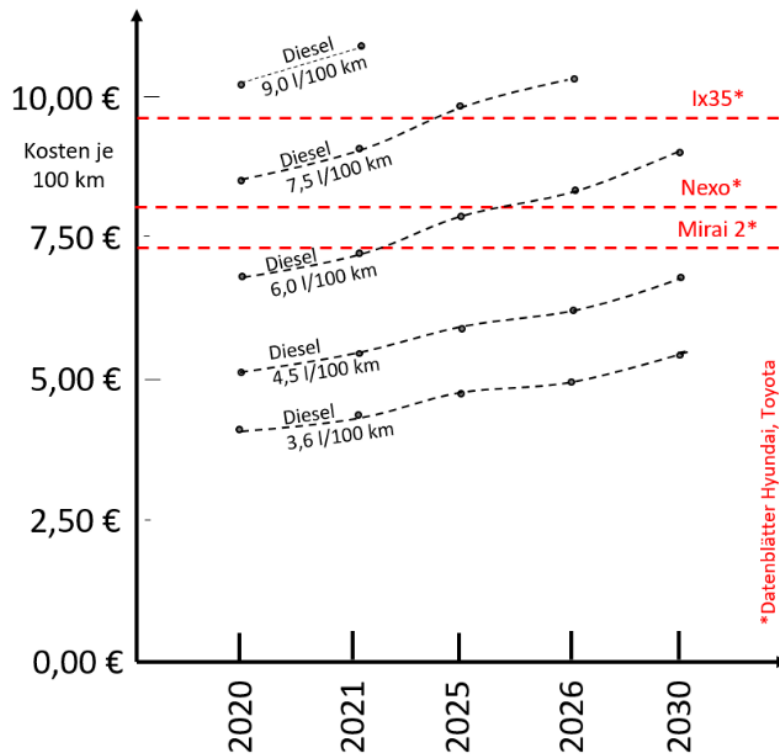


Abbildung G-2: Kosten je 100 km für aktuelle Wasserstofffahrzeuge und Dieselfahrzeuge mit einem Durchschnittsverbrauch von 3,6 l, 4,5 l, 6 l, 7,5 l und 9 l auf 100 km in Abhängigkeit von den Dieselpreisen aus Abbildung G-1

Aus Abbildung G-2 wird ersichtlich, dass die Wasserstofffahrzeuge ab 2022 aufgrund der geringen Kostendifferenz wirtschaftlicher sein könnten als Dieselfahrzeuge mit einem Verbrauch von 6 l oder mehr auf 100 km. Bei effizienteren Wasserstofffahrzeugen und durch die steigenden Dieselpreise könnte auch bei Fahrzeugen mit einem geringeren Dieserverbrauch (< 5l/100 km) ein Umstieg auf ein Wasserstofffahrzeug allein auf Basis der Betriebskosten mittelfristig kostengünstiger sein.

### Busse

Im Gegensatz zu Personenkraftwagen sind H<sub>2</sub>BZ-Busse bei einem Wasserstoffpreis von 9,50 €/kg brutto nicht wirtschaftlich zu betreiben. Die berechneten H<sub>2</sub>-Abgabepreise an den angenommenen, nicht öffentlichen Tankstellen in der Nähe der Busdepots liegen bei einer Förderung von mindestens 40% der Abnahmeinfrastruktur unterhalb der an öffentlichen Tankstellen zu zahlenden 9,50 €/kg H<sub>2</sub> (vgl. Tabelle 3-9 im Zusammenhang mit Tabelle 3-14). Ob Wasserstoff als wirtschaftliche Alternative für Diesel verwendet werden kann, hängt allerdings von mehreren Faktoren ab. Der erste Faktor ist, wie bereits erwähnt, der Wasserstoffpreis, der aus den im Rahmen dieser Studie berechneten Kosten für die Wasserstoffinfrastruktur resultiert. Der zweite Faktor betrifft das Busmodell, welches ersetzt werden muss. Je höher der Dieserverbrauch des Busses ist, desto eher kann er durch einen Wasserstoffbus ersetzt werden, ohne Mehrkosten im Betrieb zu verursachen. Der Wasserstoffbus stellt einen weiteren Faktor dar, da je nach Bus-Typ ein unterschiedlicher Treibstoffverbrauch anfallen kann. Ab-

hängig ist dies vom Hersteller des Busses sowie von der aufgrund der Topographie benötigten Leistungsklasse damit für den spezifischen Einsatz ein adäquates Ersatzfahrzeug angeschafft werden kann. Die Abbildungen G-3 bis G-6 zeigen die wirtschaftlichen Bereiche von verschiedenen Wasserstoffbussen im Vergleich zu Dieselfahrzeugen mit Dieselverbräuchen von 20-41,9 l/100 km in den Jahren 2020-2030. Abbildung G-3 zeigt bspw., dass der H<sub>2</sub>BZ-Bus Van Hool A330 FC bei einem zu zahlenden Wasserstoffpreis von 6 €/kg H<sub>2</sub> am Busdepot Saalfeld (günstigste Voraussetzungen, vgl. 3.3.5) nur gegenüber Dieselfahrzeugen mit hohen Kraftstoffverbräuchen in den nächsten Jahren wirtschaftlich werden kann. Da die eingesetzten Dieselfahrzeuge vom Depot in Saalfeld einen durchschnittlichen Dieselverbrauch von ca. 30 l/100 km aufweisen, reichen die Dieselpreissteigerungen durch den CO<sub>2</sub>-Emissionshandel in dem betrachteten Zeitraum nicht aus, um die Wirtschaftlichkeit des H<sub>2</sub>BZ-Busses zu gewährleisten.

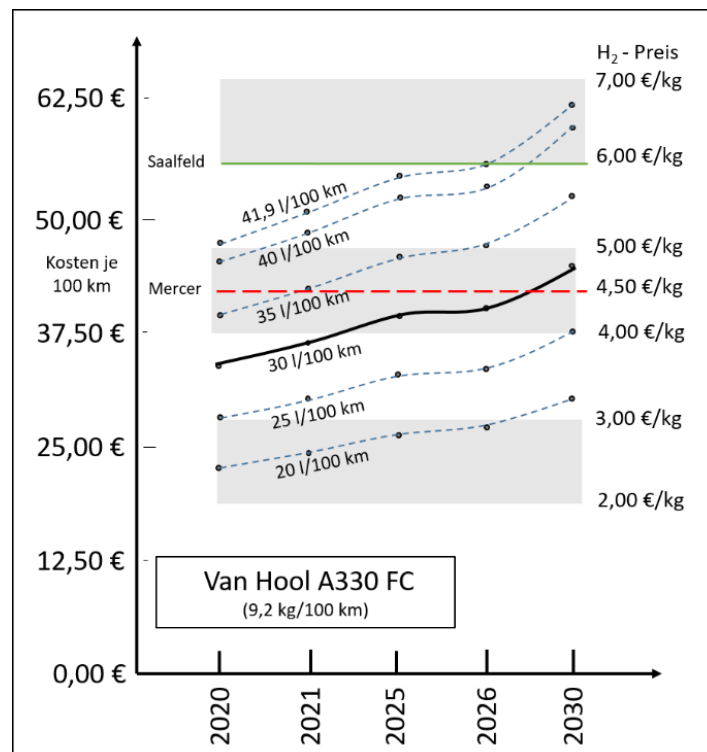


Abbildung G-3: Kosten je 100 km für den Wasserstoffbus A330 FC von Van Hool und Dieselfahrzeugen mit einem Durchschnittsverbrauch von 20, 25, 30, 35, 40 und 41,9 l Diesel je 100 km sowie einer Skalierung der Wasserstoffpreise je kg zur Abschätzung der Dieselpreisparität

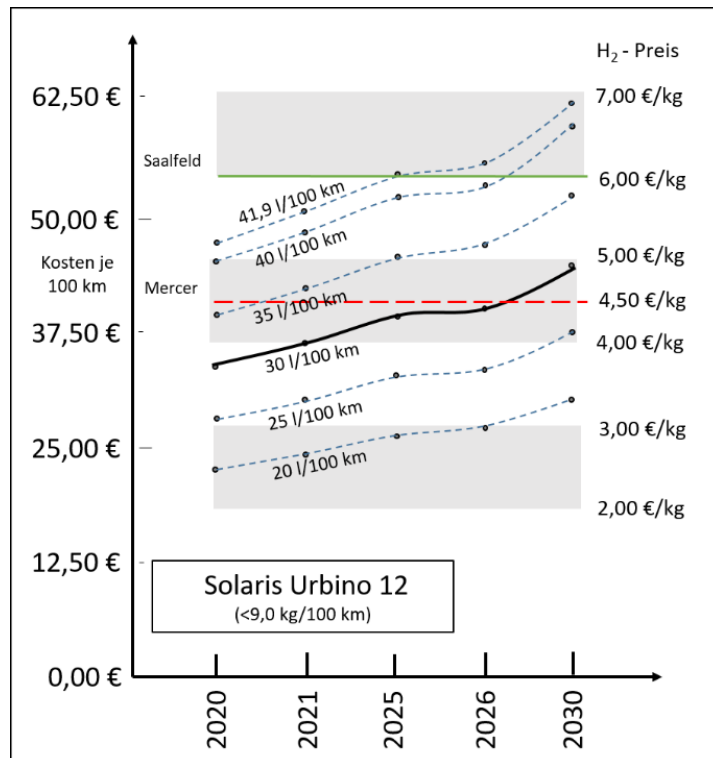


Abbildung G-4: Kosten je 100 km für den Wasserstoffbus Urbino 12 von Solaris und Dieselfahrzeugen mit einem Durchschnittsverbrauch von 20, 25, 30, 35, 40 und 41,9 l Diesel je 100 km sowie einer Skalierung der Wasserstoffpreise je kg zur Abschätzung der Dieselpreisparität

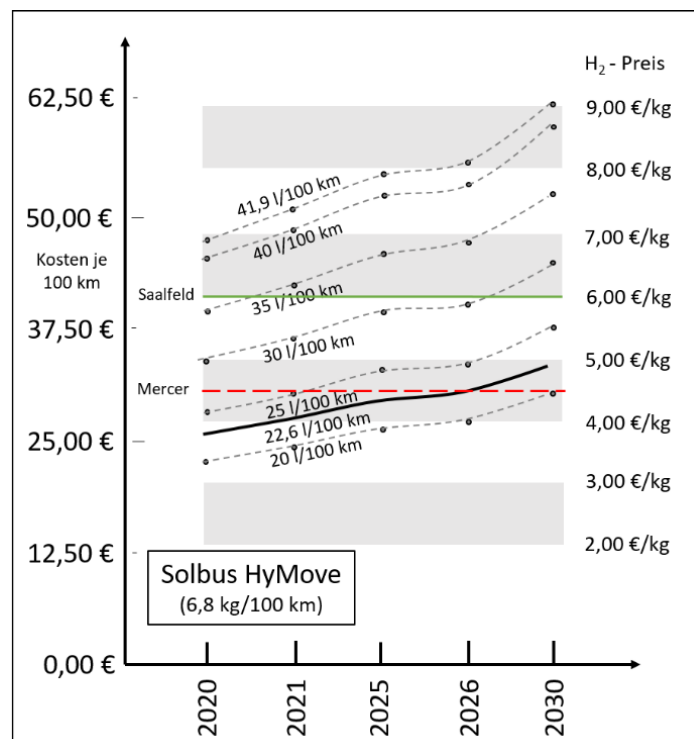


Abbildung G-5: Kosten je 100 km für den Wasserstoffbus Solbus HyMove und Dieselfahrzeugen mit einem Durchschnittsverbrauch von 20, 25, 30, 35, 40 und 41,9 l Diesel je 100 km sowie einer Skalierung der Wasserstoffpreise je kg zur Abschätzung der Dieselpreisparität

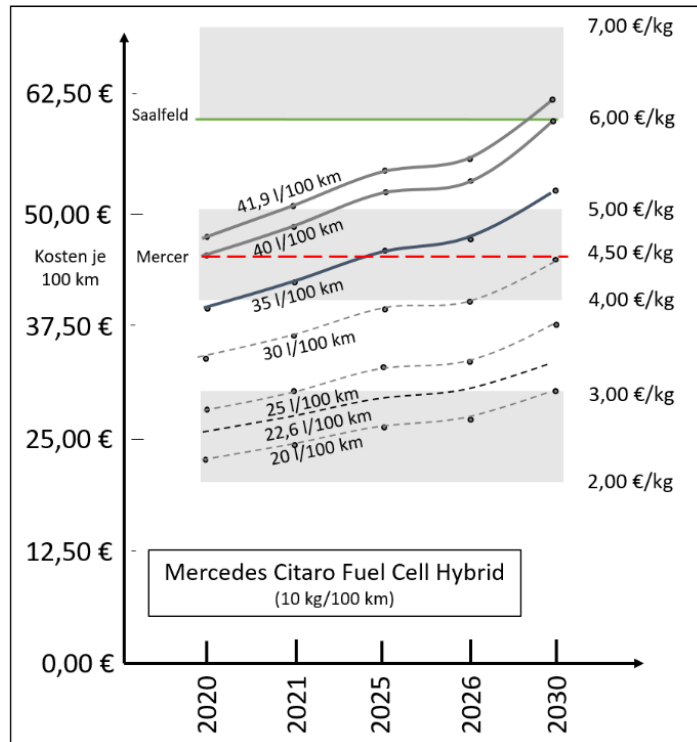


Abbildung G-6: Kosten je 100 km für den Wasserstoffbus Citaro Fuel Cell Hybrid von Mercedes Benz und Dieselfahrzeugen mit einem Durchschnittsverbrauch von 20, 25, 30, 35, 40 und 41,9 l Diesel je 100 km sowie einer Skalierung der Wasserstoffpreise je kg zur Abschätzung der Dieselpreisparität (Verbrauch für Citaro Fuel Cell Hybrid wird zwischen 10 bis 14 kg je 100 km angegeben)

### Brennstoffzellentriebwagen (Züge)

Auf dem deutschen Markt ist zurzeit nur der H<sub>2</sub>-Brennstofftriebwagen Coradia iLint der Firma Alstom verfügbar. Für diesen Triebwagen, werden unterschiedliche Treibstoffverbrauchsabschätzungen zwischen 17,5 bis 30 kg je 100 km angegeben. In der Abbildung G-7 sind auf der linken Seite die Kosten auf 100 km Strecke in Abhängigkeit des Treibstoffverbrauches und des Wasserstoffpreises angegeben. Zum Vergleich werden die Dieselpreisparitätskosten auf der rechten Seite der Grafik für Dieselmotoren mit einem Dieselveichsverbrauch angegeben, die auf den Daten der Abbildung G-1 basieren und somit den Preisaufschlag für die CO<sub>2</sub>-Emissionen berücksichtigen.

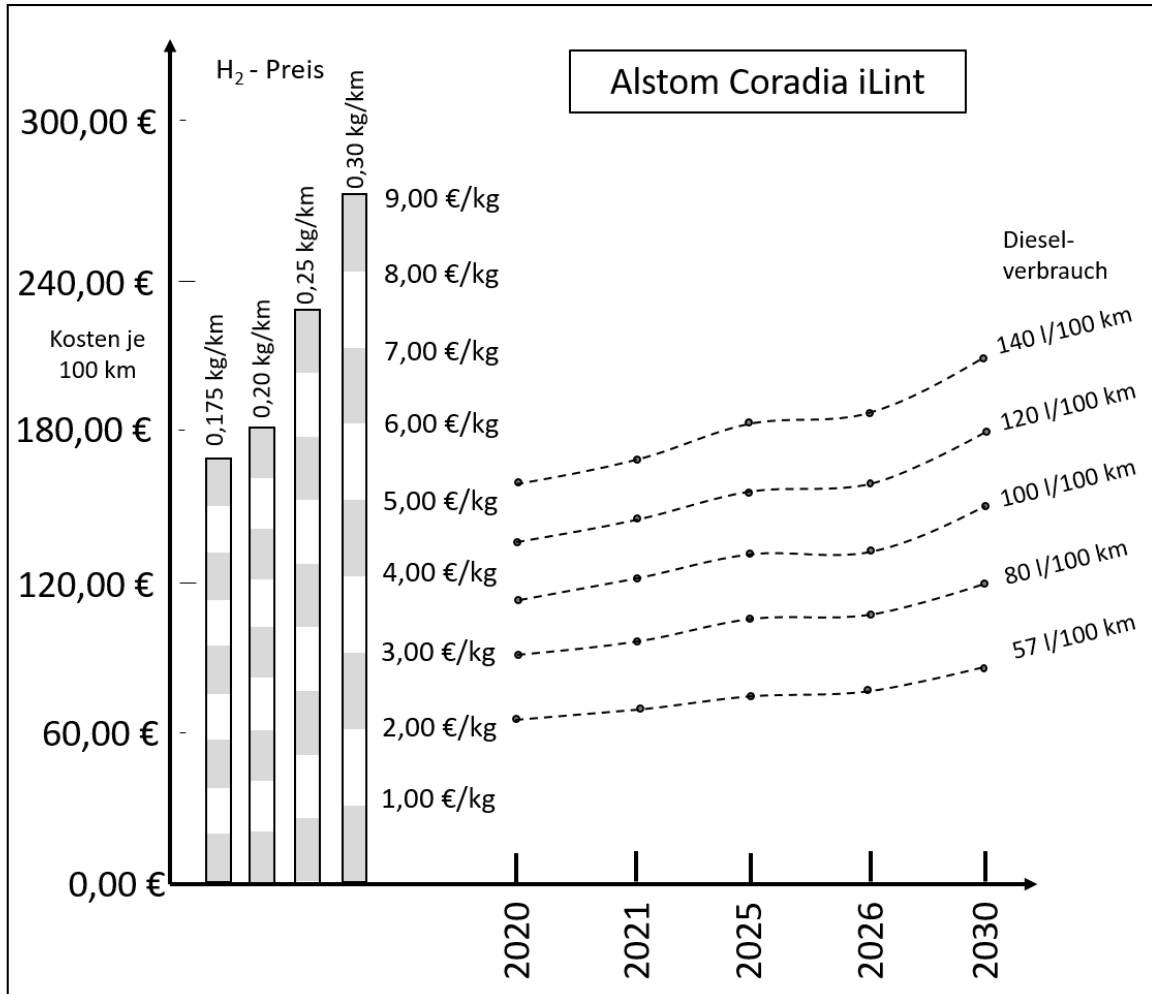


Abbildung G-7: Kosten auf 100 km Strecke für Dieseltriebwagen und einem H<sub>2</sub>BZ-Triebwagen der Firma Alstom in Abhängigkeit vom durchschnittlichen Verbrauch und dem Wasserstoffpreis bzw. einer Abschätzung für die Preisparität für Dieselfahrzeuge



## Anhang I: Einsatz von wasserstoffbetriebener Intralogistik

Dieser Anhang bezieht sich auf den Fall, dass die Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH ihren Fuhrpark an Gabelstaplern mit Wasserstoff betreiben möchte, was beim Aufbau eines 19 MW Elektrolyseurs denkbar wäre. Für einen einzelnen Gabelstapler ergeben sich folgende Spezifikationen [107]:

Kennzahlen H<sub>2</sub>-Gabelstapler:

- Tankvolumen: 1,8 kg H<sub>2</sub> (350 bar)
- Verbrauch: 0,3 kg/h
- Leistung: 10 - 12 kW

Berechnet man den Jahresverbrauch eines Fahrzeuges, erhält man folgende Jahreskennzahlen:

- 1 Stapler: **3500 Bh/a** Betriebsstunden ≈ **10 Bh/d**
- 1,05 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/a Verbrauch ≈ 3 kg/d

Bei einem größerem Fuhrpark von 10 Fahrzeugen ergeben sich somit folgende Betriebsstunden und Jahres bzw. Tagesverbräuche:

- 10 Stapler: **35.000 Bh/a** Betriebsstunden ≈ **100 Bh/d**
- 10,5 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/a Verbrauch ≈ 30 kg/d

Eine Abschätzung der jährlichen Treibstoffkosten in Abhängigkeit der Jahresbetriebsstunden ist in Tabelle H-1 dargestellt.

Tabelle H-1: Treibstoffkosten im Abhängigkeit der Jahresbetriebsstunden

Ø-Betriebsstunden (Jahr)	Ø-Betriebsstunden (Jahr)	Jahresverbrauch 1 Stapler	Jahresverbrauch 10 Stapler	H <sub>2</sub> -Preis	Gesamtkosten H <sub>2</sub> (Jahr)
[h/a]	[h/a]	[t <sub>H<sub>2</sub></sub> /a]	[t <sub>H<sub>2</sub></sub> /a]	[€/kg]	€/a
1500	4,2	0,45	4,5	4,65	20.925
2000	5,5	0,6	6,0	4,65	27.900
2500	6,9	0,75	7,5	4,65	34.875
3000	8,3	0,90	9,0	4,65	41.850
3500	9,7	1,05	10,5	4,65	48.825

## Anhang J: Mögliche Rechtsformen für die Umsetzung einer Betreibergesellschaft

Geschäftsform	Genossenschaft	eingetragener Verein	Aktiengesellschaft	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
	eG	e.V.	AG	GmbH
<b>geeignet für</b>	-kleine und mittelständischen Unternehmen -Freiberufler -Unternehmensnachfolge im Mittelstand	-nicht wirtschaftsorientierte Interessen / Ziele	-Gründungen, bei denen das Haftungsrisiko begrenzt werden soll und die viel Eigenkapital benötigen	-mittelständischer Betriebe -jede Art von Handelsgewerbe -Beschränkung des Haftungsrisikos -Kapitalgeber als Kommanditisten ohne Mitspracherecht, mit beschränktem Haftungsrisiko -Vermögensverwaltungen -Familienunternehmen oder Nachfolgeregelungen
<b>Geschäftsführer</b>	-keiner, Vorstand führt Geschäft	-möglich, -Vorstand führt das Geschäft	-1 oder mehrere Geschäftsführer (von Aufsichtsrat berufen)	-1 oder mehrere Geschäftsführer
<b>Vorstand</b>	- min. 2 Personen in eigener Verantwortung	-Vorstand mit Eintragung in das Vereinsregister	-Geschäftsführer + Aufsichtsrat	-keiner
<b>Aufsichtsrat</b>	-fakultativ, kann bestehen -kann Vorstand bestellen	-im klassischen Sinne nicht vorgesehen	-ab Gründung	-ab 500 Mitglieder
<b>Hauptversammlung</b>	-Generalversammlung überwacht die Tätigkeit des Vorstandes, sofern kein Aufsichtsrat besteht -bestellt Vorstand sofern kein Aufsichtsrat besteht	-Mitgliederversammlung -fakultativ Verwaltungsrat -Beirat	-Hauptversammlung (Zusammenkommen aller Aktionäre)	-Gesellschafterversammlung
<b>Stammkapital</b>	-kein festes Kapital vorgeschrieben	-kein festes Kapital vorgeschrieben	50.000 € (Grundkapital in Aktien aufgeteilt)	25.000 €
<b>Dividenden</b>	-Dividende nicht garantiert -kann unabhängig von der wirtschaftlichen Situation einer Genossenschaft ausgesetzt werden -aus Gewinnen kann eine jährliche Dividende ausbezahlt werden, Mitglieder erhalten anteilig für Genossenschaftsanteile	-keine -Vereinsvermögen gehört dem Verein (nur indirekt den Mitgliedern)	-Gewinnverteilung nach Geschäftsanteilen -Summe je Aktie in Hauptversammlung festgelegt	-je nach Gesellschaftsanteilen
<b>Rücklagen</b>	-muss eine gesetzliche Rücklagen („Reservefonds“) zum Ausgleich von Verlusten bilden -Höhe und Art der Bildung müssen in der Satzung festgelegt werden	-nur zweckgebunden, bildungsfähig und innerhalb von 2 Kalender- o. Wirtschaftsjahren zu verwenden	-ca. 40 % des Gewinns als Rücklagenbildung	-meist ein Teil des Gewinns zur Rücklagenbildung
<b>Gründung</b>	-min. 3 natürliche und/oder juristische Personen	-min. 7 Gründungsmitglieder	-min. 1 natürliche oder juristische Person	-mind 1 natürliche oder juristische Person
<b>Gründungsdauer</b>	-Wochen bis wenige Monate	-4 – 6 Wochen	-6 bis 8 Wochen ab Absendung der Anmeldeunterlagen	- 3 bis 4 Wochen
<b>Gründungskosten</b>	-850 € und 2500 € -Ausnahmefällen bis 40.000€	-100 € bis 140 €	- ab 2500 €, abhängig von Grundkapital	-ab 500 €
<b>Haftung</b>	-beschränkt -den Gläubigern haftet das Vermögen der Genossenschaft -weitergehende Haftung der Mitglieder kann per Satzung ausgeschlossen werden (Aussetzen der Nachschusspflicht)	-beschränkt -Vereinsvermögen -Privatvermögen wenn Durchgriffshaftung vorliegt (fahrlässiges oder vorsätzliches Handeln)	-beschränkt -in Höhe des Gesellschaftsvermögens (Wert der Aktie) -ohne Privatvermögen	-beschränkt -mit Geschäftsvermögen

Die Machbarkeitsstudie  
„Wasserstoff-Region Dreiländereck“  
wurde von der Thüringer Energie- und  
GreenTech-Agentur beauftragt



Thüringer  
Energie- und  
GreenTech-  
Agentur